



El Hombre y la Máquina

ISSN: 0121-0777

maquina@uao.edu.co

Universidad Autónoma de Occidente

Colombia

ESPINOSA, CARLOS; CAICEDO, GLAYDS; ALMONACID, ÓSCAR  
Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de  
distribución

El Hombre y la Máquina, núm. 41, enero-abril, 2013, pp. 7-18

Universidad Autónoma de Occidente

Cali, Colombia

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=47828416002>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

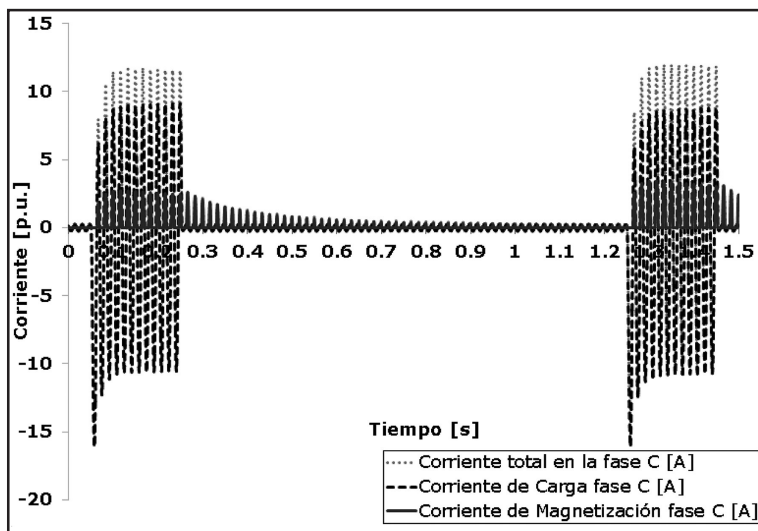
Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

# Criterios para la aplicación de esquemas de recierre automático en las líneas de un sistema de distribución

CARLOS ESPINOSA\*  
GLAYDS CAICEDO\*\*  
ÓSCAR ALMONACID\*\*\*



## Resumen

En este documento se presenta un estudio realizado con el fin de establecer las consideraciones necesarias para la aplicación de recierres automáticos en las líneas de distribución de la Empresa de Energía del Pacífico EPSA ESP. Este se realiza con base en un análisis de la guía IEEE std. C37.104-2002 para la aplicación de recierres automáticos, y se complementa con simulaciones realizadas con el software *EMTP-ATP*, que permiten observar algunos de los fenómenos vistos por los transformadores de distribución primaria en el momento de las maniobras de despeje de la falla y/o posterior reenergización.

**Palabras clave:** recierre automático, sistemas de distribución, modelo de transformadores, régimen transitorio, calidad del servicio, EMTP-ATP.

(\*) Programa académico de Ingeniería Eléctrica, Universidad del Valle, Cali-Colombia. Correo electrónico: carlos.espinosa@correounivalle.edu.co.

(\*\*) Grupo de Investigación en Alta Tensión, Universidad del Valle, Cali-Colombia. Correo electrónico: nayiver.gladys.caicedo@correounivalle.edu.co.

(\*\*\*) Oficina técnica de Operación, Empresa de Energía del Pacífico S.A., Yumbo-Valle, Colombia. Correo electrónico: oalmonacid@epsa.com.co.

Fecha de recepción: 15/11/2012 • Fecha de aceptación: 30/04/2013.

**Abstract**

This paper presents a study conducted with the purpose of establishing the necessary considerations for the application of automatic reclosing in the distribution lines of the Empresa de Energía del Pacífico EPSA ESP. It is performed based on an analysis of the guide IEEE std. C37.104-2002 for the implementation of automatic reclosing, and is complemented by simulations in EMTP-ATP software, to observe some of the phenomena seen by primary distribution transformers at the time of the handling of failure clearance and/or subsequent reenergizing.

**Keywords:** automatic reclosing, distribution systems, transformers model, transients, service reliability, EMTP-ATP.

**1. Introducción**

Una de las principales prácticas para el mejoramiento de los índices de confiabilidad en sistemas o circuitos de distribución aéreos, consiste en la aplicación de esquemas de recierre automático a los interruptores. Esta metodología es acompañada por otras actividades como mantenimientos preventivos y correctivos de la red, e implementación de mecanismos de seguridad para evitar fallos (Sumper, Sudrià, Ramírez, Villafáfila & Chindris, 2005).

No existe una metodología clara para la aplicación de esquemas de recierre en los interruptores de las líneas de distribución por parte de las empresas de energía, a nivel local o nacional. Debido a ello, lo que se utiliza en la actualidad es la experiencia adquirida en la operación del sistema de distribución, o la que se comparte con otras empresas del sector.

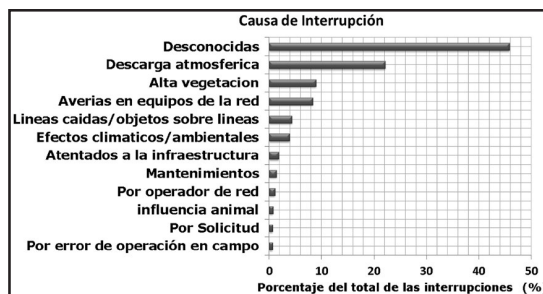
En este trabajo se realiza un primer estudio sobre una metodología para el establecimiento de las mejores prácticas de recierre automático a los interruptores de los circuitos de la red de distribución de EPSA, la cual se basa, principalmente, en una adaptación de la guía IEEE C37.104-2002, entre otras referencias. Las recomendaciones de esta guía son confrontadas con simulaciones en régimen transitorio de maniobras comunes en la red, presentes en eventos de recierre.

El objetivo principal de los esquemas de recierre propuestos en este trabajo, radica en la disminución del impacto eléctrico sobre los transformadores en la red de distribución primaria, el cual es evaluado mediante la observación de las simulaciones en régimen transitorio.

**2. Antecedentes: causas y tiempo promedio de las interrupciones en la red de distribución**

En la Figura 1 se ilustra un ejemplo de la caracterización de las causas de indisponibilidad en la red, en donde se presenta la causa de la interrupción y su porcentaje dentro del total de los eventos. Se tomó una muestra de las incidencias en un margen de tiempo de cuatro meses. El periodo en estudio se caracterizó por tener un alto índice de lluvias y de descargas atmosféricas. En general, se observa que las causas de indisponibilidad obedecen a eventos considerados como temporales, y en los cuales es indicado utilizar el recierre automático. Sin embargo, las causas desconocidas representan la mayoría de las incidencias.

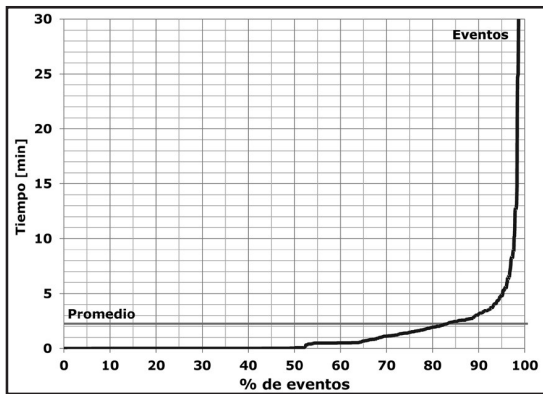
**Figura 1.** Representación gráfica de las etapas de adaptación cultural recomendada



Fuente: elaboración propia.

En la Figura 2 se observa el tiempo promedio de indisponibilidad de las causas desconocidas, el cual es de 2.2 min. aproximadamente, abarcando más del 80% de los eventos. Esto significa que podrían considerarse como temporales, con una alta probabilidad de reconexión exitosa.

**Figura 2.** Tiempo de restablecimiento de las interrupciones con causa desconocida



Fuente: elaboración propia.

### 2. 1 Efectividad del recierre automático

La Tabla 1 muestra un resumen del registro de incidencias, basado en aquellas que provienen de circuitos con recierre. Solo se incluyen los disparos automáticos de los interruptores y reconectores ubicados en la troncal del circuito durante un periodo de un año. Se observa una alta efectividad del primer intento de recierre representada en un 86.1%. La efectividad de los otros dos intentos fue menor, de 0.8 y 0.1% para el segundo y tercero, respectivamente.

**Tabla 1.** Efectividad del recierre en las troncales de los circuitos

Efectividad del recierre	1. Intento	2. Intento	3. Intento	Total
Eventos	98.6%	1.3%	0.1%	100.0%
Disparos no exitosos	12.5%	0.5%	0.1%	13.0%
Disparos exitosos	86.1%	0.8%	0.1%	87.0%
% de Efectividad	87%	63%	50%	87.0%

Fuente: elaboración propia.

### 3. Prácticas de recierre automático en los interruptores de las líneas de los circuitos de distribución

En la guía IEEE std C37.104-2002 para el recierre automático (RA) de los interruptores de las líneas de los sistemas de distribución y de transmisión de energía en AC, se muestran las directrices y consideraciones necesarias para las situaciones en las cuales es deseable la aplicación de RA's. El objetivo de la guía es meramente de aplicación, y no cubre todos los requerimientos y consideraciones para cada circuito.

La guía propone una metodología que evalúa las características del circuito en donde se piensa implementar esquemas de RA, a partir de la solución a las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es la probabilidad de reconexión exitosa del circuito después de un disparo?
- ¿Cuál es el daño potencial a los equipos del sistema por el autorecierre en una falla?
- ¿Son requeridos bloqueos especiales para inhibir el recierre automático bajo ciertas condiciones?
- ¿Debería ser retrasado el autorecierre o permitir uno de gran velocidad?
- ¿Cuántos intentos de recierre automático se deben utilizar para la aplicación?
- ¿Debería de aplicarse supervisión de voltaje?
- ¿Debería de usarse prueba de sincronismo?
- ¿Cuáles son las consecuencias de no recerrar automáticamente?
- ¿En líneas de enlace, qué terminal de la línea debería de ser seleccionado para recerrar primero?
- ¿Cómo debería de ser iniciado el autorrecierre?

### 3. 1 Ajustes de un esquema de RA

**Número de intentos:** se refiere al número de veces en que un esquema de RA envía una señal de cierre al interruptor. Estos pueden variar según la aplicación desde 1 hasta 2 o 3 intentos generalmente, en sistemas de distribución aéreos. Cuando se desea aplicar un RA de múltiples disparos, el esquema debe ser diseñado considerando: la disponibilidad de presión de aire o gas para el ciclo de operación del interruptor, la estabilidad del sistema, el daño potencial ocasionado por la corriente excesiva o el calentamiento, y los posibles efectos adversos a los clientes o a sus equipos.

**Tiempo de espera (dead time):** es el periodo de tiempo ajustado antes de realizar cualquier intento de recierre. El tiempo de espera del primer intento suele ser de muy corta duración, de alrededor de 0.5s (Short, 2003), debido a que es el que establecería una mejora en la calidad del servicio. Este periodo de tiempo debe ser mayor que el tiempo

de recuperación del interruptor, el cual es definido por el fabricante (IEEE, 2012, p. 15), y también el suficiente para alcanzar la des-ionización del arco de falla. En el caso de que existan protecciones electromecánicas aguas arriba, este tiempo debe ser suficiente para que estas se restablezcan y así evitar un efecto ‘trinquete’, ocasionado por la operación de la secuencia de RA. En este tiempo no se tienen en cuenta los tiempos de retraso asociados a cualquier otro elemento (ejemplo: interruptor, relé de protección, etc.). En la Tabla 2 se observan el número de intentos y los tiempos de espera típicos en sistemas de distribución.

**Tabla 2.** Tiempos de espera de recierre típicos

Intervalo del tiempo de espera	Rango de ajuste típico (s)
Disparo inicial del 1er recierre ( $R_{T1}$ )	0-5
Segundo disparo para el 2do recierre ( $R_{T2}$ )	10-20
Tercer disparo para el 3er recierre ( $R_{T3}$ )	10-30

Fuente: (IEEE, 2013, p. 21)

**Tiempo de restablecimiento (*reset time*):** la función de RA puede disponer de un temporizador, con el fin de restablecer el número de conteos, cuando ha habido un recierre exitoso. Este temporizador inicia su conteo cada vez que se ha realizado un intento de RA. Una vez terminado el periodo de tiempo, cuando no ha habido un nuevo disparo de apertura, se restablece todo el ciclo de RA. Si esto no ocurre, el ciclo de RA continúa el conteo de la secuencia y el temporizador se reinicia en cada apertura del interruptor hasta concluir en el bloqueo.

### 3. 2 Recepción del disparo

La función de RA puede ser iniciada, ya sea por la detección de la apertura del interruptor mediante los contactos auxiliares (52a/52b), o por la señal de disparo del relé de protección, tras la confirmación de la apertura del interruptor. Cuando el interruptor controlado abre, la función de RA empieza a contar el tiempo de espera para realizar el intento de reconexión.

En algunas ocasiones, para evitar efectos negativos de la operación del esquema de RA sobre los equipos, o hacia la propia red, se implementa una lógica de selectividad de disparos al esquema. De esta manera, la función de RA reconoce y responde solamente frente a ciertas situaciones o condiciones del sistema. Algunos de los escenarios en donde se requiera selectividad pueden ser los siguientes:

- RA por el disparo de los relés de protección, y no por el generado manualmente, ya sea local o a través del Scada.
- RA para determinados grupos de fallas, tales como fase-fase o fase-tierra, las cuales se consideran típicamente de naturaleza temporal. Así mismo, se presenta el caso de no recerrar para fallas trifásicas, las cuales generalmente son permanentes.
- RA solamente cuando un lado de la línea del interruptor se encuentre desenergizado, para asegurar que si existe alguna generación aguas abajo, esta se haya desconectado.
- RA cuando el lado de la línea del interruptor está energizado, a fin de asegurar que el interruptor del otro extremo de la línea ya cerró y ya no existe la falla.
- RA solamente cuando la función de prueba de sincronismo lo permita.

### 3. 3 Condiciones de bloqueo

No en todas las situaciones es deseable un intento de RA. Las fallas en barrajes, transformadores, generadores o líneas subterráneas son consideradas como de naturaleza permanente y el RA de uno de sus interruptores podría agravar el daño ocasionado a los equipos. Por esto, deben de considerarse los riesgos o beneficios para aplicar el recierre frente al bloqueo del RA de sus interruptores (IEEE, 2012, p. 12).

Diferentes señales pueden incluirse al esquema con el fin de bloquear el ciclo de RA. Algunas de estas pueden ser: deslastre de carga por baja tensión o baja frecuencia, protección por conductor caído, desbalance de tensión, disparo manual, acumulación de operaciones, falla de equipos (fallo del interruptor al disparar), fallas de alta corriente (unidad instantánea), etc.

No solamente las señales externas pueden ocasionar el bloqueo del RA. Una señal de RA en progreso puede usarse para bloquear la operación de otros equipos, como por ejemplo el cambiador automático de derivaciones en un transformador (LTC), ya que si este operara durante el recierre de una falla, podría ocasionar su daño.

### 3. 4 Consideraciones para la aplicación de RA

Una de las principales consideraciones a tener en cuenta antes de la implementación de un esquema de RA, consiste en la evaluación y posible reespecificación de la capacidad de interrupción del interruptor que va a ser sometido a un ciclo de RA. El ciclo estándar de operación de los interruptores es definido como  $O-t-CO-t'-CO$ , en donde  $t$  es igual a 0.3s para interruptores con operación de recierre rápido y de 15s para los que no la tienen (IEEE, 2006, p. 8). Según la capacidad de interrupción del interruptor, existe un factor de derrateo para las múltiples operaciones de apertura-cierre que generalmente se asocian a la aplicación de esquemas de recierre, y cuyas ecuaciones se encuentran en la guía IEEE std C37.010-1999 (R2005).

El número de intentos de RA y la magnitud de corriente durante una falla, influyen notablemente la acumulación de esfuerzos eléctricos y mecánicos en el transformador (Oh, Yun, Kim, Kim & Ahn, 1999). La probabilidad de éxito del RA, a medida que se recorre el número de intentos, disminuye, ocasionando una acumulación de esfuerzos que pueden llegar a ser perjudiciales para los equipos de transformación. Sin embargo, al avanzar el circuito, la corriente de cortocircuito a través de la línea disminuye, convirtiéndose en un factor menos importante a la hora de establecer el esquema de RA a los interruptores aguas abajo, en una línea alimentada por una unidad de transformación.

### 3. 5 Prácticas de RA en sistemas de distribución

Existen diferentes prácticas para la aplicación de esquemas de recierre en los circuitos de distribución, basadas en los equipos o topologías encontradas en la red.

**Reconectores:** los reconectores son equipos de interrupción, los cuales son capaces de censurar e interrumpir la falla, además de poder iniciar por sí mismos un ciclo de recierre basado en los ajustes y condiciones de bloqueo estipuladas.

**Líneas de enlace:** la práctica de RA en el caso de una línea de enlace entre dos sistemas, puede basarse en un esquema como el siguiente: una vez que la línea esté desenergizada, se cierra el interruptor por el lado de la línea que menor corriente de cortocircuito aportaría a la falla. En segundo lugar, y luego de establecer que la tensión en la línea es estable (indicando que ya

no existe la falla), mediante un relé de tensión, o, si se requiere, mediante prueba de sincronismo, se reconectaría el otro extremo de la línea. Esta práctica es usada con el fin de establecer el menor disturbio al sistema o daño a los equipos en caso de que el intento de reconexión no sea exitoso.

**Líneas con tramos subterráneos:** en algunos casos, las líneas que salen de una subestación, lo hacen a través de un corto tramo subterráneo. En este caso, el esquema de RA para estas líneas podría basarse en el bloqueo por la operación de un elemento de sobrecorriente instantánea; este 'detectaría' si la falla ocurrió dentro del tramo subterráneo o no.

**Generación distribuida:** en estos casos, cuando la generación tiene la capacidad de mantener una mínima carga conectada, es necesario que el recierre sea monitoreado por algún tipo de supervisión de voltaje del lado de la línea. Esto asegura que la generación ha sido desconectada antes de la reenergización del circuito. Los generadores que son pequeños, en comparación con la carga conectada, necesitan tener una protección que debería de retirarlos del circuito antes de la reenergización, y, por tanto, no causan preocupación para la mayoría de las empresas de energía. Los propietarios de dichas unidades deben ser conscientes de las condiciones de operación del circuito, incluidos los parámetros de recierre automático, a la hora de establecer los sistemas de protección del generador.

**Fusión de fusible:** algunos clientes, como los industriales, pueden verse sensiblemente afectados debido a frecuentes cortes en el suministro, ocasionados por fallas en circuitos adyacentes. Debido a esto, el relé de protección es coordinado con un fusible, de tal manera que este último se funda antes de que se produzca el disparo del interruptor, evitando así que clientes por fuera de la zona del circuito en falla se vean afectados.

**Salvamiento de fusible:** mediante esta práctica se evitan cortes permanentes del suministro debido a fallas temporales. En este caso, la coordinación con el dispositivo de protección aguas arriba del fusible es realizada de tal manera que se despeje la falla antes de que se funda el fusible. De este modo, puede conseguirse al menos un intento de RA originado por el dispositivo aguas arriba, y que, en caso de una falla temporal, permitiría el 'ahorro' del fusible si la falla

ocurrió dentro de la zona de este último. En esta aplicación, se usa la unidad instantánea con un bajo ajuste (debajo del tap del fusible), la cual es deshabilitada antes del segundo disparo de RA. El primer intento de recierre debe realizarse lo más rápido posible (20 ciclos), para compensar la frecuente interrupción del servicio.

**Seccionalizadores:** un seccionalizador es un dispositivo automático, el cual no es capaz de interrumpir corrientes de falla; sin embargo, es capaz de realizar un conteo de pulsos de corriente que circulan a través de él. Este dispositivo, usado en conjunto con reconectores o interruptores, permite obtener esquemas de recierre para zonas aguas abajo del reconector, con base en el conteo de pulsos de corriente.

En estos dos últimos esquemas, se considera necesario que el tiempo de espera para el primer disparo de recierre sea lo más corto posible, ya que en términos de la calidad del servicio, muchos clientes por fuera de la zona o circuito afectado perderían el suministro, lo cual puede incrementar el índice de indisponibilidad al OR.

Múltiples esquemas de recierre más elaborados podrían ser implementados, los cuales pueden incluir coordinación entre reconectores y seccionalizadores (a partir de pruebas de tensión línea viva/muerta), en circuitos enlazados, etc. Todo depende de la necesidad y de los equipos disponibles.

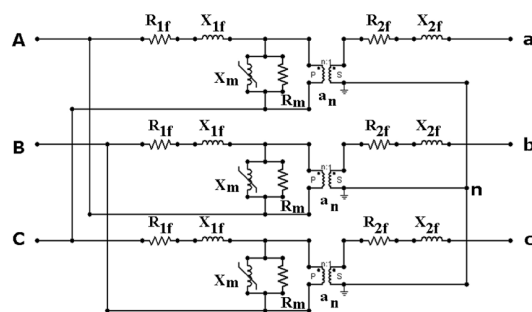
## 4. Simulaciones

Las simulaciones fueron implementadas en el *software* EMTP-ATP, con el objetivo de observar las corrientes de fase en el transformador durante maniobras que fueran de acción directa o consecuencia del RA.

### 4.1 Modelo del transformador

Los transformadores representados en este trabajo corresponden a unidades trifásicas tipo núcleo de tres columnas, con un grupo de conexión Dyn1. Se implementó una representación circuital, como se muestra en la Figura 3.

**Figura 3.** Representación circuital de un transformador trifásico en conexión Dyn1



Fuente: elaboración propia.

El modelo usa como parámetros de entrada para el cálculo de sus componentes (resistencias y reactancias primarias y secundarias) las pruebas de pérdidas en vacío y carga. Los parámetros de secuencia cero no son usados, debido a la presencia de un devanado conectado en delta (Kulkarni & Khaparde, 2004, p. 113).

La rama de magnetización es ubicada en el devanado primario, y es representada con el elemento no lineal TYPE 98. Su aproximación es realizada mediante una curva de dos pendientes, como es usual en estos casos (Bonneville Power Administration, 1995). La primera pendiente representa el estado estable del transformador, y la segunda la saturación, que es calculada como  $2L_{cc}$  (Povh & Schultz, 1978). El codo de saturación es ubicado al 115%, como el promedio de los valores más usados para su aproximación (Brandwajn, Donnel & Dommel, 1982). Por consideraciones del modelo, el efecto del flujo residual no es tenido en cuenta, y las pérdidas activas de la rama de magnetización se estiman constantes.

### 4.2 Conexión del transformador

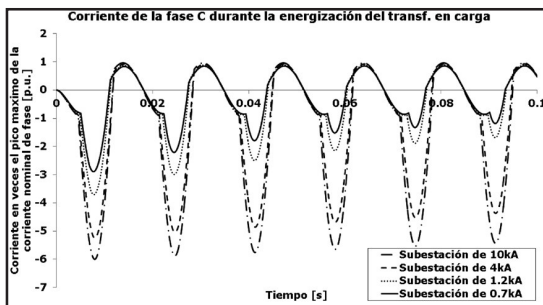
En las maniobras de recierre de las líneas de 34, 5 kV es muy normal que subestaciones enteras de distribución queden desatendidas, lo que implicaría en el RA una reenergización de los transformadores, los cuales podrían estar conectados en diferentes lugares del sistema, y tener diferentes condiciones de carga.

**- Dependencia de la potencia de la fuente de alimentación sobre las corrientes de energización:** se realizaron simulaciones de la energización de un mismo transformador

en diferentes puntos del sistema, cada uno de los cuales posee un nivel de cortocircuito diferente. El transformador usado corresponde a una unidad de 5, 25 MVA, y su carga, de impedancia constante, corresponde al 100% de su capacidad en condiciones nominales con un F. P = 0, 9. La conexión del transformador se realiza en el momento en que la onda de tensión en una de sus fases del devanado primario cruza por cero (fase C), a fin de que se produzca la condición más desafortunada.

En la Figura 4 se muestra el resultado de la corriente durante la conexión del transformador, para la fase que experimentó la mayor corriente de energización.

**Figura 4.** Variación de la potencia de la fuente en el punto de conexión



Fuente: elaboración propia.

Se observa una fuerte dependencia del pico máximo de las corrientes de energización en el momento de la conexión, frente a la potencia de la fuente en el punto de conexión.

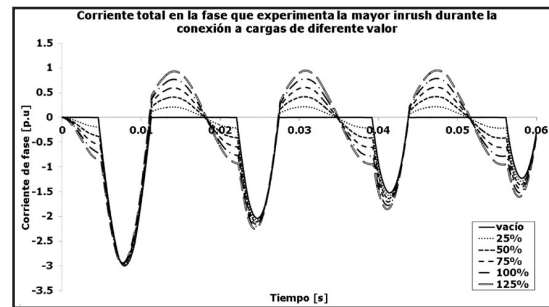
**- Dependencia de las condiciones de carga sobre las corrientes de energización:** en el momento de la reconexión, el transformador puede tener una condición de carga determinada por su intensidad y factor de potencia. Ambos casos son analizados en simulaciones diferentes.

Para el primer caso, se realizaron simulaciones de la energización del transformador, cada una con una carga diferente (el F. P siempre es igual a 0.9). En la Figura 5 se observan los resultados.

A pesar de que en la práctica puede suceder que la carga del transformador ‘reduce’ las corrientes de energización frente a la conexión en

vacío, la simulación muestra que el pico máximo de la corriente de *Inrush*, durante el primer ciclo, no se ve afectada considerablemente cuando se incrementa la intensidad de carga; esto es coherente con estudios realizados (Lin, Cheng, Huang & Yeh, 1993). Según el resultado, la intensidad de carga de un transformador no implicaría una mejora sustancial, a fin de disminuir dichas corrientes de energización en el momento de la reconexión.

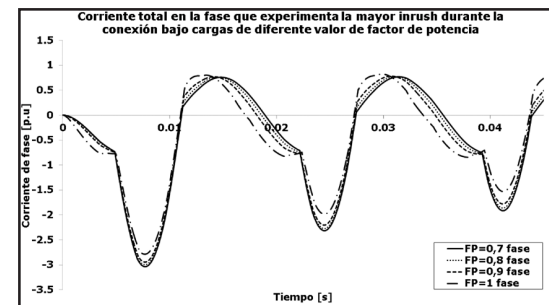
**Figura 5.** Variación de la intensidad de carga



Fuente: elaboración propia.

Para el segundo caso, se realizan simulaciones de la conexión del transformador para una misma carga con diferentes valores del F. P, el cual varía desde 0.7 hasta 1. La carga, de impedancia constante, se toma al 100% de su capacidad nominal. En la Figura 6 se observa cómo la disminución del F.P incrementa el pico máximo de *Inrush*.

**Figura 6.** Variación de F. P durante la energización



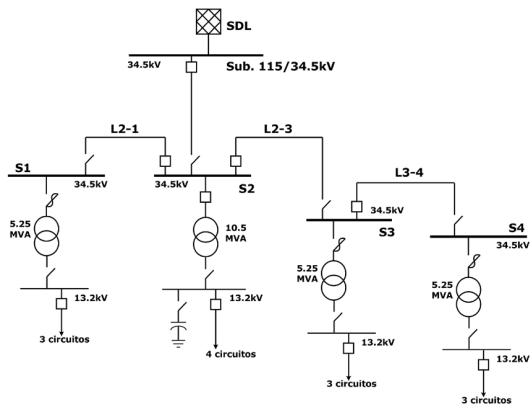
Fuente: elaboración propia.

Según el modelo implementado, la corriente total que circula por el devanado de AT es la suma de los componentes de magnetización y de carga. La corriente de magnetización tiene un comportamiento predominantemente inductivo. Al hacerse el F. P de la carga cada vez más inductivo, los picos máximos de estos componentes tienden a encontrarse, describiendo un incremento en la corriente total.

### 4. 3 Falla en la línea de alimentación de una subestación

Este caso de simulación representa el despeje de una falla monofásica y la posterior reconexión en una línea radial que alimenta una subestación. Esta línea es la L2-3 en la Figura 7.

**Figura 7.** Diagrama unifilar para la simulación de la reconexión de una línea radial de 34, 5 kV



Fuente: elaboración propia.

La falla monofásica es ubicada en cada fase en el inicio, medio y final de la línea L2-3. En la Tabla 3 puede verse un resumen de los resultados, en donde se indica la corriente máxima alcanzada en la simulación (Ipico) y la alcanzada en estado estable (Iest), en p.u., ya sea de la línea, o de la fase del transformador en donde se mide. El tiempo de espera de la reconexión es de 0.3s.

**Tabla 3.** Resultados de la simulación de la reconexión de una línea radial de 34, 5 kV

Falla	Fase	Elemento	Evento			
			Recierre no exitoso		Recierre exitoso	
			Ipico [p.u.]	Iest. [p.u.]	Ipico [p.u.]	Iest. [p.u.]
Inicio	A	L2-3	11.5	10.5	11.5	---
		T. S3	1	0.25	1	0.25
		T. S4	0.9	0.25	0.9	0.25
	B	L2-3	16	10.5	15.5	10.5
		T. S3	2.6	0.25	2.6	0.25
		T. S4	2.4	0.25	2.4	0.25
	C	L2-3	15	10.5	15	10.5
		T. S3	0.25	0.25	0.6	0.25
		T. S4	0.25	0.25	0.5	0.25
Mitad	B	L2-3	4.5	3.5	4.5	---
		T. S3	2.7	0.25	2.7	0.25
		T. S4	2.5	0.25	2.5	0.25
Final	B	L2-3	2.7	2.1	2.7	---
		T. S3	2.7	0.25	2.7	0.25
		T. S4	2.5	0.25	2.5	0.25

Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran las mismas condiciones de corriente, tanto para el recierre exitoso como el no exitoso. También se observa cómo la corriente de cortocircuito cae fuertemente cuando se compara en el inicio y el fin de la línea. Además, las corrientes de magnetización desarrolladas en el transformador no superan los 2.7 p.u. de la corriente nominal de fase del transformador. Según este resultado, la reconexión por fallas, más allá del inicio de la línea, no implicaría un mayor impacto en los equipos del sistema del nivel de tensión de 34, 5 kV y superiores.

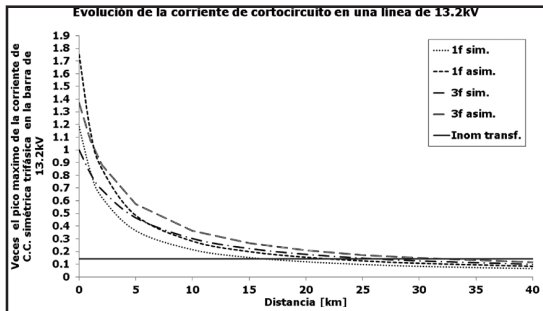
Para este caso, se podría usar el reconocimiento de fallas de gran magnitud de corriente, o al inicio de la línea, mediante un disparo de la protección de sobrecorriente instantánea.

### 4. 4 Evolución de la corriente de cortocircuito

En este caso, se simuló un evento de una falla monofásica a través de una línea de 13.2 kV en la red de distribución. La línea corresponde a dos tramos, el primero de 30 km de conductor 4/0 ACSR, y el restante de 25 km en 2ACSR. En la Figura 8 se observa cómo en el inicio del alimentador, la Icc monofásica supera la trifásica de estado estable. De igual forma, se aprecia cómo este efecto se reduce notablemente a medida que recorre el circuito, evidenciado una reducción drástica de las Icc. Este resultado sustenta lo mencionado en la guía IEEE C37.104, que indica que se suelen evitar reconexiones al inicio de los alimentadores, para impedir la frecuente exposición de los equipos a grandes corrientes de falla. Sin embargo, a medida que se avanza en el circuito

aéreo, el número de intentos puede aumentarse sin ocasionar un problema mayor.

**Figura 8.** Evolución de las corrientes de cortocircuito a través de una línea de 13.2 kV



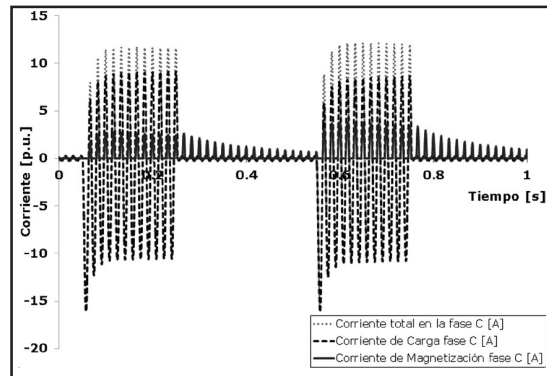
Fuente: elaboración propia.

#### 4. 5 Reconexión no exitosa de una línea de 13.2 kV

Se realiza la simulación del despeje y posterior RA en una falla permanente. El esquema es de un intento de reconexión, con un tiempo de espera de 0, 3 y 1s. En la Figura 9 se muestra el resultado de la corriente vista por la fase C del transformador durante la maniobra, para un tiempo de espera de 0, 3s. Se observa el efecto de la magnetización del transformador, primero durante la falla, ocasionado por la caída abrupta de la tensión, y segundo el conocido como *recovery Inrush* (Domin & Blackburn, 2007), el cual generalmente está presente luego del despeje de una falla. El pico máximo de la corriente de magnetización estuvo cerca de los 3 p.u. de la corriente de fase del devanado primario.

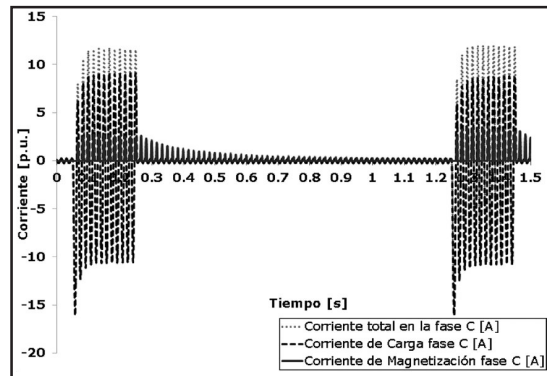
En la Figura 10 se observa el resultado de la simulación para un tiempo de espera de 1s. Se aprecia que no ha existido una influencia en el incremento del tiempo de espera sobre el pico máximo de la corriente de cortocircuito alcanzada de 16 p.u. Además, las amplitudes son similares a las encontradas en la Figura 9.

**Figura 9.** AR de una falla monofásica permanente en el secundario con un tiempo de espera de 0, 3s



Fuente: elaboración propia.

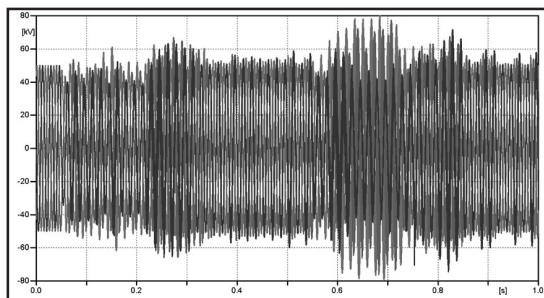
**Figura 10.** AR de una falla monofásica permanente en el secundario con un tiempo de espera de 1s



Fuente: elaboración propia.

Hasta ahora se han observado solo las corrientes a través del transformador. En la Figura 11 se observan las tensiones de fase en el devanado primario para el primero de los casos anteriores. Se pueden apreciar grandes sobretensiones en el momento de la reconexión en falla. Infortunadamente, el modelo no incluye descargadores de sobretensión, por lo que no se puede concluir al respecto. Sin embargo, se ha demostrado que existe un gran impacto, gracias al transitorio de maniobras operativas sobre los interruptores que afectan a los transformadores y a otros equipos de una red de distribución (Shipp, Dionise, Lorch & MacFarlane, 2010). La guía IEEE de mitigación de transitorios C57.142-2010 trata sobre cómo reducir tales efectos de maniobra.

**Figura 11.** Tensiones de fase en el devanado primario durante el RA en una falla permanente



Fuente: elaboración propia.

## 5. Definición de los esquemas de RA

Con base en el estudio de la guía IEEE y a las preguntas que esta propone como directriz metodológica, y, además, sustentados en los resultados de las simulaciones, se propusieron los siguientes esquemas de RA, según la ubicación del interruptor dentro del circuito de distribución (la letra en paréntesis corresponde al literal de la pregunta planteada en la guía. Ver numeral 3 de este documento):

En general, la principal justificación para la aplicación del recierre de los interruptores de los circuitos de distribución, radica en la necesidad de mantener o reducir los índices de indisponibilidad del OR, con lo que se evitaría la reducción de los cargos por uso de red, debido a la aplicación del esquema de incentivos (CREG 097-20087). Así mismo, se asegura la calidad del servicio a los usuarios como política de calidad de OR (h) (Espinosa, Almonacid & Caicedo, 2012).

**A. Interruptores de cabecera de las líneas de 13, 2 kV.** Las estadísticas de efectividad del recierre demuestran que la probabilidad de reconexión exitosa después del primer intento es alta (a). Sin embargo, cuando se evalúa el daño potencial a los equipos (y principalmente al transformador) por una reconexión no exitosa, solo se propone hacer un intento de recierre con bloqueo por unidad instantánea (e). Así se evita la frecuente exposición de los transformadores a fallas de alta corriente. Además, se evita el recierre de fallas ubicadas en tramos subterráneos al inicio de la línea (b). El tiempo de espera es de 0, 3 a 0, 5s; esto con el fin de restablecer el servicio lo

más rápido posible, pero permitiendo un tiempo de recuperación al interruptor (d). En circuitos con un bajo nivel de cortocircuito (como se deduce de la Figura 8) el daño potencial a los equipos es menor, por lo que puede agregarse otro intento de RA opcional con un tiempo de espera de 15s (b, d y e). El recierre debería ser iniciado por la detección de apertura del interruptor, y la verificación de que el disparo no fue manual, y que no se produjo por la unidad instantánea (j). Las demás consideraciones son menos importantes en este caso.

- B. Interruptores aguas abajo en las líneas de 13.2 kV.** Se realizan dos intentos de RA con tiempos de espera de entre 0, 3 y 0, 5s para el primer intento y entre 15 y 30s para el segundo, bajo las mismas consideraciones del caso A. En ambos casos (según la necesidad) se usa el salvamiento de fusible o esquemas con seccionadores en zonas residenciales; para zonas industriales se deben usar reconectores o esquemas de fusión de fusible, con el objetivo de evitar el corte del suministro a las industrias, provocado por fallas en circuitos adyacentes (h).
- C. Interruptores de las líneas radiales de 34.5kV.** Debido a que la probabilidad de fallas transitorias en este tipo de líneas es menor (a), se usa un intento de RA con un tiempo de espera entre 0.3 y 0.5s (d y e), para el caso de fallas ubicadas en la línea, a fin de evitar energizaciones innecesarias de las unidades de transformación (b). El recierre debe ser iniciado por la detección de apertura del interruptor, y la verificación de que el disparo no fue manual, ni producido tal vez por la protección diferencial de un transformador aguas abajo (j). En este caso, el recierre puede ser supervisado por una señal de disparo transferido desde algún transformador aguas abajo, con lo que podría bloquearse el recierre ante un evento en el interior de la unidad de transformación.
- D. Líneas de enlace.** En este caso se usa un esquema de reconexión que inicia por el lado que menor corriente de falla aporte a la línea, con el fin de crear el

menor disturbio a la red ante un evento no exitoso (i). El interruptor restante recierra bajo supervisión de línea viva, o de sincronismo, según la necesidad (f y g), sostenida por 5s, para asegurarse de que la falla ya no esté en la línea y no alimentarla desde el otro extremo (b y d). El recierre es iniciado solo por el disparo del interruptor, mediante algún elemento de sobrecorriente, asegurando la ausencia de tensión en la línea (j).

**E. Interruptores asociados a las unidades de transformación.** Cualquier disparo generado por la protección diferencial del transformador (87T), o de cualquiera de sus protecciones mecánicas (26, 49, 63, etc.) bloqueará la función de recierre de los dispositivos de interrupción locales, tanto por el lado de AT como de los alimentadores servidos por el lado de BT (c). Cuando no exista un dispositivo de interrupción local por el lado de AT, puede programarse una señal de disparo transferido, a través del Scada, hacia el interruptor de la línea de alimentación del transformador, para su apertura y bloqueo de la función de recierre.

Solamente cuando se haya asegurado el buen estado de la unidad de transformación (pruebas de rutina, de análisis de gases o de aceite podrían ser necesarias) se procederá con la reenergización de la unidad.

En la Tabla 4 se muestra el resumen de los esquemas de RA propuestos. En la nomenclatura RT1, R se refiere al intento de autorecierre y T1 el tiempo de espera antes del cierre en segundos.

Los intentos de color rojo se refieren a una opción de reconexión adicional.

**6. Conclusiones**

Las simulaciones muestran que la energización de los transformadores presenta una situación desfavorable en sus devanados, debido a la presencia de altas corrientes; sin embargo, esta maniobra es inevitable, si se demuestra que la falla no ha ocurrido dentro del transformador. Las simulaciones indican que eléctricamente no hay una influencia del tiempo de espera del RA frente al comportamiento de las corrientes en el transformador durante el desarrollo de un ciclo de recierre. No obstante, la teoría muestra que la acumulación de esfuerzos mecánicos es proporcional al número de intentos de recierre e inversamente a la longitud del tiempo de espera del RA. Es por esto que a los alimentadores de 34.5 kV de las subestaciones solo se les plantea programar un intento de RA.

Según las simulaciones, las condiciones de carga del transformador, en el momento de la energización, no disminuyen en gran medida el pico máximo de la corriente de Inrush.

La corriente de cortocircuito decae sustancialmente a través de las líneas en la red de distribución, por lo que el RA de los dispositivos de interrupción aguas abajo del interruptor de cabecera no presentan una mayor complicación.

Se encontró una política de RA contraria frente a la acción de recierre de las líneas de enlace en los anillos de subestaciones en la red de 34,5kV, frente a lo planteado por la guía IEEE C37.104-2012.

**Tabla 4.** Resumen de los esquemas de AR propuestos para la red de distribución (Espinosa, Almonacid & Caicedo, 2012)

Elemento	Topología / Esquema	Ciclo de recierre	Consideraciones
<b>Interruptor de cabecera 13.2kV</b>	Reconectador aguas abajo: <i>Típico</i>	R <sub>0.3</sub> R <sub>15</sub>	Bloqueo por unidad instantánea. Tele comando a través de SCADA.
	Fusible aguas abajo: <i>Salvamiento de fusible</i>	R <sub>0.3</sub> R <sub>15</sub>	Baja probabilidad de falla al inicio del alimentador.
	Zona Especial: <i>Fusión de fusible</i>	R <sub>0.3</sub> R <sub>15</sub>	Alta probabilidad de éxito al 1 <sup>er</sup> intento.
	Seccionador aguas abajo: <i>Seccionamiento-conteo de pulsos</i>	R <sub>0.3</sub> R <sub>15</sub>	Discriminación de zona de influencia.
<b>Reconectores aguas abajo 13.2kV</b>	Línea radial: <i>Típico</i>	R <sub>0.3</sub> R <sub>15</sub>	Mayor probabilidad de fallas. Disminución del nivel de cortocircuito. Poco telecontrol.
<b>Líneas radiales 34.5kV</b>	Línea radial: <i>Típico</i>	R <sub>0.3</sub>	Poca probabilidad de fallas. Alto nivel de protección y telecontrol.
<b>Líneas de enlace 34.5kV</b>	Líneas de enlace: <i>probar con el lado mas débil</i>	1, R <sub>0.3</sub> 2, R <sub>0.8A51</sub>	Esquema de protección. Enlace entre sistemas diferentes.
		1, R <sub>0.3</sub> 2, R <sub>0.8A1</sub>	
<b>Cogeneración</b>	Grupo de gen. sin carga: <i>Supervisión de línea muerta</i>	R <sub>4515</sub>	Capacidad de mantener carga o no
	Grupo de gen. con carga: <i>Supervisión de sincronismo</i>	R <sub>015</sub>	
<b>Transformadores</b>	<i>No recierran</i>	Bloqueo de recierre	Someter el equipo a un nuevo régimen de falla interna, agravar el daño

Fuente: elaboración propia.

## Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento a la Empresa de Energía del Pacífico (oficinas de Operación de Red, Calidad del Suministro y Mantenimiento e Información Técnica) por proveer la información de la red para el estudio y brindar las facilidades para el desarrollo del proyecto. De igual forma, al Departamento de Bibliotecas de la Universidad del Valle por facilitar la información para la investigación. ●

## Referencias

- Bonneville Power Administration. (1995). *Emtp Theory Book*. Oregón. Sección 6. 6. 2, 6-23.
- Brandwajn, V., Donnel, H. & Dommel, I. I. (1982, June). Matrix representation of three-phase n-winding transformers for steady-state and transient studies. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, PAS-101, (6), 1369-1378.
- Domin, T. J. & Blackburn, J. L. (2007). *Protective relaying, principles and applications*. (3 ed.). CRC Press. Chapter 9. 3. 1.
- Espinosa, C., Almonacid, Ó. & Caicedo, G. (2012). *Evaluación de los aspectos técnicos para la aplicación de esquemas de recierre en las redes de distribución de 34.5-13.2 kV de EPSA* (Proyecto de grado). Cali, Colombia. Universidad del Valle.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2006). *IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers*. Clause 5.5. IEEE Std C37.04™-1999(R2006). New York, US: IEEE.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). *IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines*. Clause 4.7.3. C37.104TM-2012. New York, US: IEEE.
- Kulkarni, S. & Khaparde, S. (2004). *Transformer engineering, desing and practice*. Marcel Dekker.
- Lin, C., Cheng, C., Huang, C. & Yeh, J. (1993). Investigation of magnetizing inrush current in transformers. Part I – Numerical Simulation. *IEEE Transactions on power delivery*, (8), 1.
- Oh, J., Yun, S., Kim, J., Kim, I. & Ahn, J. (1999). Evaluation method of transformer damage from auto-reclosing scheme in power distribution system. *Power Engineering Society Summer Meeting*. IEEE (18 Jul - 22 Jul 1999, Edmonton, Alta). New York, USA: IEEE. 774 – 779.
- Povh, D. & Schultz, W. (July-August, 1978). Analysis of overvoltages caused by transformer magnetizing inrush current. *IEEE Transactions on power apparatus and systems*. PAS-97.
- SHIPP, D., Dionise, T., Lorch, V. & MacFarlane, B. (2010). Transformer failure due to circuit breaker induced switching transients. *IEEE Transactions*. New York, USA: IEEE.
- Short, T. (2003). *Electric power distribution handbook*. Chapter 8. 9 .2. CRC Press.
- Sumper, A., Sudrià, A., Ramírez, R., Villafáfila, R. & Chindris, M. (2005). Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora. Documento presentado en el 9º Congreso Hispano Luso Ingeniería Eléctrica (9CHLIE).