

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS: CLASIFICACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA TÉCNICA LAMDA**

César Augusto Rojas Espinosa  
Juan Carlos Martínez Gutiérrez

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
BUCARAMANGA  
2006

**LOCALIZACIÓN DE FALLAS: CLASIFICACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN EN  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA TÉCNICA LAMDA**



Autores:

**César Augusto Rojas Espinosa**

**Juan Carlos Martínez Gutiérrez**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

**Gilberto Carrillo Caicedo**

Doctor Ingeniero Industrial

Escuela Superior de Ingenieros Industriales

Universidad Pontifica Comillas

Codirector

**Víctor Augusto Barrera Núñez**

Magíster en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y

TELECOMUNICACIONES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

BUCARAMANGA

2006

## **DEDICATORIA**

*A Dios mi señor todo poderoso, por ser la luz que guía e ilumina el sendero de mi vida.*

*A mi esposa por brindarme su amor, su comprensión, confianza y la fortaleza para lograr todas mis metas.*

*A mi hija por su inocencia y ternura que alegra mi vida.*

*A mis padres por darme la vida y su apoyo.*

*A mis suegros por sus buenos consejos.*

*A mis amigos por su apoyo y amistad.*

**Juan Carlos Martínez Gutiérrez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Gilberto Carrillo Caicedo, Doctor Ingeniero Industrial. Profesor Titular Laureado de la Universidad Industrial de Santander. Por la orientación y apoyo a lo largo de mis estudios universitarios.

Víctor Augusto Barrera Nuñez, Magíster en Ingeniería Eléctrica Universidad Industrial de Santander por que con su apoyo permanente se hizo posible la culminación de este proyecto.

A todos los profesores de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por brindarnos sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo de grado.

## RESUMEN

1. **TÍTULO:** LOCALIZACIÓN DE FALLAS: CLASIFICACIÓN DE HUECOS DE TENSION EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA TÉCNICA LAMDA\*

2. **AUTORES:**

César Augusto Rojas Espinosa

Juan Carlos Martínez Gutiérrez\*

3. **PALABRAS CLAVE:**

Localización de fallas, caracterización de huecos de tensión, descriptores, búsqueda de la proyección, técnica de clasificación *LAMDA*, sistemas de distribución.

4. **DESCRIPCIÓN:**

Este trabajo de grado propone una metodología para la localización más probable de falla en sistemas de distribución radial. Se aplica la técnica *LAMDA* basada en inteligencia artificial para clasificación de descriptores de los huecos de tensión.

Para estimar la ubicación de la zona, identificar la fase e identificar el tipo de falla es necesario conocer la topología del sistema de distribución que se va a analizar. Se simulan fallas en diferentes puntos del sistema para diferentes valores de impedancia de falla, obteniendo así las señales de tensión y corriente de los huecos de tensión en la cabecera del circuito. Se extraen descriptores y con estos se forman grupos para proyectar utilizando la *Búsqueda de la Proyección* (una de las técnicas del Análisis Exploratorio de Datos- EDA). De estas proyecciones se eligen las estructuras que mejor identifiquen las zonas, fases y tipo de falla. Con los datos de los grupos proyectados se entrena la red *LAMDA* y luego se procede a validarla. El objetivo es que la red *LAMDA* proporcione una clasificación satisfactoria y que logre ubicar la zona e identificar la fase y el tipo de falla.

En la aplicación de la metodología a sistema de distribución, se presentan cuatro modelos. Tres modelos para fallas monofásicas (fases A, B y C) y uno para fallas bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra permitiendo una mayor precisión al estimar la zona de falla. Los resultados son satisfactorios por lo cual se presentan en esta tesis para contribuir con el acervo de conocimiento de la institución.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad físico mecánicas. Ingeniería eléctrica. Gilberto Carrillo Caicedo

## **ABSTRACT**

**1. TITLE:** LOCALIZATION OF FAILURES CLASIFICACION OF SAG IN TENSION OF DISTRIBUTION SYSTEMS BY USING LAMDA TECHNIQUE.\*

**2. AUTHORS:**

César Augusto Rojas Espinosa

Juan Carlos Martínez Gutiérrez \*\*

**3. KEY WORDS**

Localization, tension sag featuring, descriptors. Search of projection, lamda technique, classification, distribution systems.

**4. DESCRIPTION**

This degree study provides a methodology for localizing the most likely failures in radial distribution systems. Lamda techniques applied a based on artificial intelligence for classification tension sag descriptors.

For estimating the ubication in the zone, it is necessary identify the phase and type of failure to know the distribution system topology that it is about to analyze the failures in different point is simulated for different impedance failure values therefore obtaining the signals of the tension and the current tension sags in the front of the circuit.

Descriptors are drawn, and the groups are formed to make projections by using "search projection" (one of the exploratory data analysis technique - EDA) from these projections, structures that best identify the zones, phases and type of failure are chosen. Lamda network is trained by using this data, and then is validated.

The goal is that the lamda network provides a satisfactory classification and allows to identify the phase and type of failure. Applying the methodology of a distribution system y models are presented. These models for monophasic failures (phases, A,B,C) and the another one for the biphasic failures and biphasics to ground, triphasics failures and triphasics to ground allowing a major accuracy to estimate the zone of the failure the results are satisfactory, by which they are presented in this tesis, in order to contribute to the knowledge institution build up.

---

\* Project of degree

\*\* Physical mechanical faculty. Gilberto Carrillo Caicedo

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pag.</b>
TABLA DE CONTENIDO.....	9
1. INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 Marco de referencia.....	24
1.2 Objetivos.....	25
1.3 Estructura del documento.....	25
2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	27
2.1. Generalidades de un sistema de distribución.....	27
2.1.1. Circuitos alimentadores primarios.....	27
2.1.2. Circuitos alimentadores secundarios.....	27
2.1.3. Sistema de distribución radial.....	28
2.1.4. Sistema de distribución mallado.....	28
2.2. Modelado de sistemas de distribución de energía eléctrica.....	29
2.2.1. Fuente.....	29
2.2.2. Alimentador.....	31
2.2.2.1. Alimentador monofásico.....	31
2.2.2.2. Alimentador trifásico.....	34
2.2.3. Carga.....	36
2.2.3.1. Carga monofásica.....	36
2.2.3.2. Carga trifásica.....	37
2.2.4. Elemento de Falla.....	39
2.3. Fallas en sistemas de energía eléctrica.....	40
3. HUECOS DE TENSIÓN: ANÁLISIS GENERAL.....	44
3.1. Calidad de la energía eléctrica.....	44
3.2. Huecos de tensión.....	45
3.4. Clasificación.....	47
3.5. Caracterización de los huecos de tensión.....	48
3.5.1. Magnitud ( $U_H$ ).....	48
3.5.2. Duración ( $\Delta t$ ).....	48
3.6. Interrupciones.....	49
3.6.1. Interrupción de corta duración.....	49
3.6.2. Interrupciones sostenidas.....	49

4.	TÉCNICA DE CLASIFICACIÓN LAMDA.....	50
4.1.	Funcionamiento general .....	50
4.1.1.	Entrenamiento.....	51
4.1.2.	Validación .....	51
4.2.	Ventajas sobre otras técnicas de clasificación .....	54
5.	ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS.....	55
5.1.	Curvas de Andrews .....	55
5.2.	Coordenadas Paralelas .....	56
5.3.	Búsqueda de la Proyección .....	57
5.3.1.	Índice de la Búsqueda de la Proyección.....	58
5.3.2.	Búsqueda de la Estructura.....	59
6.	METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	61
6.1.	Caracterización del Sistema de Distribución .....	61
6.2.	Obtención de las señales- Primera etapa.....	62
6.3.	Caracterización de las interrupciones- Segunda etapa .....	62
6.4.	Análisis Exploratorio de Datos- Tercera etapa .....	64
6.4.1.	Identificación del tipo de falla.....	66
6.4.2.	Identificación de las fases.....	69
6.4.3.	Distribución por zonas .....	69
6.5.	Técnica LAMDA- Cuarta etapa.....	70
6.5.1.	Entrenamiento.....	72
6.5.1.1.	Entrenamiento para la identificación del tipo de falla.....	72
6.5.1.2.	Entrenamiento para la identificación de las fases.....	74
6.5.1.3.	Entrenamiento para la ubicación de las zonas .....	75
6.5.2.	Validación .....	76
6.6.	Asignación o resultados- Quinta etapa 5.....	76
7.	APLICACIÓN DE LA TÉCNICA LAMDA A LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	77
7.1.	Descripción del sistema de distribución.....	77
7.1.1.	Características del generador.....	78
7.1.2.	Características de las cargas.....	78
7.1.3.	Secciones del sistema .....	79
7.1.4.	Simulación de las fallas del sistema de distribución .....	80

7.2.	Obtención de los descriptores de las interrupciones .....	81
7.2.1.	Caracterización de las interrupciones .....	82
7.2.2.	Selección de los descriptores de las interrupciones .....	83
7.3.	Análisis exploratorio de datos .....	83
7.3.1.	Búsqueda de la proyección.....	84
7.3.1.1.	Obtención de las estructuras que identifican el tipo de falla .....	84
7.3.1.2.	Selección de la mejor estructura para la identificación de las fases 88	
7.3.1.3.	Obtención de las estructuras para la ubicación de la zona.....	91
7.4.	Entrenamiento y validación de la red LAMDA Aplicada a la identificación del tipo de falla, fase y ubicación de la zona .....	95
7.4.1.	Entrenamiento.....	95
7.4.1.1.	Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la identificación del tipo de falla	96
7.4.1.2.	Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la identificación de la fase que se afecta por la falla.....	99
7.4.1.3.	Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la ubicación de la zona donde se produce la falla.....	101
7.4.2.	Validación de la red LAMDA aplicada al sistema de distribución .....	105
7.4.2.1	Validación de la red LAMDA aplicado al tipo de falla.....	106
7.4.2.2.	Validación de la red LAMDA aplicada a las fases falladas .....	108
7.4.2.3.	Validación de la red LAMDA aplicada a la ubicación de falla .....	110
8.	CONCLUSIONES.....	114
	BIBLIOGRAFÍA .....	116
A.	ESTRUCTURAS OBTENIDAS EN EL PROCESO DE ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS- BÚSQUEDA DE LA PROYECCIÓN PPEDA.....	118
A.1.	Estructuras para la ubicación de la zona e identificación del tipo de falla	118
A.1.1.	Fallas monofásicas .....	118
A.1.2.	Fallas bifásica .....	121
A.1.4.	Fallas trifásica .....	129
A.1.5.	Fallas trifásicas a tierra .....	131
A.2.	Estructuras para la identificación del tipo de falla.....	133
A.2.1.	Fallas monofásicas .....	133

A.2.2.	Fallas bifásicas y bifásicas a tierra .....	136
A.2.3.	Fallas trifásicas y trifásicas a tierra .....	136
B.	RESULTADOS DE LA CLASIFICACIÓN .....	138
B.1.	Clasificación por zonas para fallas monofásicas .....	138
B.1.1.	Fase A.....	138
B.1.2.	Fase B.....	139
B.1.3	Fase C .....	139
B.2.	Clasificación por zonas de las fallas bifásicas .....	140
B.3.	Clasificación por zonas de las fallas bifásicas a tierra.....	140
B.4.	Clasificación por zonas de las Fallas trifásica .....	141
B.5.	Clasificación por zonas de las fallas trifásica a tierra .....	141

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pag.</b>
Tabla 2.1. Descripción de los parámetros de la fuente de alimentación del sistema de distribución de energía eléctrica .....	30
Tabla 2.2 Parámetros de las líneas del sistema de distribución de energía eléctrica .....	32
Tabla 2.3. Cuadro de parámetros para la línea monofásica .....	33
Tabla 2.4. Cuadro de parámetros para la línea trifásica .....	35
Tabla 2.5. Parámetros para la carga del sistema de distribución .....	37
Tabla 2.6. Parámetros de la carga para el sistema de distribución.....	38
Tabla 2.7. Especificaciones del bloque de parámetros del elemento fallador..	40
Tabla 3. Características de los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica .....	44
Tabla 4. T-normal y S-conormal.....	53
Tabla 6.1. Descriptores que caracterizan el hueco de tensión .....	63
Tabla 6.2 Grupos de descriptores.....	65
Tabla 7.1. Características del generador .....	78
Tabla 7.2. Cargas del sistema .....	78
Tabla 7.3. Características de las líneas de distribución para el sistema seleccionado.....	79
Tabla 7.4. Número de simulaciones por cada tipo de fallas.....	81
Tabla 7.5. Descriptores seleccionados .....	83
Tabla 7.7. Grupo de descriptores para la clasificación de tipo de falla .....	84
Tabla 7.8. Grupos descriptores sobresalientes en el Análisis Exploratorio de Datos para la identificación de la fase afectada por la falla .....	91
Tabla 7.9. Grupo de descriptores con las mejores estructuras para la localización de fallas, impedancias de falla 0,05Ω a 10Ω .....	92
Tabla 7.10. Grupo de descriptores con las mejores estructuras para la ubicación de la zona para las fallas monofásicas .....	95

Tabla 7.11. Número de datos para entrenamiento y validación para el tipo de falla .....	97
Tabla 7.12. Número de datos para el entrenamiento en la identificación de las fases comprometidas en la falla.....	99
Tabla 7.13. Número de datos de entrenamiento y validación en la identificación de la fase para la falla monofásica.....	100
Tabla 7.14. Número de datos para entrenamiento en la ubicación de la zona	101
Tabla 7.15. Clases asignadas para cada zona durante el proceso de entrenamiento, fallas monofásicas.....	103
Tabla 7.16. Número de datos en el entrenamiento, fallas monofásicas.....	103
Tabla 7.17. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la identificación del tipo de falla .....	106
Tabla 7.18. Resultados de validación de la red LAMDA para la clasificación en la identificación del tipo de falla .....	107
Tabla 7.19. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la identificación de la fase que se afecta durante la falla .....	108
Tabla 7.20. Resultados de validación de la red LAMDA para la clasificación en la identificación de fase que se afecta durante la falla.....	109
Tabla 7.21. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la ubicación de la zona donde ocurre la falla .....	110
Tabla 7.22. Resultados de la validación de cada una de las redes LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla monofásicas.....	112
Tabla 7.23. Resultados de la validación de la red LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla bifásicas .....	112
Tabla 7.24. Resultados de la validación de la red LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla bifásicas a tierra.....	112
Tabla 7.25. Resultados de validación de la cada una de las redes LAMDA en la ubicación de las zonas de falla .....	113

Tabla A.1. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla monofásicas con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω) .....	118
Tabla A.2. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla bifásica con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω) .....	121
Tabla A.3. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla bifásica a tierra con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω) .....	125
Tabla A.4. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla trifásica con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω) .....	129
Tabla A.5. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla trifásica a tierra con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω) .....	131
Tabla A.6. Grupos descriptores para la identificación de la falla monofásica con impedancias.....	133
Tabla B. Resultados de los datos de la validación para la ubicación de zona de los 5 tipos de fallas, para impedancias de falla [0,05 5 10] Ω .....	142

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pag.</b>
Figura 2.1. Sistema de distribución radial .....	28
Figura 2.2. Sistema de distribución mallado .....	28
Figura 2.3. Fuente trifásica de tensión para el sistema de distribución.....	29
Figura 2.4. Cuadro de diálogo y parámetros para la fuente de alimentación ...	30
Figura 2.5. Bloque de sección PI monofásico de una línea de transmisión para la simulación del sistema de distribución .....	31
Figura 2.6. Representación de las secciones PI de una la línea de transmisión en cascada .....	31
Figura 2.7. Cuadro de diálogo y parámetros para la línea de transmisión monofásica .....	33
Figura 2.8. Bloque trifásico de sección PI de una línea de transmisión para la simulación del sistema de distribución .....	34
Figura 2.9. Representación monofásica de la sección PI de una la línea de transmisión trifásica .....	34
Figura 2.10. Cuadro de diálogo y parámetros para la línea de transmisión trifásica .....	35
Figura 2.11. Bloque monofásico de carga RLC en paralelo.....	36
Figura 2.12. Cuadro de diálogo y parámetros para la carga monofásica RLC paralelo .....	37
Figura 2.13. Bloque trifásico de carga RLC en paralelo.....	38
Figura 2.14. Cuadro de diálogo y parámetros para la carga trifásica RLC paralelo .....	38
Figura 2.15. Bloque trifásico para la simulación de fallas en el sistema de energía eléctrica .....	39
Figura 2.16. Circuito interno del elemento fallador.....	39
Figura 2.17. Cuadro de diálogo y parámetros para el elemento fallador .....	39
Figura 2.18. Falla monofásica a tierra.....	41

Figura 2.19. Falla bifásica línea a línea .....	41
Figura 2.20. Falla bifásica a tierra.....	42
Figura 2.21. Falla trifásica.....	42
Figura 2.22. Falla trifásica a tierra.....	42
Figura 3.1. Hueco de tensión de profundidad 68% y duración 35 s aproximadamente .....	46
Figura 3.2. Hueco de tensión rectangular .....	47
Figura 3.3. Hueco de tensión no rectangular .....	48
Figura 3.4. Magnitud y duración del hueco de tensión.....	49
Figura 4.1. Estructura fundamental de la técnica de clasificación LAMDA .....	50
Figura 4.2. Estructura general para el grado de adecuación marginal.....	51
Figura 4.3. Estructura general para el Grado de Adecuación Global.....	52
Figura 5.1. Curvas de Andrews para cada observación respectivamente .....	56
Figura 5.2. Representación de un punto en coordenadas paralelas.....	57
Figura 5.3. Regiones para el índice de la búsqueda de la proyección.....	58
Figura 5.4. Índice de la búsqueda de la proyección (ppi) de 0,56.....	60
Figura 5.5. Índice de la búsqueda de la proyección (ppi) de 2,67.....	60
Figura 6.1. Esquema general de la metodología para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica .....	62
Figura 6.2. Descriptores temporales de los huecos de tensión utilizados para el proceso de clasificación registrados por el equipo de medida (a) Corriente eficaz (b) Tensión eficaz .....	63
Figura 6.3. Corrientes de falla (a) Monofásica, (b) Bifásica, (c) Trifásica.....	68
Figura 6.4. Grupo descriptor N° 43 para impedancias de falla 0,05 $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$ y 50 $\Omega$ .....	68
Figura 6.5. Grupo N° 5 para una falla bifásica a tierra e impedancias de falla 0,05 $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$ y 50 $\Omega$ .....	69
Figura 6.6. Grupo N° 22 para una falla bifásica a tierra e impedancias de falla 0,05 $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$ y 50 $\Omega$ .....	70
Figura 6.7. Datos de aprendizaje y validación para cada sección .....	71

Figura 6.9. Asignación del tipo de falla para el entrenamiento de la red LAMDA .....	72
Figura 6.10. GAD y sección asignada durante el proceso de entrenamiento de la red, para la identificación del tipo de falla .....	73
Figura 6.11. Asignación de la fase de falla para el entrenamiento de la red LAMDA correspondiente a una falla monofásica .....	74
Figura 6.12. (GAD) Asignación de clases durante el proceso de entrenamiento, red monofásica fase C, grupo descriptor N° 5, impedancias de falla 0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω .....	75
Figura 7.1 Diagrama unifilar del sistema de distribución seleccionado.....	77
Figura 7.2 Diagrama <i>Matlab</i> del sistema de distribución implementado .....	80
Figura 7.3. Distribución de la distancia de cada sección y las resistencias de falla .....	80
Figura 7.4. Interrupción para una falla monofásica en la fase C con impedancia de falla 15 Ω (a) Corriente trifásica, (b) Tensión trifásica .....	82
Figura 7.5. Proyecciones de los datos de las fallas obtenida mediante PPEDA para el grupo descriptor N° 43, impedancias de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω (a) Plano de proyección uno (b) Plano de proyección dos .....	86
Figura 7.6. Proyección (PPEDA) para el grupo N° 43, (a) Fallas bifásicas y bifásicas a tierra, (b) Fallas trifásicas y trifásicas a tierra .....	87
Figura 7.7. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo de descriptores N° 5 ( $\rho_{pi}=3,8755$ ).....	88
Figura 7.8. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo de descriptores N° 5, (a) Impedancias de fallas (0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω), (b) Impedancias de falla (0.05 Ω, 5Ω y 10 Ω) ...	90
Figura 7.9. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo descriptor N° 19 ( $\rho_{pi}=4.3216$ ) .....	92
Figura 7.10. Estructuras seleccionadas para el entrenamiento y validación de la red LAMDA, (a) Fallas bifásicas (b) Fallas bifásicas (c) Fallas trifásicas y (d) Fallas trifásicas a tierra .....	94
Figura. 7.11. Distribución de los datos para el aprendizaje de cada clase .....	95

Figura 7.12. Esquema de localización para las fallas monofásicas. ....	96
Figura 7.13. Proceso de entrenamiento de la red para estimar el tipo de falla .	96
Figura 7.14. Grado de Adecuación Global (GAD) para el entrenamiento de la red LAMDA en la identificación del tipo de falla, grupo descriptor N° 43 impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, y 50Ω).....	98
Figura 7.15. Grado de Adecuación Global (GAD) en el proceso de entrenamiento de la red LAMDA para la identificación del tipo de falla bifásica y bifásica a tierra. Grupo de descriptores N° 43, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, 50Ω).....	98
Figura 7.16. Proceso de entrenamiento de la red para estimar la fase donde ocurrió la falla.....	99
Figura 7.17. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de entrenamiento de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla monofásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, y 50Ω) .....	100
Figura 7.18. Grado de Adecuación Global para el entrenamiento de las tres redes LAMDA, fallas monofásicas grupo de descriptores N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω y 10Ω) (a) Fase A (b) Fase B y (c) Fase C .....	103
Figura 7.19. Posibles zonas de ubicación de las fallas según el tipo de falla (a) Modelo para la fase A falla monofásica, fallas bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra, (b) Modelo para la fase B falla monofásica, (c) Modelo para la fase C falla monofásica .....	105
Figura 7.20. Distribución de los datos para la validación de cada clase .....	105
Figura 7.21. Grado de Adecuación Global (GAD) para la validación de la Red LAMDA en la identificación del tipo de falla, grupo descriptor N° 43 impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω).....	106
Figura 7.22. Grado de Adecuación Global (GAD) en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación del tipo de falla bifásica y bifásica a tierra. Grupo de descriptores N° 43, impedancias de falla (0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω).....	107

Figura 7.23. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla monofásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω) .....	108
Figura 7.24. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla bifásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω) .....	109
Figura 7.25. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA en la ubicación de la zona de las fallas monofásicas. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω y 10Ω) (a) Fase A (b) fase B y (c) Fase C .....	111
Figura A.1. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica .....	119
Figura A.2. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica .....	119
Figura A.3. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica .....	120
Figura A.4. PPEDA, Grupo descriptor N° 26, ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica .....	120
Figura A.5. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica .....	120
Figura A.6. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	121
Figura A.7. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	122
Figura A.8. PPEDA, Grupo descriptor N° 6, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	122
Figura A.9. PPEDA, Grupo descriptor N° 8, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	122

Figura A.10. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	123
Figura A.11. PPEDA, Grupo descriptor N° 12, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	123
Figura A.12. PPEDA, Grupo descriptor N° 15, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	123
Figura A.13. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	124
Figura A.14. PPEDA, Grupo descriptor N° 20, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	124
Figura A.15. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	124
Figura A.16. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica .....	125
Figura A.17. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	126
Figura A.18. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	126
Figura A.19. PPEDA, Grupo descriptor N° 6, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	126
Figura A.20. PPEDA, Grupo descriptor N° 8, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	127
Figura A.21. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	127
Figura A.22. PPEDA, Grupo descriptor N° 12, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	127
Figura A.23. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	128
Figura A.24. PPEDA, Grupo descriptor N° 20, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	128

Figura A.25. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	128
Figura A.26. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra .....	129
Figura A.27. PPEDA, Grupo descriptor N° 14, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica .....	130
Figura A.28. PPEDA, Grupo descriptor N° 22, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica .....	130
Figura A.29. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica .....	130
Figura A.30. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra .....	131
Figura A.31. PPEDA, Grupo descriptor N° 22, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra .....	132
Figura A.32. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra .....	132
Figura A.33. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra .....	132
Figura A.34. PPEDA, Grupo descriptor N° 34, para la identificación de la falla monofásica .....	133
Figura A.35. PPEDA, Grupo descriptor N° 35, para la identificación de la falla monofásica .....	134
Figura A.36. PPEDA, Grupo descriptor N° 36, para la identificación de la falla monofásica .....	134
Figura A.37. PPEDA, Grupo descriptor N° 37, para la identificación de la falla monofásica .....	134
Figura A.38. PPEDA, Grupo descriptor N° 38, para la identificación de la falla monofásica .....	135
Figura A.39. PPEDA, Grupo descriptor N° 39, para la identificación de la falla monofásica .....	135

Figura A.40. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla monofásica .....	135
Figura A.41. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla bifásica y bifásica a tierra.....	136
Figura A.4.2. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla bifásica y bifásica a tierra.....	137
Figura B.1. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase A con impedancias de falla [0,05 5 10] $\Omega$ .....	138
Figura B.2. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase B con impedancias de falla [0,05 5 10] $\Omega$ .....	139
Figura B.3. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase C con impedancias de falla [0,05 5 10] $\Omega$ .....	140
Figura B.4. GAD para la clasificación de las fallas bifásicas.....	140
Figura B.5. GAD para la clasificación de las fallas bifásicas a tierra.....	141
Figura B.6. GAD para la clasificación de las fallas trifásicas .....	141
Figura B.7. GAD para la clasificación de las fallas trifásicas a tierra .....	142

## LISTA DE ANEXOS

A. ESTRUCTURAS OBTENIDAS EN EL PROCESO DE ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS- BÚSQUEDA DE LA PROYECCIÓN PPEDA.....	118
B. RESULTADOS DE LA CLASIFICACIÓN .....	138

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Marco de referencia

En las últimas décadas el tema de la calidad del suministro de energía eléctrica se ha estudiado cuidadosamente y es así como se han establecido normativas para los niveles máximos permisibles de perturbaciones. Además, los estudios en calidad de potencia han sido de gran acogida por los usuarios de energía, especialmente por los grandes clientes, quienes requieren una onda de tensión con excelentes cualidades eléctricas en cada instante de la prestación del servicio.

Este trabajo de grado se enmarca dentro de la calidad del servicio, principalmente en lo referente a las interrupciones. La importancia del estudio radica en las grandes pérdidas que generan en la industria y las sanciones económicas que aplican las entidades reguladoras a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. En Colombia, cuando suceden se hacen a través de los indicadores de calidad del servicio de suministro de energía eléctrica DES<sup>1</sup> y FES<sup>2</sup> referentes a la duración y frecuencia de los cortes de energía eléctrica-CREG.

El interés de este trabajo es el de caracterizar los cortes de tensión y la causa que los produjo. Todo con miras a mejorar índices de calidad y garantizar la prestación del servicio.

Para el desarrollo de la herramienta se utilizó la plataforma *Matlab* en la cual se modelan los sistemas de distribución para obtener mediante simulación, los descriptores que permiten caracterizar los cortes de tensión, y mediante el algoritmo aprendizaje para el análisis de datos multivariable (técnica *LAMDA*), clasificarlos con el fin de ubicar en el menor tiempo posible la falla.

---

<sup>1</sup> Duración equivalente de las interrupciones del servicio.

<sup>2</sup> Frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio.

Con la localización oportuna de las fallas en los sistemas de distribución se benefician tanto los usuarios como las empresas distribuidoras de energía eléctrica ya que los índices de calidad de la energía eléctrica DES y FES se reducen, dándole al sistema mayor confiabilidad.

Este proyecto inicialmente describe los elementos que se utilizaron en el sistema de distribución de energía eléctrica, posteriormente muestra como se sustraen los descriptores de los cortes de tensión, luego se da una explicación de la técnica de clasificación *LAMDA* y del método de *Búsqueda de la Proyección*, seguidamente se plantea la metodología a seguir para la identificación del tipo de falla, fase y ubicación de la zona donde se produce la falla, por ultimo se aplica esta metodología a un sistema de distribución y se muestran los resultados obtenidos.

## **1.2 Objetivos**

El objetivo general es proponer una metodología que permita aplicar la técnica de clasificación *LAMDA* a la localización de huecos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica. Para el cumplimiento de este objetivo se trazaron los siguientes objetivos específicos:

- a. Establecer descriptores que permitan identificar y caracterizar los huecos de tensión con base en la información en estado transitorio y estado estable del comportamiento del sistema de distribución.
- b. Diseñar una metodología para la construcción de modelos de clasificación de huecos de tensión basado en la técnica *LAMDA*.
- c. Aplicar la metodología a la identificación y localización de fallas simuladas.

## **1.3 Estructura del documento**

El documento está organizado en 8 capítulos. En el capítulo dos se describen los elementos utilizados en la implementación del sistema de distribución en

*SimPowerSystems* de *Matlab* y se dan las pautas de cómo introducir los valores de la fuente de alimentación, los circuitos alimentadores, la carga y el elemento fallador.

En el capítulo tres se obtienen los descriptores de los huecos de tensión.

En el capítulo cuatro se presenta la técnica de clasificación *LAMDA* su alcance y la descripción de su funcionamiento.

El quinto capítulo contiene algunos de los métodos del *Análisis Exploratorio de Datos* (EDA) tales como: las *Curvas de Andrews*, *Coordenadas Paralelas* y el método que se utilizo para facilitar la clasificación, la *Búsqueda de la Proyección*.

En el capítulo seis se presentan los pasos a seguir de la metodología para la localización de fallas en sistemas de distribución.

En el séptimo capítulo se aplica la metodología para la clasificación de huecos de tensión en sistemas de energía eléctrica. Adicionalmente se muestran los resultados obtenidos.

Finalmente en el capítulo ocho se presentan las conclusiones de este trabajo de grado.

Como complemento se presenta en el apéndice una serie de estructuras obtenidas mediante la *Búsqueda de las Proyecciones* y las tablas con los grupos de descriptores que se eligieron para obtener una buena clasificación.

## **2. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Para cumplir con la función de llevar energía a los consumidores, un sistema de distribución debe contener diferentes tipos de componentes. De estos se pueden destacar: las líneas de distribución, los transformadores y la carga. Esta última componente, con el advenimiento de la electrónica, ha perdido su característica lineal, afectando la calidad de la onda de tensión.

Para poder analizar y caracterizar el sistema en estas condiciones, se requiere seleccionar los modelos para las diferentes componentes, teniendo en cuenta cuales son los adecuados para la caracterización de sistemas de energía eléctrica.

### **2.1. Generalidades de un sistema de distribución**

Un sistema de distribución se define como el conjunto de elementos eléctricos cuya función es distribuir, entre los usuarios, la energía que viene de los sistemas de subtransmisión y transmisión [1].

#### **2.1.1. Circuitos alimentadores primarios**

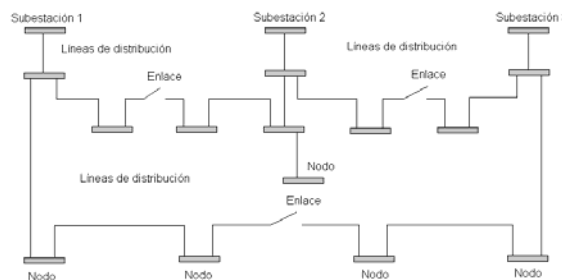
Es el conjunto de redes y equipos tales como subestaciones, conductores, equipos de protección, postes, etc. Utilizados para la distribución de energía en los cascos urbanos. Los circuitos alimentadores primarios van hasta los terminales de alta tensión del transformador de distribución. Su construcción se realiza en forma mallada pero su explotación se realiza en forma radial, todo dentro del nivel de tensión II de distribución.

#### **2.1.2. Circuitos alimentadores secundarios**

Es el conjunto de redes y equipos que van desde el transformador de distribución hasta el equipo de medida, inclusive, necesarios para suministrar energía a los consumidores finales en el nivel de tensión I.

### 2.1.3. Sistema de distribución radial

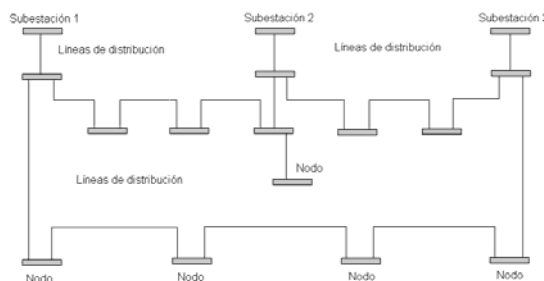
Es aquel en el cual el suministro de energía a cada usuario se realiza a través de un solo alimentador. La distribución en forma radial es el sistema tradicional para el suministro de energía eléctrica a los usuarios en baja tensión. Ninguno de los circuitos que parte de un nodo retorna al mismo, este sistema se representa en la Figura 2.1.



**Figura 2.1. Sistema de distribución radial**

### 2.1.4. Sistema de distribución mallado

Es un sistema poco utilizado para la distribución de energía. Se caracteriza por que el suministro de energía a los usuarios del sistema es a través de dos o mas alimentadores. La Figura 2.2 muestra un sistema de este tipo.



**Figura 2.2. Sistema de distribución mallado**

Como se había comentado anteriormente los sistemas de distribución suelen tener una disposición física mallada, y estar explotados en forma radial, es decir, un nodo

cualquiera es alimentado únicamente por otro nodo, no existen mallas, y el flujo de potencia fundamental va en un solo sentido. La configuración mallada permite aumentar la confiabilidad en el suministro, debido a que posibilita la reconfiguración del sistema para buscar el comportamiento óptimo o en su defecto la continuidad del suministro.

## 2.2. Modelado de sistemas de distribución de energía eléctrica

Para representar las características dominantes de la red se puede recurrir a la utilización de modelos muy complejos. La utilización de estos depende, sin embargo, de la factibilidad de obtener y representar todos los detalles del sistema [2]. Es así como en esta sección se describen los modelos que comprenden sistemas de distribución propuestos por Matlab y que fueron utilizados para representar el sistema de distribución con el cual se realizaron los estudios preliminares.

### 2.2.1. Fuente

Este componente corresponde a la fuente de energía del sistema de distribución, está implementado en un bloque trifásico balanceado con una impedancia serie RL. Las tres fuentes de tensión están conectadas en Y, y la conexión neutra puede conectarse internamente a tierra (ver Figura 2.3) [2].

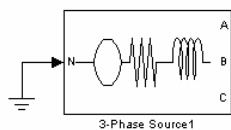


Figura 2.3. Fuente trifásica de tensión para el sistema de distribución

El siguiente cuadro de diálogo y parámetros muestra como introducir los anteriores valores a la fuente de alimentación en la herramienta *SimPowerSystems* de *Matlab*.

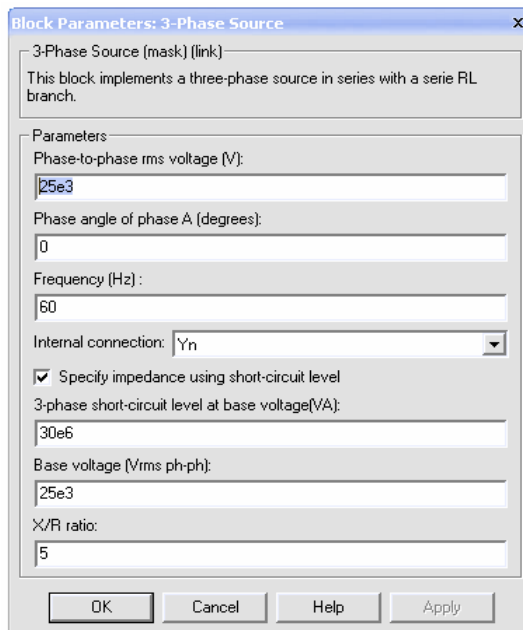


Figura 2.4. Cuadro de diálogo y parámetros para la fuente de alimentación

En la tabla 2.1 se especifica cada uno de de los parámetros del cuadro anterior.

Tabla 2.1. Descripción de los parámetros de la fuente de alimentación del sistema de distribución de energía eléctrica

Nombre	Descripción	Valor
<b>Phase-to-phase rms voltage</b>	Tensión interna fase a fase en volts RMS (Vrms), esta tensión es propuesta en el modelo que se utilizó para el sistema de distribución [3].	25 (kV)
<b>Phase angle of phase A</b>	Es el ángulo de fase de la tensión interna generada por la fase A, en grados. Las tres tensiones se generan en secuencia positiva. Así, las tensiones internas en las fases B y C están retrasadas 120 y 240 grados respectivamente de la fase A.	0°
<b>Frequency</b>	Es la frecuencia de la fuente en Hertz (Hz).	60 (Hz)
<b>Internal connection</b>	Es la conexión interna de la fuente trifásica de tensión. El bloque se actualiza según la conexión de la fuente. Se selecciona la conexión Yn, debido a que el circuito es desbalanceado. Las tres fuentes de tensión se conectan en Y a una conexión neutra solidamente aterrizada.	Yn
<b>3-phase short-circuit level at base voltage</b>	Es la potencia de corto circuito trifásica, en Volt-Ampers (VA). Este parámetro permite evitar el sobre dimensionamiento del sistema y detectar los huecos de tensión producidos por las fallas en el sistema.	30 (MVA)

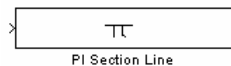
<b>Base voltage</b>	Es el voltaje base fase a fase, en volts RMS, usado para especificar el nivel de cortocircuito trifásico. Se toma como voltaje base la tensión nominal de la fuente.	25 (kV)
<b>X/R ratio</b>	Es la razón X/R a frecuencia nominal de la fuente o factor de calidad de la impedancia interna de la fuente. La resistencia interior R se calcula de la reactancia de la fuente X a frecuencia especificada.	5

### 2.2.2. Alimentador

Teniendo presente que la longitud de los sistemas de distribución es relativamente corta, los circuitos alimentadores que se presentan son los modelos de líneas de transmisión con parámetros concentrados.

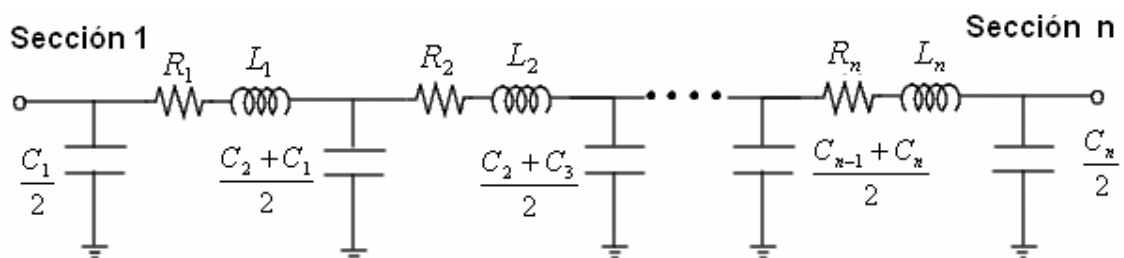
#### 2.2.2.1. Alimentador monofásico

El alimentador monofásico que se utilizó fue el modelo PI de una línea de transmisión de sólo una fase. La siguiente figura muestra el bloque monofásico de una línea de transmisión para la simulación en *Matlab* del sistema de distribución de energía eléctrica [2].



**Figura 2.5. Bloque de sección PI monofásico de una línea de transmisión para la simulación del sistema de distribución**

Para el alimentador monofásico, la resistencia, la inductancia y la capacitancia están uniformemente distribuidas a lo largo de la línea (modelo aproximado de la línea). Como en el trabajo se considera fallas a diferentes tramos de la línea, para el alimentador se toman varias secciones PI en cascada, como se muestra en la Figura 2.6.



**Figura 2.6. Representación de las secciones PI de una la línea de transmisión en cascada**

El sistema utilizado en este trabajo especifica los parámetros de las líneas por secciones. Los nodos a los que está conectada cada sección, la distancia de cada sección y las impedancia del equivalente PI como se muestra en la tabla 2.2 [3].

**Tabla 2.2 Parámetros de las líneas del sistema de distribución de energía eléctrica**

Sección entre nodos	Sección nodo imp.	Longitud de la sección (km)	Impedancia serie (ohm/km)		Admitancia shunt (mho/km)	
			Secuencia positiva y negativa	Secuencia cero	Secuencia positiva y negativa	Secuencia cero
1 y 2	1	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
2 y 6	2	16,092	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
6 y 7	4	4,023	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
7 y 8	5	5,15	0,5519+j0,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
8 y 9	6	2,414	0,5519+j0,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
9 y 10	7	4,506	0,5519+j0,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
10 y 11	8	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
6 y 12	3	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j2,51 E-06	j2,49 E-06
8 y 13	13	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
13 y 14	14	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
13 y 15	15	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
15 y 16	17	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
15 y 17	16	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
9 y 18	9	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
18 y 19	10	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
18 y 20	12	3,219	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
20 y 21	11	3,219	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06

El siguiente cuadro de diálogo y parámetros muestra como introducir los valores al bloque monofásico y depende del tramo de línea correspondiente. En la Figura 2.7 se muestra el cuadro de diálogo para la introducción de los parámetros del bloque de sección de línea PI.

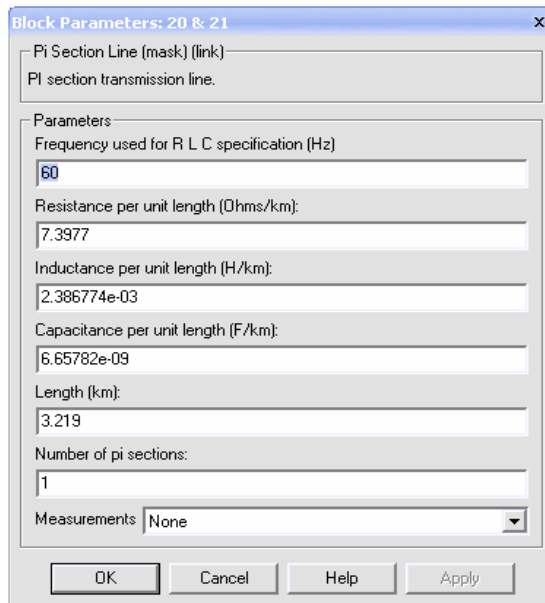


Figura 2.7. Cuadro de diálogo y parámetros para la línea de transmisión monofásica

En la Tabla 2.2 se especifica cada uno de los parámetros del cuadro anterior.

Tabla 2.3. Cuadro de parámetros para la línea monofásica

Nombre	Descripción	Valor
<b>Frequency used for RLC specifications</b>	Es la frecuencia para los parámetros RLC de la línea en Hertz (Hz).	60 (HZ)
<b>Resistance per unit length</b>	Resistencia en ohm/km ( $\Omega/\text{km}$ ). Corresponden a los valores que aparecen en la tabla 2.2 para cada sección de línea respectivamente.	7,3977 ( $\Omega/\text{km}$ )
<b>Inductance per unit length</b>	Inductancia por unidad de longitud, (H/km). Se calculan de la siguiente manera de acuerdo a los parámetros especificados en la tabla 2.2. $Z^+ = R + jX$ $X_L = \omega L f$ Donde $\omega = 2\pi f$ $L = \frac{X_L}{\omega} = \frac{X_L}{2\pi f}$	2,38677 E3 (H/km)
<b>Capacitance per unit length</b>	Capacitancia por unidad de longitud, (F/km). Se calcula como sigue de acuerdo a los parámetros especificados en la tabla 2.2.	6,65782 E-9 (F/km)

$$Y^+ = jB$$

$$B = \omega C$$

Donde

$$\omega = 2\pi f$$

$$C = \frac{B}{\omega}$$

Longitud de la línea en kilómetros, (km). Este

**Length**

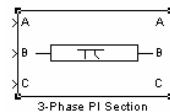
valor corresponde a cada sección según la tabla

3,219 (km)

2.2

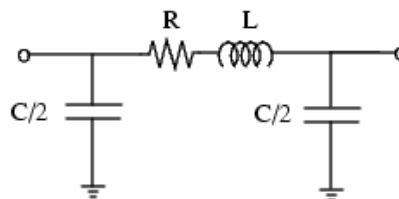
### 2.2.2.2. Alimentador trifásico

El alimentador trifásico que se utilizó fue el modelo PI de línea de transmisión en un bloque trifásico con parámetros concentrados, en la figura se muestra el bloque que se implementa en el sistema de distribución de energía eléctrica para la simulación [2].



**Figura 2.8. Bloque trifásico de sección PI de una línea de transmisión para la simulación del sistema de distribución**

Como se mostró anteriormente en el alimentador monofásico, el alimentador trifásico también es representado por una línea de transmisión monofásica de parámetros concentrados, como se muestra en la Figura 2.9.



**Figura 2.9. Representación monofásica de la sección PI de una la línea de transmisión trifásica**

El siguiente cuadro de diálogo y parámetros especifica y muestra como introducir los valores correspondientes a cada sección trifásica y dependen de la longitud de línea correspondiente. La Figura 2.10 muestra el cuadro de diálogo para la introducción de los parámetros del bloque de sección trifásica de línea PI.

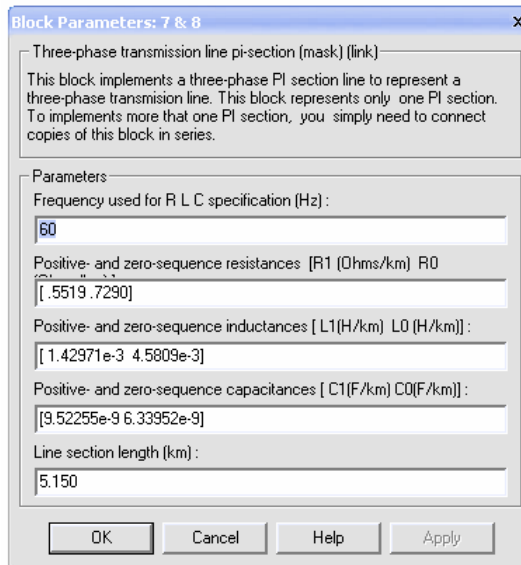


Figura 2.10. Cuadro de diálogo y parámetros para la línea de transmisión trifásica

En la tabla 2.4 se especifica cada uno de los parámetros del cuadro anterior.

Tabla 2.4. Cuadro de parámetros para la línea trifásica

Nombre	Descripción	Valor
<b>Frequency used for R L C specification</b>	Es la frecuencia para los parámetros de la línea en Hertz (Hz).	60 (Hz)
<b>Positive- and zero-sequence resistance</b>	Resistencia de secuencia positiva y cero en ( $\Omega$ /km). Corresponden a los valores que aparecen en la tabla 2.2 para cada línea respectivamente.	[0,5519 0,7290] ( $\Omega$ /km)
<b>Positive- and zero-sequence inductances</b>	Inductancia de secuencias positiva y cero en (H/km), se calculan de la siguiente manera de acuerdo a la tabla 2.2. $Z^+ = R + jX$ $X_L = \omega Lf$ Donde $\omega = 2\pi f$ $L = \frac{X_L}{\omega} = \frac{X_L}{2\pi f}$	[1,4297(10) <sup>-3</sup> 4,5809(10) <sup>-3</sup> ] H/km)
<b>Positive- and zero-sequence capacitances</b>	Capacitancia de secuencias positiva y cero en (F/km), se calcula como sigue de acuerdo a la tabla 2.2.	[9,52255(10) <sup>-9</sup> 6,33952(10) <sup>-3</sup> ] (F/km)

$$Y^+ = jB$$

$$B = \omega C$$

Donde

$$\omega = 2\pi f$$

$$C = \frac{B}{\omega}$$

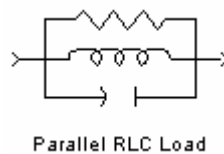
<b>Line section length</b>	Longitud de la línea en kilómetros (km).	
	Este valor correspondiente a cada sección según la tabla 2.2.	5,519 (km)

### 2.2.3. Carga

En esta sección se describe el modelo de carga propuesto por *Matlab* y que fue utilizado para la simulación del sistema de distribución de energía eléctrica.

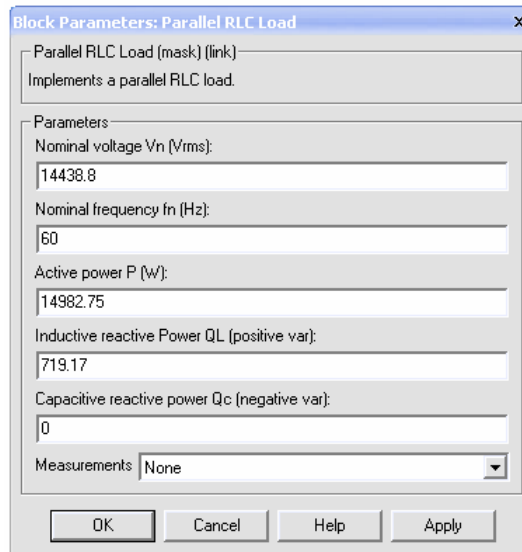
#### 2.2.3.1. Carga monofásica

El bloque de carga lineal se implementa con una combinación de elementos RLC paralelo. A la frecuencia especificada, la carga exhibe una impedancia constante. Las potencias activas y reactivas absorbidas por la carga son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada. En la Figura 2.11 se muestra el bloque de carga monofásica para la simulación del sistema de distribución de energía eléctrica [2].



**Figura 2.11. Bloque monofásico de carga RLC en paralelo**

Los valores del bloque de la carga monofásica se introducen de acuerdo con el cuadro de la Figura 2.12.



**Figura 2.12. Cuadro de diálogo y parámetros para la carga monofásica RLC paralelo**

En la tabla 2.5, se especifica cada uno de los parámetros del cuadro anterior. Estos dependen de la carga que se conecta al sistema de distribución de energía eléctrica.

**Tabla 2.5. Parámetros para la carga del sistema de distribución**

Nombre	Descripción	Valor
<b>Nominal voltage Vn</b>	Es la tensión nominal de la carga, en volts RMS (Vrms).	14438,8 (V)
<b>Nominal frequency fn</b>	Es La frecuencia nominal, en el Hertz (Hz).	60 (Hz)
<b>Active power P</b>	Es la potencia activa P de la carga, en watts.	14982,75 (W)
<b>Inductive reactive power QL</b>	Es la potencia reactiva QL debida a la inductancia de la carga en Vares.	719,17 (VAR)
<b>Capacitive reactive power QC</b>	Es la potencia reactiva debida a la capacitancia de la carga en Vares.	0

### 2.2.3.2. Carga trifásica

Al igual que la carga monofásica, la carga trifásica RLC se implementa en un bloque trifásico con una combinación de elementos RLC paralelo. La carga se comporta como una impedancia constante a frecuencia especificada. Las potencias activas y reactivas absorbidas por la carga son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada. En la Figura 2.13 se muestra el bloque de carga trifásica para la simulación del sistema de distribución de energía eléctrica [2].

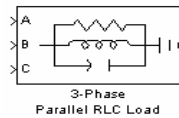


Figura 2.13. Bloque trifásico de carga RLC en paralelo

A continuación se presenta el cuadro de diálogo y parámetros del bloque de carga trifásico donde se introducen los valores para cada una de las cargas del sistema.

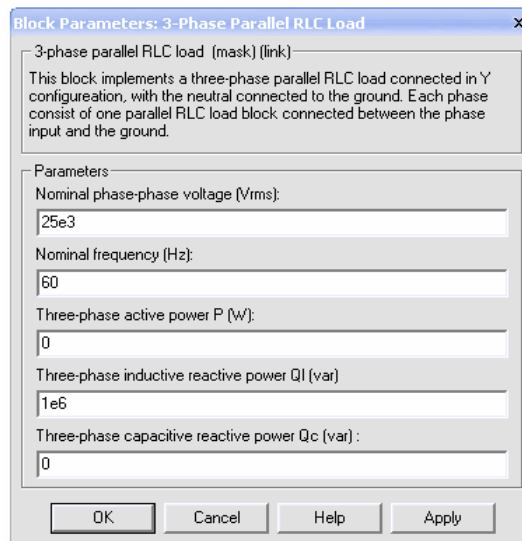


Figura 2.14. Cuadro de diálogo y parámetros para la carga trifásica RLC paralelo

En la tabla 2.6 se especifica cada uno de los parámetros del cuadro de diálogo anterior. Los valores que aquí se introducen dependen de cada una de las cargas que se conecten al sistema de distribución de energía eléctrica.

Tabla 2.6. Parámetros de la carga para el sistema de distribución

Nombre	Descripción	Valor
<b>Nominal phase-to-phase voltage Vn</b>	Tensión nominal de la carga, en volts RMS (Vrms).	25 (kV)
<b>Nominal frequency fn</b>	Frecuencia nominal, en Hertz (Hz).	60 (Hz)
<b>Active power P</b>	Potencia active P de la carga, en watts (W).	0
<b>Inductive reactive power QL</b>	Potencia reactiva trifásica de la carga QL, en (Vares).	1MVAR inductivo
<b>Capacitive reactive power QC</b>	Potencia reactiva trifásica QC, en (Vares).	0 MVAR capacitivo

## 2.2.4. Elemento de Falla

Este elemento se utilizó para simular fallas en el sistema. El bloque de falla trifásico se implementó con interruptores que cortocircuitan las tres fases de manera simultánea o de manera independiente permitiendo la posibilidad de elegir los 5 posibles tipos de fallas. La Figura 2.15, 2.16 muestra el bloque para la simulación de fallas, el cual es obtenido de la librería de *Matlab* [2].

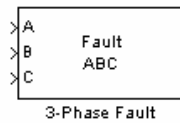


Figura 2.15. Bloque trifásico para la simulación de fallas en el sistema de energía eléctrica

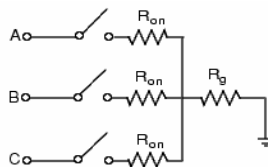


Figura 2.16. Circuito interno del elemento fallador

El siguiente cuadro de diálogo y parámetros muestra como introducir los valores del elemento fallador en la herramienta *SimPowerSystem* de *Matlab*.

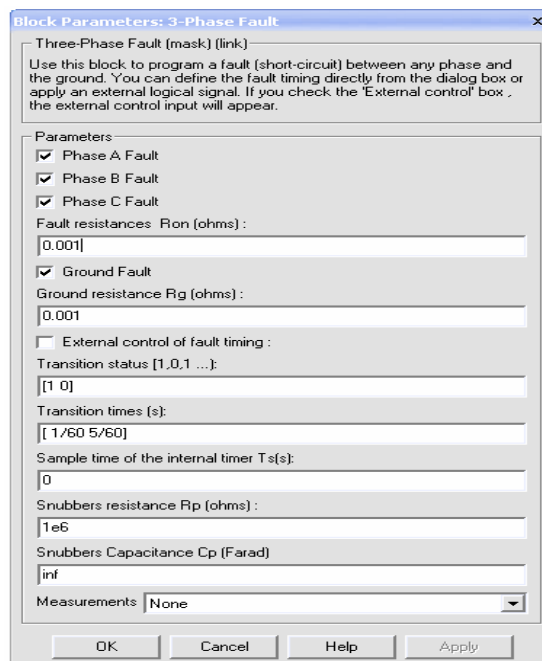


Figura 2.17. Cuadro de diálogo y parámetros para el elemento fallador

En la tabla 2.7 se presentan las especificaciones de cada uno de los parámetros del bloque del elemento de falla.

**Tabla 2.7. Especificaciones del bloque de parámetros del elemento fallador**

<b>Nombre</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
<b>Phase A Fault</b>		
<b>Phase B Fault</b>	Para seleccionar las fallas que intervienen en la falla.	
<b>Phase C Fault</b>		
<b>Fault resistances Ron</b>	Es la resistencia interna, en ohms ( $\Omega$ ), en la fase del interruptor fallado, operando debe ser mayor que cero.	0,001
<b>Ground Fault</b>	Si selecciona esta casilla, la falla cambiará y se activará la tierra. Si no, la resistencia a tierra será internamente fijada entre 1 a 6 ohms.	
<b>Ground resistance Rg</b>	Es la resistencia a tierra en ohms ( $\Omega$ ). Debe ser un valor muy pequeño pero no cero.	0,001
<b>Transition status</b>	Es el estado de transición del interruptor. Uno (1) para abrir y cero (0) para cerrar el interruptor.	[1 0]
<b>Transition times(s)</b>	Son los tiempos de entrada y salida de la falla al sistema.	[1/60 5/60]
<b>Snubbers resistance Rp</b>	Es la resistencia snubbers en ohms ( $\Omega$ ). Esta resistencia debe tender a infinito para que no afecte al sistema.	1E6
<b>Snubbers capacitance Cp</b>	Es capacitancia snubbers en Farad (F), debe de ser infinita para que no influya en el sistema.	

### 2.3. Fallas en sistemas de energía eléctrica

Los disturbios en el sistema son variaciones generalmente temporales en la tensión del sistema, que pueden causar fallas. Se dice que una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. Las fallas pueden ocurrir por efecto del viento, talas de árboles, descargas atmosféricas etc [4].

A continuación se presentan los tipos de cortocircuitos que se presentan en un sistema de energía eléctrica.

### a) Falla monofásica

Es el tipo más común de falla y es originada por las descargas atmosféricas, por conductores al hacer contacto con las estructuras puestas a tierra o con tierra por medio de una impedancia de falla  $Z_f$ . En la Figura 17 se presenta este tipo de falla.

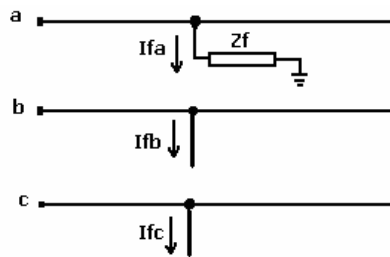


Figura 2.18. Falla monofásica a tierra

### b) Falla bifásica línea a línea

Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo dos conductores de un circuito trifásico. En la Figura 18 se presenta este tipo de falla

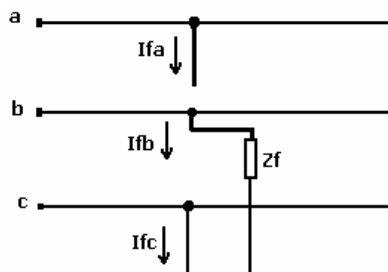


Figura 2.19. Falla bifásica línea a línea

### c) Falla bifásica a tierra

Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo dos circuitos, pero en este caso hace contacto con las estructuras aterrizadas o con tierra por medio de una impedancia de falla  $Z_f$ . En la Figura 19 se presenta este tipo de falla.

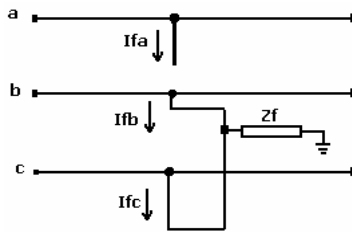


Figura 2.20. Falla bifásica a tierra

**d) Falla trifásica**

Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo dos conductores de un circuito trifásico. Se considera que este tipo de falla es balanceada. En la Figura 20 se presenta este tipo de falla.

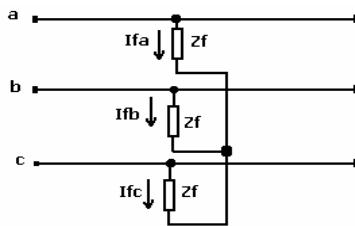


Figura 2.21. Falla trifásica

**e) Falla trifásica a tierra**

Es originada cuando se ponen en contacto directo o por un medio externo los conductores de un circuito trifásico pero en este caso hace contacto con las estructuras aterrizadas o con tierra por medio de una impedancia de falla  $Z_f$ . En la Figura 21 se presenta este tipo de falla.

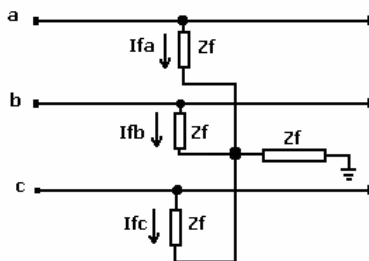


Figura 2.22. Falla trifásica a tierra

En los múltiples estudios efectuados se han determinado que una falla simétrica tiene una probabilidad del 2%, una falla bifásica a tierra del 5%, una falla línea a línea tiene una probabilidad de 8%. Estableciendo que la falla mas frecuente en un sistema de energía eléctrica es la falla línea a tierra con una probabilidad del orden del 85%.

### 3. HUECOS DE TENSIÓN: ANÁLISIS GENERAL

En este capítulo se analizarán y se presentarán las características básicas de los huecos de tensión, sus causas y sus efectos, así como los parámetros característicos más importantes debido a su impacto en la calidad de la energía eléctrica y además, porque es la perturbación electromagnética considerada en este trabajo de investigación.

#### 3.1. Calidad de la energía eléctrica

La calidad de la energía eléctrica es el conjunto de características físicas de las señales de tensión y corriente, para un tiempo y lugar determinados, que tienen el propósito de satisfacer las necesidades del cliente [5].

Los objetivos se centran en satisfacer las necesidades de los consumidores con la normatividad vigente, ofreciendo un sistema de potencia que suministre una onda de tensión y corriente de única frecuencia en todos los puntos del sistema eléctrico y en cada instante de la prestación del servicio.

La calidad de la energía eléctrica se ve afectada por los diferentes eventos o fenómenos electromagnéticos que se presentan en el sistema eléctrico. Estos fenómenos se clasifican según NTC 5000<sup>3</sup> en tres grandes grupos TEM, VCD y VLD. En la Tabla 3 se describe cada uno de los fenómenos anteriores. Se observa que los huecos de tensión se encuentran contenidos en las variaciones de corta duración VCD y larga duración VLD.

**Tabla 3. Características de los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica**

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL TÍPICO	DURACIÓN TÍPICA	MAGNITUD TÍPICA DE TENSIÓN (pu)
------------	----------------------------	-----------------	---------------------------------

<sup>3</sup> Norma Técnica Colombiana

---

<b>Transitorios Electromagnéticos (TEM)</b>			
<b>De Impulso</b>			
Nanosegundos	5ns de pendiente	< 50ns	
Microsegundos	1us de pendiente	50ns a 1ms	
Milisegundos	0,1ms de pendiente	>1ms	
<b>Oscilatorios</b>			
Baja frecuencia	< 5kHz	0,3 a 50ms	0 a 4
Media frecuencia	5 a 500kHz	20us	0 a 8
Alta frecuencia	0,5 a 5MHz	5us	0 a 4
<b>Variaciones de corta duración (VCD)</b>			
<b>Instantáneas</b>			
Caídas (Sags)		0,5 a 30 ciclos	0,1 a 0,9
Subidas (Swells)		0,5 a 30 ciclos	1,1 a 1,8
<b>Momentáneos</b>			
Interrupción		0,5 a 3s	< 0,1
Caídas (Sags)		0,5 a 3s	0,1 a 0,9
Subidas (Swells)		0,5 a 3s	1,1 a 1,4
<b>Temporales</b>			
Interrupción		3s a 1min	< 0,1
Caídas (Sags)		3s a 1min	0,1 a 0,9
Subidas (Swells)		3s a 1min	1,1 a 1,4
<b>Variaciones de Larga Duración (VLD)</b>			
Interrupción		> 1min	0
Caídas (Sags)		> 1min	0,8 a 0,9
Subidas (Swells)		> 1min	1,1 a 1,2

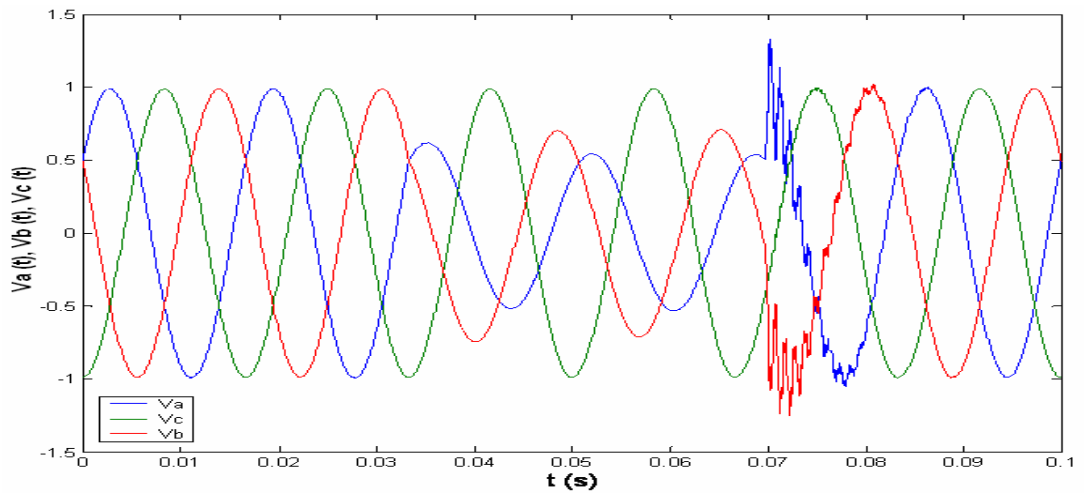
---

### 3.2. Huecos de tensión

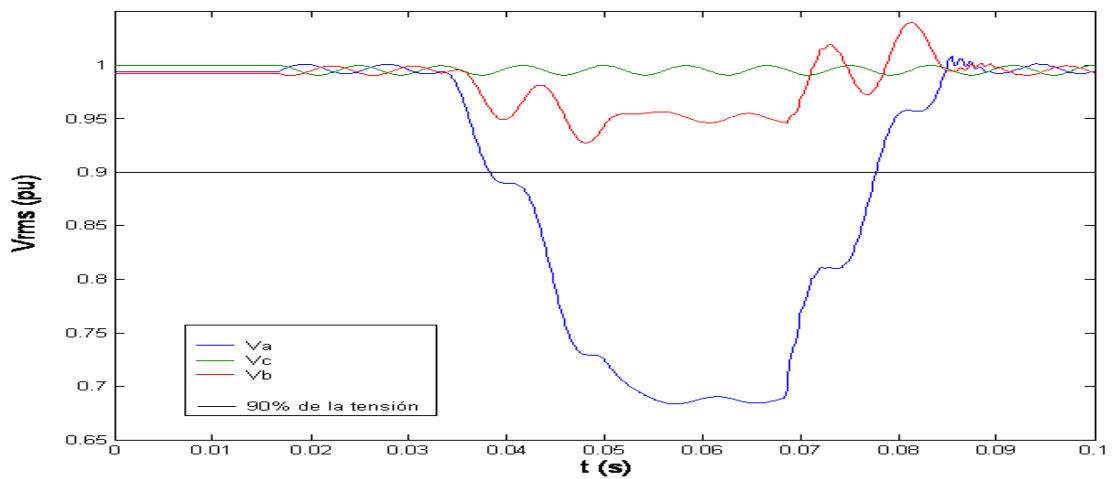
Los huecos de tensión, “sags” para los norteamericanos, “dips” para los europeos, hacen parte del grupo de las variaciones de corta duración y se manifiestan como las reducciones en el valor de la tensión eficaz entre el 10% y el 90% según la IEC<sup>4</sup> o entre el 1% y 90% para la IEEE<sup>5</sup> [6]. Un ejemplo de este fenómeno se puede apreciar en la Figura 3.1.

<sup>4</sup> International Electric Commission

<sup>5</sup> Institute of Electrical and Engineering



(a)



(b)

**Figura 3.1. Hueco de tensión de profundidad 68% y duración 35 s aproximadamente  
(a) tensión instantánea, (b) valores eficaces**

### 3.3. Causas y efectos que producen los huecos de tensión

El interés en los huecos de tensión se debe principalmente a los problemas que producen en equipos tales como variadores de velocidad, motores, controladores de procesos, sistemas de iluminación, computadores, rectificadores, controladores de tensión y equipos médicos, entre otros.

Los huecos de tensión se presentan ya sea porque hay fallas de corto circuito en los sistemas de potencia, con su correspondiente desconexión, energización de

transformadores, cambios de carga, conmutación de circuitos, fallos de aislamiento, arranque de grandes motores de inducción y descargas atmosféricas.

Los efectos de los huecos cambian dependiendo del dispositivo que esté sometido a este tipo de perturbación, y se reflejan en la desconexión de equipos sensibles como los computadores, los controladores lógicos programables (PLC's), los sistemas de control, los contactores, las lámparas, los motores, el disparo de relés (protecciones) y el reinicio anormal o errores de procesos automatizados [6].

### 3.4. Clasificación

Teniendo presente las principales características de los huecos de tensión, se tienen diferentes clasificaciones de los mismos. De acuerdo con su duración y frecuencia de 60 Hz, la IEEE Std 1159, 95 y La NTC 5000, 02 los clasifican en:

- a) Instantáneos: Su duración esta entre 0,5 ciclos (8,33ms) y 30 ciclos (500ms).
- b) Momentáneos: Su duración esta entre 30 ciclos (500ms) y 3s.
- c) Temporales: Su duración esta entre los 3s y 1min.

Otra clasificación de esta perturbación se establece de acuerdo con la variación del valor eficaz. Según este parámetro se clasifican en dos formas:

**a) Hueco rectangular:** Son debidos a fallas en el sistema eléctrico las cuales producen un aumento de la corriente y por consiguiente una fuerte caída de tensión en los elementos que componen el sistema. La duración del hueco la determina la ocurrencia de la falla y la actuación de la protección (ver Figura 3.2) [7].

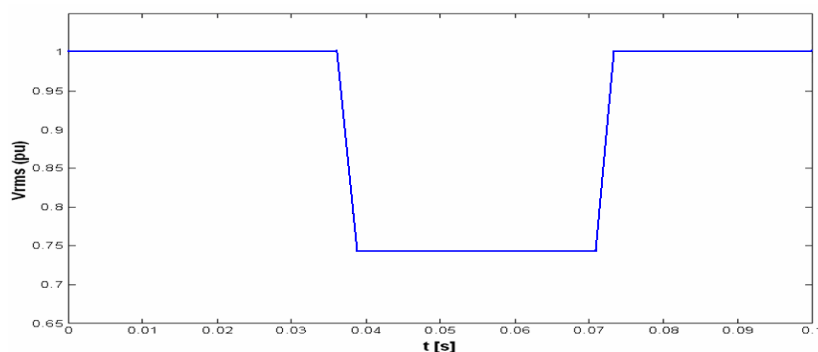
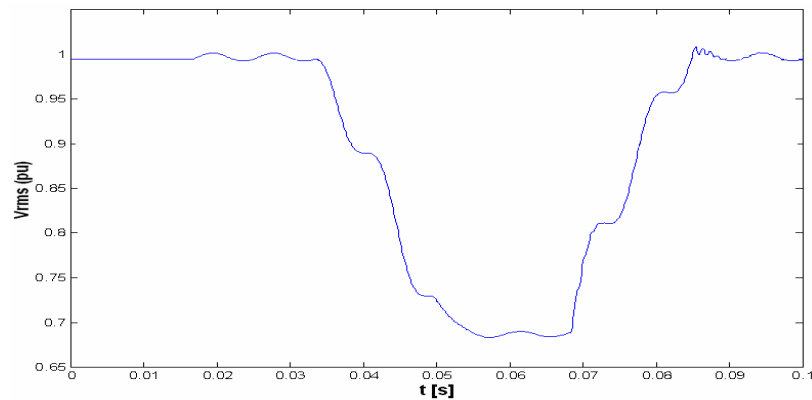


Figura 3.2. Hueco de tensión rectangular

**b) Hueco no rectangular:** Son causados por fallas en un sistema eléctrico con cargas rotativas o por el arranque de motores de inducción. Este evento tiene dos componentes, un hueco debido a falla (hueco rectangular) y un post-hueco debido la reacción de los motores (ver Figura 3.3) [7].



**Figura 3.3. Hueco de tensión no rectangular**

### 3.5. Caracterización de los huecos de tensión

Los huecos de tensión han sido caracterizados con dos parámetros, la magnitud y la duración del evento [6]. A continuación se describen cada uno de ellos [6].

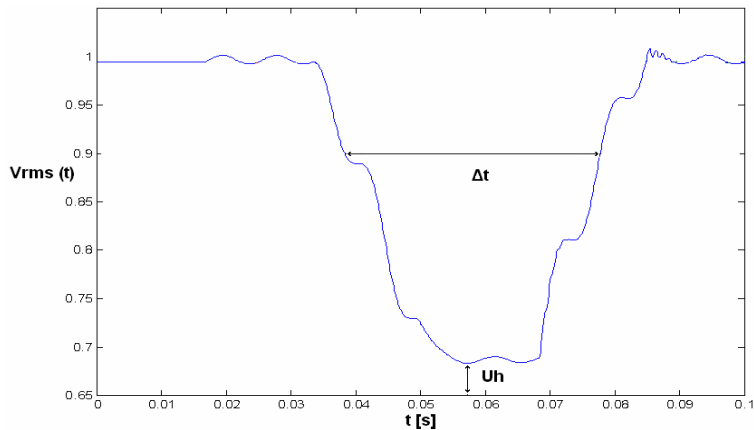
#### 3.5.1. Magnitud ( $U_H$ )

La magnitud del hueco de tensión es la tensión eficaz remanente durante el evento y en porcentaje de la tensión de prefalla. Es posible observar con esta definición que la magnitud del hueco de tensión es inversamente proporcional a la severidad del hueco.

#### 3.5.2. Duración ( $\Delta t$ )

La duración del hueco de tensión está determinada por el tiempo durante el cual la tensión eficaz tiene un valor menor al 90% de su valor nominal.

En la Figura 3.4 se presenta un hueco de tensión donde se observan estos parámetros.



**Figura 3.4. Magnitud y duración del hueco de tensión**

### 3.6 Interrupciones

Las interrupciones están contenidas en las variaciones de corta y larga duración.

#### 3.6.1 Interrupción de corta duración

Se define como la ausencia de tensión. Se considera como tal, cuando la señal de tensión decrece a menos de 0,1 p.u. para un tiempo mayor a 0,5 segundos (ver tabla 3.1).

#### 3.6.2 Interrupciones sostenidas

Se definen como una tensión menor al 0,1 p.u. durante más de un (1) minuto. Son por naturaleza interrupciones permanentes y requieren de la intervención manual para restaurar el suministro (Ver tabla3.1).

Con miras a mejorar los índices de calidad del servicio de energía eléctrica (DES y FES), y de acuerdo a la necesidad de este trabajo se tendrán en cuenta las interrupciones ya que el parámetro de duración no se toma entre los descriptores que se utilizan para caracterización del evento.

## 4. TÉCNICA DE CLASIFICACIÓN LAMDA

En este capítulo se analizará la estructura general de la técnica de clasificación *LAMDA*. La técnica de clasificación *LAMDA* (Learning Algorithm for Multivariable Data Analysis) es un algoritmo de clasificación multivariable que combina la capacidad de generación de la lógica difusa y la capacidad de interpolación de los conectores híbridos (Redes Neuronales). La base de los algoritmos de clasificación son los conectores híbridos que tienen una estrecha relación con las redes neuronales [8].

La naturaleza especial de esta técnica le permite enfrentar simultáneamente la información cualitativa y la cuantitativa. Por lo tanto *LAMDA* supera a muchas otras técnicas de clasificación que tengan que transformar entradas cualitativas en códigos binarios.

### 4.1. Funcionamiento general

La técnica *LAMDA* es similar a una red neuronal artificial, puesto que tiene una fase de entrenamiento donde las clases son creadas y modificadas y una fase de reconocimiento de patrones donde se asignan individuos a las clases, además su estructura está conformada por buges y enlaces, como se muestra en la Figura 4.1.

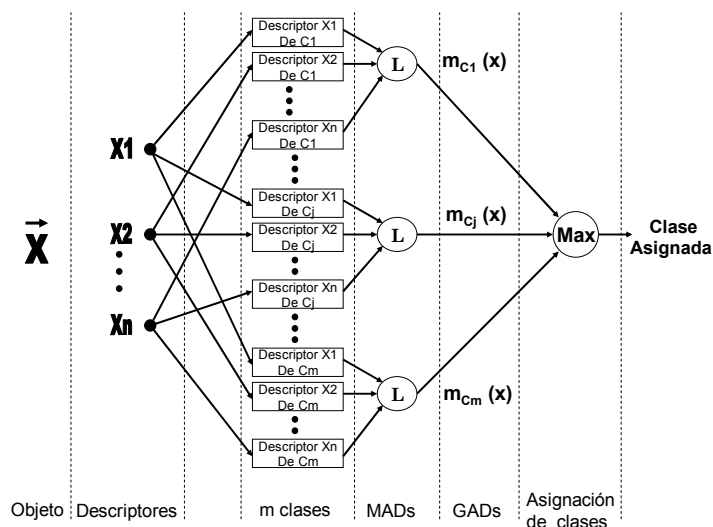


Figura 4.1. Estructura fundamental de la técnica de clasificación LAMDA

### 4.1.1. Entrenamiento

En esta fase de aprendizaje, se preasigna un número de clases admisibles y se utiliza un grupo de descriptores que caracterizan cada una de las clases y objetos a clasificar. Las clases y los objetos son analizados para establecer el grado de similitud entre el descriptor del objeto y el descriptor de la clase. De este análisis se obtiene un índice llamado MAD<sup>6</sup> (Marginal Adequacy Degree). El cual será necesario calcular para cada descriptor del objeto en cada una de las clases. En la Figura 4.2 se observa la estructura para el grado marginal de adecuación [9].

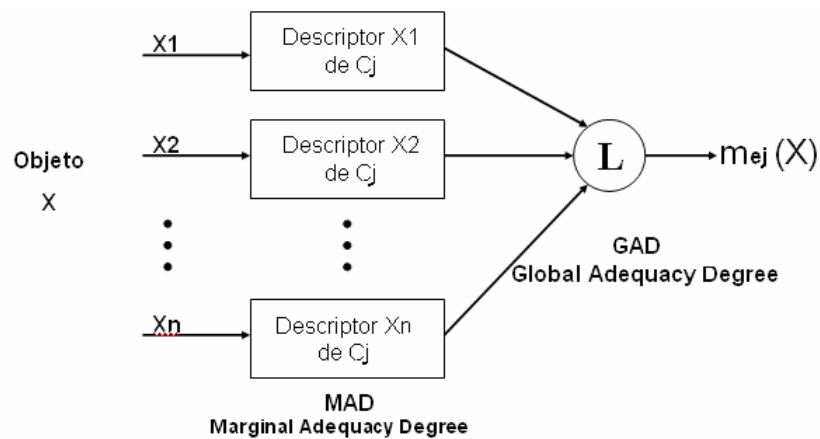


Figura 4.2. Estructura general para el grado de adecuación marginal

### 4.1.2. Validación

Se realiza a través de la comparación del GAD<sup>7</sup> (Global Adequacy Degree) de cada objeto a la clase, teniendo en cuenta el máximo GAD para la asignación del objeto a la clase. Estas dos etapas se complementan y se desarrollan continuamente en el proceso de clasificación. En la Figura 4.3 se muestra la estructura donde se obtiene el GAD [9].

<sup>6</sup> MAD (Marginal Adequacy Degree), es la medida que relaciona el grado de similitud entre un descriptor del objeto y el mismo descriptor de la clase determinada.

<sup>7</sup> GAD (Global Adequacy Degree), es la medida de la pertinencia de un objeto a una clase determinada.

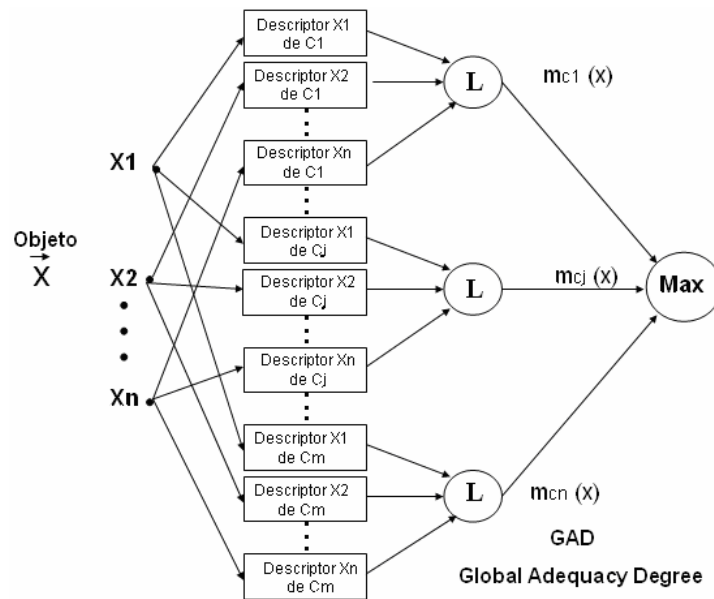


Figura 4.3. Estructura general para el Grado de Adecuación Global

La función de probabilidad que se toma para el cálculo del MAD es la siguiente:

$$MAD(d_i x_j) = \rho_{(i/k)}^{d_i x_j} (1 - \rho_{(i/k)})^{(1-d_i x_j)} \quad (4.1)$$

Donde

$d_i x_j$  = descriptor i del objeto j

$\rho_{(i/j)}$  = parámetro del descriptor i de la clase  $c_k$

Es muy probable que cuando se maneja gran cantidad de datos, el comportamiento de los mismos describa una distribución Gaussiana o semi-Gaussiana, por consiguiente es necesario guardar el valor medio observado de la desviación estándar y por lo tanto el Grado de Adecuación Marginal se sugiere sea calculado con la siguiente ecuación.

$$MAD(d_i x_j) = e^{-\frac{1}{2} \left( \frac{d_i x_j - \rho_{(i/k)}}{\sigma} \right)^2} \quad (4.2)$$

Donde

$\sigma$  = desviación estándar

De cualquier manera, sin importar la distribución cuantitativa asumida, el proceso de clasificación siempre sigue los mismos pasos. Una vez obtenidos los Grados de

Adecuación Marginal de cada uno de los descriptores de un individuo dado, deben combinarse dentro de un Grado de Adecuación Global GAD, el cual expresa la posibilidad de que el individuo pertenezca a esa clase. Consecuentemente, este resultado depende de la familia de conectores aplicada, la tolerancia y la función de distribución asumida para cada descriptor cuantitativo [9].

Uno de los conectivos posibles para el cálculo del GAD puede tomar una interpolación entre una t-normal y una t-conormal por medio del parámetro  $\beta$  tal que  $\beta = 1$  representa la intersección y  $\beta = 0$  representa la unión.

$$GAD = \beta T(MAD) + (1 - \beta)S(MAD) \quad (4.3)$$

Por otro lado, para el cálculo del GAD, también se puede usar la productoria de los diferentes MADs como se presenta en la ecuación 4.4.

$$GAD(x_j / \rho_{ik}) = \prod_{i=1}^{nd} MAD(d_i x_j / \rho_{ik}) \quad (4.4)$$

En general dependiendo de la necesidad que se presente se debe utilizar el conector más conveniente. A continuación en la tabla 4 se presentan otros conectores que se podrían utilizar para el cálculo del GAD.

**Tabla 4. T-normal y S-conormal**

Nombre	T-normal	S-conormal
Min-max	$T = \min\{x_1, x_2 \dots x_n\}$	$S = \max\{x_1, x_2 \dots x_n\}$
Frank	$T = \text{Log} \left( 1 + \frac{\prod_{i=1}^n (s^{x_i} - 1)}{(s - 1)^{n-i}} \right)$	$S = \text{Log} \left( 1 - \frac{\prod_{i=1}^n (s^{x_i} - 1)}{(s - 1)^{n-i}} \right)$

#### 4.2. Ventajas sobre otras técnicas de clasificación

- *LAMDA* trabaja con datos cuantitativos y cualitativos. Los métodos estadísticos tradicionales por lo general reemplazan variables cualitativas por códigos binarios. Sin embargo, estos códigos no pueden ser utilizados para realizar cálculos matemáticos o estadísticos que suministren al usuario información relevante sobre los datos.
- *LAMDA* soporta aprendizaje supervisado y no supervisado. Cuando se realiza el entrenamiento no supervisado, se genera un número de clases automáticamente. El proceso de aprendizaje supervisado comienza con un número de clases iniciales, las cuales son propuestas por el usuario.
- El proceso es secuencial e incremental. Esto significa que a diferencia de otros algoritmos de razonamiento basados en casos en los cuales se necesite almacenar grandes cantidades de datos, *LAMDA* solo almacenará las clases presentes y tratará solo con individuos que van a ser clasificados. Esta característica de *LAMDA* hace esta técnica de clasificación rápida y de bajo consumo de memoria.
- El usuario podrá elegir sólo un grupo de conectores híbridos para los datos cuantitativos. Una vez que se ha hecho esto, podrá explorar una gran cantidad de datos por medio de esta técnica.

## 5. ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS

El *Análisis Exploratorio de Datos* (EDA) es la filosofía que propone que los datos de observación de un fenómeno primero deben ser explorados sin suposiciones acerca de modelos probabilísticos, errores de distribución, número de grupos, relaciones entre variables, etc, con el propósito de descubrir información relevante acerca del fenómeno que se investiga. La meta de EDA es explorar los datos para relevar los patrones y características que ayuden a entender, analizar y modelar los datos. EDA es el trabajo de investigación cuantitativo de John Tukey [1977].

EDA es un grupo de técnicas utilizadas para revelar información sobre los datos y además es un grupo de métodos para visualizarlos, representarlos y ver lo que ellos pueden decir acerca del proceso fundamental que los generó. En la mayoría de situaciones el análisis exploratorio de datos debe preceder al análisis confirmativo para asegurarse que el análisis sea apropiado para los datos [10].

### 5.1. Curvas de Andrews

Las *Curvas de Andrews* fueron desarrolladas como método para visualizar datos multidimensionales, trazando cada observación sobre una función. Cada observación o punto de la muestra es representada por una curva. Esta función está definida como:

$$f_x(t) = \frac{x_1}{\sqrt{2}} + x_2 \sin t + x_3 \cos t + x_4 \sin 2t + x_5 \cos 2t + \dots, \quad (5.1)$$

Donde el rango está dado por  $-\pi < t < \pi$ . Cada observación se proyecta sobre un sistema de funciones de base ortogonal representadas por senos y cósenos. Así, cada punto de la muestra es representado por una curva dada por la ecuación (5.1). A continuación se hará una ilustración de cómo conseguir las curvas de Andrews.

Los datos que se tienen para el ejemplo son las observaciones siguientes:

$$x_1 = (2,4,6)$$

$$x_2 = (5,7,3)$$

$$x_3 = (1,8,9)$$

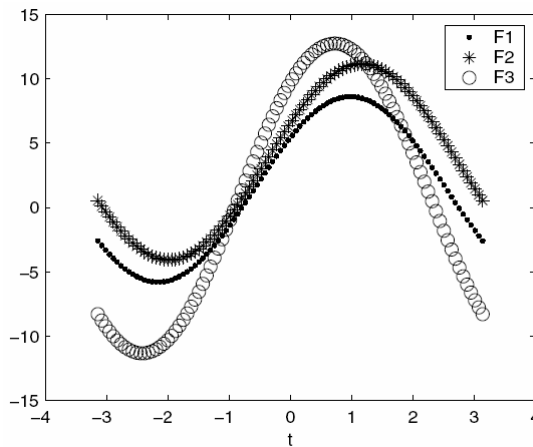
Utilizando la ecuación (5.1), se construyen tres curvas, que corresponden a cada observación. Las *Curvas de Andrews* para los datos son:

$$fx_1(t) = \frac{2}{\sqrt{2}} + 4 \sin t + 6 \cos t$$

$$fx_2(t) = \frac{5}{\sqrt{2}} + 7 \sin t + 3 \cos t$$

$$fx_3(t) = \frac{1}{\sqrt{2}} + 8 \sin t + 9 \cos t$$

Las *Curvas de Andrews* para estos datos se muestran en la Figura 5.1.



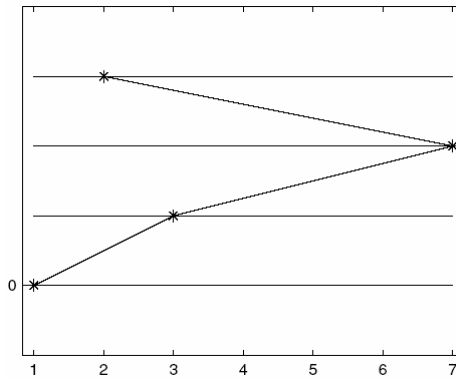
**Figura 5.1. Curvas de Andrews para cada observación respectivamente**

Como se observa en la gráfica, F1 se hace fácilmente diferenciable de F2 y F3 permitiendo visualizar la curva convenientemente para el correspondiente proceso a analizar.

## 5.2. Coordenadas Paralelas

En el sistema coordenado cartesiano los ejes son ortogonales, así que el mayor número de ejes que se puede tener es tres. Si en lugar de otra dimensión se dibujan los ejes paralelos, entonces podríamos tener muchos ejes en el mismo plano.

A continuación se muestran en la Figura 5.2 la representación del punto  $c = [1 \ 3 \ 7 \ 2]$  en *Coordenadas Paralelas*.



**Figura 5.2. Representación de un punto en coordenadas paralelas.**

Si se trazan observaciones en *Coordenadas Paralelas* y se señalan con colores que identifiquen a que clase pertenecen, entonces las *Coordenadas Paralelas* se pueden utilizar para determinar las variables que permitirán separar las clases.

El diagrama coordenado paralelo proporciona las representaciones gráficas de las relaciones multidimensionales.

### **5.3. Búsqueda de la Proyección**

Las *Curvas de Andrews* y los diagramas de *Coordenadas Paralelas* intentan visualizar todas las dimensiones inmediatamente. Una *Curva de Andrews* se logra trazando un punto de datos a una curva. Las *Coordenadas Paralelas* lo logran trazando cada observación a una línea poligonal con vértices en los ejes paralelos. Otra opción de abordar el problema de visualizar los datos multidimensionales es reduciendo la dimensión de los datos a una dimensión más pequeña por medio de la proyección más conveniente.

Este método reduce los datos multidimensionales a dos dimensiones, proyectándolos sobre un plano y después mostrando cada punto en la grafica más conveniente. Una vez que los datos se reducen pueden ser visualizados para explorar los modelos como una estructura.

Esto se logra en el *Análisis Exploratorio* de los *Datos* mediante PPEDA, inspeccionando muchas proyecciones aleatoriamente, y así encontrar la más

interesante, siendo esta medida por un índice. Este índice es conocido como Chi-Cuadrado.

La búsqueda de la proyección consiste en dos partes.

1. Un índice de la proyección que mide el grado de separabilidad de la estructura.
2. Un método para encontrar la proyección que origine el valor más alto para este índice.

Posse utiliza una búsqueda aleatoria para localizar el índice global óptimo de la proyección y la combina con traslación de la estructura de Freidman para tener una secuencia de proyecciones interesantes en dos dimensiones. Cada proyección que sea menos importante (en términos del índice de la proyección) que la anterior.

### 5.3.1. Índice de la Búsqueda de la Proyección

Un plano se divide en 48 regiones que se distribuyen en anillos. Todas las regiones tienen la misma anchura de 45 grados y las regiones internas tienen el mismo ancho radial de  $(2\log(6))^{1/2} / 5$ . Esta opción para el ancho radial provee de regiones aproximadamente iguales para la distribución de probabilidad normal estándar bivariable. Las regiones en el anillo externo tienen probabilidad de 1/48.

Las regiones se construyen de esta manera para explicar la simetría radial de la distribución normal bivariable. En la Figura 5.3 se muestra como se reparte el plano por regiones para el índice Chi-cuadrado.

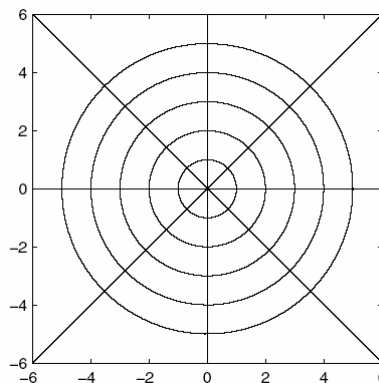


Figura 5.3. Regiones para el índice de la búsqueda de la proyección

El índice de la *Búsqueda de la Proyección* Chi-cuadrado es rápido y fácil de calcular, haciéndose apropiado para tamaños de muestras grandes.

El índice de la proyección esta dado por la siguiente ecuación.

$$Pl_{x^2}(\alpha, \beta) = \frac{1}{9} \sum_{j=1}^8 \sum_{k=1}^{48} \frac{1}{c_k} \left[ \frac{1}{n} \sum_{n=1}^n I_{B_k} (Z_i^{\alpha(nj)}, Z_i^{\beta(nj)}) - c_k \right]^2 \quad (5.2)$$

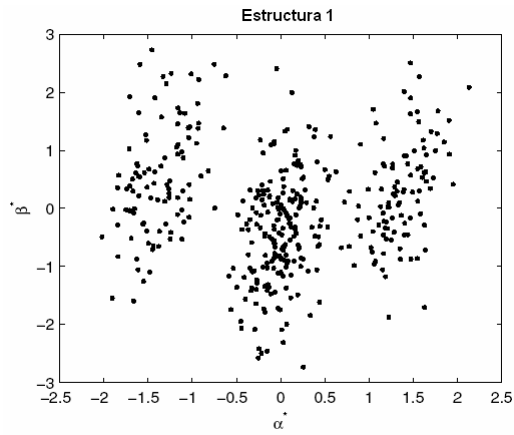
### 5.3.2. Búsqueda de la Estructura

La segunda parte de la *Búsqueda de la Proyección* (PPEDA) requiere un método para optimizar el índice de todas las proyecciones posibles sobre el plano bidimensional. El algoritmo de Posse comienza seleccionando un plano inicial aleatoriamente y este se convierte en el mejor Plano ( $\alpha^*, \beta^*$ ). El método intenta mejorar la solución actual considerando dos soluciones dentro de su vecindad. Los planos están dados por las siguientes ecuaciones.

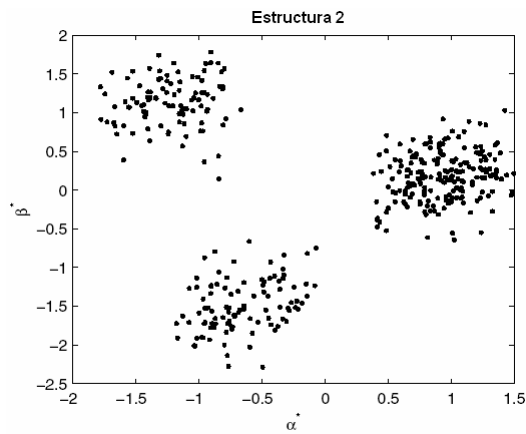
$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{\alpha^* + cv}{\|\alpha^* + cv\|} & b_1 &= \frac{\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1}{\|\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1\|} \\ a_2 &= \frac{\alpha^* - cv}{\|\alpha^* - cv\|} & b_2 &= \frac{\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2}{\|\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2\|} \end{aligned} \quad (5.3)$$

El proceso se inicia con una búsqueda global observando la grandes vecindades del mejor plano actual ( $\alpha^*, \beta^*$ ) y se centra gradualmente en un máximo disminuyendo la vecindad por la mitad después de un numero especificado de pasos sin desmejorar el valor del índice (ppi). Cuando la vecindad es muy pequeña entonces el proceso de optimización se termina.

El resultado de los pasos anteriores se representa en las Figuras 5.4 y 5.5. Donde se observa claramente que el mayor índice (ppi) tiene una separabilidad mayor de sus grupos de datos que la de índice (ppi) menor. La primera estructura tiene un índice (ppi) de 0,572, y la segunda estructura tiene un (ppi) de 2,67.



**Figura 5.4. Índice de la búsqueda de la proyección (ppi) de 0,56**



**Figura 5.5. Índice de la búsqueda de la proyección (ppi) de 2,67**

Nótese que previo a la utilización de cualquier método para el análisis, es importante preparar los datos para diferenciar la información relevante y clave.

## **6. METODOLOGÍA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En este capítulo se presentan los pasos a seguir para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica mediante la implementación de la *Búsqueda* de la *Proyección* y la técnica *LAMDA*.

### **6.1. Caracterización del Sistema de Distribución**

Como primer paso es necesario tener un conocimiento total de la topología del sistema de distribución que se va a analizar, para ello se deberán obtener todos los parámetros del sistema que permitan caracterizarlo en una herramienta de simulación.

Del sistema se deben conocer los siguientes parámetros:

- a. Nivel de tensión de la fuente de alimentación.
  - b. Circuitos alimentadores: Los nodos a los que está conectada cada sección, la distancia de cada sección, y la resistencia, la inductancia y la capacitancia equivalente a la longitud de la línea.
  - c. Carga: El valor nominal de la carga, el nodo y las fases a los que esta conectada.
- Para la simulación de los diferentes tipos de fallas, el sistema deberá estar representado con los modelos que se presentaron en el capítulo 2.

En la Figura 6.1, se presenta la metodología para la localización de fallas en un sistema de distribución. Esta consta de cinco etapas las cuales se describirán a continuación.

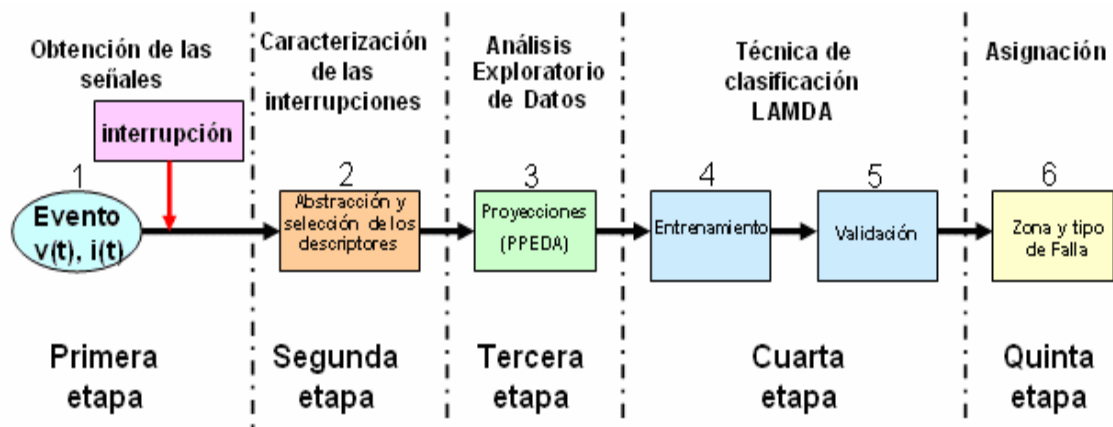


Figura 6.1. Esquema general de la metodología para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica

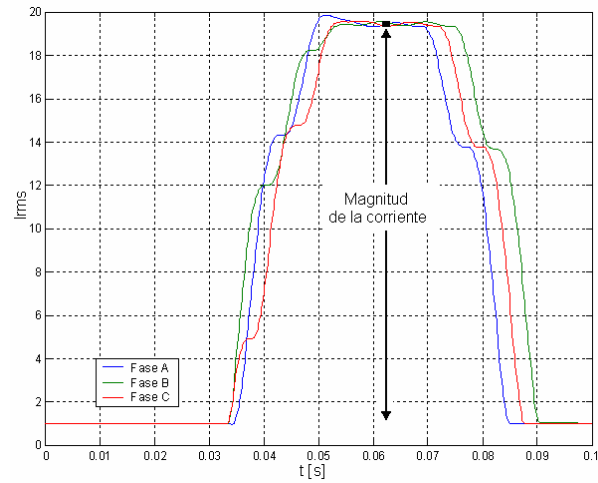
## 6.2. Obtención de las señales- Primera etapa

Esta primera etapa consiste en la obtención del valor eficaz de las señales de tensión y corriente de cada una de las fases cuando se presenten huecos de tensión mediante una ventana deslizante de 128 muestras por periodo, ver figura 6.2. Estas señales se deben obtener en la cabecera del circuito por medio de la simulación de fallas a lo largo del sistema de distribución. Antes de realizar las simulaciones de las fallas en el sistema se deben tener presentes las siguientes consideraciones:

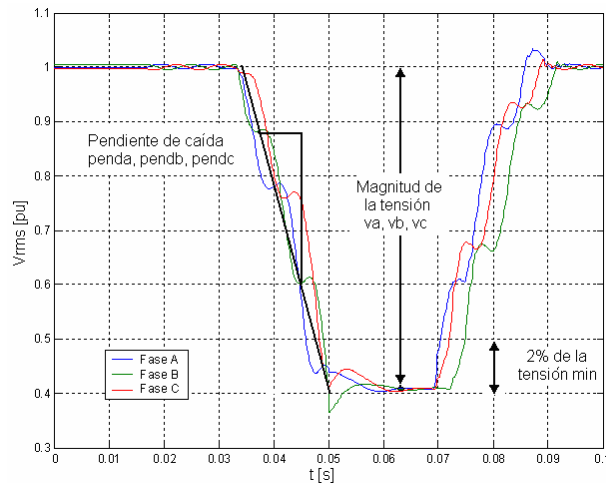
- Dividir el circuito por zonas, es decir, grupos de secciones consecutivos.
- Producir las fallas al 5%, 27,5%, 50%, 72,5% y 95% de cada sección contenida dentro de cada zona.
- En cada punto de falla descrito en el literal anterior, fallar el sistema para resistencias de falla de  $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $25\Omega$  y  $50\Omega$  respectivamente.

## 6.3. Caracterización de las interrupciones- Segunda etapa

En el bloque 2 se deben seleccionar los descriptores de acuerdo con las señales de tensión y corriente registradas en el sistema de distribución. En la Figura 6.2 se muestra un hueco de tensión para observar algunos de los descriptores que se propone utilizar.



(a)



(b)

**Figura 6.2. Descriptores temporales de los huecos de tensión utilizados para el proceso de calcificación registrados por el equipo de medida (a) Corriente eficaz (b) Tensión eficaz**

En la Tabla 6.1 se describen brevemente los descriptores propuestos para clasificar los huecos de tensión o las interrupciones.

**Tabla 6.1. Descriptores que caracterizan el hueco de tensión**

Nº	Descriptores	Descripción
1	va	Magnitudes de la caída de tensión en la fase a [pu]
2	vb	Magnitudes de la caída de tensión en la fase b [pu]
3	vc	Magnitudes de la caída de tensión en la fase c[pu]
4	ia	Magnitudes de la corriente en la fase a [pu]
5	ib	Magnitudes de la corriente en la fase b [pu]
6	ic	Magnitudes de la corriente en la fase c [pu]

7	penda	Pendientes de caída en la fase a [pu]
8	pendb	Pendientes de caída en la fase b [pu]
9	pendc	Pendientes de caída en la fase c [pu]
10	maxten	Magnitud máxima de la tensión [pu]
11	maxcte	Magnitud máxima de la corriente [pu]
12	minpend	Mínima pendiente de caída por fase [pu]
13	promten	Promedio de las magnitudes de la tensión monofásicas [pu]
14	promcte	Promedio de las corrientes monofásicas [pu]
15	prompend	Promedio de las pendientes de caída monofásicas [pu]
16	desvten	Desviación estándar de las tres magnitudes de la tensión monofásicas [pu]
17	desvcte	Desviación estándar de las tres magnitudes de la corriente monofásicas [pu]
18	desvpend	Desviación estándar de las tres magnitudes de las pendientes de caída monofásicas [pu]

---

Luego de la obtención de los descriptores, es necesario realizar un análisis estadístico de los datos como se describe seguidamente.

#### **6.4. Análisis Exploratorio de Datos- Tercera etapa**

En esta etapa se utiliza el *Análisis Exploratorio de Datos-EDA* con el fin de analizar los descriptores que caracterizan las interrupciones, y así, encontrar el grupo o grupos de descriptores que revelen patrones relevantes.

La técnica que se sugiere utilizar en el *Análisis Exploratorio de Datos* es la *Búsqueda de la Proyección* ya que este método reduce un problema multidimensional a dos dimensiones, proyectando cada observación en un plano bidimensional de coordenadas  $\alpha$  y  $\beta$ .

Se harán combinaciones de descriptores (ver tabla 6.2) con el fin de conformar grupos, ya que es necesario probar con varios las diferentes fallas que se presentan en el sistema. A continuación se generarán los grupos de descriptores, los cuales son una combinación de los presentados en la tabla 6.1. En la tabla 6.2 se presentan los 43 grupos de descriptores generados a partir de los 18 descriptores básicos descritos en la tabla 6.1.

Tabla 6.2 Grupos de descriptores

Grupo	Descriptores									
1	va	vb	vc	ia	ib	ic				
2	va	vb	vc	penda	pendb	pendc				
3	ia	vb	ic	penda	pendb	pendc				
4	va	vb	vc	ia	ib	ic	penda	pendb	pendc	
5	va	vb	vc	maxten						
6	ia	ib	ic	maxcte						
7	penda	pendb	pendc	minpend						
8	maxten	ia	ib	ic						
9	maxten	penda	pendb	pendc						
10	va	pb	vc	maxcte						
11	penda	pendb	pendc	maxcte						
12	va	pb	vc	minpend						
13	ia	ib	ic	minpend						
14	maxten	maxcte	minpend							
15	va	pb	vc	maxten	maxcte	minpend				
16	va	vb	vc	ia	ib	ic	maxcte	minpend		
17	va	vb	vc	penda	pendb	pendc	maxcte	minpend		
18	va	vb	vc	penda	pendb	pendc	minpend	promcte		
19	maxten	desvten	promten							
20	maxcte	desvcte	promcte							
21	minpend	desvpend	prompend							
22	maxten	promcte	prompend							
23	maxten	desvcte	desvpend	minpend						
24	maxcte	desvcte	maxten	promten						
25	maxten	desvten	promten	maxcte	desvcte	promcte	minpend	desvpend	prompend	
26	va	vb	vc	maxten	desvten	promten				
27	ia	ib	ic	maxcte	desvcte	promcte				
28	minpend	maxten								
29	va	vb	vc	maxcte	desvcte					
30	va	ia	vb	ib	vc	ic				
31	minpend	prompend	desvpend	maxcte	desvcte	promcte	va	vb	vc	
32	va	vb	vc	maxten	desvten	promten	minpend	desvpend	maxcte	desvcte
33	minpend	maxcte								
34	ia	ib	ic							
35	ia	ib	ic	maxcte						
36	ia	ib	ic	desvcte						
37	ia	ib	ic	promcte						
38	ia	ib	ic	desvcte	promcte					

39	ia	ib	ic	maxcte	desvcte	
40	ia	ib	ic	maxcte	desvcte	promcte
41	maxcte	desvcte				
42	desvcte	promcte				
43	maxcte	promcte	desvcte			

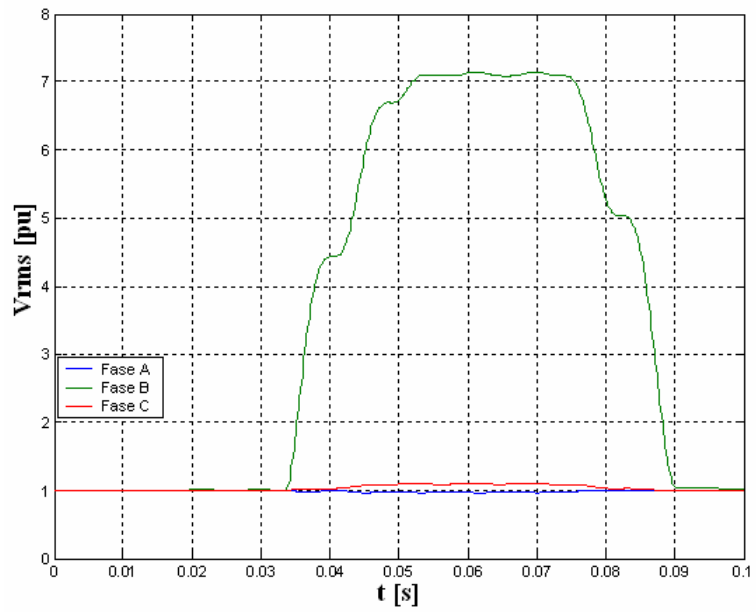
---

Para cada grupo de descriptores de la tabla 6.2 se debe aplicar la *Búsqueda* de la *Proyección* para los cinco tipos de falla (monofásica, bifásica, bifásica a tierra, trifásica, trifásica a tierra).

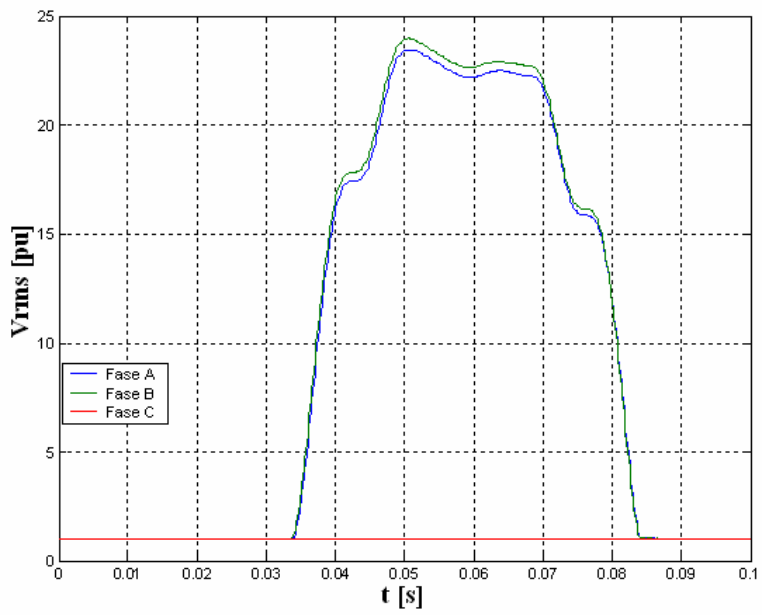
Para cada una de las 43 estructuras, se debe realizar un análisis visual con la intención de seleccionar los grupos de descriptores que muestren estructuras con una distribución de las fallas, que permita clasificar adecuadamente las fallas según el tipo de falla y según la distancia de ubicación de la falla, con respecto a la cabecera del circuito.

#### 6.4.1. Identificación del tipo de falla

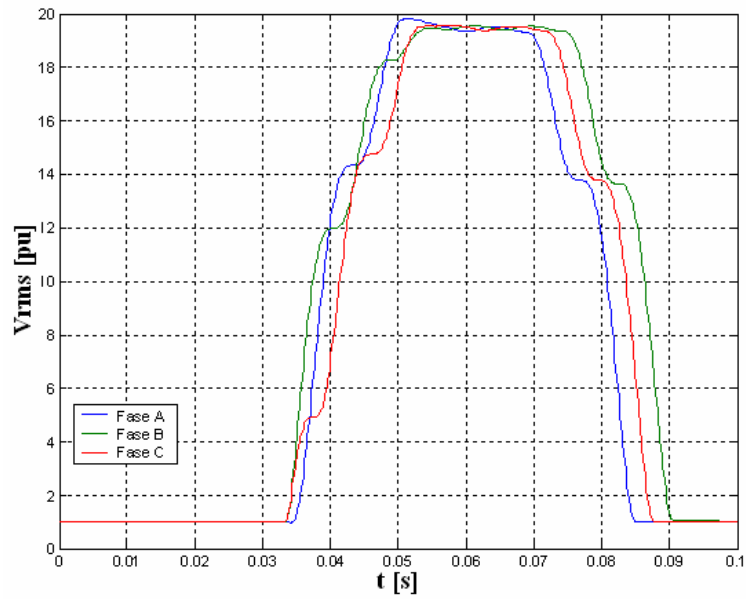
En esta etapa se deben seleccionar las estructuras que permitan clasificar las fallas según el tipo de falla. Para el ejemplo mostrado se seleccionarán, los grupos descriptores 34 al 43 de la tabla 6.2, los cuales permiten de manera adecuada la identificación del tipo de falla. Se presenta en la Figura 6.3 la importancia de estos grupos para estimar el tipo de falla en el sistema de distribución de energía eléctrica. Nótese que existe un comportamiento único y distinto para cada tipo de falla, es decir, monofásica figura 6.3 (a) bifásica figura 6.3 (b) y trifásica figura 6.3 (c).



(a)



(b)



(c)

Figura 6.3. Corrientes de falla (a) Monofásica, (b) Bifásica, (c) Trifásica

Se presenta en la Figura 6.4 la estructura obtenida para los datos del grupo descriptor número 43, en la figura se discriminan como están distribuidas las fallas según el tipo de falla.

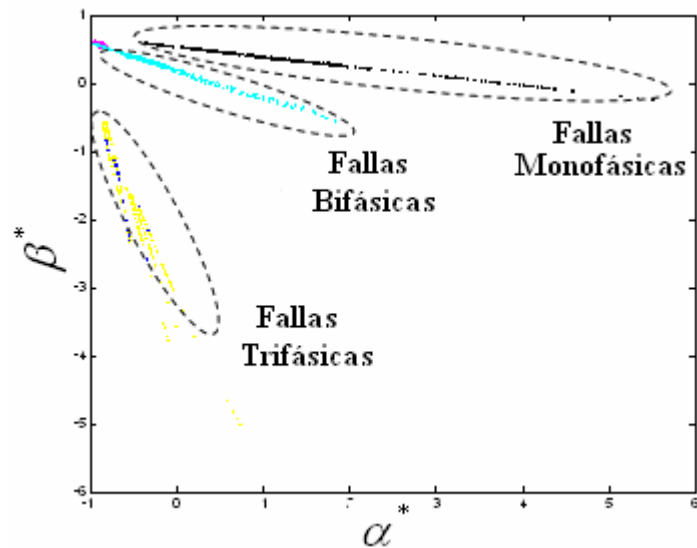


Figura 6.4. Grupo descriptor N° 43 para impedancias de falla 0,05  $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$  y 50  $\Omega$

### 6.4.2. Identificación de las fases

Seleccionar las estructuras que mejor logren identificar cada una de las fases en falla A, B y C para fallas monofásicas, AB, BC y CA para fallas bifásicas y bifásicas a tierra. Las fallas trifásicas y trifásicas a tierra no se pueden seleccionar en este caso ya que las tres fases estarán involucradas en la falla. A continuación se presenta la Figura 6.5, la cual representa la proyección del grupo de descriptores N° 5 de la tabla 6.2, para las fallas bifásicas a tierra donde se puede observar claramente la separabilidad de las fases AB, BC y CA.

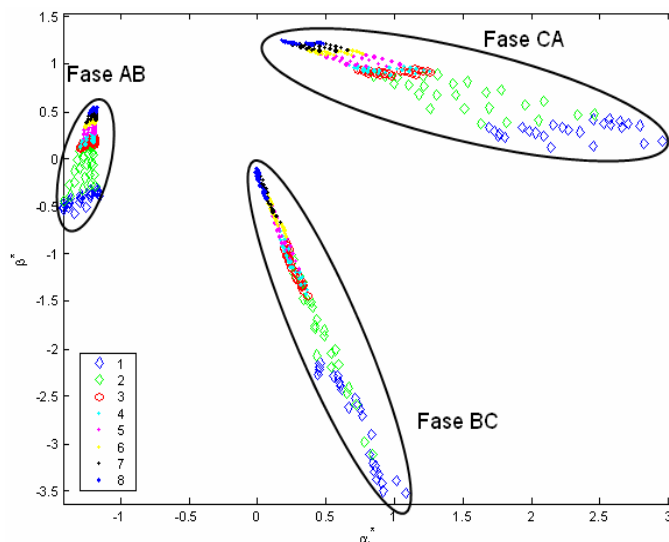
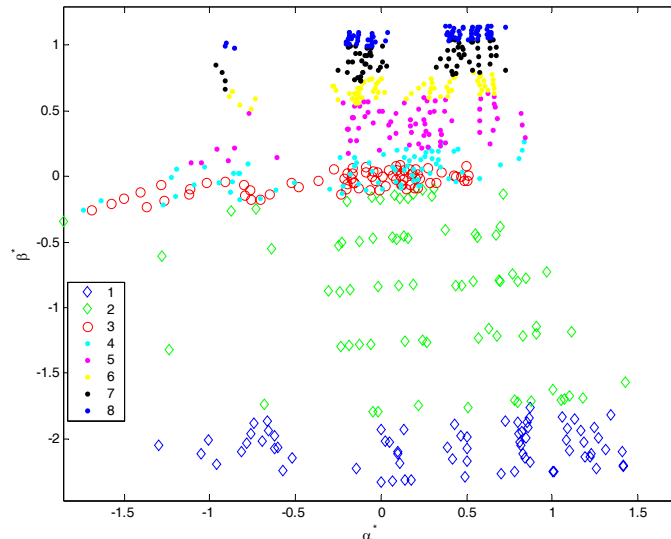


Figura 6.5. Grupo N° 5 para una falla bifásica a tierra e impedancias de falla 0,05  $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$  y 50  $\Omega$

### 6.4.3. Distribución por zonas

Para facilitar la comprensión de las estructuras es conveniente asignar a cada zona un símbolo y color. Esto con el fin de proyectar los datos de las fallas simuladas por zonas y poder identificar fácilmente en donde se ubican en dicha estructura. Se recomienda utilizar símbolos tales como: rombos, cuadrados, triángulos, círculos, asteriscos, puntos y combinarlos con colores. Así cada sección del sistema se podrá observar con un símbolo y color en la estructura. Se deberá seleccionar la proyección que logre una distribución proporcional de la distancia entre la ubicación de la falla y la

cabecera del circuito alimentador. En la Figura 6.6 se observan las zonas del sistema utilizado (ver figura 7.1) para la aplicación de la metodología.



**Figura 6.6. Grupo N° 22 para una falla bifásica a tierra e impedancias de falla 0,05  $\Omega$ , 5 $\Omega$ , 10 $\Omega$ , 15 $\Omega$ , 25 $\Omega$  y 50  $\Omega$**

En la figura se pueden observar los símbolos y colores que representan cada zona, los rombos de la parte inferior representan las fallas ubicadas en la primera sección del circuito alimentador, los círculos rojos representan las fallas ubicadas en la (sección 3) y los puntos azules corresponden a las fallas ubicadas en las secciones (5, 6, 7 y 8) mas lejanas del sistema de distribución de energía eléctrica, de esta forma se le facilitará a la red *LAMDA* la clasificación por zonas.

El objetivo de esta etapa es obtener dos grupos de descriptores, los cuales de manera independiente brinden la posibilidad de determinar la zona y el tipo de falla.

### 6.5. Técnica *LAMDA*- Cuarta etapa

Esta es una de las etapas más importantes porque es en esta en donde se realiza la estimación de la zona y se identifica el tipo de falla por medio del algoritmo de aprendizaje *LAMDA*.

Se debe entrenar y validar la red de acuerdo con los datos de las fallas simuladas de los grupos de descriptores seleccionados en la tercera etapa. Los datos se pueden tomar como se presenta en la Figura 6.7.

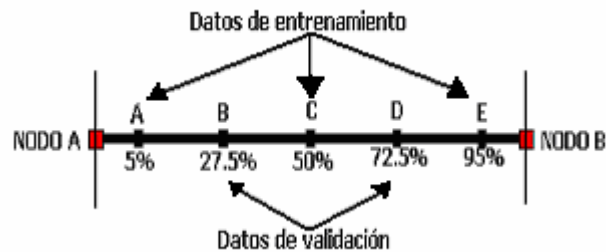


Figura 6.7. Datos de aprendizaje y validación para cada sección

Para el nuevo aprendizaje se recomienda tener los datos de las fallas que están a distancias 5%, 50% y 95% de cada sección, y para la validación los datos de las fallas que están ubicados a distancias 27,5% y 72,5%.

Los datos de las fallas se dividen como se mostró anteriormente debido a que permite una mejor valoración de la capacidad de generación de la red *LAMDA*, ya que las fallas utilizadas en el proceso de validación tienen distintas ubicaciones a las utilizadas en el proceso de entrenamiento.

En la Figura 6.8 se muestra el esquema de clasificación basado en la técnica *LAMDA*.

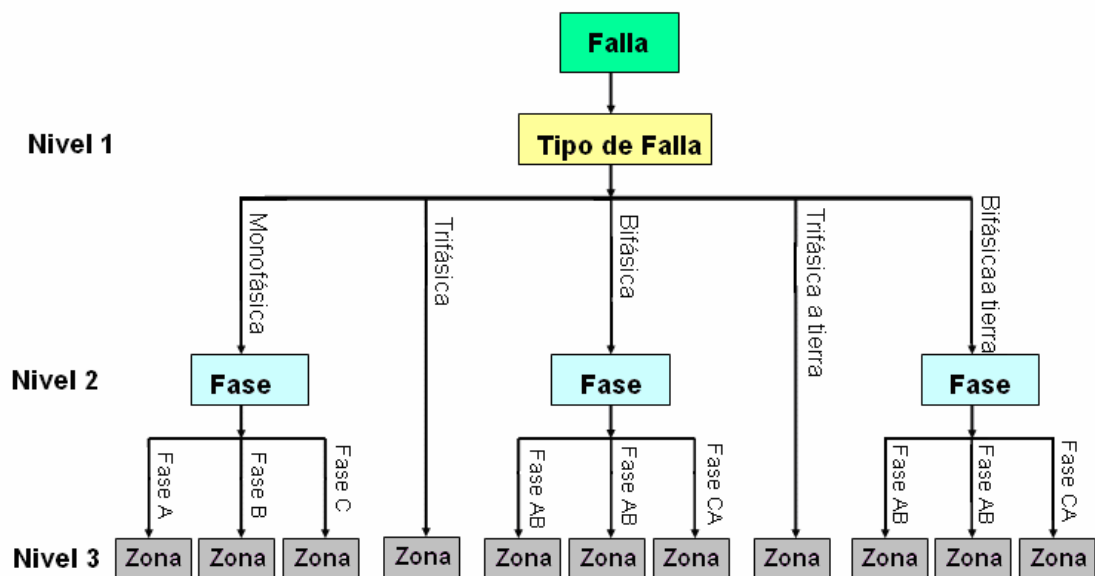


Figura. 6.8. Esquema de clasificación de fallas para la red

El esquema de localización de una falla consiste en 15 redes *LAMDA* las cuales están en los tres niveles como se muestra en la figura anterior. En el primer nivel la red *LAMDA* identifica que tipo de falla interviene en el evento (monofásica, bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra), el segundo nivel tiene tres redes *LAMDA* que identifican la fase en la cual ocurrió la falla. El tercer nivel consiste en 11 redes *LAMDA* que ubican la zona en la cual ocurrió la falla. Se debe notar que para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra solo se tienen dos niveles (tipo de falla y zona) debido a que para este tipo de fallas las tres fases intervienen en la falla.

### 6.5.1. Entrenamiento

Para cada una de las redes anteriores se deberá hacer un entrenamiento por nivel. Uno para la identificación del tipo de falla, otro para la identificación de la fase y un último para la ubicación de la zona, igualmente para el proceso de validación como se menciona posteriormente.

#### 6.5.1.1. Entrenamiento para la identificación del tipo de falla

En la Figura 6.9 se muestra como se determina el tipo de falla en el esquema de clasificación.

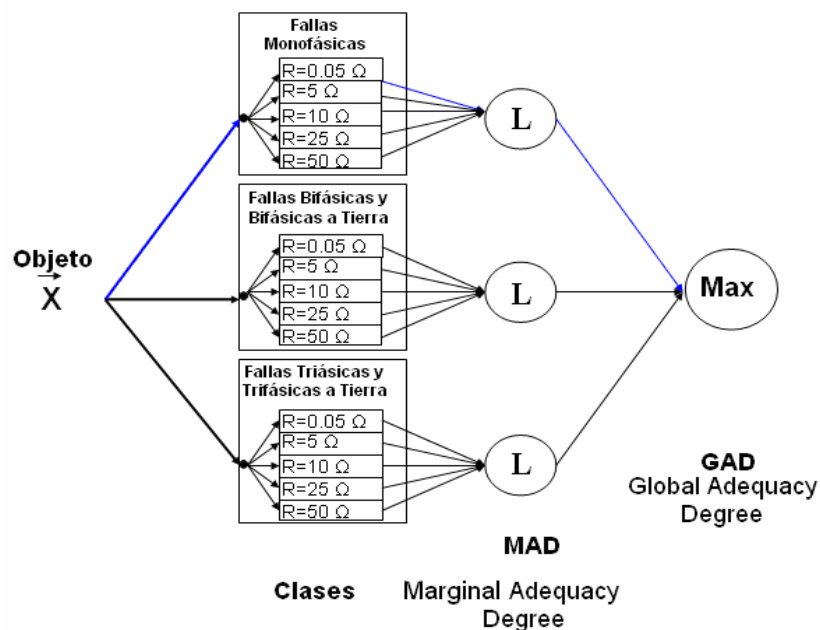


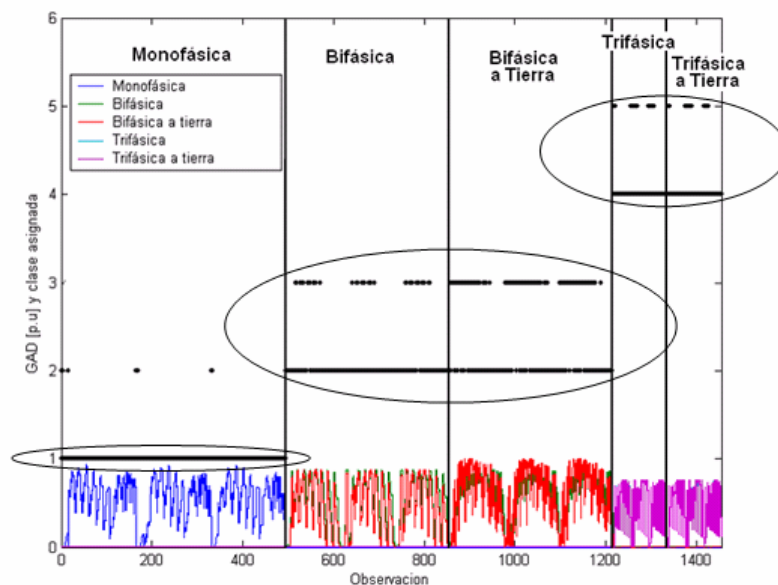
Figura 6.9. Asignación del tipo de falla para el entrenamiento de la red *LAMDA*

El objeto que entra en la red representa un grupo descriptor multidimensional, el cual es previamente procesado por medio de las proyecciones y reducido a una pareja ordenada en el plano (alfa, Beta). Este dato contiene información clave tal como tipo de falla, zona, fase donde ocurrió la falla, resistencia y distancia a la cual se simuló la falla en la etapa 1.

El número de clases de esta red se determinara partiendo de las fallas que se presentan en los sistemas de distribución, las cuales son fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, considerando que cada falla tiene un comportamiento diferente.

Se supone que el objeto corresponde a una falla monofásica, este se introducirá en cada una de las clases como se muestra en la red *LAMDA*, cada clase contiene, un tipo de falla y las impedancias con las cuales se simularon las mismas. Al introducirse a cada subclase el sistema le dará una ponderación por cada impedancia, a esta se le calculará el *Grado de Adecuación Marginal (MAD)* como se muestra en la figura, y a continuación el proceso deberá de calcular el *Grado de Adecuación Global (GAD)* donde se elegirá al máximo, dando como resultado el tipo de falla esperado.

En la Figura 6.10 se presenta el proceso de entrenamiento donde se obtienen los resultados de los cinco tipos de fallas que se presentan en un sistema de distribución.



**Figura 6.10. GAD y sección asignada durante el proceso de entrenamiento de la red, para la identificación del tipo de falla**

En la figura anterior puede observar 5 clases y como los datos entre las clases iniciales se traslapan por lo tanto, se toma las fallas monofásicas como una sola clase, las fallas bifásicas y bifásicas a tierra como otra clase, igualmente se hará para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra. Posteriormente se entrenarán dos redes. Una para la identificación de las fallas bifásicas y bifásicas a tierra y la otra para las trifásicas y trifásicas a tierra, de esta manera se tendrá un buen entrenamiento para la identificación del tipo de falla.

### 6.5.1.2. Entrenamiento para la identificación de las fases

Solo las fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra intervienen en este proceso. En la Figura 6.11 se observa la red LAMDA en el proceso de entrenamiento para la asignación de la fase que interviene durante la falla.

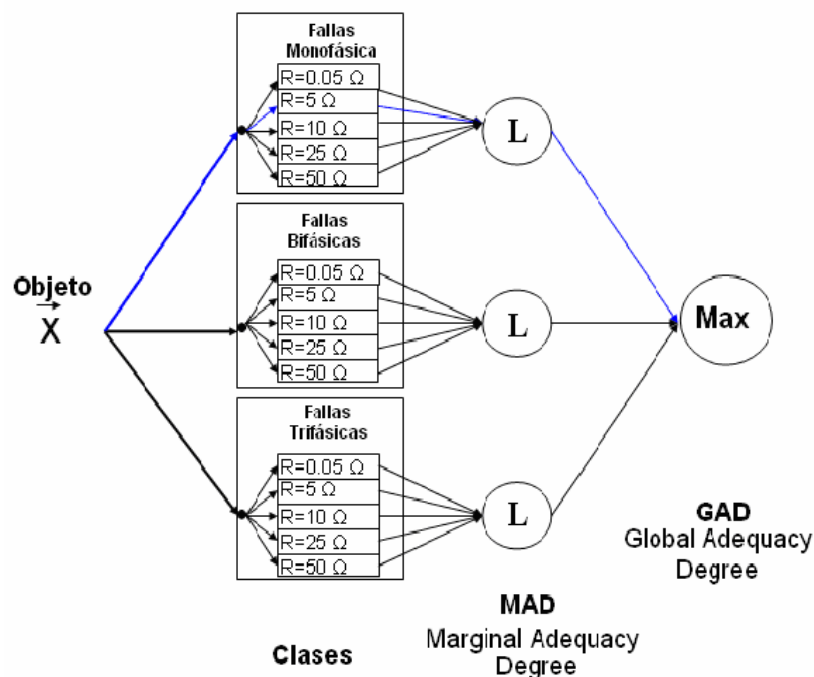


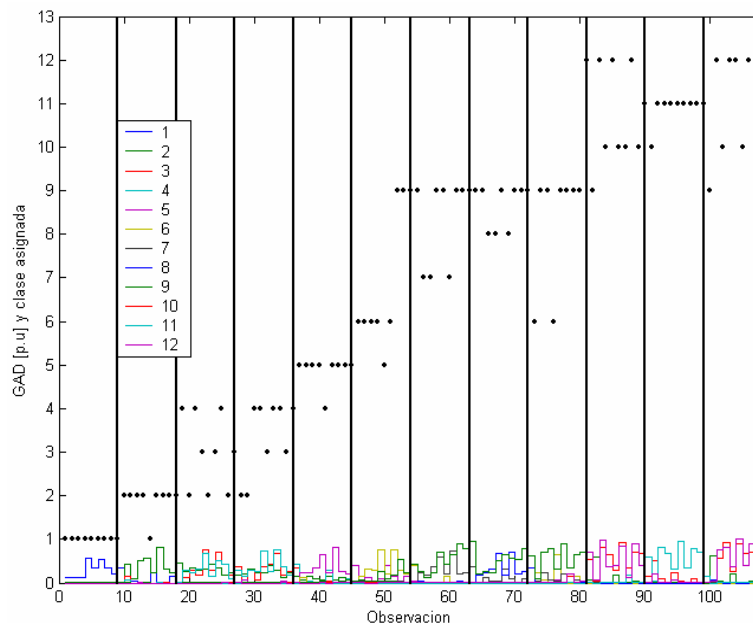
Figura 6.11. Asignación de la fase de falla para el entrenamiento de la red LAMDA correspondiente a una falla monofásica

En esta identificación, la red LAMDA toma solo la información de la fase fallada, la cual se asimila las clases asignadas en la red como se nota en la figura. Cada subclase dará una ponderación al objeto entrante, por lo tanto se tienen 5 valores por cada clase, estos valores se toman para calcular el *Grado de Adecuación Marginal* (MAD)

(máximo de estos). De este proceso se obtienen 3 valores los cuales pasan al siguiente proceso donde se calcula el *Grado de Adecuación Global* (GAD) el cual asigna la fase correspondiente a dicho tipo de falla. Se debe tener en cuenta que la red le dará la mayor ponderación a la fase en la cual ocurrió la falla.

### 6.5.1.3. Entrenamiento para la ubicación de las zonas

Se divide el sistema de distribución por zonas dependiendo del número de secciones que se tenga, cada tramo de línea inicialmente se toma como una clase. La red *LAMDA* será igual que las redes anteriores pero ahora se tienen que formar las clases o zonas que se necesiten para la conformación de los modelos finales. A continuación se presenta la Figura 6.12 en la cual se ve el proceso de entrenamiento final donde se asignan las zonas que se tendrán en cuenta para la validación.



**Figura 6.12. (GAD) Asignación de clases durante el proceso de entrenamiento, red monofásica fase C, grupo descriptor N° 5, impedancias de falla 0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω**

La figura corresponde al sistema utilizado para el estudio (capítulo 7), el cual tiene 12 clases donde la clase 1 corresponde a la parte mas cercana a la cabecera del circuito (sección 1) y la clase 12 corresponde a la parte mas lejana del ramal de la fase C entre los nodos 5 y 6 (secciones 9, 10, 11 y 12). En la figura se nota claramente como los datos de las diferentes clases se confunden ubicándose en otra clase, por lo tanto

se deben seleccionar varias secciones como una zona. A continuación se dan algunas recomendaciones para realizar estas agrupaciones.

- a. Tomar como una sola clase aquellas clases que tenga contenidos todos sus datos o su gran mayoría. En la Figura 6.12 se observa que a la clase 1 sólo le falta un dato (objeto) por lo tanto, esta se puede tomar como una sola clase, lo mismo para la clase 11.
- b. Agrupar como una sola zona, aquellas clases que contengan datos de otras clases que sean consecutivas tal y como muestra esta sección (ver sistema figura 7.11), en la figura se observa que la clase 10 tiene datos de la clase 12 y viceversa, por lo tanto estas dos secciones formarán una zona, sucede algo similar con las clases (7, 8, 9) y (3, 4, 5), estos dos grupos de secciones conformarán dos zonas diferentes.

### **6.5.2. Validación**

Teniendo entrenadas las 15 redes y habiendo comprobado el sistema en las respectivas distancias antes mencionadas, las redes *LAMDA* adoptarán estas y se procede a validar las redes *LAMDA* con los datos que no se conocen, los cuales están en las posiciones 27,5 y 72,5 de cada zona (ver figura 6.7). Posteriormente se calcula un nuevo *Grado de Adecuación Marginal* y un *Grado de Adecuación Global* donde se le asigna un tipo de falla, una fase y una zona según sea el caso. Cabe anotar que las fallas trifásicas y trifásicas a tierra no tienen la red *LAMDA* donde se identifica la fase.

### **6.6. Asignación o resultados- Quinta etapa 5**

En esta etapa se deben presentar los resultados en bloques de porcentajes y en tablas donde se indique el tipo de falla, la fase fallada y la zona donde ocurrió la falla, así como los resultados totales par cada falla y resultados de todos los datos que se probaron en la clasificación, con el fin de dar mayor claridad en el proceso del algoritmo de clasificación *LAMDA*. En los anexos A y B de este trabajo de grado se presentan resultados de una aplicación de la técnica *LAMDA* sobre un sistema prototipo utilizado en varios métodos de localización de fallas.

## 7. APLICACIÓN DE LA TÉCNICA LAMDA A LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se presentará un caso de aplicación de la técnica de clasificación *LAMDA* sobre el sistema prototipo propuesto por Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de distribución. Se aplica la técnica y se muestran algunos resultados sobre la clasificación de la identificación del tipo de falla, fase y ubicación de la zona.

### 7.1. Descripción del sistema de distribución

El sistema de distribución presentado en la Figura 7.1 es un sistema radial que se ha utilizado para pruebas de distintos métodos de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica.

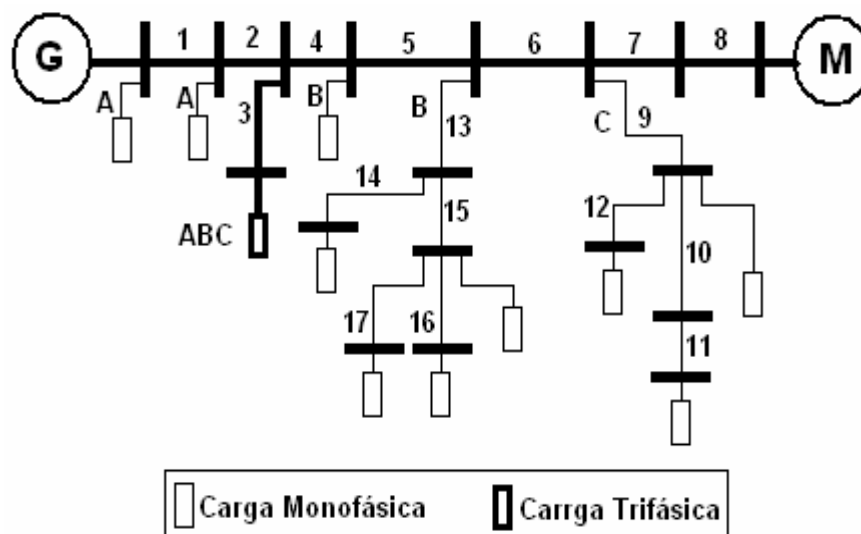


Figura 7.1 Diagrama unifilar del sistema de distribución seleccionado

El sistema está compuesto de 17 nodos con ramales monofásicos y trifásicos, donde la carga está distribuida en las tres fases (sistema trifásico desbalanceado), las secciones enumeradas de 1 a 8 son trifásicas, los ramales unidos a los nodos 5-6 y 6-7 son monofásicos conectados a las fases B y C respectivamente.

La implementación de este sistema se hará con la herramienta *Power System Blockset* en la plataforma *Simulink* de *Matlab* siguiendo los pasos descritos en la metodología propuesta en el capítulo 6.

### 7.1.1. Características del generador

Para el modelado del generador se utilizaron los parámetros consignados en la Tabla 7.1. El modelo implementado es el descrito en el capítulo 2, la relación entre la resistencia y la impedancia inductiva fue igual a cinco (5).

**Tabla 7.1. Características del generador**

Tensión Base (MVA)	Potencia base (kVA)	Impedancia de Secuencia Positiva (p.u)	Impedancia de Secuencia Negativa (p.u)	Impedancia de Secuencia Cero (p.u)
25	100	0,68283 + j2,98139		0,09496 + j1,39289

### 7.1.2. Características de las cargas

En la Tabla 7.2 se presentan los parámetros utilizados para representar cada una de las cargas del sistema de distribución en estudio. El nivel de tensión, la potencia activa y la reactancia fueron las entradas al modelo Matlab. El modelo utilizado es el de la carga en paralelo tal y como se explica en el capítulo 2.

**Tabla 7.2. Cargas del sistema**

Nodo	Nodo	Fase	Potencia Activa [w]	Potencia Reactiva [Var]
1	1	A	14982,75	719,17
2	2	A	14982,75	719,17
7	4-5	B	14982,75	719,17
11	8	A, B y C	0	1e6
12	2-4	A, B y C	67476,375	1785,726
14	14	B	14982,75	719,17
15	15	B	14982,75	719,17
16	17	B	14982,75	719,17
17	16	B	7491,375	359,585
18	10	C	24991,25	661,38

19	12	C	14982,75	719,17
21	11	C	14982,75	719,17

### 7.1.3. Secciones del sistema

Las líneas de distribución de energía de eléctrica se representaron mediante el modelo PI, descrito en el capítulo 2.

En la Tabla 7.3 se presentan los parámetros de cada sección del sistema tales como: impedancia serie, admitancia, nodos, y longitud de cada sección.

**Tabla 7.3. Características de las líneas de distribución para el sistema seleccionado**

Sección entre nodos	Sección nodo imp.	Longitud de la sección (km)	Impedancia serie (ohm//km)		Admitancia shunt (mho//km)	
			Secuencia positiva y negativa	Secuencia cero	Secuencia positiva y negativa	Secuencia cero
1 y 2	1	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
2 y 6	2	16,092	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
6 y 7	4	4,023	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
7 y 8	5	5,15	0,5519+j,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
8 y 9	6	2,414	0,5519+j,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
9 y 10	7	4,506	0,5519+j0,5390	0,729+j1,727	j3,59 E-06	j2,39 E-06
10 y 11	8	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j3,74 E-06	j2,49 E-06
6 y 12	3	2,414	0,348+j0,5166	0,5254+j1,704	j2,51 E-06	j2,49 E-06
8 y 13	13	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
13 y 14	14	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
13 y 15	15	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
15 y 16	17	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
15 y 17	16	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
9 y 18	9	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
18 y 19	10	2,414	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
18 y 20	12	3,219	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06
20 y 21	11	3,219	7,3977+j0,8998	7,3977+j0,8998	j2,51 E-06	j2,51 E-06

Finalmente, se representa en la Figura 7.2 el sistema implementado en *Power System Blockset* de *Matlab*.

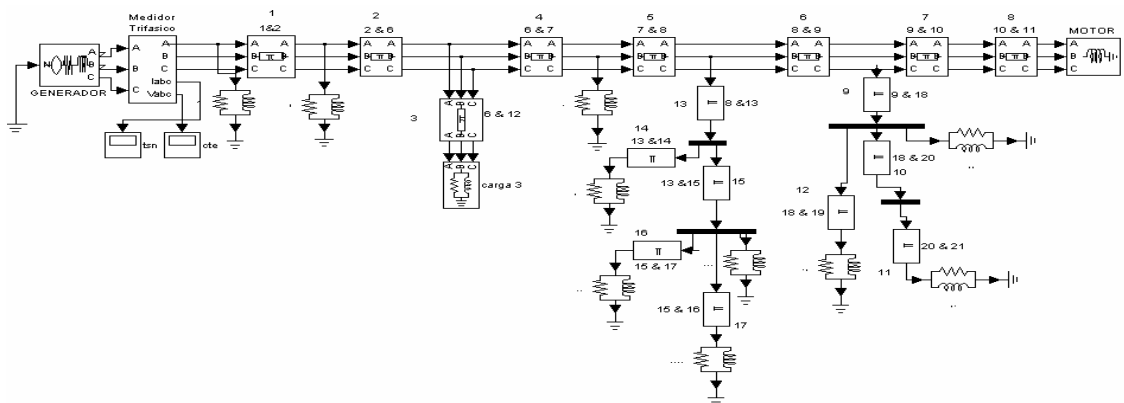


Figura 7.2 Diagrama *Matlab* del sistema de distribución implementado

#### 7.1.4. Simulación de las fallas del sistema de distribución

El sistema de clasificación *LAMDA* requiere de dos etapas, entrenamiento y validación, por lo que es necesario contar con suficiente información para ese propósito. Debido al tipo y a la cantidad de información que se requiere para estos dos pasos, es necesario obtener una base de datos la cual se logra mediante la simulación del sistema de distribución en la herramienta *Power System Blockset* en *Simulink* de *Matlab*.

De esta manera es posible obtener los 5 tipos de fallas que se pueden presentar en un sistema de energía eléctrica, es decir, las fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra. De acuerdo con la metodología presentada en el capítulo 6, se realizaron por cada tipo de falla en el sistema de distribución cinco fallas equidistantes en cada sección, las fallas se hicieron al 5%, 27,5%, 50%, 72,5% y 95% respectivamente de la distancia de cada sección del sistema seleccionado, además de las impedancias de falla que se emplearon fueron de  $0.05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $25\Omega$ , y  $50\Omega$ , en la Figura 7.3 se muestra la distribución de las distancias y las resistencias de falla.

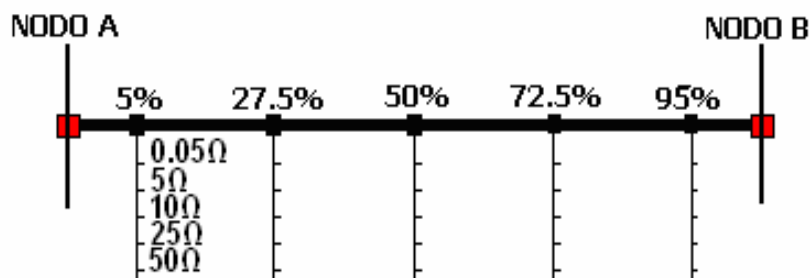


Figura 7.3. Distribución de la distancia de cada sección y las resistencias de falla

En la Tabla 7.4 se describen los diferentes tipos de fallas, las fases que intervienen en cada falla, las combinaciones por tipo de falla, la cantidad de resistencias para los diferentes tipos de falla, la cantidad de fallas por sección, las secciones en las cuales se producen las fallas y la cantidad de datos por tipo de falla.

**Tabla 7.4. Número de simulaciones por cada tipo de fallas**

Tipo de Falla	Fases	Cantidad de Comb.	Cantidad de resistencias	Cantidad de puntos de falla por sección	Secciones	Pruebas por falla
Monofásica	A, B y C	3	5	5	1-8	600
Monofásica	B	1	5	5	13-17	125
Monofásica	C	1	5	5	9-12	100
Bifásica	AB, BC, CA	3	5	5	1-8	600
Bifásica a tierra	AB, BC, CA	3	5	5	1-8	600
Trifásica	ABC	1	5	5	1-8	200
Trifásica a tierra	ABC	1	5	5	1-8	200
<b>TOTAL</b>						<b><u>2425</u></b>

Como se puede observar en la Tabla 7.4 se muestra el número total de simulaciones por cada tipo de falla realizado en el sistema de distribución seleccionado. Existe un número mayor de simulaciones monofásicas que las fallas bifásicas y trifásicas respectivamente, esto se debe a los ramales monofásicos que se encuentran unidos en los nodos 5-6 y 6-7 en donde no es posible obtener fallas bifásicas, aun menos las fallas trifásicas.

## **7.2. Obtención de los descriptores de las interrupciones**

En esta sección se caracteriza las interrupciones obtenidas en la etapa de simulación anterior para cada uno de los cinco tipos de fallas.

### 7.2.1. Caracterización de las interrupciones

Las señales registradas en la subestación al ocurrir una falla en el sistema de distribución describen un hueco de tensión como el que se presenta en la Figura 7.4 por lo tanto al caracterizar el hueco de tensión es posible determinar la ubicación de la falla que lo produjo. En la Figura 7.3 se presenta una falla monofásica en la fase C, con una resistencia de falla de  $15\Omega$ , en la cual se esboza con uno de los descriptores utilizados. Esto se realizó con cada uno de los cortes de tensión obtenidos en *Matlab* para obtener una base de datos de los descriptores de 2425 elementos.

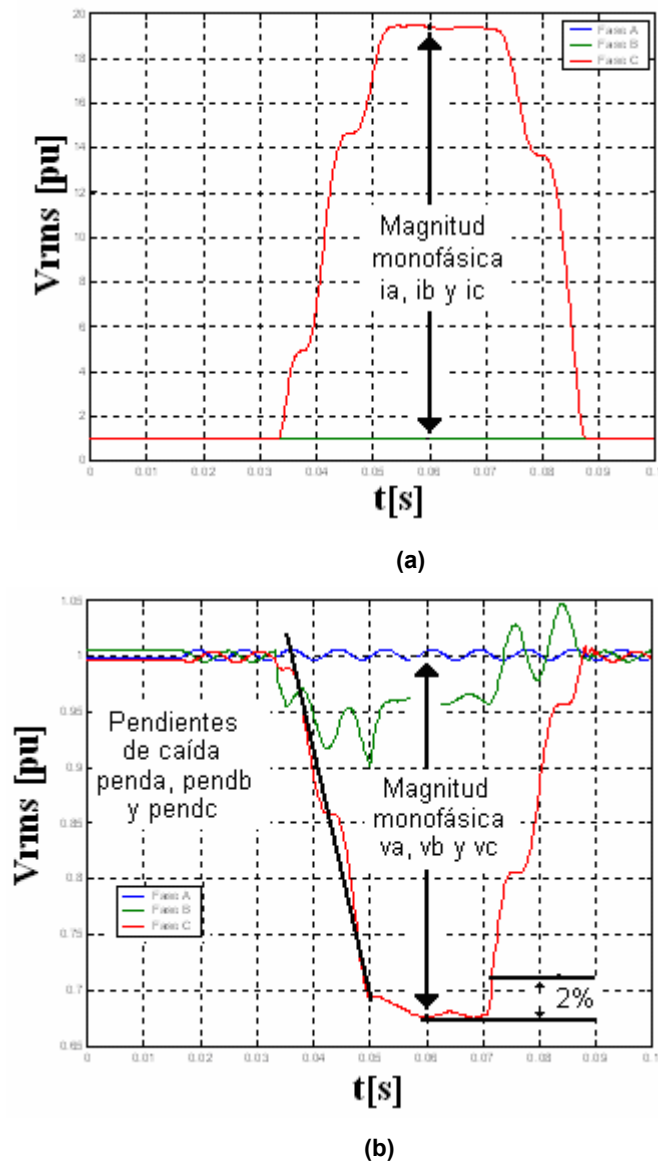


Figura 7.4. Interrupción para una falla monofásica en la fase C con impedancia de falla  $15\Omega$   
(a) Corriente trifásica, (b) Tensión trifásica

### 7.2.2. Selección de los descriptores de las interrupciones

La selección de los descriptores, se hace de acuerdo a las características de las magnitudes de los fasores de tensión y corriente producidos en las simulaciones del sistema de distribución y se toman los descriptores sugeridos por la metodología propuesta en el capítulo 6. En la Tabla 7.5 se presentan los descriptores seleccionados.

Tabla 7.5. Descriptores seleccionados

N°	Descriptores	Descripción
1	va	Magnitudes de la caída de tensión en la fase a [pu]
2	vb	Magnitudes de la caída de tensión en la fase b [pu]
3	vc	Magnitudes de la caída de tensión en la fase c [pu]
4	ia	Magnitudes de la corriente en la fase a [pu]
5	ib	Magnitudes de la corriente en la fase b [pu]
6	ic	Magnitudes de la corriente en la fase c [pu]
7	penda	Pendientes de caída en la fase a [pu]
8	pendb	Pendientes de caída en la fase b [pu]
9	pendc	Pendientes de caída en la fase c [pu]
10	maxten	Magnitud máxima de la tensión [pu]
11	maxcte	Magnitud máxima de la corriente [pu]
12	minpend	Mínima pendiente de caída por fase [pu]
13	promten	Promedio de las magnitudes de la tensión monofásicas [pu]
14	promcte	Promedio de las corrientes monofásicas [pu]
15	prompend	Promedio de las pendientes de caída monofásicas [pu]
16	desvten	Desviación estándar de las tres magnitudes de la tensión monofásicas [pu]
17	desvcte	Desviación estándar de las tres magnitudes de la corriente monofásicas [pu]
18	desvpend	Desviación estándar de las tres magnitudes de las pendientes de caída monofásicas [pu]

### 7.3. Análisis exploratorio de datos

De acuerdo el *Análisis Exploratorio de Datos* (EDA) se creó una proyección por cada grupo descriptor, este análisis de exploración se ejecuta de acuerdo con un programa en *Matlab*. Sin embargo, por medio de cada figura se podrán seleccionar las más adecuadas según los criterios propuestos por la metodología (ver capítulo 6, secciones 6.4.1, 6.4.2, 6.4.3).

### 7.3.1. Búsqueda de la proyección

En la etapa de simulación se designó previamente cada zona con un color y símbolo respectivamente para poder identificar el tipo de falla, la fase y ubicar adecuadamente la zona, por lo tanto se simbolizó como se presenta en la Tabla 7.6. Todo esto con el objetivo de encontrar patrones que permitan clasificar las fallas con respecto a su localización y tipo dentro del sistema de energía eléctrica. Fue necesario utilizar los 43 grupos de descriptores de la tabla 6.1 (capítulo 6), y se realizó para cada uno de ellos el respectivo análisis exploratorio de datos.

**Tabla 7.6. Símbolo y color para cada una de las zonas del sistema de distribución radial**

Sección	S1	S2	S3	S4	S5	S6
<b>Símbolo</b>	Rombo	Rombo	Círculo	Punto	Punto	Punto
<b>Color</b>	Azul	Verde	Rojo	Cyan	Magenta	Amarillo
Sección	S7	S8	S9	S10	S11	S12
<b>Símbolo</b>	Punto	Punto	Asterisco	Asterisco	Asterisco	Asterisco
<b>Color</b>	Negro	Azul	Verde	Rojo	Cyan	Magenta
Sección	S13	S14	S15	S16	S17	
<b>Símbolo</b>	Cuadrado	Cuadrado	Cuadrado	Cuadrado	Cuadrado	
<b>Color</b>	Amarillo	Negro	Azul	Verde	Rojo	

#### 7.3.1.1. Obtención de las estructuras que identifican el tipo de falla

Este análisis revela los rasgos principales de las fallas que se presentan en un sistema de energía eléctrica, facilitándole a la red LAMDA separar los datos, y así lograr la identificación del tipo de falla de una eventualidad en el sistema de distribución de energía eléctrica.

En la Tabla 7.7 se muestran los grupos de descriptores que se tomaron de acuerdo con la metodología propuesta en el capítulo 6, para la formación de las estructuras por medio de (PPEDA). El objetivo es encontrar patrones que facilite clasificar los diferentes tipos de falla.

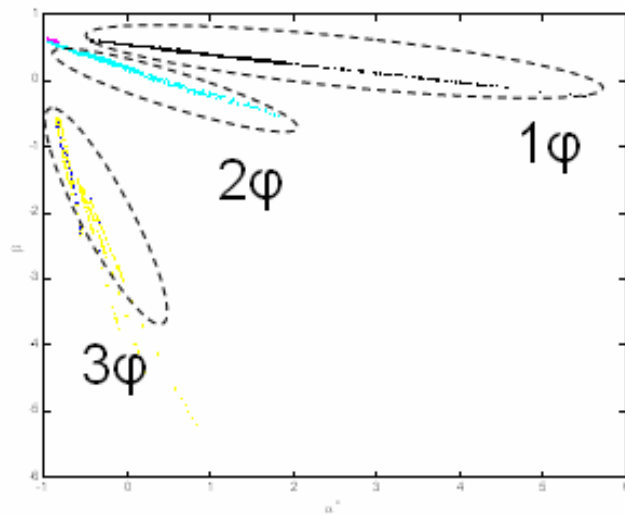
**Tabla 7.7. Grupo de descriptores para la clasificación de tipo de falla**

Grupo	Descriptores		
34	ia	ib	ic

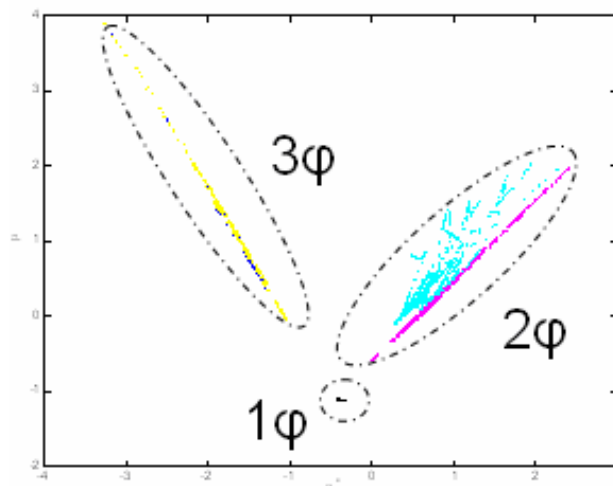
35	ia	ib	ic	maxcte		
36	ia	ib	ic	desvcte		
37	ia	ib	ic	promcte		
38	ia	ib	ic	desvcte	promcte	
39	ia	ib	ic	maxcte	desvcte	
40	ia	ib	ic	maxcte	desvcte	promcte
41	maxcte	desvcte				
42	desvcte	promcte				
43	maxcte	promcte	desvcte			

---

Se generaron las estructuras de los grupos de descriptores anteriores y a partir de éstas, se obtiene para cada una de ellas un *Análisis Exploratorio de Datos* y finalmente se selecciona la más adecuada de acuerdo con los criterios mencionados en la metodología propuesta en el capítulo 6. En la tabla anterior se nota claramente que todos estos grupos están relacionados entre sí, con el descriptor amplitud de la corriente [p.u], el cual da las características más importantes para la identificación del tipo de falla. A continuación se presenta la Figura 7.5 donde se podrá apreciar los diferentes tipos de fallas.



(a)

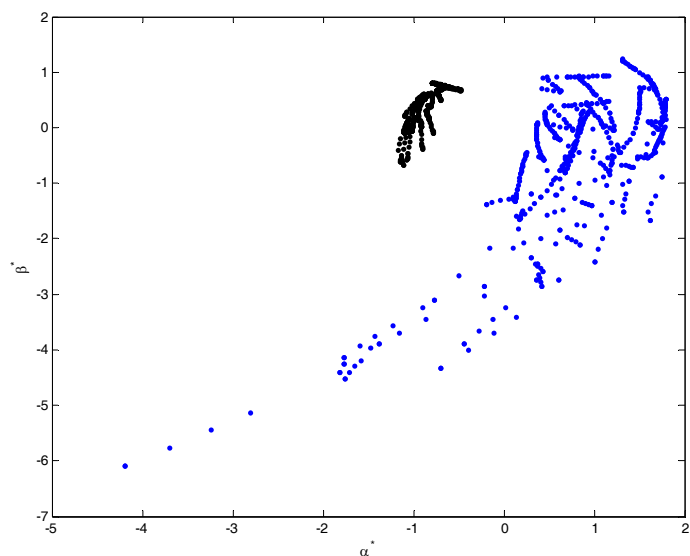


(b)

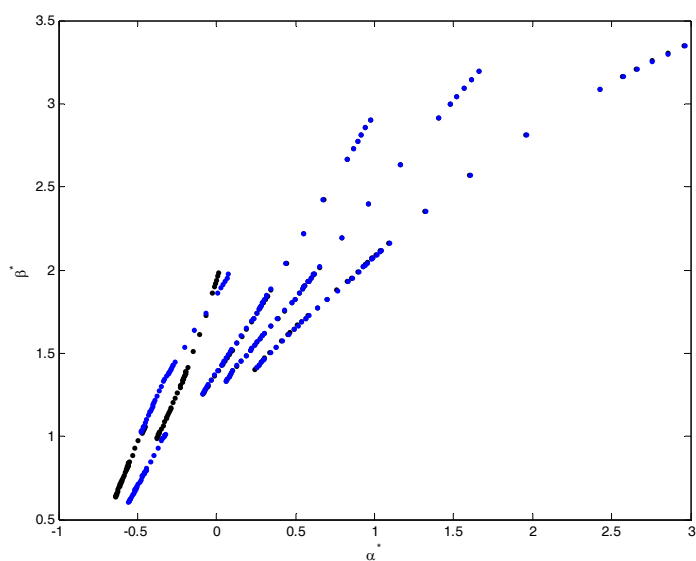
**Figura 7.5. Proyecciones de los datos de las fallas obtenida mediante PPEDA para el grupo descriptor N° 43, impedancias de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω (a) Plano de proyección uno (b) Plano de proyección dos**

La figura anterior se muestran los datos que pertenece al grupo descriptor N° 43, ésta da la mejor proyección y se muestra en dos planos diferentes donde se puede ver el comportamiento similar de los datos, mostrando los tres grandes grupos que representan las fallas monofásicas, bifásicas y trifásica, en este caso las fallas bifásicas a tierra están contenidas en el grupo de las bifásicas similarmente con las trifásicas y trifásicas a tierra.

A continuación se presenta la Figura 7.6 donde se muestra como se separan las fallas bifásicas de las bifásicas a tierra y las trifásicas de las trifásicas de las trifásicas a tierra. Esto es necesario ya que es imprescindible para la clasificación tener la separabilidad de cada tipo de falla. Por lo tanto en estas estructuras se proyectan sólo los datos de las fallas bifásicas y bifásicas a tierra, para poder tener un mejor reconocimiento del tipo de falla que se puede presentar en un sistema de distribución; lo mismo se hará para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra.



(a)



(b)

**Figura 7.6. Proyección (PPEDA) para el grupo N° 43, (a) Fallas bifásicas y bifásicas a tierra, (b) Fallas trifásicas y trifásicas a tierra**

En la figura 7.6 (a) se proyectan los datos de las fallas bifásicas y bifásicas a tierra donde se observa claramente la separabilidad entre los puntos negros, los cuales representan las fallas bifásicas y los puntos azules representan las fallas bifásicas a tierra. En la figura 7.6 (b) los puntos negros representan las fallas trifásicas y los puntos azules representan las fallas trifásicas a tierra. De esta manera se podrá tener

una adecuada clasificación en la red *LAMDA* y obtener debidamente el tipo de falla que ocurre en un evento.

### 7.3.1.2. Selección de la mejor estructura para la identificación de las fases

De manera similar se tomaron los 33 primeros grupos de la tabla 6.2 del capítulo 6 y se obtuvieron las estructuras de los diferentes tipos de falla para la identificación de la fase que intervienen en la falla y la ubicación de la zona, para un total de 165 proyecciones, por lo tanto se presentarán las proyecciones relevantes. En el anexo A se presentan las estructuras que se destacaron inicialmente para la selección de las proyecciones.

Se eligieron los grupos (5, 10, 12, 19 y 26) los cuales presentan una buena separabilidad entre las fases. A continuación se presenta la Figura 7.7 donde se podrá ver la proyección del grupo N° 5 para las fallas monofásicas con impedancias de falla de 0.05 a 50  $\Omega$ , en ésta se puede apreciar tres subgrupos que están distribuidos con respecto a las fases de falla. En la parte superior se encuentran todas las fallas monofásicas presentadas en la fase A, mientras en la parte inferior de derecha a izquierda se encuentran las fallas monofásicas que afectan las fases C y B respectivamente.

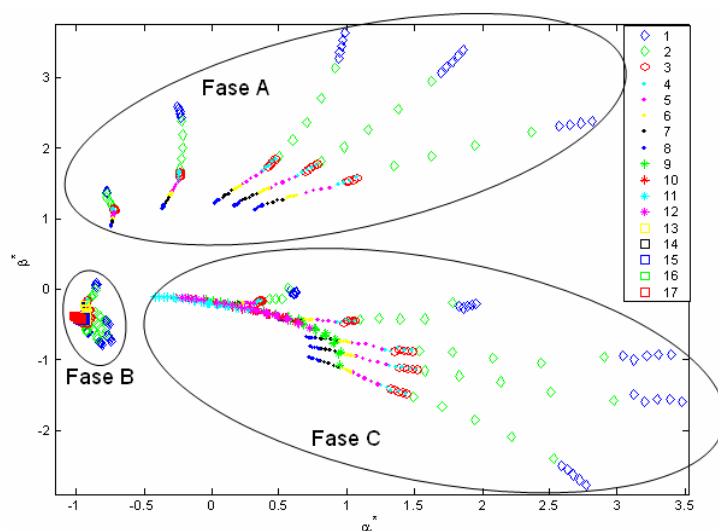
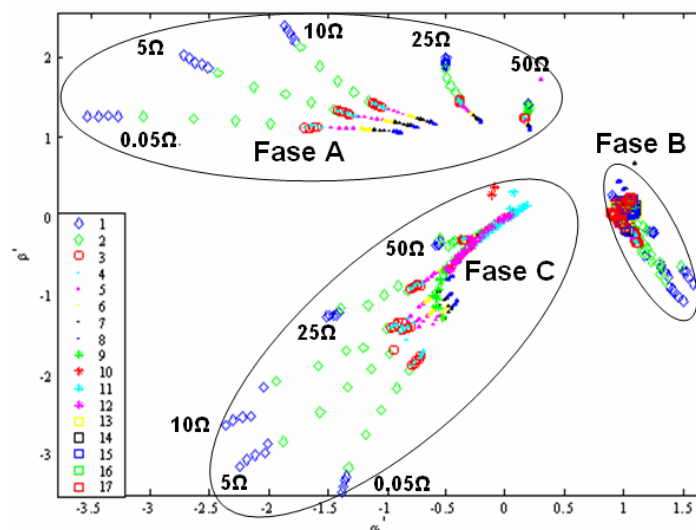


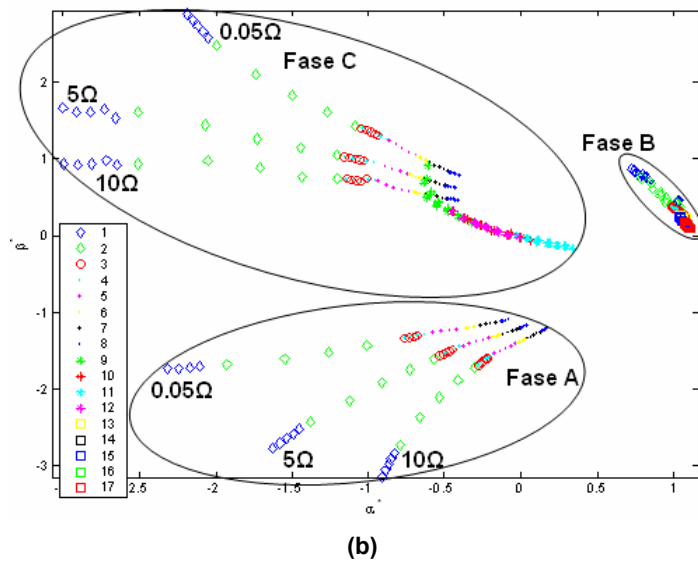
Figura 7.7. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo de descriptores N° 5 ( $\rho_{pi}=3,8755$ )

En la figura anterior los tres subgrupos son parecidos a la palma de una mano. La amplia separación entre las fases en caso de falla fue una de las primeras características que se analizaron para la selección. Donde cada una de ellas corresponde a una fase para las fallas monofásicas (fases A, B y C). Sin embargo, se puede detallar fácilmente la estructura izquierda, donde se nota que están presentes los cuadrados que representan las fallas en el ramal monofásico conectado en la fase B, presentes entre los nodos 5-6; igualmente se establece el subgrupo en la parte inferior izquierda, corresponde a la derivación monofásica en la fase C entre los nodos 6 y 7. Se pueden apreciar los asteriscos y por último en la parte superior no hay presencia de los símbolos asteriscos y cuadrados, por lo tanto este subgrupo corresponde a la fase A, ya que no tiene conectado ningún ramal monofásico (ver figura 7.1). Los cinco segmentos presentes en cada uno de los subgrupos (dedos), representan las diferentes impedancias de falla ( $0,05\Omega$   $5\Omega$   $10\Omega$   $25\Omega$  y  $50\Omega$ ). Por lo tanto, este grupo de descriptores a través de PPEDA permite separar la fase que interviene en una determinada falla monofásica, además se tiene la ventaja que en cada subgrupo cada segmento de recta (dedo) está directamente relacionado con la distancia, logrando igualmente discriminar la zona o secciones del sistema donde se presenta la falla.

En la Figura 7.8 se podrá apreciar la diferencia entre los dos grupos de estructuras debido a las impedancias de falla para las proyecciones de (PPEDA).



(a)



**Figura 7.8. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo de descriptores N° 5, (a) Impedancias de fallas (0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω), (b) Impedancias de falla (0.05 Ω, 5Ω y 10 Ω)**

La figura anterior representa los grupos descriptores N° 5 y 12. Estos se pueden observar en dos estructuras diferentes y para dos grupos de impedancias de falla diferentes. La figura 7.6 (a) representa la proyección para impedancias de falla 0,05 a 50 Ω para el grupo descriptor N° 12, mientras que la figura 7.6 (b) representa la proyección con impedancias de falla 0,05 a 10 Ω para el grupo descriptor N° 5. En esta figura se especifica, que los valores de impedancia mayores o iguales a 25Ω son impedancia de falla relativamente altas (figura a), estas se producen en la primera sección (cerca al alimentador). Los rombos azules se confunden o traslapan con las fallas producidas en las secciones más lejanas al alimentador del sistema de distribución de energía eléctrica (asteriscos y cuadrados). Caso contrario sucede con el grupo descriptor N° 5, donde los datos proyectados por las impedancias 0,05Ω, 5Ω y 10Ω, se encuentran distribuidos a lo largo de cada segmento de línea, dando claridad y facilitando de esta forma a la técnica *LAMDA* identificar la fase afectada por la falla.

En la Tabla 7.8 se presentan los grupos descriptores que dan las mejores estructuras y finalmente se presenta el grupo descriptor que se eligió para facilitar a la red *LAMDA* la clasificación de la fase.

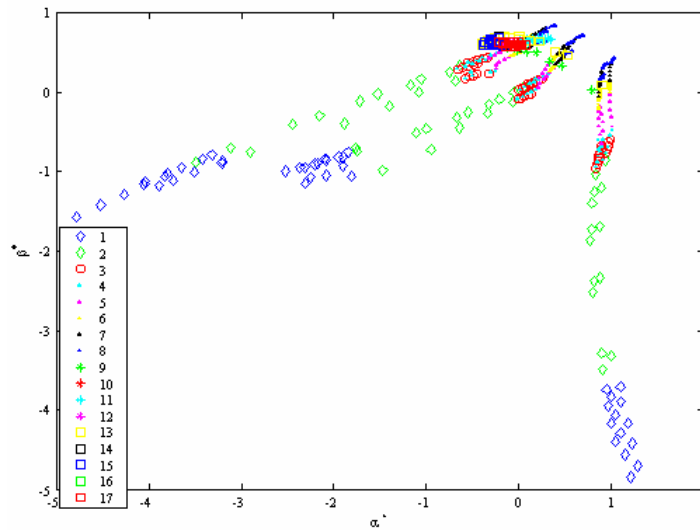
**Tabla 7.8. Grupos descriptores sobresalientes en el Análisis Exploratorio de Datos para la identificación de la fase afectada por la falla**

Tipo de falla	Grupos descriptores	Clasificación por fases
Monofásica	5, 19	5
Bifásica	1, 5, 6, 8, 10, 12, 19, 29	5
Bifásica a tierra	1, 5, 6, 8, 12, 19	5

### 7.3.1.3. Obtención de las estructuras para la ubicación de la zona

Los grupos descriptores N° 5, 10, 12, 19 y 26 dan las proyecciones para las fallas monofásicas con los mejores índices de proyección (*ppi*); el máximo índice de éstos se obtiene con el grupo 26. Los valores *ppi* son: 4.9231, 4.4211, 3.8755, 4.3216 y 9.1376 respectivamente. Sin embargo, se resalta que no necesariamente el grupo de descriptores que obtenga el mayor índice es el óptimo para el entrenamiento y validación de la técnica *LAMDA*. Es mejor analizar las estructuras de cada tipo de falla como se propone en la metodología (capítulo 6). La Figura 7.9 corresponde a la proyección número 19, la cual es la adecuada para la ubicación de la zona, en esta se puede observar la relación entre el código de colores y cada una de las secciones del sistema de distribución. Para las secciones cerca al generador, sección 1-2 se tomaron rombos, para la siguiente sección donde se deriva un ramal trifásico se tomaron círculos, además para las secciones 4-8 se trabajó con puntos, y en las últimas secciones de los ramales monofásicos que están conectados a las fase B y C cuadrados y asteriscos respectivamente (ver tabla 7.6).

En la Figura 7.9 correspondiente a las fallas monofásicas, se puede observar que los lugares de las fallas de las fases A, B y C están separados, y que en cada zona correspondiente a una falla con respecto al eje vertical se distribuyen por zonas según la impedancia, es decir, que las que tienen menor componente vertical son las fallas producidas en la primera sección del sistema de distribución (rombos azules), mientras que las que posean mayor componente vertical son las que se localizan más distantes a la cabecera del circuito (puntos azules), esto es, las producidas en la sección 8 (ver figura 7.1). Sin embargo, en las últimas secciones monofásicas conectadas a las fases B y C (cuadrados y asteriscos respectivamente), se detalla claramente los ramales que se desvían en los respectivos nodos del sistema de distribución seleccionado.



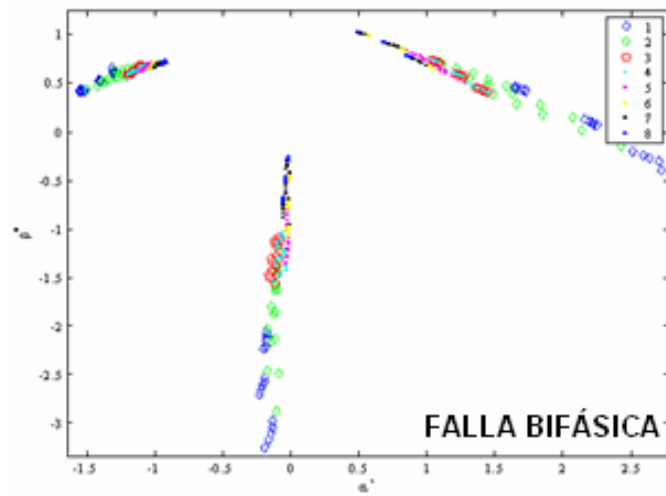
**Figura 7.9. Proyección de los datos de las fallas monofásicas obtenidas mediante PPEDA para el grupo descriptor N° 19 ( $ppi=4.3216$ )**

En la Tabla 7.9 se muestran los grupos de descriptores que generan las mejores estructuras seleccionadas para la clasificación de la zona.

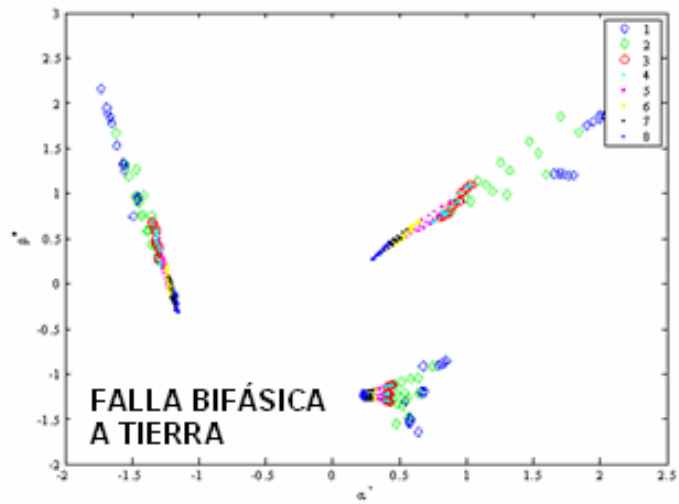
**Tabla 7.9. Grupo de descriptores con las mejores estructuras para la localización de fallas, impedancias de falla  $0,05\Omega$  a  $10\Omega$**

Tipo de falla	Grupos Descriptores	Clasificación por zonas
Monofásica	10, 19, 28	19
Bifásica	20, 28, 33	33
Bifásica a tierra	19, 20, 28, 33	28
Trifásicas	14, 22, 33	22
Trifásicas a tierra	1, 22, 28, 33	22

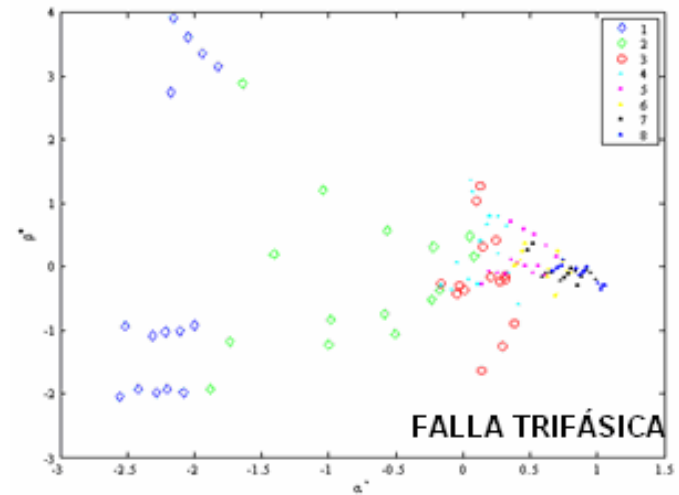
En la Figura 7.10 se presentan las mejores proyecciones dadas por (PPEDA) para las fallas bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra para impedancias de falla  $0,05$ ,  $5$  y  $10 \Omega$ .



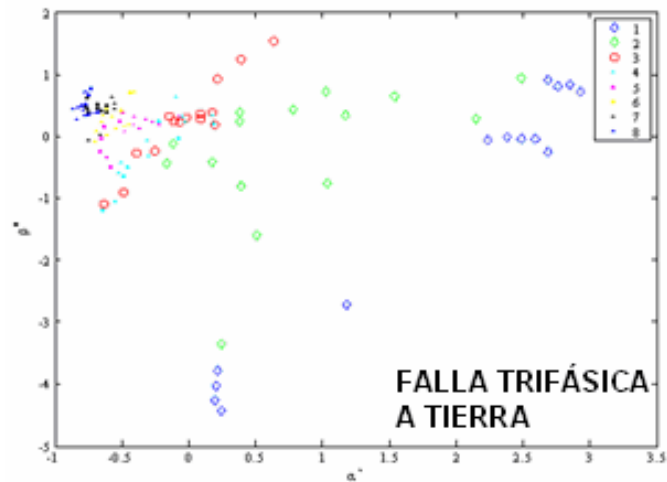
(a)



(b)



(c)



(d)

**Figura 7.10. Estructuras seleccionadas para el entrenamiento y validación de la red LAMDA, (a) Fallas bifásicas (b) Fallas bifásicas (c) Fallas trifásicas y (d) Fallas trifásicas a tierra**

De estas figuras se puede afirmar que la distribución de las fallas en las gráficas es proporcional a la distancia. Lo anterior, es importante debido a que es el punto de partida para el entrenamiento del sistema de distribución basado en la técnica de clasificación *LAMDA*.

El proceso de proyección se realizó dos veces, ya que se obtuvo un primer grupo donde están todas las impedancias de falla ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $25\Omega$ , y  $50\Omega$ ) propuestas por la metodología y se obtuvo un segundo grupo que tendrá solo una parte de las resistencias de falla ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$  y  $10\Omega$ ). Esto se hizo ya que para el primer grupo con resistencias de  $25\Omega$  y  $50\Omega$  los datos en las estructuras se mezclan y algunas no dan la suficiente claridad para diferenciar las zonas, ya que al calcular la media y la desviación estándar, estos resultados se ubican en regiones que también toman otros datos, por lo tanto se optó por suprimir estas resistencias para poder identificar eficientemente la zona donde se ubica la falla.

En la Tabla 7.10 se presentan los grupos descriptores que se eligieron para la ubicación de la zona de las fallas monofásicas.

**Tabla 7.10. Grupo de descriptores con las mejores estructuras para la ubicación de la zona para las fallas monofásicas**

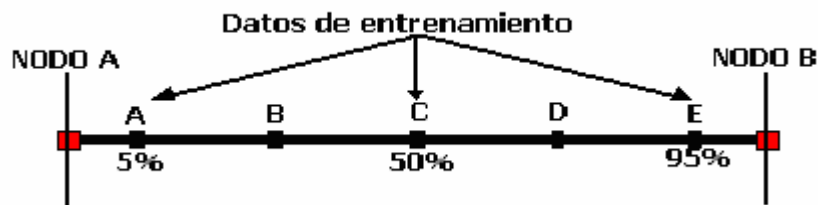
Grupo de descriptores	Grupo de impedancias de falla [ $\Omega$ ]	Clasificación por zonas
5 10 12 19 26	0,05 5 10 25 50	19
5 10 12 19 26 28	0,05 5 10	19

#### 7.4. Entrenamiento y validación de la red LAMDA Aplicada a la identificación del tipo de falla, fase y ubicación de la zona

En esta sección se aplica la técnica de clasificación *LAMDA* de acuerdo a los grupos seleccionados anteriormente.

##### 7.4.1. Entrenamiento

Para el entrenamiento se procede como se sugiere en la metodología, tomando los datos de las fallas en la etapa de simulación como se presenta en la Figura 7.11.



**Figura. 7.11. Distribución de los datos para el aprendizaje de cada clase**

Se tomaron tres niveles de clasificación propuestos en la metodología para la estimación en la identificación del tipo de falla, la fase y la zona como se muestra en la Figura 7.12 para la falla monofásica. Con el fin de entrenar y validar el algoritmo de aprendizaje, se acondicionaron los centros ( $\rho$ ) de los descriptores por cada clase, para cada una de las quince redes LAMDA.

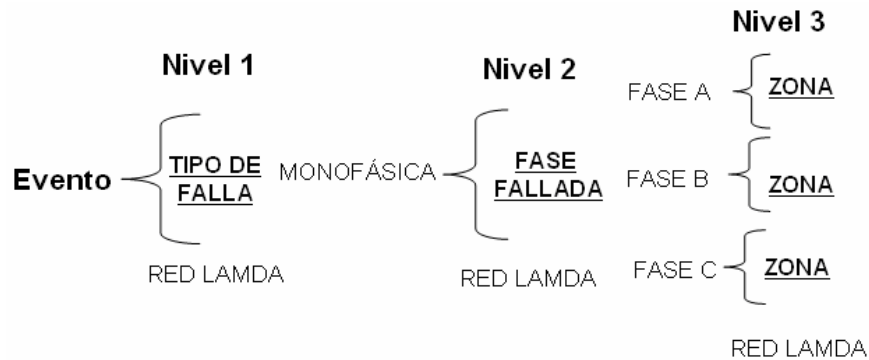


Figura 7.12. Esquema de localización para las fallas monofásicas.

En la figura anterior se puede observar que en el nivel 1, es necesario una red para identificar el tipo de falla, al pasar al nivel 2 se necesitan tres redes para identificar la fase, por último al pasar al nivel 3, se necesita una red LAMDA por cada fase del sistema de distribución encargada de estimar la ubicación de la zona o secciones del sistema seleccionado. El mismo procedimiento se realiza para los demás tipos de fallas.

#### 7.4.1.1. Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la identificación del tipo de falla

El número de clases para este entrenamiento se determinó partiendo de los cinco tipos de falla que se pueden presentar en un sistema de distribución, asumiendo que cada tipo de falla tiene un comportamiento diferente. Sin embargo, se forma una clase para las fallas bifásicas y bifásicas a tierra y otra clase para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, debido a la similitud de los datos. Por otro lado es necesario formar dos subclases, una para las fallas bifásicas y bifásicas a tierra y la otra para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, como se muestra en la Figura 7.13.

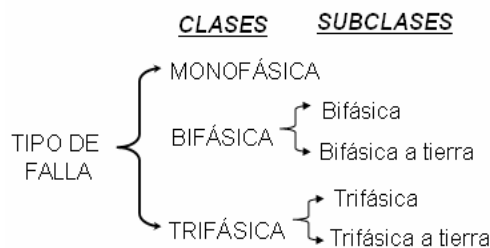


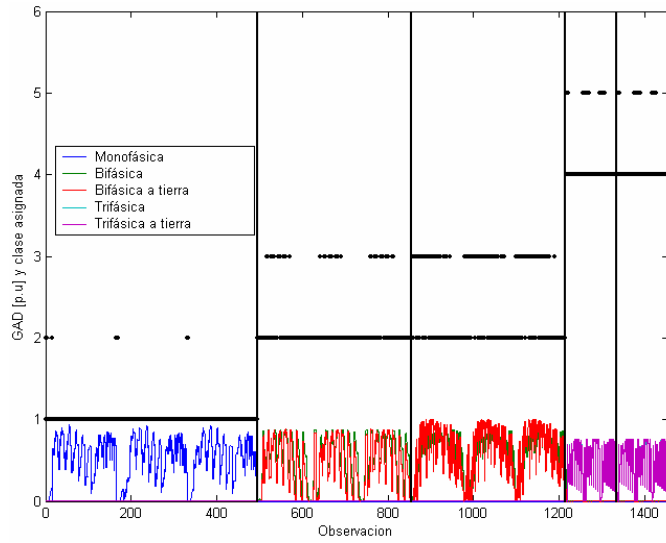
Figura 7.13. Proceso de entrenamiento de la red para estimar el tipo de falla

Se presenta en la Tabla 7.11 el número de datos utilizados para el entrenamiento la red *LAMDA* para la identificación del tipo de falla, los datos son extraídos de la etapa de simulación del sistema de distribución.

**Tabla 7.11. Número de datos para entrenamiento y validación para el tipo de falla**

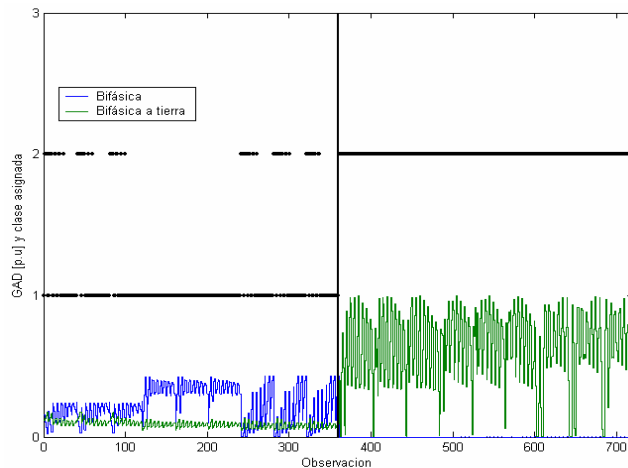
<b>Tipo de Falla</b>	<b>Datos de Entrenamiento</b>
Monofásicas	495
Bifásicas	360
Bifásicas a tierra	360
Trifásicas	120
Trifásicas a tierra	120
<b>Total</b>	<b>1455</b>

Los resultados se muestran en la Figura 7.14, donde se expresa cada una de las clases seleccionadas por la red que clasifica el tipo de falla con los respectivos datos de entrenamiento (tabla 7.11). Inicialmente se toma cada uno de los cinco tipos de falla como una clase, la información en la figura 7.14 es el punto de partida para fusionar los datos de las fallas bifásicas con las bifásicas a tierra y las trifásicas con las trifásicas a tierra. La clase 1 correspondiente a los datos de las fallas monofásicas, tienen un porcentaje de aciertos del 97,38%, luego este tipo de falla se considera como una clase, para las clases 2 y 3 correspondientes a las fallas bifásicas y bifásicas a tierra de la misma figura. Se observa que algunos de los datos se ubican en sitios que no les corresponden obteniéndose un porcentaje de aciertos bajo, por lo tanto se prefiere conformar una sola clase para estos dos tipos de fallas, de la misma manera sucede con las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, es por esto que se deben conformar las nuevas redes, una para el tipo de fallas bifásicas y bifásica a tierra y la misma consideración las trifásicas.



**Figura 7.14. Grado de Adecuación Global (GAD) para el entrenamiento de la red LAMDA en la identificación del tipo de falla, grupo descriptor N° 43 impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, y 50Ω)**

Utilizando una nueva red para diferenciar las fallas bifásicas de las bifásicas a tierra, se presentan los resultados del entrenamiento en la Figura 7.15, donde se obtiene un porcentaje de aciertos admisible dando lugar a una buena clasificación, permitiendo de esta forma detectar el tipo de falla. El mismo procedimiento se realizó con las fallas trifásicas.



**Figura 7.15. Grado de Adecuación Global (GAD) en el proceso de entrenamiento de la red LAMDA para la identificación del tipo de falla bifásica y bifásica a tierra. Grupo de descriptores N° 43, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, 50Ω)**

### 7.4.1.2. Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la identificación de la fase que se afecta por la falla

En este caso el proceso de entrenamiento de la red para estimar la fase comprometida en la falla, se puede observar en la Figura 7.16. Allí se tienen en cuenta sólo las fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra, ya que para las trifásicas se ven involucradas las tres fases en la falla. En la Figura 7.16 se puede observar claramente la red, después de detectar el tipo de falla (nivel 1) se prosigue a identificar la fase que se afecta por la falla según sea el caso en el nivel 2.

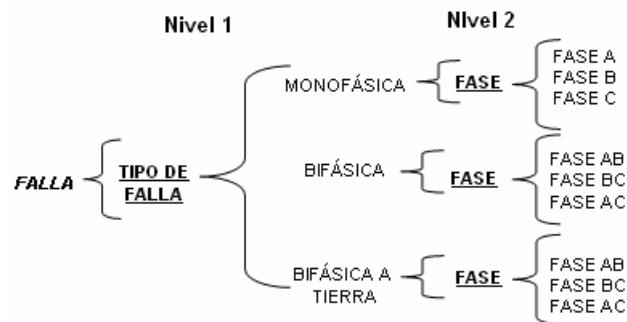


Figura 7.16. Proceso de entrenamiento de la red para estimar la fase donde ocurrió la falla

Se presenta en la Tabla 7.12 el número de datos que se requiere para el entrenamiento de las redes LAMDA en la identificación de la fase comprometida en la falla, los datos son extraídos de la etapa de simulación.

Tabla 7.12. Número de datos para el entrenamiento en la identificación de las fases comprometidas en la falla

Tipo de Falla	Datos de Entrenamiento
Monofásicas	495
Bifásicas	360
Bifásicas a tierra	360
<b>Total</b>	<b>1215</b>

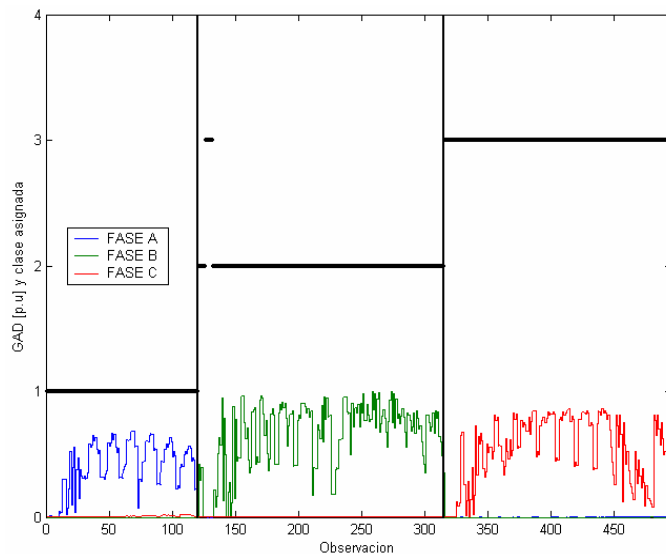
Es necesario dividir cada tipo de falla en tres grupos correspondientes a las opciones de las posibles fases para la simulación con resistencias de falla (0,05 5Ω 10Ω 25Ω y 50Ω). Se mencionan principalmente las fallas monofásicas debido a que son las que

se presentan con mayor frecuencia en los sistemas de distribución de energía eléctrica. En la Tabla 7.13 se presentan los datos utilizados para el entrenamiento.

**Tabla 7.13. Número de datos de entrenamiento y validación en la identificación de la fase para la falla monofásica**

Fallas Monofásica	Datos de Entrenamiento
Fase A	120
Fase B	195
Fase C	180
<b>Total</b>	<b>495</b>

Una vez implementadas las respectivas redes *LAMDA* en *Matlab* y teniendo en cuenta que se asigna una clase para cada fase, dando lugar a un entrenamiento adecuado el cual se presenta en la Figura 7.17.



**Figura 7.17. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de entrenamiento de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla monofásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, y 50Ω)**

En la figura anterior se puede observar que el número de aciertos para cada una de las fases es alto dando como resultado un proceso de entrenamiento bueno.

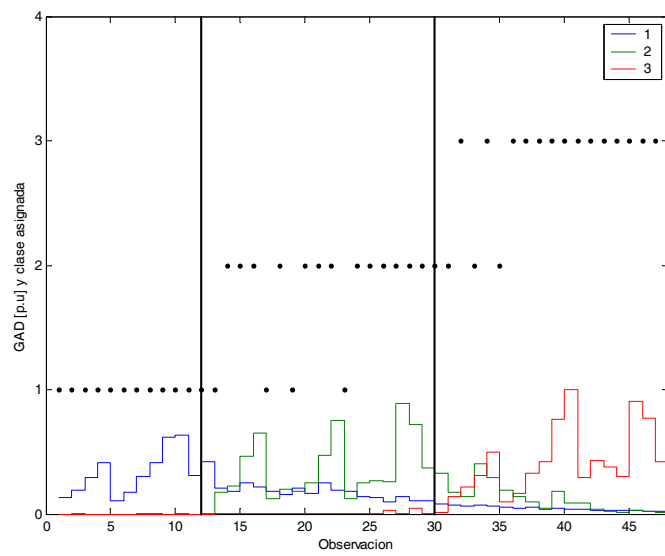
### 7.4.1.3. Entrenamiento de la red LAMDA aplicado a la ubicación de la zona donde se produce la falla

Los datos que se utilizan para el entrenamiento de la zona corresponden a las proyecciones del grupo descriptor número 19, el cual se puede observar en la Figura 7.9, donde se puede apreciar, como las zonas se diferencian de acuerdo con los símbolos que se designaron por cada sección con valores de impedancias de falla de  $0,05\Omega$  a  $10\Omega$ . En la Tabla 7.14 se presenta el número de datos utilizados para el entrenamiento de los cinco tipos de falla que se pueden ocurrir en un sistema de distribución. Es importante precisar que los datos se redujeron debido a que se suprimieron las fallas con impedancias de falla mayores o iguales a  $25\Omega$ , los cuales corresponden a 970 observaciones de fallas simuladas, lo anterior se debe al traslape de los datos lo cual causa una confusión en la red *LAMDA*.

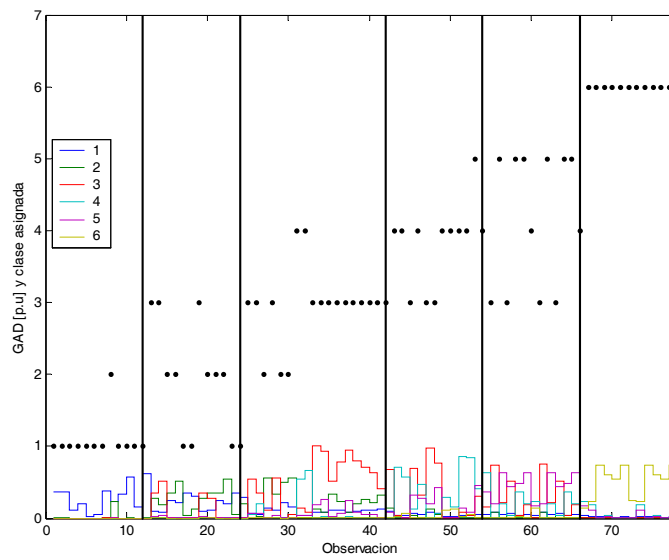
**Tabla 7.14. Número de datos para entrenamiento en la ubicación de la zona**

<b>Tipo de Falla</b>	<b>Datos de Entrenamiento</b>
Monofásicas	297
Bifásicas	216
Bifásicas a tierra	216
Trifásicas	72
Trifásicas a tierra	72
<b>Total</b>	<b>873</b>

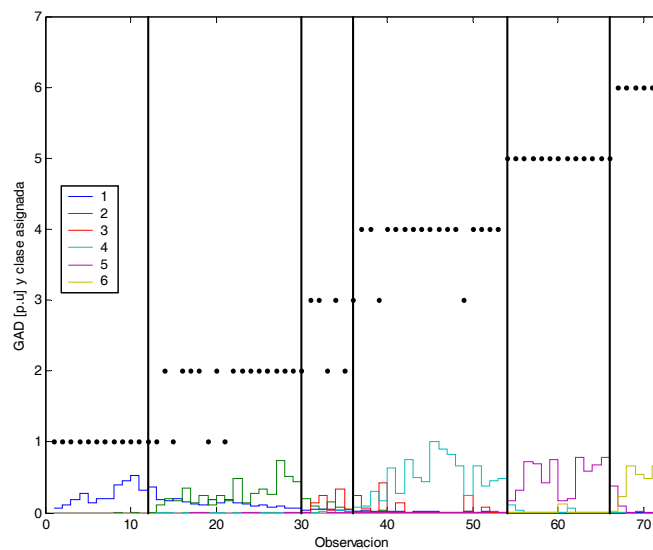
Se establecieron tres redes *LAMDA* para el entrenamiento de las fallas monofásicas una por cada fase (fase A, fase B y fase C) ya que las fallas en cada fase tienen estructuras diferentes según las proyecciones obtenidas por medio de (PPEDA) y se determinó inicialmente que cada sección es una clase diferente, con el fin de agrupar las clases vecinas que tengan un comportamiento de los datos similar según lo propuesto por la metodología del capítulo 6. Se presentan los resultados obtenidos del entrenamiento de las redes para las fallas monofásicas.



(a)



(b)



(c)

**Figura 7.18. Grado de Adecuación Global para el entrenamiento de las tres redes LAMDA, fallas monofásicas grupo de descriptores N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω y 10Ω) (a) Fase A (b) Fase B y (c) Fase C**

En la Tabla 7.15 se presentan las clases que se agruparon para la formación de las zonas finales, las cuales se utilizarán para validar el sistema de distribución de energía eléctrica y en la tabla 7.16 se presentan los datos que se utilizaron en el entrenamiento de las redes *LAMDA* para las fallas monofásicas

**Tabla 7.15. Clases asignadas para cada zona durante el proceso de entrenamiento, fallas monofásicas**

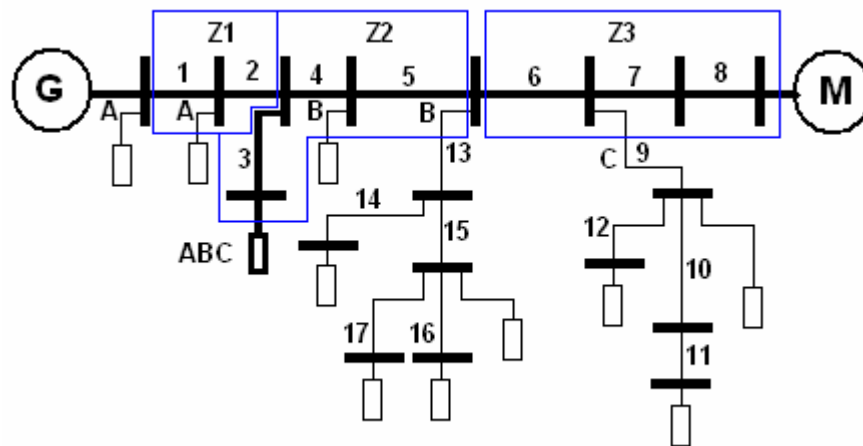
Zona	Fallas Monofásicas		
	Fase A	Fase B	Fase C
1	1,2	1,2	1,2
2	3,4,5	3,4	3,4,5
3	6,7,8	5,6,13	6
4		7,8	7,8,9
5		14,15	10,12
6		16,17	11

**Tabla 7.16. Número de datos en el entrenamiento, fallas monofásicas**

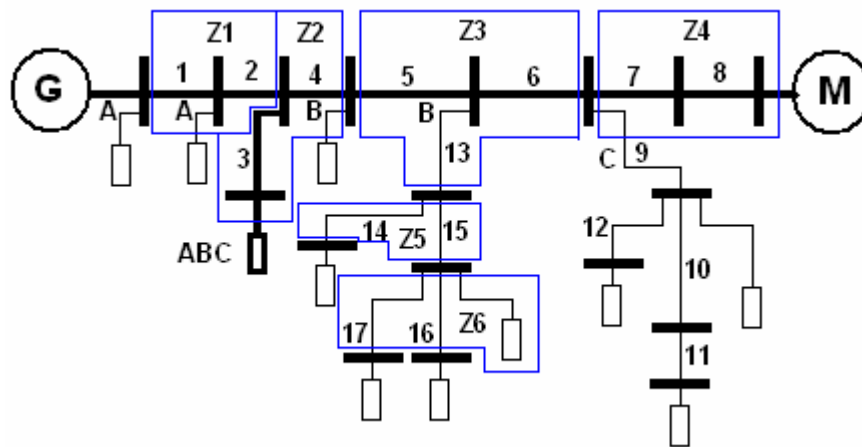
MONOFÁSICA	Simulaciones para el Entrenamiento
------------	------------------------------------

Fase A	72
Fase B	117
Fase C	108
<b>Total</b>	<b>297</b>

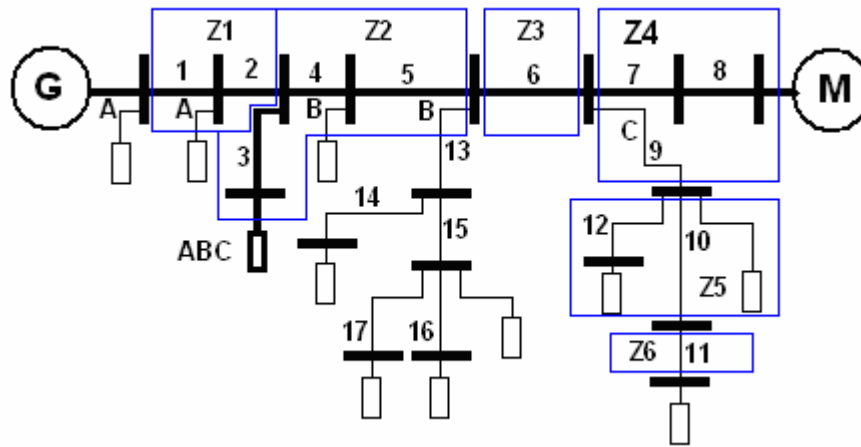
En la Figura 7.19 se muestran los modelos del sistema de distribución de energía eléctrica que se utilizan en el proceso de validación para los cinco tipos de fallas.



(a)



(b)



(c)

Figura 7.19. Posibles zonas de ubicación de las fallas según el tipo de falla (a) Modelo para la fase A falla monofásica, fallas bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra, (b) Modelo para la fase B falla monofásica, (c) Modelo para la fase C falla monofásica

En la figura anterior se presentaron tres modelos para las fallas monofásicas, uno por cada fase (A, B y C) y un único modelo para las fallas bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra, el cual es el mismo modelo de la fase A de las fallas monofásicas.

#### 7.4.2. Validación de la red LAMDA aplicada al sistema de distribución

En esta sección se valida cada una de las redes *LAMDA* que se entrenaron anteriormente y se presentarán los resultados obtenidos.

La validación se hace con los datos obtenidos en la etapa de simulación como se presenta en la Figura 7.11, en donde se muestra la ubicación de las distancias que se tomaron para la validación de las redes *LAMDA*.

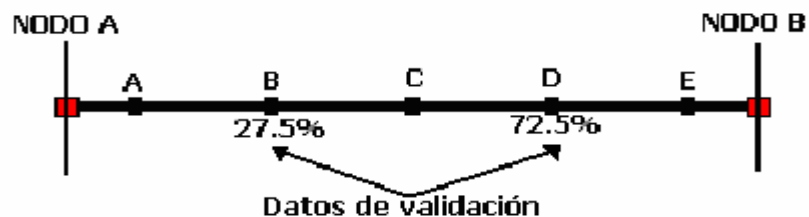


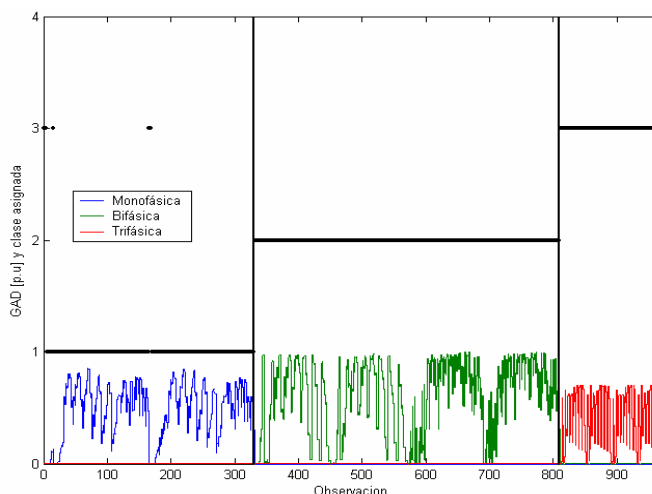
Figura 7.20. Distribución de los datos para la validación de cada clase

### 7.4.2.1 Validación de la red LAMDA aplicado al tipo de falla

En la Tabla 7.1 se presentan los datos utilizados en las simulaciones para la validación y en la Figura 7.21 se muestran los resultados de la clasificación por medio del *Grado de Adecuación Global* (GAD) del grupo descriptor N° 43 para la clasificación de la red LAMDA encargada de detectar el tipo de falla.

**Tabla 7.17. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la identificación del tipo de falla**

Tipo de Falla	Datos utilizados en la validación
Monofásicas	330
Bifásicas	240
Bifásicas a tierra	240
Trifásicas	80
Trifásicas a tierra	80
<b>Total</b>	<b>970</b>

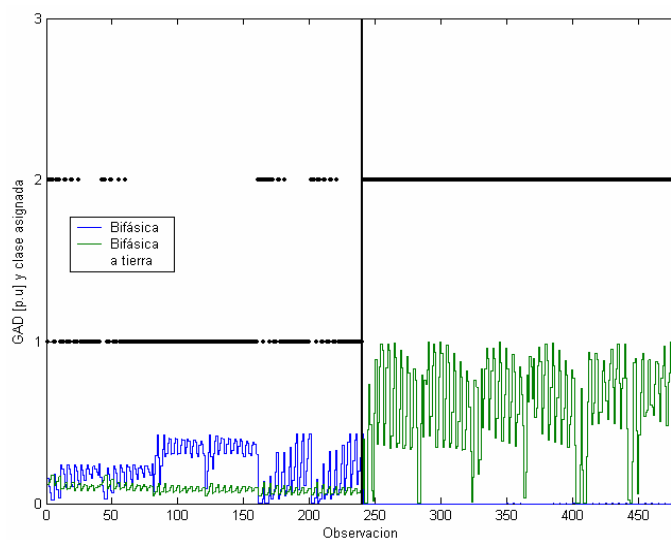


**Figura 7.21. Grado de Adecuación Global (GAD) para la validación de la Red LAMDA en la identificación del tipo de falla, grupo descriptor N° 43 impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω)**

Cada una de las clases de la figura anterior describe el comportamiento del Grado de *Adecuación Global* (GAD), para cada una de las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas, manifestando un comportamiento Gaussiano con medias y desviaciones estándar distintas con respecto a los otros tipos de falla, en cada caso.

La importancia del GAD radica en confirmar que el clasificador sea capaz de distinguir cada una de las clases.

En la Figura 7.21 se hace la validación respectiva sólo con los datos las fallas bifásicas y las bifásicas a tierra, para el mismo grupo de descriptores, logrando buenos resultados. Sin embargo, hay traslape de algunos datos, que no afecta en gran manera la clasificación.



**Figura 7.22. Grado de Adecuación Global (GAD) en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación del tipo de falla bifásica y bifásica a tierra. Grupo de descriptores N° 43, impedancias de falla (0.05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω)**

Realizando el mismo proceso para los datos de las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, es posible detectar el tipo de falla que se presenta en un sistema de distribución radial. Los resultados de la clasificación en la identificación del tipo de falla se presentan en la Tabla 7.18.

**Tabla 7.18. Resultados de validación de la red LAMDA para la clasificación en la identificación del tipo de falla**

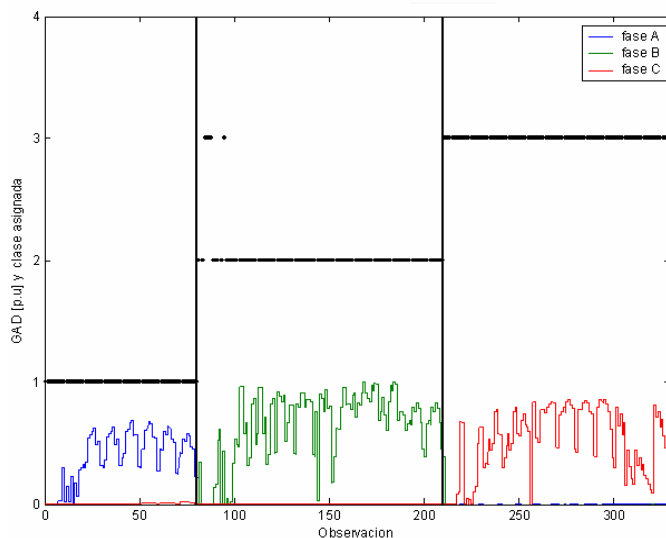
Tipo de falla	Monofásica	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Trifásica a tierra
		480/480=100%		160/160=100%	
Aciertos	321/330=97,28%	195/240=81,25	240/240=100%	73/80=91,25%	72/80=90%
<b>Total</b>		<b><u>901/970=92,89%</u></b>			

### 7.4.2.2. Validación de la red LAMDA aplicada a las fases falladas

Los datos utilizados para la validación de las redes *LAMDA* en la identificación de la fase se encuentran en la Tabla 7.19, los resultados de esta validación se presentan en la Figura 7.23 donde se observa el comportamiento del *Grado de Adecuación Global* (GAD) de la red monofásica para las fases A, B y C. En ésta se puede observar un mínimo traslape de datos de la fase C en la fase B.

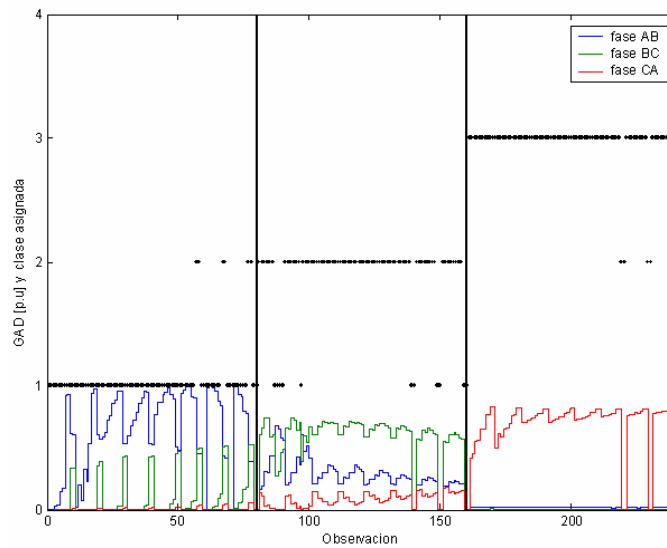
**Tabla 7.19. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la identificación de la fase que se afecta durante la falla**

Tipo de falla	Datos utilizados en la validación
Monofásicas	330
Bifásicas	240
Bifásicas a tierra	240
<b>Total</b>	<b>810</b>



**Figura 7.23. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla monofásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω)**

En la Figura 7.24 se presenta el comportamiento del *Grado de Adecuación Global* de la red *LAMDA* que clasifica las fases de la falla bifásica para el grupo descriptor N° 5. Se puede observar que aunque se traslapan algunos datos, se obtiene una buena clasificación en la fase que interviene en la falla.



**Figura 7.24. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA para la identificación de la fase que se afecta durante la falla bifásica. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω)**

En general el proceso de validación es bueno, como se refleja en el porcentaje de aciertos de clasificación, presentados la Tabla 7.20.

**Tabla 7.20. Resultados de validación de la red LAMDA para la clasificación en la identificación de fase que se afecta durante la falla**

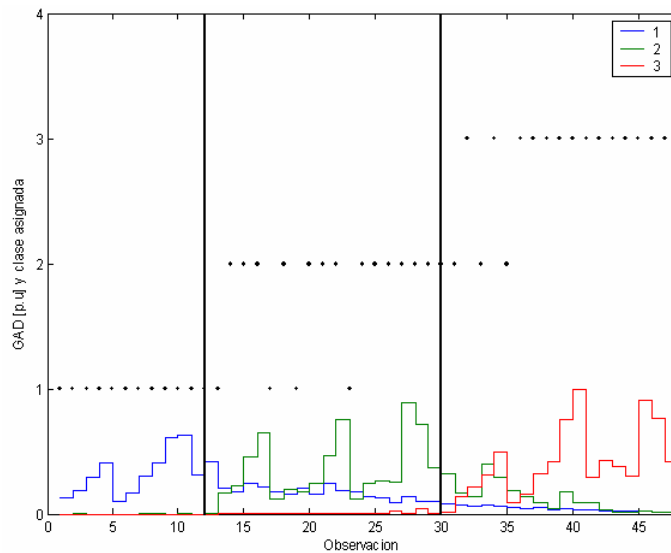
Tipo de falla	Fase	Aciertos por fase	Total de aciertos por tipo de falla	TOTAL
Monofásica	A	80/80=100%	325/330=98,5%	<b><u>774/810=95,556%</u></b>
	B	125/130%=96.156		
	C	120/120=100%		
Bifásica	AB	74/80=92.5%	217/240=90,42%	<b><u>774/810=95,556%</u></b>
	BC	69/80=86.25%		
	AC	74/80=92.5%		
Bifásica a tierra	AB	72/80=90%	232/240=96,67%	<b><u>774/810=95,556%</u></b>
	BC	80/80=100%		
	AC	80/80=100%		

### 7.4.2.3. Validación de la red LAMDA aplicada a la ubicación de falla

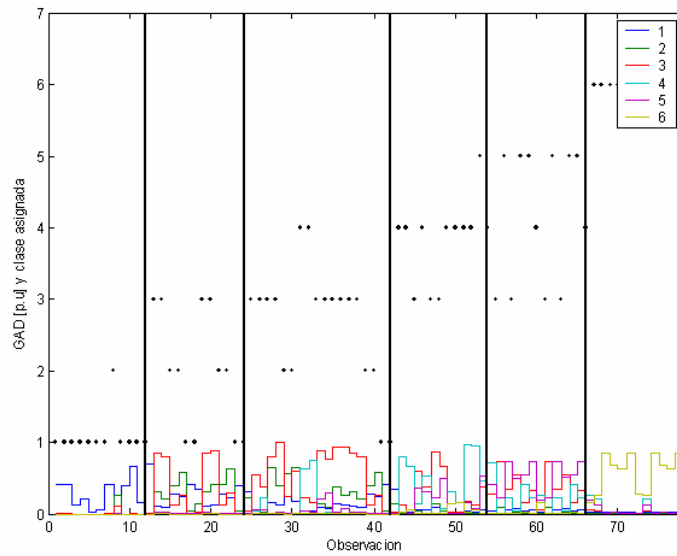
En la Tabla 7.21 se muestra el número de datos utilizados en la validación de las redes *LAMDA* para la ubicación de la zona. Los resultados de la clasificación se presentan por medio de la Figura 7.25 para los tres modelos seleccionados de las fallas monofásicas.

**Tabla 7.21. Número de datos utilizados en las simulaciones para la validación de cada una de las redes LAMDA en la ubicación de la zona donde ocurre la falla**

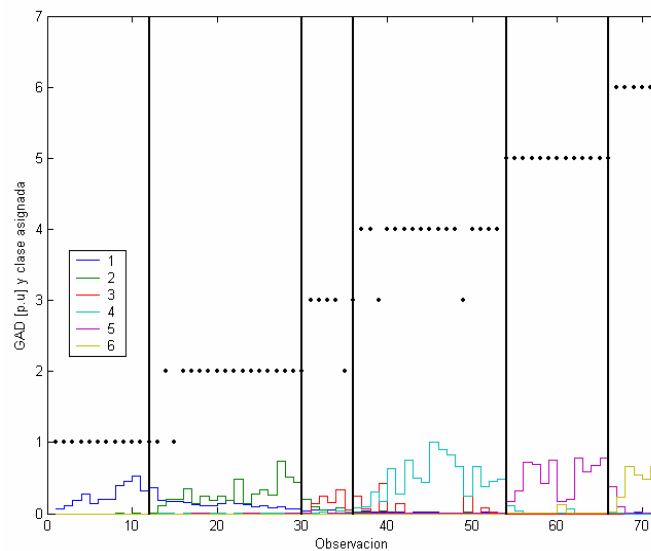
Tipo de Falla	Datos utilizados en la validación
Monofásica	198
Bifásica	144
Bifásica a tierra	144
Trifásica	48
Trifásica a tierra	48
<b>Total</b>	<b>582</b>



(a)



(b)



(c)

**Figura 7.25. Grado de Adecuación Global (GAD), en el proceso de validación de la red LAMDA en la ubicación de la zona de las fallas monofásicas. Grupo descriptor N° 5, impedancias de falla (0,05Ω, 5Ω y 10Ω) (a) Fase A (b) fase B y (c) Fase C**

En la parte inferior de cada figura se describe el comportamiento del GAD de cada una de las zonas de falla que se presentó durante el proceso de validación de cada red LAMDA, demostrando un comportamiento Gaussiano con desviaciones estándar y con medias distintas entre las zonas de fallas vecinas.

En la Tabla 7.22 se encuentran los porcentajes de aciertos en la clasificación de la falla monofásica para sus tres redes LAMDA (fases A, B y C respectivamente).

**Tabla 7.22. Resultados de la validación de cada una de las redes LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla monofásicas**

Zona	Monofásica		
	Fase A	Fase B	Fase C
1	12/12=100%	12/12=100%	12/12=100%
2	15/18=83.33%	14/18=77.78%	16/18=89%
3	15/18=83.33%	9/12=75%	5/6=83.33%
4		8/12=66.67%	16/18=88.89%
5		9/12=75%	12/12=100%
6		12/12=100%	6/6=100%
	42/48=87,5%	64/78=82.05	67/72=93,05
<b>TOTAL</b>	<b><u>173/198=87,37%</u></b>		

En la Tabla 7.23 se muestran los porcentajes de aciertos en la clasificación de la falla bifásica.

**Tabla 7.23. Resultados de la validación de la red LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla bifásicas**

Zona	Bifásicas		
	Fase AB	Fase BC	Fase AC
1	12/12=100%	12/12=100%	12/12=100%
2	16/18=89%	14/18=77.78%	16/18=89%
3	15/18=83.33%	15/18=83.33%	16/18=89%
	43/48=89,58%	41/48=85,41%	44/48=91,67%
<b>TOTAL</b>	<b><u>128/144=88,88%</u></b>		

En la Tabla 7.24 se encuentran los porcentajes de aciertos en la clasificación de la falla bifásica a tierra.

**Tabla 7.24. Resultados de la validación de la red LAMDA en la ubicación de las zonas de las falla bifásicas a tierra**

Zona	Bifásicas a tierra		
	Fase AB	Fase BC	Fase AC
1	12/12=100%	12/12=100%	12/12=100%
2	17/18=89%	18/18=100%	17/18=94.44%

3	18/18=100%	18/18=100%	17/18=83.33%
	47/48=97,92%	48/48=100%	46/48=95,83%
<b>TOTAL</b>	<b><u>141/144=97,91%</u></b>		

En la Tabla 7.25 se presentan los resultados de los cinco tipos de fallas que se pueden presentar en un sistema de distribución de energía eléctrica.

**Tabla 7.25. Resultados de validación de la cada una de las redes LAMDA en la ubicación de las zonas de falla**

Zona	Monofásica	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Trifásica a tierra
	aciertos	aciertos	aciertos	aciertos	Aciertos
1	36/36=100%	36/36=100%	36/36=100%	12/12=100%	12/12=100%
2	45/54=83.33%	46/54=85.18%	52/54=96.29%	16/18=88.89%	15/18=83.33%
3	29/36=80.55%	46/54=85.18%	53/54=98.15%	14/18=77.78%	13/18=72.22%
4	24/30=80%				
5	21/24=87.5%				
6	18/18=100%				
	173/198=87,37	128/144=88,88%	141/144=97,91%	42/48=87,5%	40/48=83,33%
<b>TOTAL</b>	<b><u>524/582=90,03%</u></b>				

En general, utilizando el grupo descriptores N° 5 para las fallas monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra y el grupo descriptor N° 22 para las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, se obtienen resultados muy favorables en la ubicación de la zona más probable de falla contribuyendo así al mejoramiento del servicio de energía eléctrica.

## 8. CONCLUSIONES

En este proyecto se propone una metodología basada en la técnica LAMDA donde se permite caracterizar huecos de tensión o interrupciones, para su localización, esto con el objetivo de mejorar los índices de calidad del suministro de energía eléctrica (DES y FES).

Se establecieron descriptores los cuales se obtuvieron de las interrupciones, con base en la información de estado transitorio y estado estable mediante la simulación de un sistema de distribución.

Se desarrolla una metodología para la clasificación de las interrupciones y se aplica sobre un sistema prototipo propuesto por Ratan Das, donde se proponen tres modelos para fallas monofásicas fases (A, B y C), debido a que este es el tipo de falla que con mayor frecuencia se presenta en el sistema y un modelo para las fallas bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra.

Se utilizo La Búsqueda de la Proyección para determinar el comportamiento de los datos y se logro obtener diferentes proyecciones para identificar el tipo de falla, fase y ubicar la zona, facilitando a las redes LAMDA la clasificación.

Se logra caracterizar el sistema y se utilizan los modelos de Matlab. Esta herramienta nos permitió la programación y automatización de las simulaciones en el sistema de distribución dando gran confiabilidad en los resultados obtenidos.

Con la aplicación de la metodología en el sistema de distribución de energía eléctrica, se pudo estimar la ubicación e identificar el tipo de falla y la fase. a partir de las señales de tensión y corrientes que se obtienen a través del dispositivo de monitorización instalado en la cabecera del circuito. Los resultados obtenidos son presentados en este trabajo.

La metodología proporciona los pasos a seguir para la caracterización del sistema de energía eléctrica, la obtención de los descriptores, la formación de los grupos

descriptores, la obtención de las proyecciones y finalmente el entrenamiento y validación de quince redes LAMDA, las cuales son: una para la identificación del tipo de falla (monofásica, bifásica, trifásica, trifásica y trifásica a tierra), tres redes para la identificación de la falla y 11 redes para la ubicación de la zona donde ocurrió la falla.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Duarte M, Jairo H; López Q, Andrés F. “Reconfiguración de Sistemas de Distribución e Implementación de Restricciones de Red para la Reducción de Pérdidas Técnicas”. Proyecto de grado de ingeniería eléctrica dirigido por Gerardo Latorre Bayona. Universidad Industrial de Santander, 2000.
- [2] Power System Blockset User’s Guide MatLab. “TEQSIM International Inc; a Sublicence of Hydro-Quebec, and the Mathworks, Inc” COPYRIGHT 1998-2000.
- [3] Ratan Das. “Determining the Locations of Faults in Distribution Systems”. University of Saskatchewan Saskatoon, Canada, 1998.
- [4] Grainger, John J; STEVENSON, William D. “Análisis de Sistemas de Potencia”. Editorial Mc Graw Hill, 2002.
- [5] Norma Técnica Colombiana 5000. [NTC 5000, 02]: “Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE). Definiciones y Términos Fundamentales”, Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), 2002.
- [6] BOLLEN, Math. H. J. “Understanding Power Quality Problems. Voltage Sag and Interruptions”. IEEE PRESS. New York, 2000.
- [7] CASTELLANOS C; Carolina; CARRILLO F; Luz E. “Caracterización de Huecos de Tensión”. Proyecto de grado de ingeniería eléctrica dirigido por Gabriel Ordóñez Plata. Universidad Industrial de Santander 2003.
- [8] Waissman, J. Aguilar, M Dahhou, B “Construcion d’un Modele Comportamental pour la Supervisión de Procedes: Aplication a une Station de Traitement des Eux”. Thése, Institut Nacional Polytechnique de Toulouse. France, 2000.
- [9] Mora, J. Colmer, J “voltage Sag Characterization and Clasification for Diagnosis in Electric Power Quality Domain” Resears Report, Departament of Electronics

Computer Science and Automatic Control-Group exit, University of Girona España, 2003.

[10] Wendy, L Martínez and Ángel R. Martínez. "Computational Statics Handbook with Matlab", Chapman & may/CRC, Boca Ratón, Florida, 2002.

**A. ESTRUCTURAS OBTENIDAS EN EL PROCESO DE ANÁLISIS  
EXPLORATORIO DE DATOS- BÚSQUEDA DE LA PROYECCIÓN PPEDA**

En el proceso del análisis multivariable se generaron 43 proyecciones por cada tipo de falla (monofásica, bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra) para un total de 215 estructuras. Se tomaron los primeros 33 grupos de descriptores para la identificación de la fase y la ubicación de la zona, los restantes 10 grupos se utilizaron para obtener el tipo de falla que se presenta durante el evento. A continuación se presentarán las estructuras más relevantes por cada tipo de falla.

**A.1. Estructuras para la ubicación de la zona e identificación del tipo de falla**

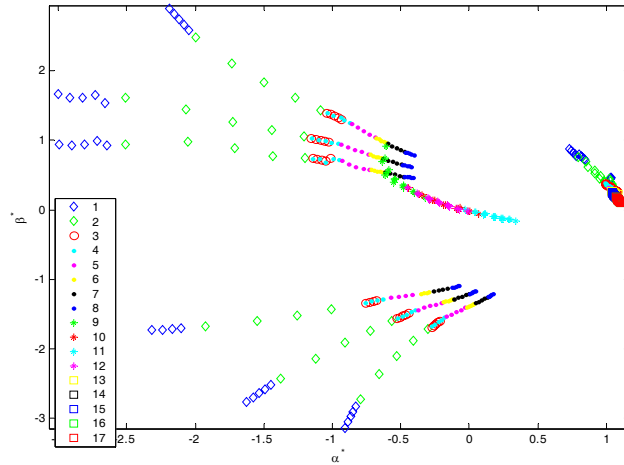
**A.1.1. Fallas monofásicas**

Se realizó un software en MATLAB y se generaron estructuras aplicando la técnica del análisis multivariable (la búsqueda de la proyección). A continuación se presenta la Tabla A.1 con los grupos descriptores de las mejores estructuras proyectadas por (PPEDA), para las fallas monofásicas con impedancias de falla 0.05Ω, 5Ω y 10Ω. Se eligieron estas estructuras para identificar la fase y la ubicación de la zona más probable de falla.

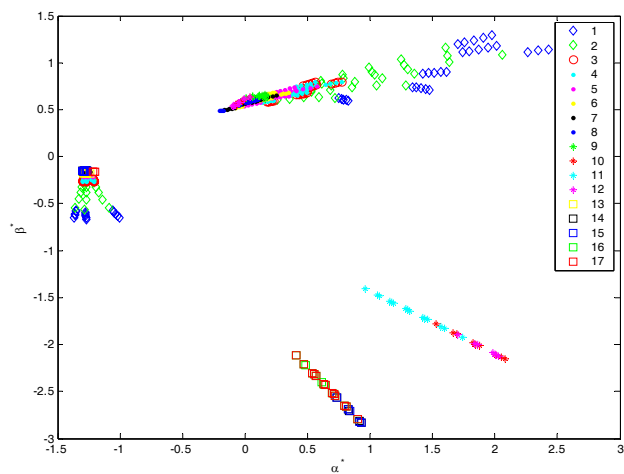
**Tabla A.1. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla monofásicas con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω)**

Fallas Monofásicas							
Zonas				Fases			
N°	Grupos de Descriptores	Grupo de Descriptor Clasificable		N°	Grupos de Descriptor	Grupo de Descriptor Clasificable	
		N°	Grupo Descriptor			N°	Grupo Descriptor
10	va vb vc maxcte	19	maxten desvten	5	va vb vc maxten	12	Va vb vc minpend
19	maxten desten promten		pronten	10	va vb vc maxcte		
				12	va vb vc minpend		

19 maxten desvten  
 pronten  
 26 va vb vc maxten  
 desvten pronten



**Figura A.1. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica**



**Figura A.2. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica**

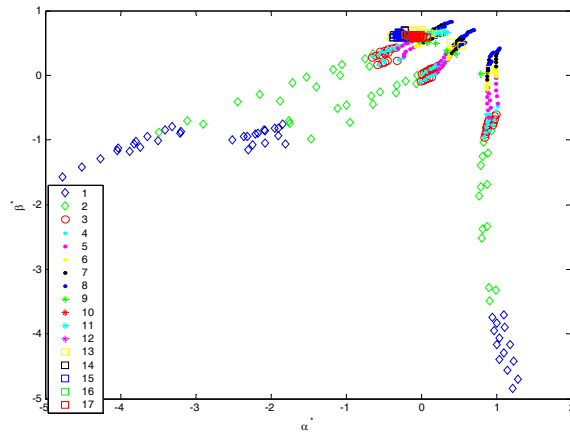


Figura A.3. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica

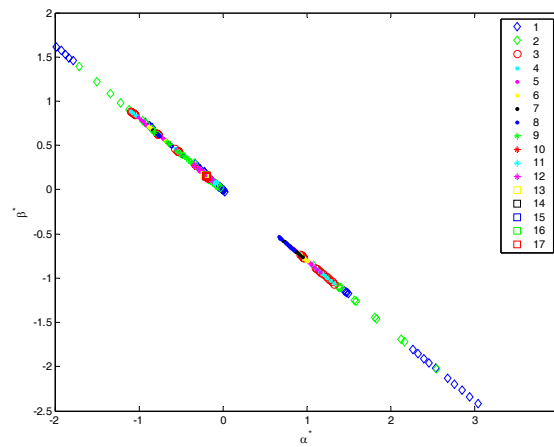


Figura A.4. PPEDA, Grupo descriptor N° 26, ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica

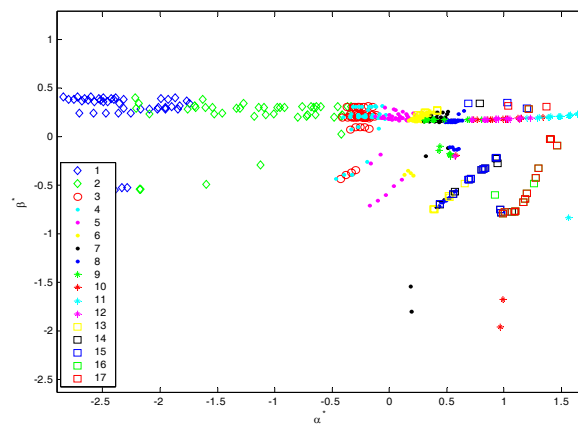


Figura A.5. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla monofásica

### A.1.2. Fallas bifásica

La Tabla A.2 presenta los grupos descriptores de las mejores estructuras proyectadas por (PPEDA), para las fallas bifásicas con impedancias de falla  $0.05\Omega$ ,  $5\Omega$  y  $10\Omega$ . Se eligieron estas estructuras para identificar las fases y ubicación de la zona más probable de falla.

Tabla A.2. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla bifásica con impedancias ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ )

Fallas Bifásicas							
Zonas			Fases				
N°	Grupos de Descriptores	Grupo de Descriptor Clasificable		N°	Grupos de Descriptor	Grupo de Descriptor Clasificable	
		N°	Grupo Descriptor			N°	Grupo Descriptor
20	maxcte desvcte promcte			1	va vb vc ia ib ic		
28	minpend maxten			5	va vb vc maxten		
33	minpend maxcte			6	ia ib ic maxcte		
				8	maxten ia ib ic		
		33	minpend maxcte	10	va vb vc maxcte	5	va vb vc maxten
				12	va vb vc minpend		
				15	va vb vc maxten maxcte minpend		
				19	maxten desvten pronten		

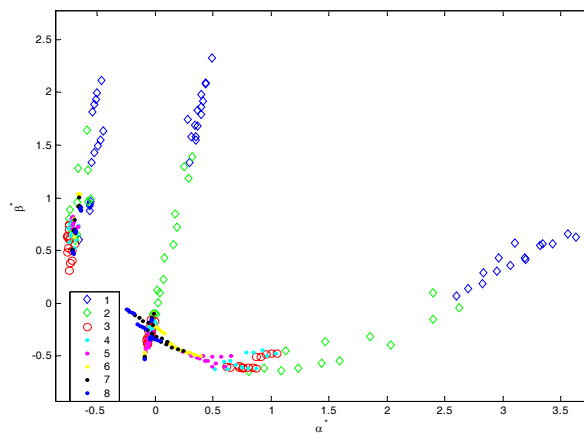
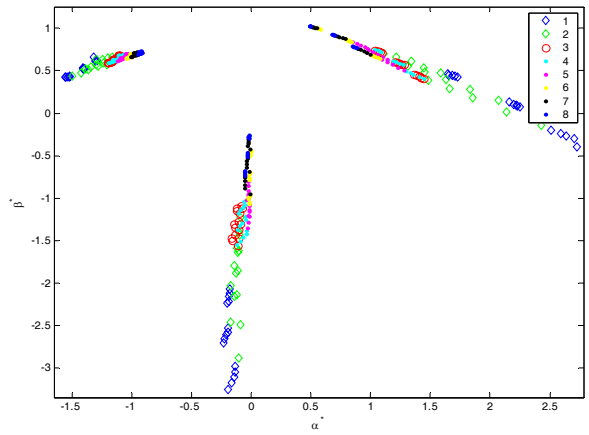
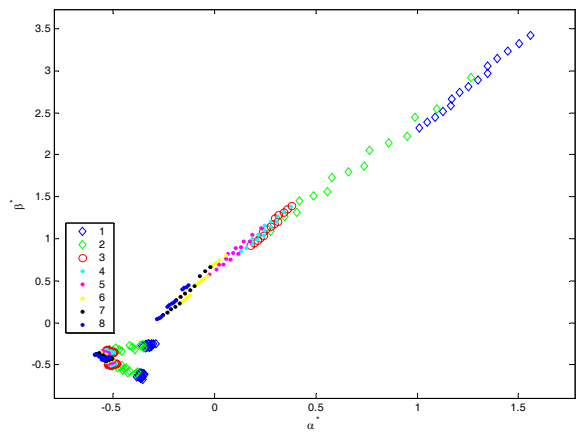


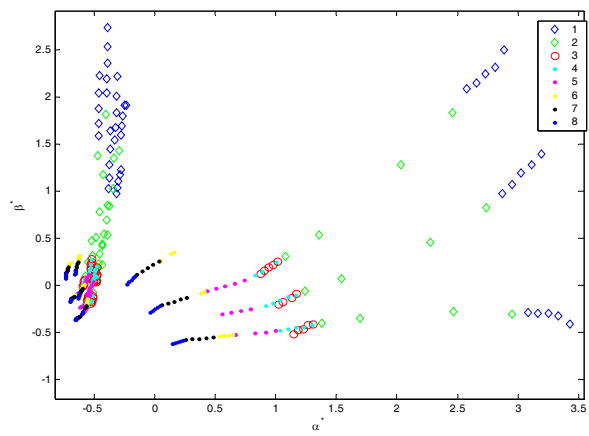
Figura A.6. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica



**Figura A.7. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**



**Figura A.8. PPEDA, Grupo descriptor N° 6, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**



**Figura A.9. PPEDA, Grupo descriptor N° 8, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**

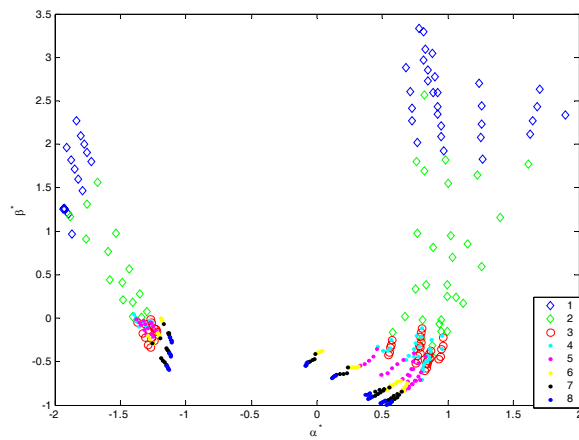


Figura A.10. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica

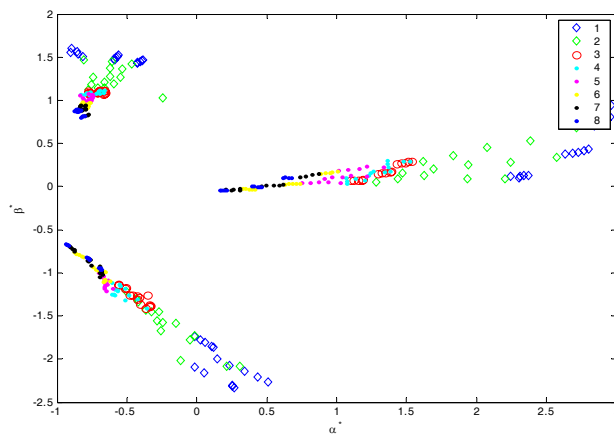


Figura A.11. PPEDA, Grupo descriptor N° 12, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica

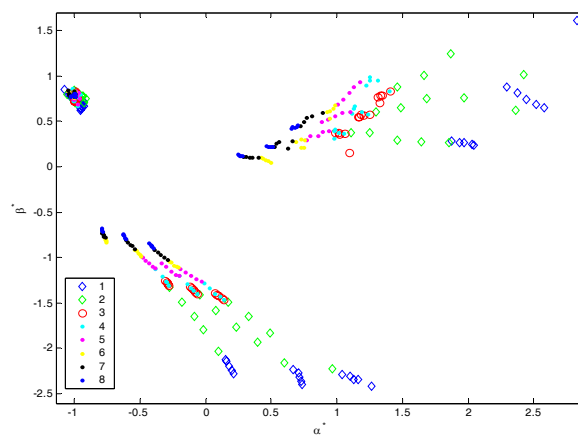
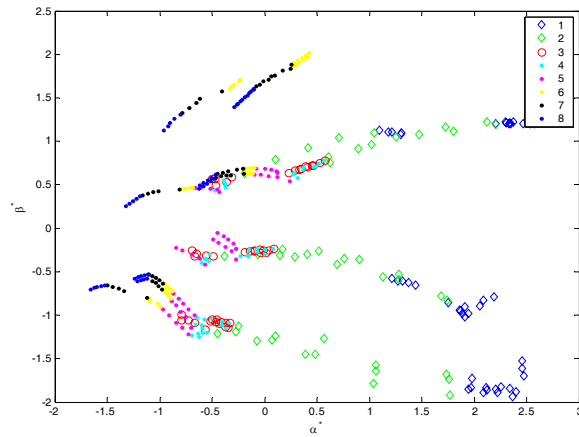
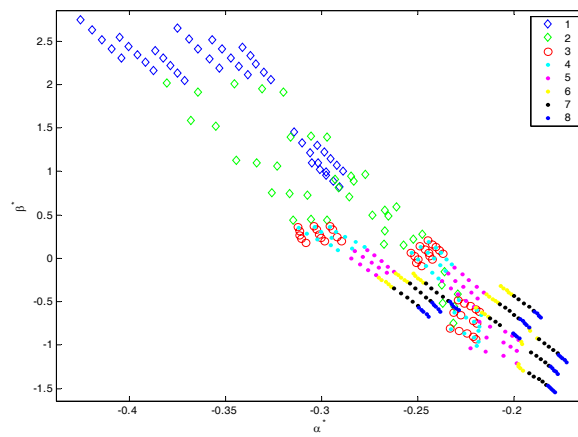


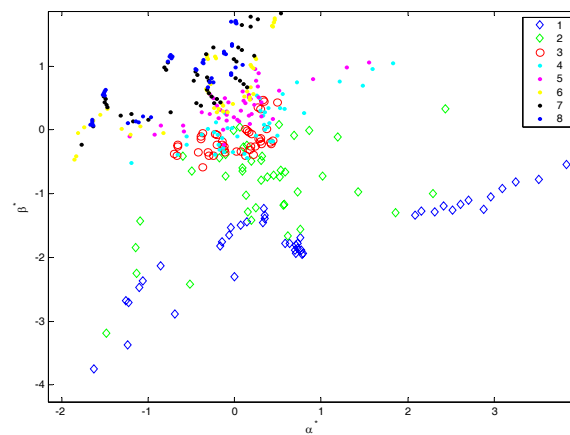
Figura A.12. PPEDA, Grupo descriptor N° 15, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica



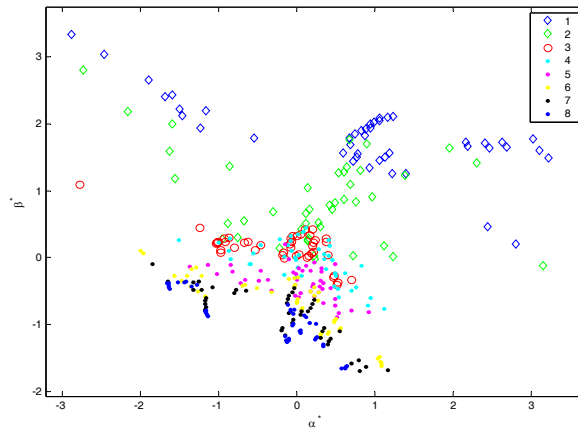
**Figura A.13. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**



**Figura A.14. PPEDA, Grupo descriptor N° 20, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**



**Figura A.15. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**



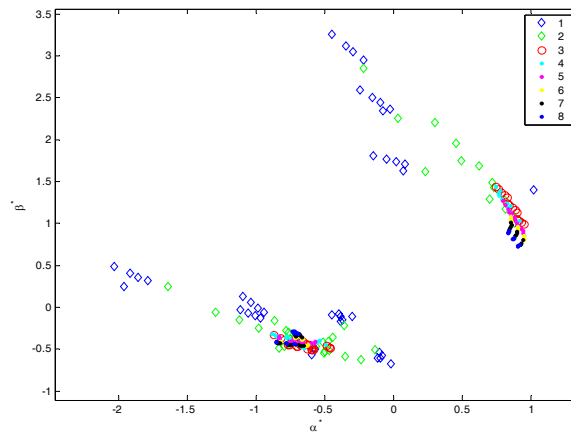
**Figura A.16. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica**

### A.1.3. Fallas bifásicas a tierra

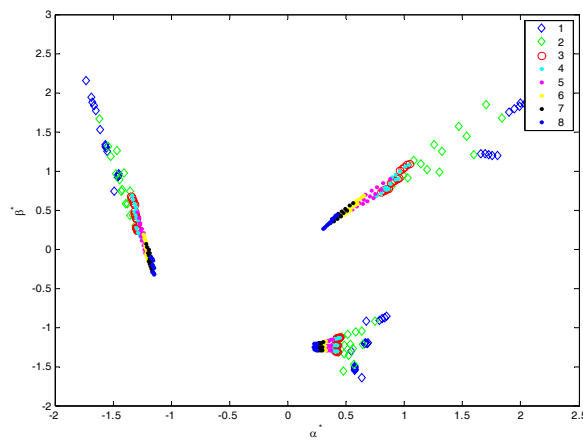
La Tabla A.3 presenta los grupos descriptores, de las mejores estructuras proyectadas por (PPEDA), para las fallas bifásicas a tierra con impedancias de falla  $0.05\Omega$ ,  $5\Omega$  y  $10\Omega$ . Estas estructuras identifican las fases y ubicación de la zona más probable de falla.

**Tabla A.3. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla bifásica a tierra con impedancias ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ )**

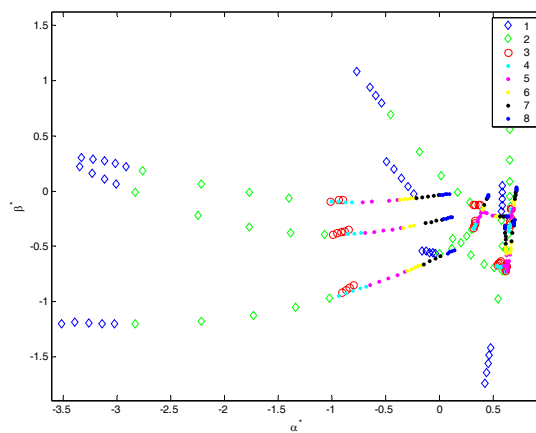
Fallas Bifásicas a Tierra					
Zonas			Fases		
N°	Grupos de Descriptores	Grupo de Descriptor Clasificable	N°	Grupos de Descriptor	Grupo de Descriptor Clasificable
		N° Grupo Descriptor			N° Grupo Descriptor
19	maxten desvten promten		1	va vb vc ia ib ic	
20	maxcte desvcte promcte		5	va vb vc maxten	
28	minpend maxten		6	ia ib ic maxcte	
33	minpend maxcte	28 minpend maxten	8	maxten ia ib ic	5 va vb vc maxten
			10	va vb vc maxcte	
			12	va vb vc minpend	
			19	maxten desvten pronten	



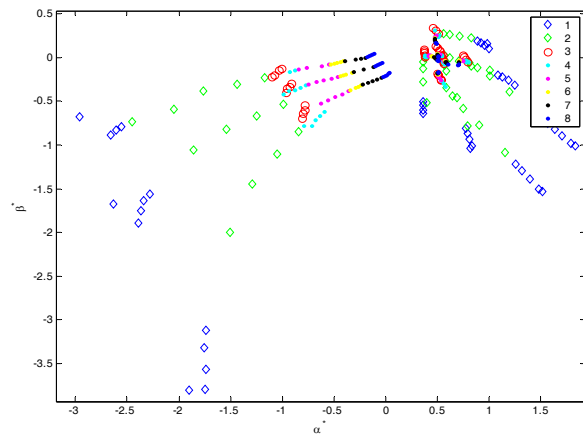
**Figura A.17. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



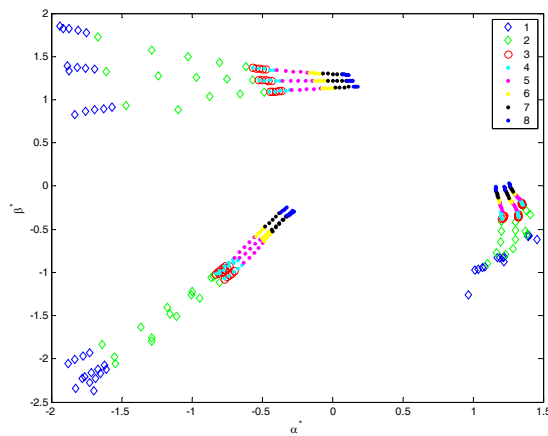
**Figura A.18. PPEDA, Grupo descriptor N° 5, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



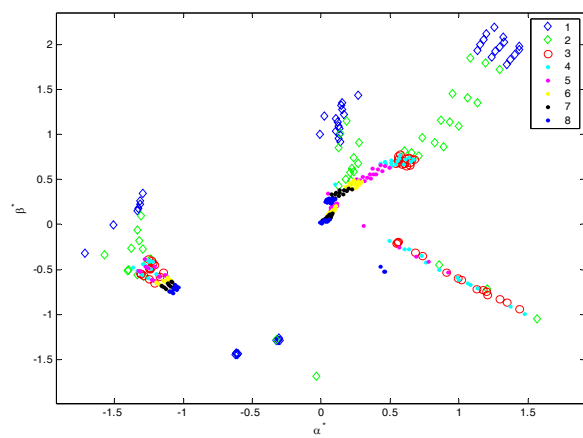
**Figura A.19. PPEDA, Grupo descriptor N° 6, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



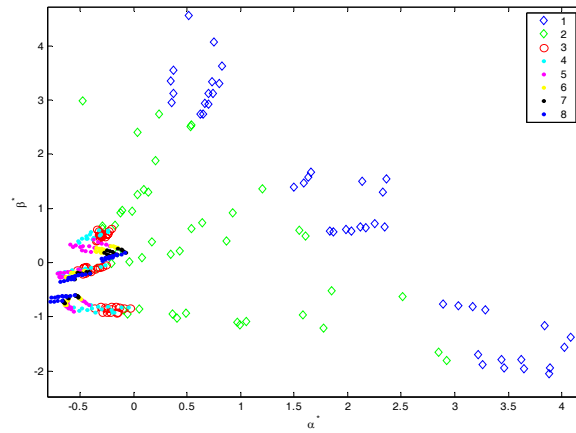
**Figura A.20. PPEDA, Grupo descriptor N° 8, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



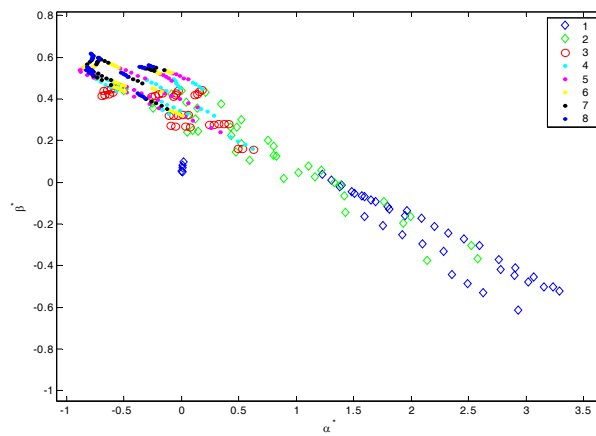
**Figura A.21. PPEDA, Grupo descriptor N° 10, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



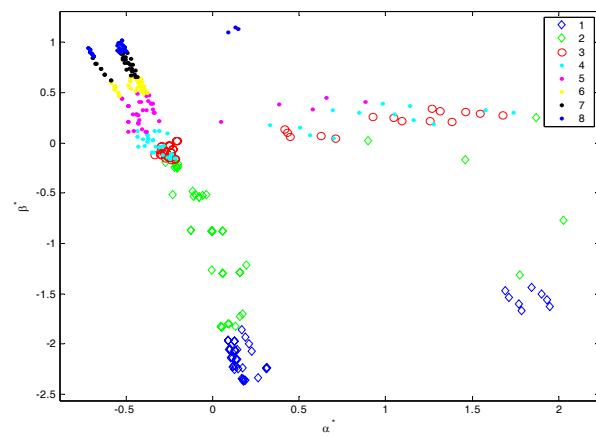
**Figura A.22. PPEDA, Grupo descriptor N° 12, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



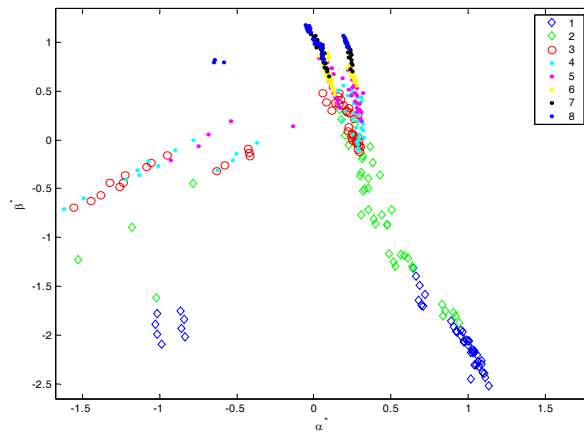
**Figura A.23. PPEDA, Grupo descriptor N° 19, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



**Figura A.24. PPEDA, Grupo descriptor N° 20, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



**Figura A.25. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**



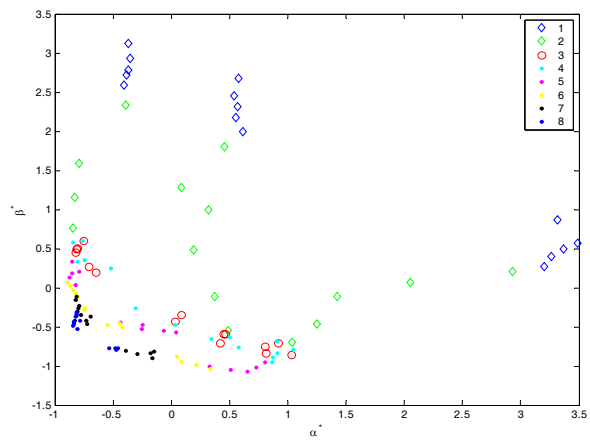
**Figura A.26. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla bifásica a tierra**

#### A.1.4. Fallas trifásica

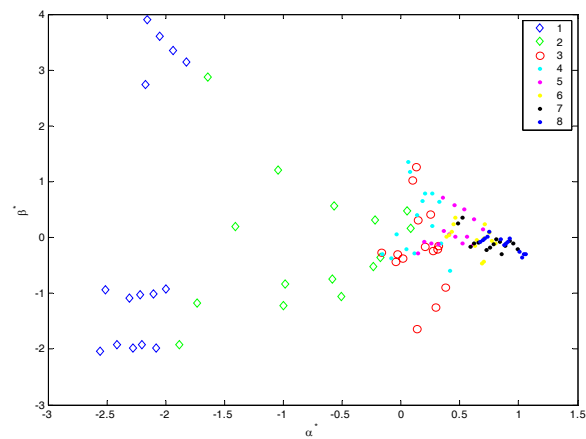
La Tabla A.4 presenta los grupos descriptores de las mejores estructuras proyectadas por (PPEDA) para las fallas trifásicas con impedancias de falla  $0.05\Omega$ ,  $5\Omega$  y  $10\Omega$ . Se eligieron estas estructuras para la ubicación de la zona más probable de falla.

**Tabla A.4. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla trifásica con impedancias ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ )**

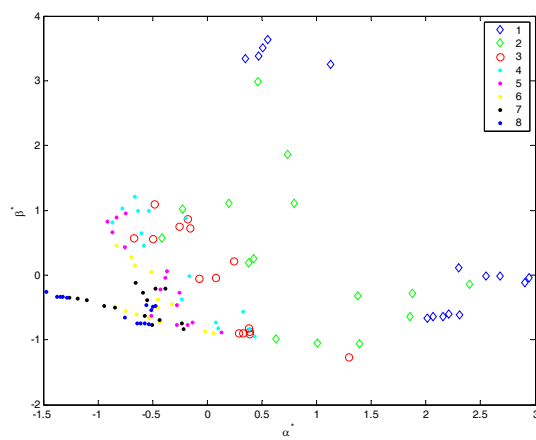
Fallas Trifásicas			
Zonas			
N°	Grupos de Descriptores	Grupo descriptor Clasificable	
		N°	Grupo descriptor
14	maxten maxcte minpend		
22	maxten promcte prompend	22	maxten promcte prompend
33	minpend maxcte		



**Figura A.27. PPEDA, Grupo descriptor N° 14, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica**



**Figura A.28. PPEDA, Grupo descriptor N° 22, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica**



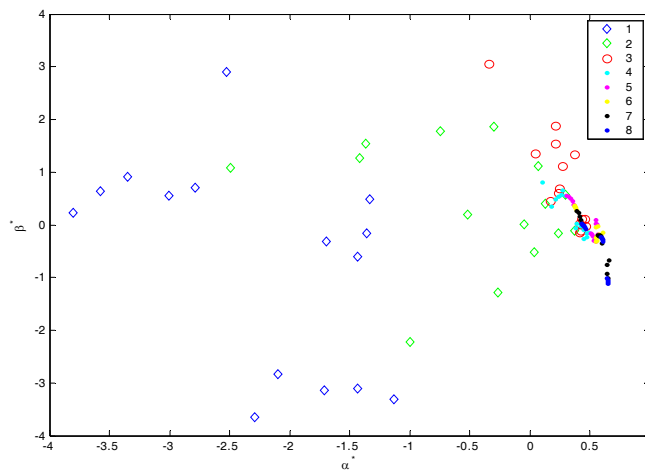
**Figura A.29. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica**

### A.1.5. Fallas trifásicas a tierra

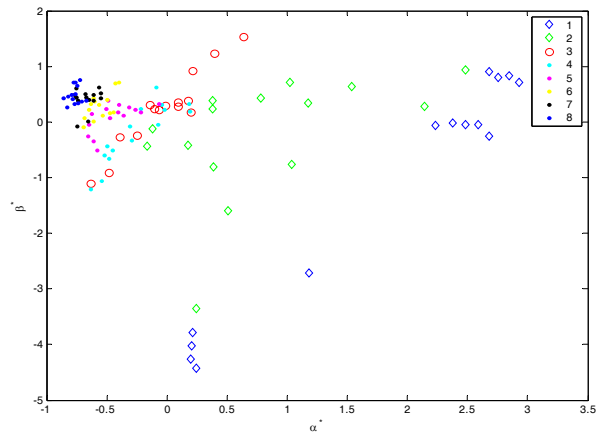
La Tabla A.5 presenta los grupos descriptores de las estructuras proyectadas por (PPEDA), para las fallas trifásicas a tierra con impedancias de falla  $0.05\Omega$ ,  $5\Omega$  y  $10\Omega$ . Estas estructuras ubican la zona más probable de falla.

**Tabla A.5. Grupos descriptores para la ubicación de la zona y la identificación de la falla trifásica a tierra con impedancias ( $0,05\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ )**

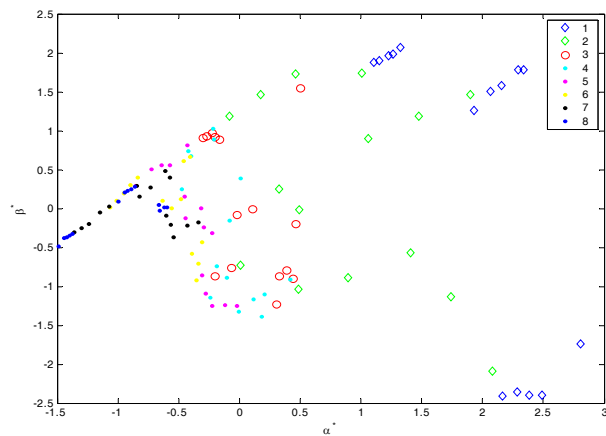
Fallas Trifásicas a Tierra			
Zonas			
N°	Grupos de Descriptores	Grupo descriptor Clasificable	
		N°	Grupo descriptor
1	va vb vc ia ib ic		
22	maxten promcte prompend	22	maxten promcte prompend
28	minpend maxten		
33	minpend maxcte		



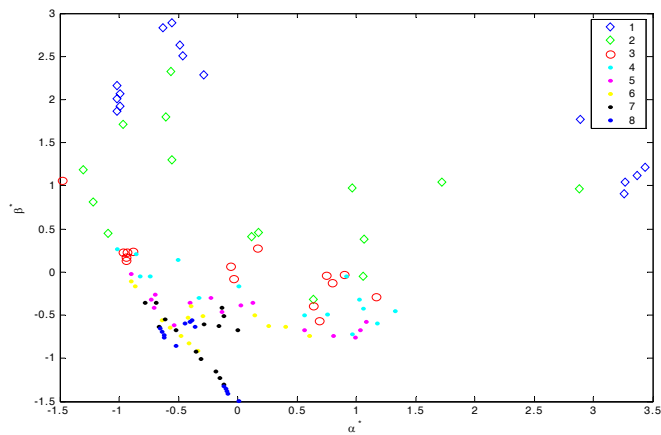
**Figura A.30. PPEDA, Grupo descriptor N° 1, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra**



**Figura A.31. PPEDA, Grupo descriptor N° 22, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra**



**Figura A.32. PPEDA, Grupo descriptor N° 28, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra**



**Figura A.33. PPEDA, Grupo descriptor N° 33, para ubicación de la zona e identificación de la fase de la falla trifásica a tierra**

## A.2. Estructuras para la identificación del tipo de falla

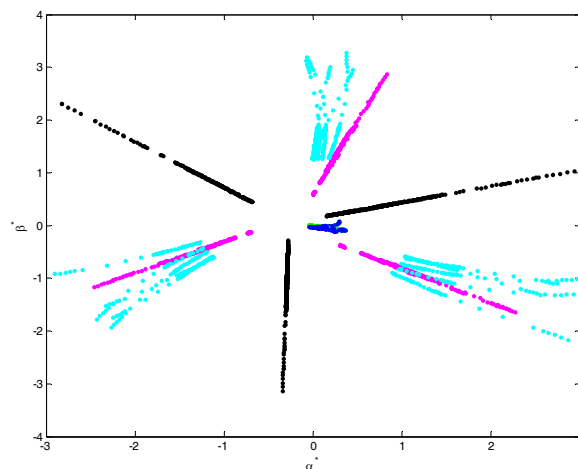
Se utilizaron los descriptores de corriente para la identificación del tipo de falla, y se proyectaron por medio de (EDA) donde se obtuvieron las estructuras que se presentarán a continuación.

### A.2.1. Fallas monofásicas

En la Tabla A.6 se presentarán los grupos que se utilizaron para la identificación del tipo de falla y a continuación se presentan las estructuras obtenidas por PPEDA.

**Tabla A.6. Grupos descriptores para la identificación de la falla monofásica con impedancias (0,05Ω, 5Ω, 10Ω)**

Fallas Monofásicas			
Tipo de Falla			
N°	Grupos de Descriptores	Grupo descriptor Clasificable	
		N°	Grupo descriptor
34	ia ib ic		
35	ia ib ic maxcte		
36	ia ib ic desvcte		
37	ia ib ic promcte	43	maxcte promcte desvcte
38	ia ib ic desvcte promcte		
39	ia ib ic maxcte promcte		
43	maxcte promcte desvcte		



**Figura A.34. PPEDA, Grupo descriptor N° 34, para la identificación de la falla monofásica**

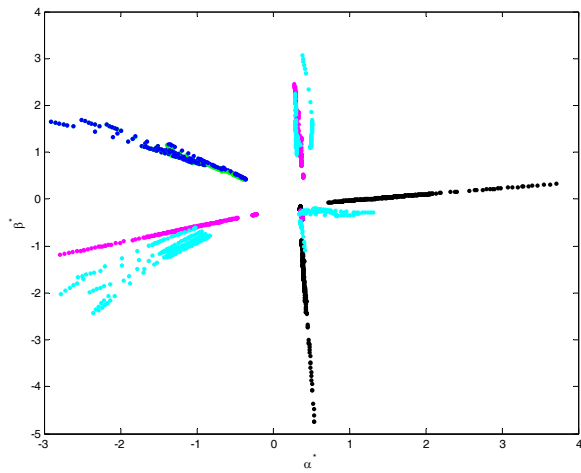


Figura A.35. PPEDA, Grupo descriptor N° 35, para la identificación de la falla monofásica

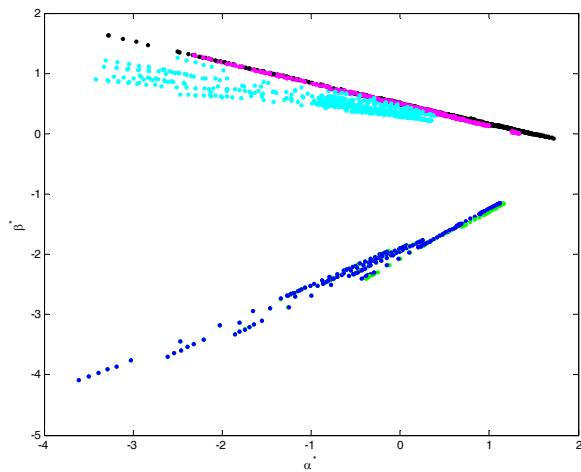


Figura A.36. PPEDA, Grupo descriptor N° 36, para la identificación de la falla monofásica

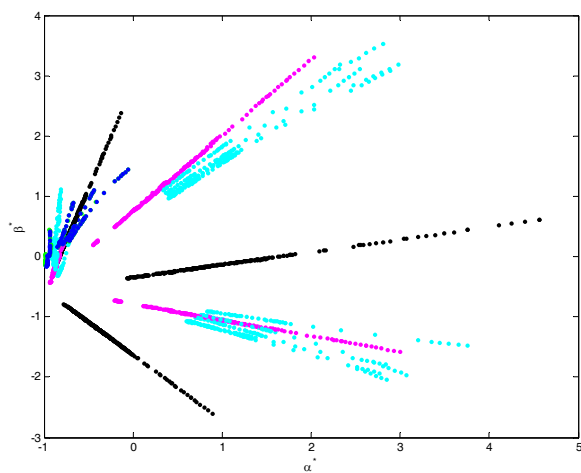


Figura A.37. PPEDA, Grupo descriptor N° 37, para la identificación de la falla monofásica

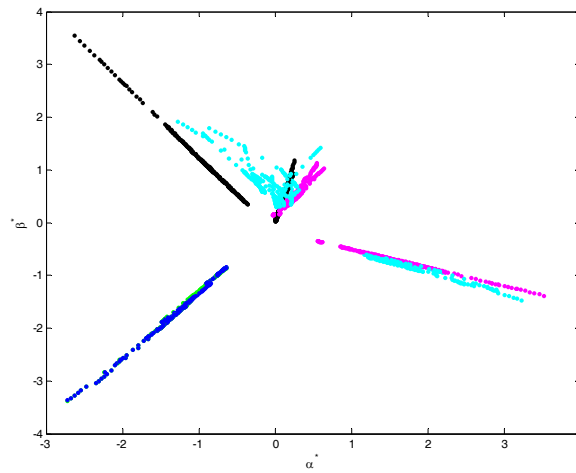


Figura A.38. PPEDA, Grupo descriptor N° 38, para la identificación de la falla monofásica

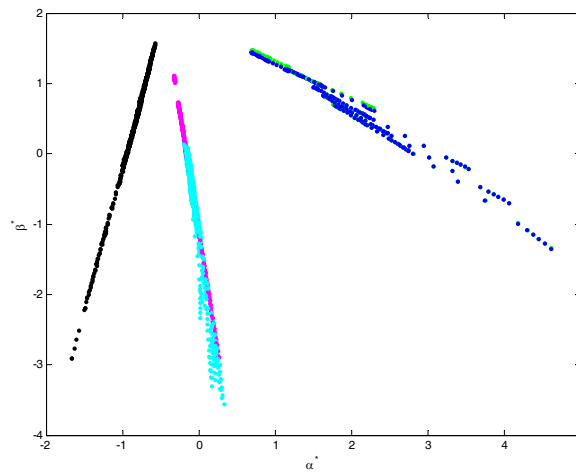


Figura A.39. PPEDA, Grupo descriptor N° 39, para la identificación de la falla monofásica

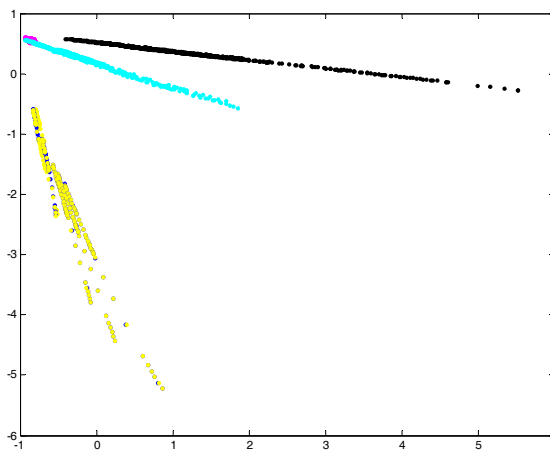


Figura A.40. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla monofásica

### A.2.2. Fallas bifásicas y bifásicas a tierra

En la Figura A.43 se muestra la estructura obtenida por medio de PPEDA para la identificación de la falla bifásica y bifásica a tierra. En la estructura se puede observar que las fallas bifásicas están representadas por el conjunto de datos o puntos negros y las fallas Bifásicas a tierra están representadas por el conjunto de puntos azules, para este caso solo se utilizo el grupo descriptor número 43.

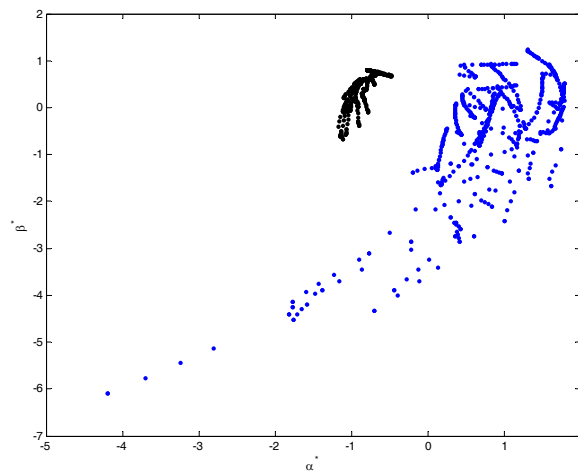
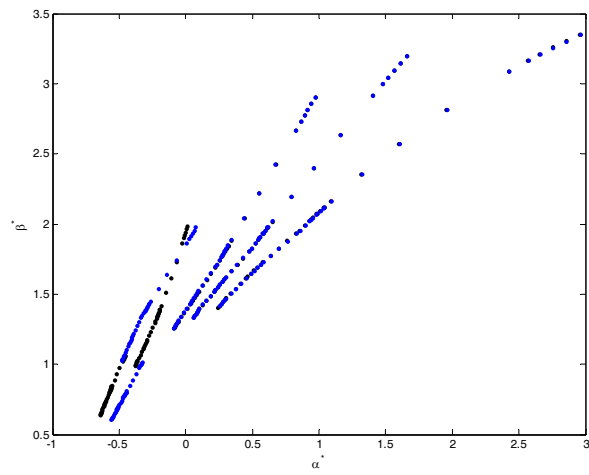


Figura A.41. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla bifásica y bifásica a tierra

### A.2.3. Fallas trifásicas y trifásicas a tierra

En la figura A.42 se muestran las estructuras de las fallas trifásicas y trifásicas a tierra que se obtienen por medio de PPEDA. Representando los puntos negros las fallas trifásicas y los puntos azules las fallas trifásicas a tierra. En este caso solo se utilizo el grupo descriptor número 43.



**Figura A.4.2. PPEDA, Grupo descriptor N° 43, para la identificación de la falla bifásica y bifásica a tierra**

## B. RESULTADOS DE LA CLASIFICACIÓN

Se presentarán los resultados de la clasificación de cada tipo de falla de la validación de la técnica LAMDA. Estos resultados se mostraran en porcentajes de aciertos de las fallas simuladas. El sistema de distribución de energía eléctrica se dividió en zonas donde cada tramo de línea es una clase.

### B.1. Clasificación por zonas para fallas monofásicas

El sistema para las fallas monofásicas se divide en tres modelos (fase A, B y C) y cada modelo se divide en varias zonas identificadas con sus respectivos colores. Para impedancias de falla  $0,05\Omega$  a  $10\Omega$

#### B.1.1. Fase A

El sistema para la falla monofásica fase A se dividió en tres zonas que se muestran en la Figura B.1 y cada una de estas se valido por medio de la técnica LAMDA arrojando los resultados que se muestran a continuación.

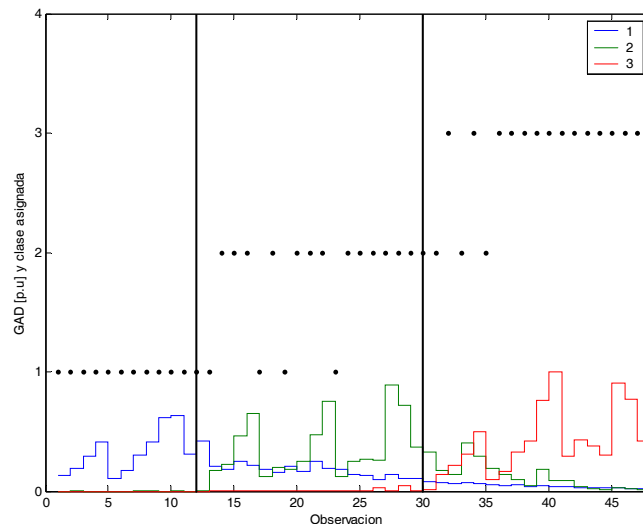
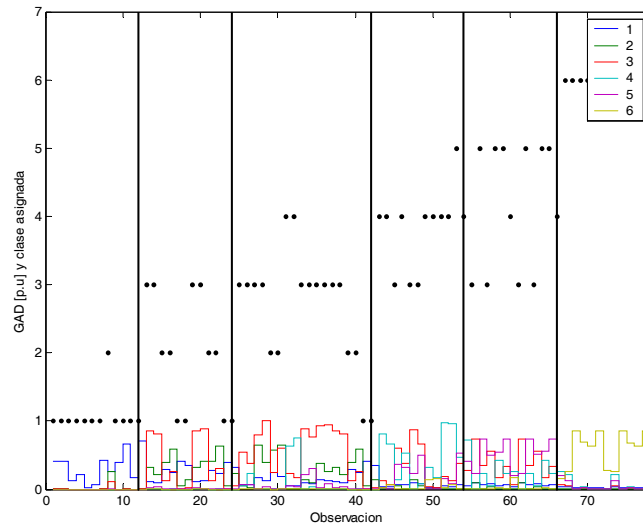


Figura B.1. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase A con impedancias de falla  $[0,05 \text{ } 10] \Omega$

### B.1.2. Fase B

El sistema para la fase A se dividió en seis zonas que se muestran en la Figura B.2 y cada una de estas se validó por medio de la técnica LAMDA arrojando los resultados que se muestran a continuación.



**Figura B.2. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase B con impedancias de falla [0,05 5 10]  $\Omega$**

### B.1.3 Fase C

El sistema para la fase A se dividió en seis zonas que se muestran en la Figura B.3 y cada una de estas se validó por medio de la técnica LAMDA arrojando los resultados que se muestran a continuación.

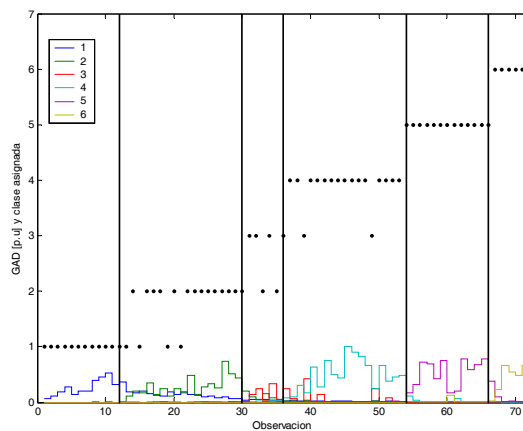


Figura B.3. GAD para la clasificación de las zonas, falla monofásica fase C con impedancias de falla  $[0,05 \ 5 \ 10] \ \Omega$

### B.2. Clasificación por zonas de las fallas bifásicas

El sistema para las fallas bifásicas se dividió en seis zonas. A continuación se presenta el GAD en la validación de la técnica LAMDA.

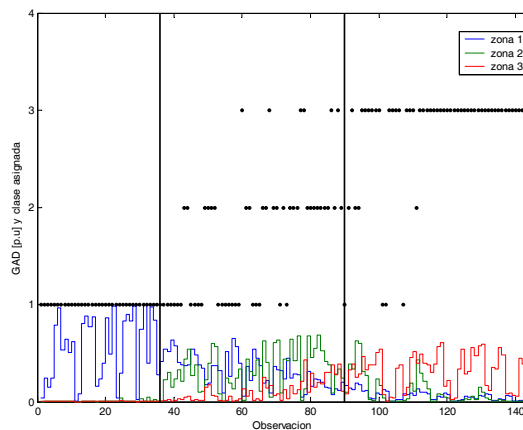


Figura B.4. GAD para la clasificación de las fallas bifásicas

### B.3. Clasificación por zonas de las fallas bifásicas a tierra

El sistema para las fallas bifásicas a tierra se dividió en seis zonas. A continuación se presenta el GAD en la validación de la técnica LAMDA.

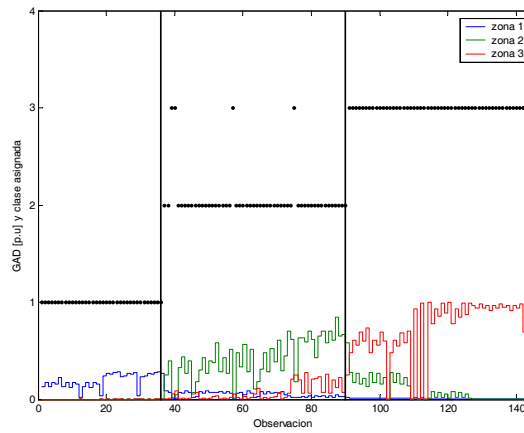


Figura B.5. GAD para la clasificación de las fallas bifásicas a tierra

#### B.4. Clasificación por zonas de las Fallas trifásica

El sistema para las fallas bifásicas a tierra se dividió en seis zonas. A continuación se presenta el GAD en la validación de la técnica LAMDA.

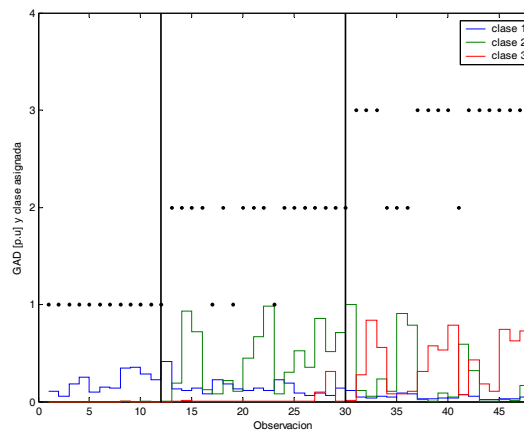


Figura B.6. GAD para la clasificación de las fallas trifásicas

#### B.5. Clasificación por zonas de las fallas trifásica a tierra

El sistema para las fallas trifásicas a tierra se dividió en seis zonas. A continuación se presenta el GAD en la validación de la técnica LAMDA.

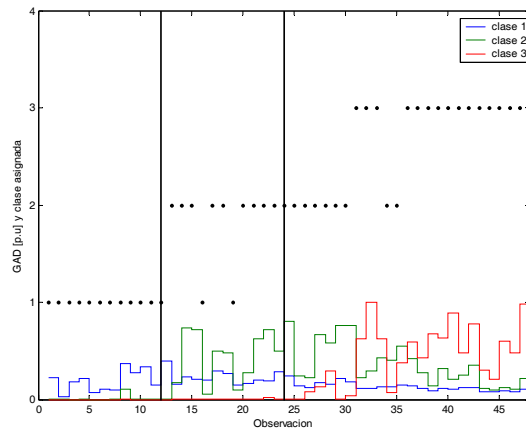


Figura B.7. GAD para la clasificación de las fallas trifásicas a tierra

Tabla B. Resultados de los datos de la validación para la ubicación de zona de los 5 tipos de fallas, para impedancias de falla [0,05 5 10] Ω

Clase	Falla monofásica			Falla bifásica	Falla bifásica a tierra	Falla trifásica	Falla trifásica a tierra
	Fase A	Fase B	Fase C				
1	12/12=100%	11/12=91,67%	12/12=100%	36/36=100%	36/36=100%	12/12=100%	12/12=100%
2	14/18=77.77%	4/12=33,33%	14/18=78,77%	25/54=46%	50/54=93%	15/18=83%	10/12=83%
3	15/18=86.33	10/18=55,56%%	4/6=66,67%	47/54=87%	54/54=100%	14/18=78%	16/24=67%
4		8/12=66,67%	15/18=83,33%				
5		6/12=50%	12/12=100%				
6		12/12=100%	6/6=10%				
Total	41/48=85.42%	51/78=65,38%	63/72=87,5%				
<b>Tota</b>		155/198=78,28%		108/144=75%	140/144=97%	41/48=85%	38/48=79%
<b>Total 482/582=85,42%</b>							

