

Utilización de un método algorítmico y un sistema neurodifuso para localización de fallas en sistemas de distribución radiales

Use of an Algorithmic Method and a Neuro-Fuzzy System for Faults Location in Radial Distribution Systems

MAXIMILIANO BUENO LÓPEZ

Tecnólogo en Electricidad, Ingeniero Electricista y estudiante de la Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira (Colombia). Profesor catedrático de la misma universidad.

max@ohm.utp.edu.co

LUCAS PAUL PÉREZ HERNÁNDEZ

Tecnólogo en Electricidad, Ingeniero Electricista y estudiante de la Maestría en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira (Colombia)

lucasperez25@hotmail.com

Clasificación del artículo: investigación

Fecha de recepción: 15 de septiembre de 2006

Fecha de aceptación: 30 de abril de 2007

Palabras clave: Sistema neurodifuso, método de *Ratan Das*, Transformada *wavelet*, PP.

Keywords: Neuro-fuzzy systems, *Ratan Das* method, wavelet transform, PP.

RESUMEN

En este artículo se presenta una técnica para localización de fallas en sistemas de distribución. Se emplean dos metodologías: la primera considera el conocimiento de expertos y la segunda se basa en características de red, como configuración, cantidad de medidores disponibles, tipo de cargas, etc. Con las señales de tensión y corriente obtenidas de simulaciones en la subestación se hallan algunos parámetros que se denominan descriptores. Al final, con un alto nivel de precisión, se obtiene el lugar de ocurrencia de la falla. Dada la utilización de señales obtenidas en la subestación, la metodología propuesta puede ser implementada si se realizan algunos ajustes a los sistemas actuales, en especial la ubicación de medidores a lo largo de los conductores.

ABSTRACT

In this paper, a fault location technique for distribution systems is presented. Using a methodology based on expert knowledge and other that consider electrical characteristics of the system such as system configuration, number of available measurements devices, load types, etc. Parameters called descriptors can be founded using voltage and current signals from the simulation, to obtain the fault location with a high accuracy. Because of the use of signals obtained in the substation, the proposed methodology can be implemented making some adjustments to the current systems, mainly in the location of measurement devices throughout the conductors.

1. Introducción

La calidad de la energía se ha convertido en tema de gran interés y, por consiguiente, de estudio entre operadores de red y los mismos usuarios; para medirla y controlarla se tienen en cuenta la forma de la onda y la continuidad del servicio.

La localización oportuna del sitio de falla está asociada con la reducción del tiempo de las interrupciones o pérdida de la continuidad del servicio. Con el fin de mejorar la prestación del servicio las empresas operadoras de red deben localizar las fallas en los sistemas de distribución; esto permite dar mayor continuidad y evitar penalizaciones de la CREG¹ en caso de violación de los índices DES (Duración Equivalente de las Interrupciones) y FES (Frecuencia Equivalente de las Interrupciones).

El problema de la localización de fallas en sistemas de distribución es complejo, debido a que estos últimos presentan un alto número de ramificaciones. Las metodologías basadas en el modelo eléctrico de la red entregan como respuesta una distancia (asociada a la impedancia de falla) desde la subestación hasta el lugar de ocurrencia de la falla [1]; sin embargo, dada la gran cantidad de ramificaciones ya mencionada, la distancia resultante se ajusta a varios ramales del sistema. En consecuencia, se presenta un problema de múltiple estimación en la localización de la falla que implica elevados tiempos de ubicación del verdadero ramal bajo falla.

Como alternativa de solución a este problema se propone una metodología que requiere de una base de datos de tensión y corriente en el dominio del tiempo y sus valores RMS (*Root Mean Square*, o raíz media cuadrática) medidos en el nodo de la subestación [2]. En estas señales está registrada la información de la actuación de las protecciones del sistema cuando éste es sometido a una falla.

¹ La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es una unidad del Ministerio de Minas y Energía en Colombia, que tiene la función de promover la competencia entre los prestadores de servicios públicos. Página Web disponible en: www.creg.gov.co

2. Sistemas de distribución

2.1. Características generales

El estudio de un sistema de distribución tiene un alto nivel de complejidad. Cuando se trata de localización de fallas se presentan inconvenientes debidos a sistemas desbalanceados, laterales o ramales, tipos de cargas y no homogeneidad en los alimentadores, entre otros [3].

2.2. Elementos de protección y configuración de las protecciones

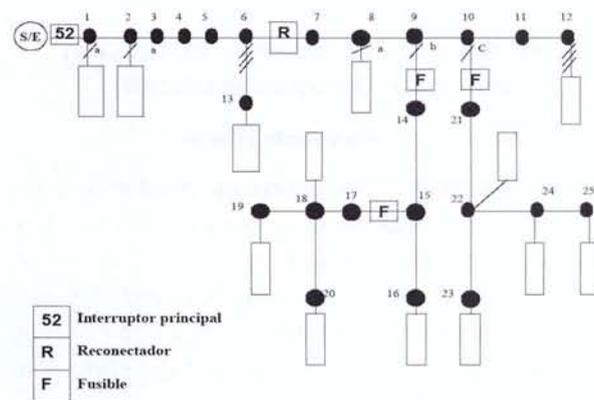
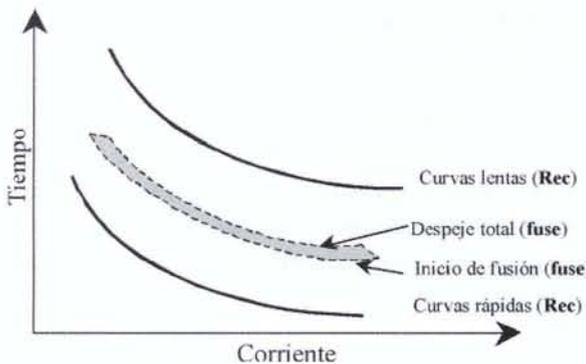


Diagrama 1. Del sistema de distribución (simulación en ATPDraw)

Los elementos de protección de un sistema de distribución se encuentran ubicados a lo largo de éste. Sus tiempos de calibración no son tan rápidos como los usados en transmisión y su variedad no es tan amplia; entre los más comunes están los reconectadores, *fusibles* y *seccionadores*.

En el circuito del diagrama 1 un reconectador automático (*R*) está configurado para abrir y recerrar el circuito ante faltas, en coordinación con los fusibles (*F*); la secuencia puede contener uno o más disparos rápidos y recierres para despejar faltas transitorias y restaurar el servicio. Si la falla persiste, los fusibles retiran las fallas permanentes; esto es llamado *coordinación en salvamento de fusibles*. Sus curvas inversas de tiempo corriente se presentan en la gráfica 1.



Gráfica 1. Curvas de coordinación de tiempo típicas del esquema de salvamento de fusibles

3. Análisis de las señales, extracción y reducción de características

3.1. Uso de la transformada Wavelet

Las señales de tensión y corriente pueden ser analizadas de diversas maneras, para obtener de ellas diferentes características de acuerdo con el tipo de aplicación [4]; en general, las herramientas empleadas para ello son la transformada de *Fourier*, la transformada de *Fourier* de tiempo corto y la transformada *Wavelet* [5-6].

En la aplicación que aquí se presenta se ha usado la transformada *Wavelet*, debido a sus propiedades para el análisis de señales no estacionarias [7] [8]; además, ésta permite obtener información en tiempo y frecuencia de la señal analizada. Entre otras, la transformada seleccionada cumple con las siguientes propiedades:

- Permite realizar un análisis en tiempo y frecuencia, mediante un barrido de la señal a través de ventanas de ancho variable [5].
- Permite detectar los instantes de tiempo en que la señal bajo análisis presenta cambios bruscos de amplitud o frecuencia.

Ejemplo del uso de la transformada Wavelet en localización de fallas

Los datos de entrada al sistema son los voltajes de cada fase y la salida los cuales son dos vectores que contienen la frecuencia del transitorio y la

duración de éste en cada fase. Para ello se emplean las siguientes variables:

- V_t : Vector de entrada que tiene un arreglo de $[22001 \times 3]$, es decir $[N^\circ \text{ de muestras}] \times [N^\circ \text{ de fases}]$.
- *frec*: Vector de salida que contiene la frecuencia de cada fase [*frecA* *frecB* *frecC*].
- *tao*: Vector de salida que contiene la duración del transitorio en cada fase [*taoA* *taoB* *taoC*].

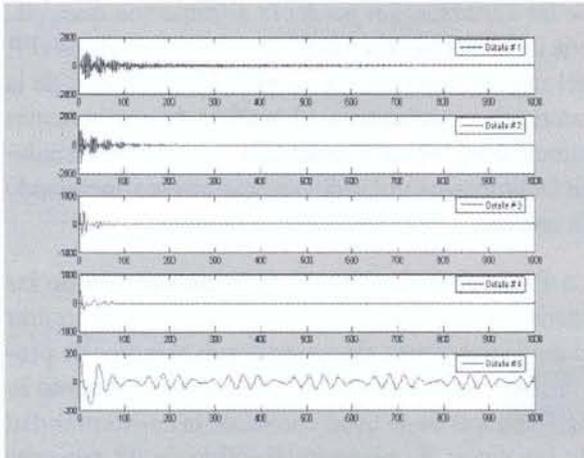
Los valores en una de las pruebas realizadas que entrega el sistema son:

- Frecuencia = [5340 4680 3340].
- Tao (duración del transitorio) = [0,0496 0,01455 0,01745].

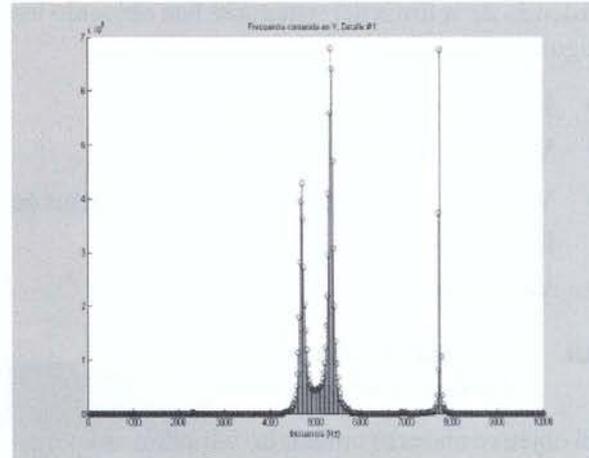
En la gráfica 2 se muestra cada uno de los detalles de descomposición de la señal de tensión de la fase A usando la transformada *wavelet*. Por su parte, la gráfica 3 muestra la transformada de *Fourier* realizada al detalle que posee el mayor índice *wavelet*; el detalle entrega la frecuencia del transitorio, que para el caso de esta fase es de 5.340 Hz. La transformada *Wavelet* madre empleada es la *Daubechies 4*, de acuerdo con la literatura especializada [6].

También en la gráfica 3 se observa otra componente de alta frecuencia en el rango de 7.000Hz a 8.000 Hz; entonces, se deduce que la frecuencia del transitorio corresponde al primer pico, porque la energía de este espectro es mayor. La frecuencia de muestreo utilizada es de 20.000 Hz; en consecuencia, según el teorema de *Nyquist*, en este análisis se pueden apreciar señales con frecuencias inferiores a los 10.000 Hz. La componente de 7.800 Hz se encuentra cerca de este valor y no presenta una concentración de espectros de frecuencia tan notoria como la componente de 5.340 Hz.

Otro factor que influencia la aparición de la componente de 7.800 Hz es el denominado *efecto mariposa* que consiste en reflejar los datos resultantes de la transformada de *Fourier* mientras toma como referencia un eje imaginario.



Gráfica 2. Detalles de la señal de tensión en la fase A



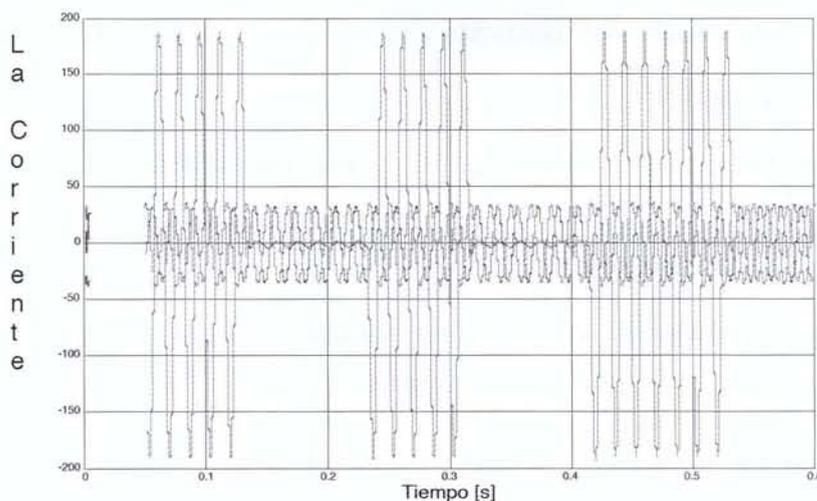
Gráfica 3. Transformada de Fourier para el primer detalle

3.2. Extracción de características

En el modelado del sistema de potencia analizado se deben buscar parámetros que permitan diferenciar una región de otra. Éstos son denominados *descriptores*, porque sirven para describir y diferenciar zonas dentro de un sistema de potencia. Los descriptores consideran fenómenos como el deslastre de carga, la actuación de un dispositivo de protección, el estado transitorio de un sistema debido a una falla, la variación de la tensión, la co-

rriente debido a un fallo permanente y la actuación de los dispositivos de protección, entre otros.

En la gráfica 4 se muestra la simulación de la corriente en la subestación ante una falla; asimismo, se aprecian cambios bruscos en la magnitud de la corriente en varias ocasiones. Después de la ocurrencia de la falla se observan tres intervalos en los que hay un aumento de la corriente; éstos corresponden a las operaciones de recierre del reconector.



Gráfica 4. Señal de corriente medida en la subestación ante una falla

Además de la firma del sistema se han obtenido los siguientes descriptores:

- Frecuencia y duración del transitorio.
- Variación de la corriente de carga.
- Variación de la potencia aparente y el factor de potencia.
- Valor propio.

3.3. Reducción de dimensionalidad de características

El objetivo ahora es utilizar las variables antes descritas como datos de entrenamiento para uno de los métodos basados en el conocimiento descritos en la segunda viñeta. Dado que el número de variables consideradas es grande², el entrenamiento puede requerir de un esfuerzo considerable; en consecuencia, es importante reducir la dimensionalidad

de las variables, sin perder la información que cada una de ellas trae. La *búsqueda de la proyección* (PP, del inglés *projection pursuit*) [15], el análisis de la matriz de correlación y el análisis de componentes principales [16] son metodologías que permiten reducir la dimensionalidad de un experimento, facilitando su análisis.

La PP se realiza a través de la proyección de las variables en diferentes hiperplanos para encontrar el más interesante, de acuerdo con el índice de proyección *chi-cuadrado* [16]. Este procedimiento se realiza a través de la búsqueda de la no-normalidad de los datos. El plano es dividido en 48 regiones distribuidas en anillos (gráfica 2), cada una con un ancho angular de 45° y ancho radial $\sqrt{2 \log 6/5}$; esto garantiza que cada región tenga aproximadamente la misma probabilidad (1/48) para la distribución normal bivariante. El índice de proyección está dado por:

$$PI_{X^2}(\alpha, \beta) = \frac{1}{9} \sum_{j=1}^8 \sum_{K=1}^{48} \frac{1}{C_K} \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{B_K} \left(Z_i^{\alpha(\eta_j)}, Z_i^{\beta(\eta_j)} \right) - C_K \right]^2 \quad (1)$$

En la ecuación anterior:

C_k : Probabilidad evaluada sobre una región k usando distribución normal bivariada.

n : número de datos.

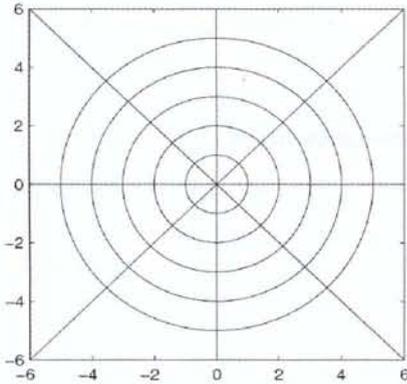
I_{B_k} : función indicadora de la región B_k , que representa cada una de las particiones del plano.

Z_i^α : Observaciones proyectadas de cada dato sobre los vectores α y β ; estos últimos son dos vectores ortonormales, base del plano de proyección.

η_j : ángulo en que el dato es rotado en el plano antes de ser asignado a una de las regiones B_k .

² Algunas variables describen el comportamiento de cada una de las tres fases.

Una de las ventajas del uso del índice *chi-cuadrado* es que no se ve afectado en gran forma por *outliers*, o valores extremos.



Gráfica 5. División del plano donde serán proyectados los puntos del experimento

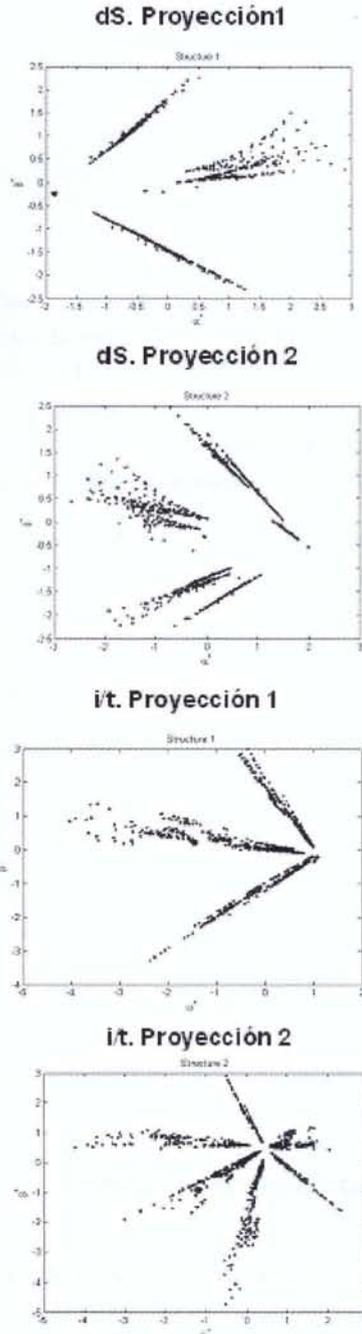
Para buscar la proyección que resulta en el mayor de los índices *chi-cuadrado*, el algoritmo inicializa aleatoriamente los vectores α y β para crear un primer mejor plano (α^* y β^*); luego se generan dos planos vecinos dados por las ecuaciones (2) y se evalúa su índice *chi-cuadrado*; si uno de ellos presenta una mejoría en el índice, éste será el nuevo mejor plano, de lo contrario, se generan dos nuevos planos vecinos. Si después de cierto número de iteraciones no existe mejoría, el tamaño del vecindario de búsqueda se reduce mediante la disminución del parámetro c .

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{\alpha^* + cv}{\|\alpha^* + cv\|} & b_1 &= \frac{\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1}{\|\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1\|} \\ a_2 &= \frac{\alpha^* - cv}{\|\alpha^* - cv\|} & b_2 &= \frac{\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2}{\|\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2\|} \end{aligned} \quad (2)$$

En procesos de localización de fallas las técnicas de reducción de dimensionalidad evitan que se trabaje con una cantidad exagerada de variables o descriptores, para no correr el riesgo de usar algunas redundantes que causen un mal entrenamiento de las máquinas de clasificación.

La selección del descriptor se realiza a partir del siguiente criterio: no deben existir múltiples valores del descriptor para cada nodo del sistema de prueba;

en otras palabras, la relación entre el valor de un descriptor y un nodo debe ser lineal. Para definir los descriptores que guardan esta linealidad se debe proyectar el valor de cada descriptor sobre los dos mejores planos. La gráfica 6 muestra algunos de los resultados obtenidos con esta herramienta.



Gráfica 6. Gráficas de los descriptores que presentaron la mejor característica lineal

4. Sistema neuro-difuso de inferencia ANFIS

El modelo aquí empleado para resolver el problema de localización de fallas en los sistemas de distribución de energía eléctrica se conoce como sistema ANFIS (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*) [10] [20]. Este es un sistema neuro-difuso híbrido, funcionalmente equivalente al mecanismo de inferencia *Takagi-Sugeno* (T-S); las salidas individuales de cada regla son obtenidas como una combinación lineal entre los parámetros del antecedente de cada regla [11] [19].

La red neuronal híbrida [12] que representa este tipo de inferencia es de tipo adaptable con cinco capas, cada una representa una operación del mecanismo de inferencia difusa (diagrama 2). En esta arquitectura, todos los nodos de una capa tienen la misma función; los representados con cuadros son adaptables, es decir, sus parámetros son ajustables.

La estructura de la red ANFIS tiene cinco capas [13] [17] (diagrama 2).

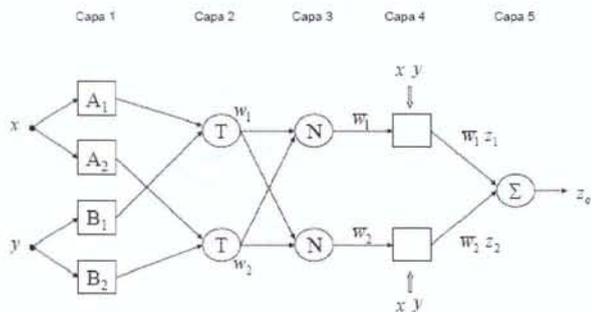


Diagrama 2. Arquitectura ANFIS equivalente para inferencia Takagi-Sugeno de primer orden

5. Metodología de solución

La metodología propuesta para la solución del problema de localización de fallas consiste en entrenar el sistema ANFIS [14] con una base de datos compuesta por fallas obtenidas de simulación en un sistema de prueba que se ordena como un conjunto

de datos entrada-salida. Los datos de entrada contienen información extraída de las características de las señales de corriente medidas en la subestación; los datos de salida corresponden a la localización de la falla, como una división por zonas del sistema de distribución.

5.1. Entrenamiento de la red [13] [14]

Los conjuntos utilizados para las diferentes pruebas son los descriptores que se obtienen de los patrones de corriente o *firma del sistema* para las tres fases. Éstos son:

- Relación de la magnitud de la corriente de falla y el tiempo de actuación del dispositivo de protección, que actúan ante la primera (*I/t inicial*) y última sobrecorriente (*I/t final*) que se presenta durante la secuencia de activación de las protecciones.
- La variación de la corriente de carga entre la corriente de pretalla, después de la primera apertura del elemento de corte (ΔI_c inicial) y de la última apertura del elemento de corte (ΔI_c final).
- El vector de tiempos de apertura y cierre de los elementos de protección como fusibles y reconectores ($[t]$); él incluye los instantes inicial y final del registro de corriente medido en la subestación.

5.2. Proceso de validación de entrenamiento

La validación consiste en la prueba de la red previamente entrenada, usando los datos que no fueron escogidos en la fase de entrenamiento [13] [15]. El error en la estimación de la zona de falla tiene en cuenta el número total de datos clasificados correctamente y el número de datos con los que se inició el proceso, como se presenta en la ecuación (1).

$$Error [\%] = \frac{Datos\ mal\ clasificados}{Total\ datos\ de\ validación} \times 100 \quad (1)$$

5.3. Generación de reglas

Se realiza para introducir el conocimiento teórico propio de la identificación previa de la zona de falla [12] [13]. Debido a la actuación de las protecciones es posible inferir la zona más probable de falla y poner esta información en una regla del tipo Takagi-Sugeno [10] [16].

6. Pruebas y resultados obtenidos

6.1. Sistema de prueba [18]

Con el propósito de simulación, el sistema de prueba del diagrama 1 fue implementado usando

el software *Alternative Transient Program* (ATP) que tiene las características presentadas en las tablas 1 y 2.

6.2. Zonificación del sistema y base de fallas

Con el propósito de tener las etiquetas por identificar por el sistema ANFIS, el sistema de distribución se zonifica; por ende, cuando el método localiza la región del sistema de potencia donde ocurrió la falla, no hay problema de múltiple estimación. Como consecuencia, sólo hay un circuito o ramal por zona para que la cuadrilla de mantenimiento realice la búsqueda y la reparación de la falla.

SECCIÓN ENTRE LOS NODOS	LONGITUD DE LA SECCIÓN km	IMPEDANCIA SERIE (Oms/km)		Admitancia Shunt (Mhos/Km)	
		Secuencia Positiva y Negativa	Secuencia Cero	Secuencia Positiva y Negativa	Secuencia Cero
1-2	2.414	0.3480+j0.5166	0.5254+j1.704	j3.74E-6	j2.49E-6
2-3	2.414	0.3480+j0.5166	0.5254+j1.704	j3.74E-6	j2.49E-6
3-4	2.414	0.3480+j0.5166	0.5254+j1.704	j3.74E-6	j2.49E-6
4-5	2.414	0.3480+j0.5166	0.7290+j1.704	j3.74E-6	j2.49E-6
5-6	2.414	0.3480+j0.5166	0.7290+j1.727	j3.59E-6	j2.39E-6
6-7	4.023	0.5519+j0.5390	0.7290+j1.727	j3.59E-6	j2.39E-6
7-8	5.150	0.5519+j0.5390	0.7290+j1.727	j3.59E-6	j2.39E-6
8-9	2.414	0.5519+j0.5390	0.7290+j1.727	j3.59E-6	j2.39E-6
9-10	2.414	0.3480+j0.5166	0.7290+j1.727	j3.74E-6	j2.49E-6
10-11	4.506	0.3480+j0.5166	0.7290+j1.727	j3.74E-6	j2.51E-6
11-12	2.414	0.3480+j0.5176	0.7290+j1.727	j3.74E-6	j2.51E-6
6-13	2.414	0.3480+j0.5166	7.3977+j0.8998	j3.74E-6	j2.51E-6
9-14	2.414	0.3480+j0.5166	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
14-15	2.414	0.3480+j0.5166	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
15-16	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
15-17	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
17-18	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
18-19	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
18-20	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
10-21	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
21-22	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
22-23	2.414	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6
22-24	3.219	7.3977+j0.8998	7.3977+j0.8998	j2.51E-6	j2.51E-6

Tabla 1. Datos de las líneas del sistema de distribución

DATOS DE CARGA		
Numero del Nodo	Fase	Tamaño Kva
1	A	15
2	A	15
6	B	15
7	A-B-C	1000
12	A-B-C	67,5
16	B	15
18	B	15
19	B	7,5
20	B	15
22	C	25
23	C	15
25	C	15

Tabla 2. Datos de la carga del sistema de distribución

	Nodo	3Φ	1Φ
Zona 1	1 2 3 4 5 6 13	*	
Zona 2	7 8 9 10 11 12	*	
Zona 3	14 15 16		*
Zona 4	17 18 19 20		*
Zona 5	21 22 23 24 25		*

Tabla 3. Zonificación del sistema de distribución

6.3. Base de datos de fallas

La base de datos considera fallas monofásica a tierra, falla bifásica, falla bifásica a tierra y falla trifásica. Cada falla se simuló con seis resistencias de fallas diferentes que se encuentran en el rango establecido en [9]; como resultado se obtuvo un total de 930 fallas que fueron usadas para entrenamiento y validación de la red ANFIS.

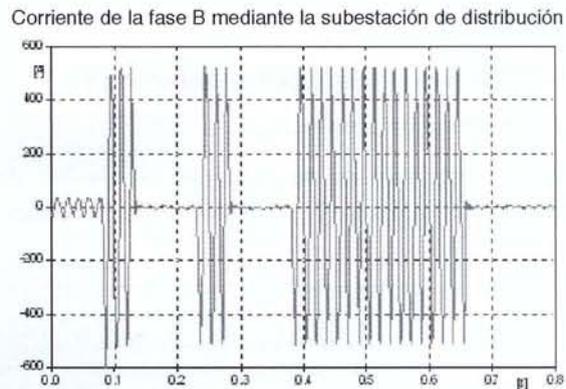
6.4. Creación de la base de reglas

Para la conformación de la base de reglas y de acuerdo con la configuración de las protecciones del circuito del diagrama 1 fueron tenidos en cuenta los siguientes aspectos propios de la configuración de los elementos de protección:

- En caso de falla en la zona uno, de la base de datos de configuración de protecciones se conoce que el relé de la subestación efectuará dos operaciones con su única curva de calibración. El análisis de patrones de la corriente de carga dará como resultado un vector con seis componentes
- En caso de falla en la zona dos es necesario que el reconectador actúe dos veces con la curva rápida y una vez con la curva lenta. Como ejemplo, en la gráfica 7 se presenta la corriente de la fase B para una falla de 5Ω en esta fase, en el nodo 8.
- En caso de fallas en las zonas 3, 4 y 5 es necesario que el reconectador actúe dos veces con la curva

rápida y que luego actué el fusible asociado a la zona respectiva. Esta característica es debida a la coordinación en salvamento de fusibles presentada en la gráfica 1.

En la gráfica 7 se presenta la forma de onda de la corriente en la fase B ante una falla.



Gráfica 7. Corriente de la fase B ante una falla B-T en el nodo 8

Para el entrenamiento del sistema ANFIS no se tuvieron en cuenta los datos asociados a la zona 1, pues para la identificación de esta zona, con respecto a las demás, sólo es necesario plantear una regla del tipo *if-then*, como se presenta en (2).

$$\text{If la señal tiene 2 conmutaciones then} \\ \text{la falla se encuentra en la zona 1} \quad (2)$$

5.5. Entrenamiento de redes ANFIS

En la base de datos de fallas obtenida para el circuito de prueba se encuentra que en la zona 2 están contenidos los nodos del 7 al 12, con un total de 396 fallas simuladas y seis valores de resistencias de falla usados. Las zonas 3, 4 y 5 contienen sólo los nodos monofásicos numerados del 14 al 25, con un total de 72 fallas simuladas. Dado que en el entrenamiento de las redes ANFIS no se usan los datos de la zona 1, el número de datos para el entrenamiento se reduce a 468. De los datos disponibles se seleccionan aleatoriamente 317, equivalentes al 80% de las fallas trifásicas y 65 que equivalen al 90% de las fallas monofásicas de la red.

DESCRIPTOR	ERROR %
Relación corriente-tiempo del último elemento que actúa	0,00
Relación entre corriente de prefalla y corriente después del último recierre	0,00
Firma del sistema	0,85
Frecuencia del transitorio	6,62
Delta de potencia	9,40
Variación de corriente	10,68
Relación corriente-tiempo del primer elemento que actúa	10,89
Duración del transitorio	12,39
Variación de voltaje	13,46
Relación entre corriente de prefalla y corriente después del primer recierre	14,74
Variación del factor de potencia	20,94
Lambda + tiempo de cierre I	26,49
Lambda	27,35

Tabla 4. Errores obtenidos con cada uno de los descriptores

PRUEBA MODELO HIBRIDO						
Lugar donde se simula la falla	Tipo de falla	Distancia (km) Ratan Das	Posibles nodos de ocurrencia de la falla	Zona de falla ANFIS	Nodo real de falla	Descriptor utilizado
12	C-A-T	34.721	12 ó 22	2	12	dl última
22	C-T	33.658	12 ó 22	5	22	dl última
8	A-B-C-T	23.814	8 ó 14	2	8	dl última
25	C-T	35.021	20 ó 25	5	25	dl última
19	BT	38.560	19 ó 16	4	19	dl última
16	B-T	35.100	19 ó 16	3	16	dl última
18	B-T	35.090	18 ó 15	4	18	I/I 2
15	C-T	34.807	15 ó 18	3	15	I/I 2
21	C-T	31.540	18 ó 21	5	21	I/I 2
25	C-A-T	36.530	20 ó 25	5	25	I/I 2
14	A-T	23.660	9 ó 14	3	14	I/I 2
18	B-T	33.310	12 ó 18	4	18	I/I 2
15	B-T	28.490	15 ó 21	3	21	Delta de potencia
9	A-T	34.266	12 ó 14	2	9	Delta de potencia
14	C-T	23.660	20 ó 25	3	9	Delta de potencia
15	C-T	28.490	15 ó 21	3	15	Firma del sistema
14	B-T	23.660	9 ó 14	3	14	Firma del sistema
17	B-T	31.970	12 ó 17	4	17	Firma del sistema
23	C-T	38.228	23 ó 16	5	23	Firma del sistema
16	B-T	35.106	23 ó 16	3	16	Firma del sistema

Tabla 5. Resultados obtenidos con el modelo híbrido

En la tabla 4 se presentan los porcentajes de error obtenidos en la clasificación de las zonas para cada uno de los descriptores empleados; dos de ellos presentan un error del 0%, lo que indica que cualquier dato de entrada se relaciona con la zona adecuada. Los resultados consideran sólo la actuación del sistema neuro-difuso.

En la tabla 5 se presentan los datos obtenidos mediante la combinación del sistema neuro-difuso y el método propuesto por *Ratan Das*; en este caso, no sólo se halla la zona de falla, sino también la distancia medida desde la subestación. Se simuló distintos tipos de fallas en diferentes nodos. La distancia entregada por el método de *Ratan Das*

para todos los casos simulados coincide con dos diferentes nodos, como se observa en la columna 4 de la tabla 5. El nodo real de falla se obtiene con el sistema ANFIS.

Se simula una falla en el nodo 22. Con el método de *Ratan Das* se obtiene una distancia de 33,6711 km, similar a la existente desde el nodo 12 (34,721 km); sin embargo, ANFIS permite establecer que la zona de falla es la 5, luego el nodo 12 queda descartado como el lugar de ocurrencia de falla, porque no pertenece a la zona mencionada; el nodo 22 sí se encuentra en ella.

7. Conclusiones

- Se ha comprobado la utilidad de los sistemas híbridos para el proceso de localización de fallas. La combinación de un método basado en el modelo (el propuesto por *R. Das*) y otro basado en el conocimiento proporciona un nivel de error bajo.
- Las pruebas realizadas con el software implementado permitieron identificar los descriptores con mayor incidencia sobre el comportamiento del sistema; en este caso fueron utilizados la firma del sistema, la relación de corriente-tiempo en el primer elemento de protección que actúa, y la relación corriente de prefalla contra corriente después del último recierre. Para llegar a ellos se realizaron diferentes tipos de pruebas, análisis estadísticos y gráficos; el análisis con PPI permitió establecer una metodología para analizar datos y reducir las dimensiones de un sistema.
- Con la utilización de la lógica difusa se ha modelado la incertidumbre existente en el proceso de localización de fallas; esto resulta de gran importancia para aprovechar el conocimiento y experiencia de los operarios y personal que labora en las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Expresada mediante un conjunto de reglas, la lógica difusa no requiere de un modelo matemático; esta característica convierte a esta metodología en una opción interesante para la solución de diferentes problemas.
- La implementación de esta metodología en una empresa electrificadora implica la utilización de equipos de protección y monitoreo de costos elevados, pero que al ser instalados traen beneficios como la adquisición permanente de datos y el conocimiento constante del comportamiento del sistema. Las señales de tensión y corriente, disponibles en las subestaciones de distribución, son los parámetros con que se inicia el proceso de obtención de descriptores; esto hace que la implementación sea viable, pues este tipo de señales son adquiridas realmente por las empresas prestadoras del servicio.
- El sistema neurodifuso ha presentado grandes ventajas en el proceso de localización de fallas desarrollado. A pesar de esto tiene algunos aspectos negativos que pueden ser solucionados con la implementación de una nueva metodología denominada red *Kbann*. Las redes *Kbann* permiten manipular el comportamiento de la red neuronal a partir del entrenamiento realizado con un algoritmo del tipo *back-propagation* o retro-propagación.

Referencias bibliográficas

- [1] Das, R. (1998). *Determining the Locations of Faults in Distribution Systems*. Doctoral Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Canada, Spring.
- [2] Das, R., Sachdev, M. and Sidhu, T. (July 16-20 2000). "A Fault Locator for Radial Subtransmission and Distribution Lines" *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Seattle, Washington, USA, Paper No. 0-7803-6423-6/00.
- [3] Seung Jae Lee, Myeon Song Choi. (April 2004). "An Intelligent and Efficient Fault Location and Diagnosis Scheme for Radial Distribution Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19 (2).
- [4] Karimi M., Mokthari H., Iravani R. (January 2002). "Wavelet Based on Line Disturbance Detection for Power Quality Applications". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 17 (1).

- [5] Martínez, J., De Castro, R. M. (2002). *Análisis de la teoría de ondículas orientada a las aplicaciones en ingeniería eléctrica. Fundamentos*. E.T.S.I. Industriales departamento de Ingeniería Eléctrica.
- [6] Vega, V. (2004). *Aplicación de la transformada Wavelet discreta (DWT) en la detección e identificación de eventos de la calidad de la energía eléctrica*. Proyecto de grado Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuelas de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, Bucaramanga.
- [7] Joe-Air Jiang, Ping-Lin Fan, Ching-Shan Chen, Chi-Shan Yu, Jin-Yi Sheu. (October 2003). "A Fault Detection and Faulted-Phase Selection Approach for Transmission Lines with Haar Wavelet Transform" *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 15 (4), pp. 1136-1146.
- [8] Lai, T. M., Snider, L. A., Sutanto, D. (January 2005). "High-Impedance Fault Detection Using Discrete Wavelet Transform and Frequency Range and RMS Conversion". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20 (1).
- [9] Bueno M., Pérez L. P. *Modelo híbrido para localización de fallas en sistemas de potencia radiales*.
- [10] Alzate, A. (Julio de 2001). *Control difuso*. Universidad Tecnológica de Pereira.
- [11] Laércio, G. (Fevereiro de 2001). *Modelos neuro-fuzzy hierárquicos bsp para classificação de padrões e extração de regras fuzzy em banco de dados*. Departamento de Engenharia Elétrica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.
- [12] Towell, G. Geoffrey. (1991). *Symbolic Knowledge and Neural Networks: Insertion, Refinement and Extraction*. Doctoral thesis. University of Wisconsin.
- [13] Alegre, A. (2003). *Trabajo final de aplicación simulación de redes neuronales artificiales. Una aplicación didáctica*. Universidad Nacional del Nordeste, Facultad de Ciencias Exactas, Naturales y Agrimensura.
- [14] Santos, F. (1992). *Un Systeme Hybride Neuro-Symbolique por l'apprentissage Automatique Constructif*. L'Institut National Polytechnique de Grenoble, INPG Laboratoire LEIBNIZ-IMAG. Docteur Thèse.
- [15] Järventausta, P. Verho, P. Partanen, J. (April 1994). "Using Fuzzy Sets to Model the Uncertainty in the Fault Location of Distribution Feeders". *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9 (2), pp. 954-960.
- [16] Greenwood A. (1968). *Electrical Transients in Power Systems*. Electric Power Engineering Department, Troy, New York. 2nd ed.
- [17] Ferreyra, A. (2005). *Redes neuronales difusas para modelado via agrupamiento en-línea: aplicación a un condensador de aspiración*. Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, México D.F.
- [18] Cortes, C. A., Gutiérrez, J. H. (2005). *Algoritmo de Ratan Das en la localización de fallos en sistemas de distribución*. Tesis de pregrado Universidad Tecnológica de Pereira.
- [19] Zúñiga, A., Jordan, C. (2005). *Aplicación de redes adaptables y sistemas de inferencia fuzzy para la previsión de caudales afluentes en centrales hidroeléctricas*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.
- [20] Ramírez-Rosado, I. J., Domínguez-Navarro, J.A. (November 2004). "Probabilistic Model Based on Fuzzy Sets for the Multiobjective Optimal Planning of Electric Power Distribution Networks". *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19 (4).