

Coordinación de protecciones para el Sistema de distribución de la subestación Tababela y la nueva subestación El Quinche en condiciones de operación normal y transferencia de carga

Viviana Meza Gaibor, Verónica Rosero Morillo, and Fabián Pérez Yauli

Abstract—El presente trabajo describe el estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de distribución comprendido entre la subestación Tababela (SE 31) y la subestación El Quinche (SE 58) que pertenecen a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ). La coordinación se realizó para seis diferentes topologías: el escenario de operación normal del sistema, transferencias de carga ante la salida de los primarios A, B, C y D de la SE 58, y la transferencia completa de la SE 58. El proyecto se realizó con base a la filosofía de la EEQ y ha sido realizado en el programa CYMDIST, mismo que cuenta con un módulo denominado TCC, que permitió la coordinación y ajuste de protecciones.

Palabras Clave—Coordinación de protecciones, modelación de primario, Cymdist TCC.

I. INTRODUCCIÓN

EXISTEN diferentes normas y recomendaciones a la hora de coordinar los equipos que componen un sistema de protecciones. La EEQ con base en normas como la IEEE [1], acuerdos realizados por diferentes ingenieros de la institución considerando los cambios en la red, fallas y estudios realizados en sus sistemas de distribución, plantean varias especificaciones a la hora de coordinar. La coordinación de protecciones es propia de la distribuidora, diseñada para facilidad del Ingeniero coordinador, de manera que cumpla las necesidades del sistema en específico.

II. SITUACIÓN ACTUAL

La cantidad de fallas presentadas en los primarios A y C de la Subestación Tababela (SE31) de la Empresa Eléctrica Quito, ocasionaban que el sistema sea vulnerable a un sin número de desconexiones provocando inconvenientes a los abonados, disminución en la calidad de servicio técnico, riesgo a la integridad del personal, daño y pérdida de vida útil de los equipos. Por tal motivo, la EEQ optó como solución para estos inconvenientes, la implementación de una nueva subestación, de tal manera que se reduzca la cargabilidad de los

alimentadores A y C de la subestación Tababela (SE31) y de este modo asegurar un servicio eléctrico continuo y seguro.

El cambio propuesto implica la construcción de la nueva subestación El Quinche (SE58) conformada por cuatro primarios A, B, C y D, los cuales tomarán carga de ambos alimentadores (A y C) de la subestación Tababela (SE31); la EEQ ha planificado la posible transferencia de carga ante condiciones de falla.

La generación de varias topologías requiere un estudio de coordinación de protecciones, basado en la Filosofía de la EEQ, de manera que se asegure el correcto funcionamiento del sistema.

III. MODELACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ

A. Modelación del Primario D de la Subestación El Quinche

Dentro del Sistema de distribución de la zona rural de Guayllabamba, existe el primario D perteneciente a la subestación El Quinche. Este primario tiene una longitud de 17780 m de línea trifásica y su recorrido es 100 % aéreo, siendo de gran relevancia para servir a las localidades de Atalpampamba, La Victoria y el centro de Guayllabamba.

Este primario no se incluía en el sistema entregado por la EEQ y por ende requirió ser modelado ya que es necesario para la inclusión y coordinación de los respectivos equipos de protección.

La modelación del primario comprende el trazado de una parte nueva de la línea entre el primario A y el nuevo primario D. También se realiza transferencias de carga de los primarios A y C al primario D de la subestación El Quinche y finalmente se procede con la modelación del equivalente de fuente de la subestación El Quinche, detallado en el punto siguiente. En la Fig. 1 se muestra el sistema actualizado de Tababela – El Quinche de la Empresa Eléctrica Quito.

B. Modelación del Equivalente de Fuente de las Subestaciones

El equivalente de fuente se lo define como el punto de partida de la red, el cual representa el voltaje nominal, voltaje de

V. Meza, V. Rosero y F. Pérez son parte de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la E.P.N., Quito 170525, Ecuador (e-mail: bibialejandra@gmail.com; v_ri212@hotmail.com; fabian.perez@epn.edu.ec)

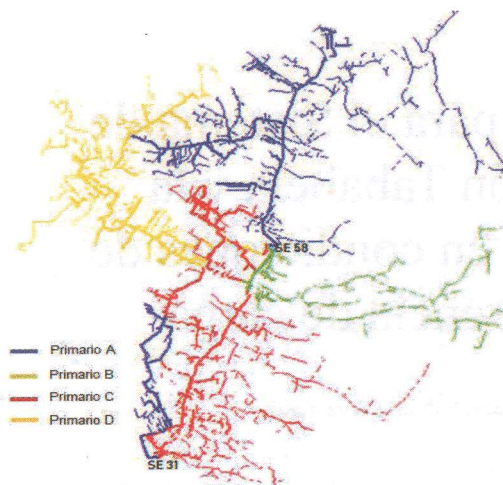


Fig. 1. Primarios A y C de la Subestación Tababela y primaries A, B, C y D de la Subestación El Quiche [Captura de CYMDIST]

servicio, capacidad nominal, potencia aparente de cortocircuito monofásico y trifásico y finalmente la impedancia equivalente de falla monofásica y trifásica.

En la TABLA I se muestran los voltajes y capacidad del equivalente de fuente de la Subestación Tababela, El Quinche y Pomasqui, información que fue proporcionada por la EEQ.

Los parámetros del equivalente de fuente que representan los valores del equipo específico son la potencia aparente de cortocircuito monofásico y trifásico y la relación X/R monofásica y trifásica respectivamente, detallados a continuación:

La potencia aparente de cortocircuito monofásica y trifásica en el lado secundario del transformador de la subestación se calcula a partir de (1). [2]

$$S_{cc} = V \times I \times \sqrt{3} \quad (1)$$

Donde V es el voltaje nominal de la subestación e I representa el valor de corriente de cortocircuito monofásico y trifásico respectivamente.

La relación X/R trifásica es el cociente de secuencia positiva de la impedancia equivalente de falla, se calcula con (2) [3]:

$$X/R_{3\phi} = \frac{X_{3\phi}}{R_{3\phi}} \quad (2)$$

Donde $X_{3\phi}$ y $R_{3\phi}$ son las impedancias trifásicas de secuencia positiva del equivalente Thévenin.

Considerando en sistemas monofásicos, impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, la relación X/R monofásica es calculada a partir de (3) [2]:

$$X/R_{1\phi} = \frac{2 \times X_1 + X_0}{2 \times R_1 + R_0} \quad (3)$$

TABLA I
PARÁMETROS DE LA FUENTE DE LAS SUBESTACIONES 31, 57 Y 58

	SE Tababela (SE-31)	SE Pomasqui (SE-57)	SE El Quinche (SE-58)
Voltaje nominal	22,86 kVLL	22,86 kVLL	22,86 kVLL
Voltaje de servicio	22,86 kVLL	22,86 kVLL	22,86 kVLL
Potencia	33MVA	33 MVA	33 MVA
Configuración de la fuente	Y aterrizada	Y aterrizada	Y aterrizada

Donde X_1 y R_1 son las impedancias monofásicas de secuencia positiva del equivalente Thévenin y X_0 y R_0 son las impedancias monofásicas de secuencia cero.

Los valores de equivalente de fuente para la Subestación Tababela, El Quinche y Pomasqui se resumen en la TABLA II.

TABLA II
VALORES DEL EQUIVALENTE DE FUENTE DE LAS SUBESTACIONES 31, 57 Y 58

Parámetros	SE Tababela (SE-31)	SE El Quinche (SE-58)	SE Pomasqui (SE-57)
$MVA_{3\phi}$	201,510	180,720	213,900
$MVA_{1\phi}$	209,099	193,697	240,696
$X/R_{3\phi}$	27,721	21,158	80,000
$X/R_{1\phi}$	29,300	23,615	63,228

C. Modelación del Equivalente de Carga con Demanda Máxima Coincidente

El equivalente de carga es toda la carga que percibe un circuito aguas abajo de éste, en el caso del sistema entre las subestaciones Tababela y El Quinche, el equivalente es toda la carga que posee cada primaria aguas abajo de la cabecera del alimentador. En el programa CYMDIST es necesario ingresar los valores específicos de la carga de cada primaria. [3].

* Para la obtención del equivalente de carga, es fundamental considerar la demanda máxima coincidente, para lo cual es necesario obtener los valores de demanda diaria en un lapso de tiempo de cada uno de los primarios del sistema, y así conseguir la demanda individual por primaria, se suma dichos valores de demanda individual; el máximo valor obtenido de la suma realizada, es la demanda máxima coincidente, ésta se encontrará en una fecha y hora específica, que no necesariamente coincide con las demandas máximas

individuales de la curva de demanda de cada primario como se observa en la Fig. 2. [4]

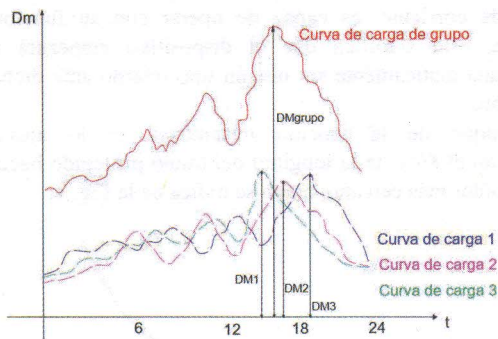


Fig. 2. Representación de cargas individuales y la carga de grupo

En este caso, una vez generada la curva de grupo con los datos de todos los primarios, antes de la entrada del primario D, se obtiene que la demanda máxima coincidente es 19333,51 kW, se tiene también una fecha y hora que en este caso es septiembre 14, 2017 7:45 PM. Con esta fecha se busca los valores de voltaje y corriente por fase de cada uno de los primarios en consideración. Estos valores de corriente y voltaje se multiplican respectivamente por fase, de esta manera se obtienen los valores de potencia en kVA (TABLA III), dichos datos son ingresados en la cabecera de cada primario y al realizar la distribución de carga del primario modelado 58 D.

TABLA III
VALORES DE POTENCIA POR FASE DE LAS FUENTES DE LAS SUBESTACIONES 31, 57 Y 58

SE	Potencia aparente Fase A (kVA)	Potencia aparente Fase B (kVA)	Potencia aparente Fase C (kVA)
58 A	999,61	1329,49	1776,35
58 B	887,94	1078,37	938,07
58 C	2415,75	2530,01	2436,01
31 A	518,93	507,29	565,52

Una vez ingresados todos los datos al momento de distribuir carga y coordinar los equipos, se asegura el correcto funcionamiento de los mismos en condiciones en que el sistema puede llegar a tener su demanda máxima.

IV. FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

La filosofía de protecciones de una distribuidora permite estandarizar valores y procesos de coordinación de manera que se crea una normativa que funciona acorde a la realidad del sistema. La EEQ utiliza las siguientes consideraciones en

particular al momento de coordinar.

A. Salvado de Fusible

La filosofía de salvado de fusibles se aplica para evitar la operación de fusibles frente a fallas transitorias. Acorde con esto, el reconectador que se encuentra aguas arriba del fusible realiza un disparo rápido en condiciones de falla que impide que los fusibles aguas abajo actúen. Para lograr esto, el reconectador y los fusibles deben coordinarse de tal manera que la curva de neutro rápido del reconectador se encuentre más bajo que la curva de fundido de fusible como se muestra en la Fig. 3.

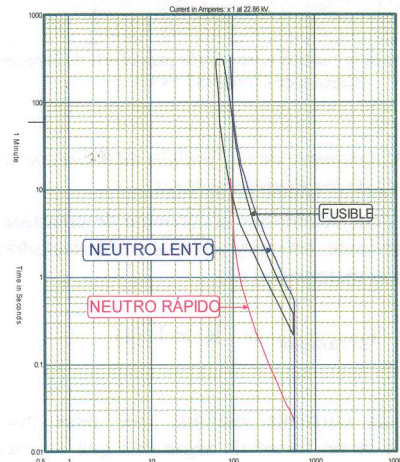


Fig. 3. Salvado de Fusible [Captura de CYMDIST TCC]

B. Arranque de la Función Temporizada (51)

La corriente de arranque del relé es el valor de umbral de operación temporizada y para ser definido se considera la capacidad de corriente del elemento protegido. Además, es importante considerar un margen de seguridad para preservar su vida útil. En la Fig. 4 se muestra la curva de operación de un relé de sobrecorriente 51.

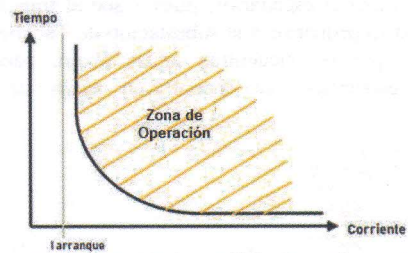


Fig. 4. Curva de operación de un relé desobrecorriente temporizado

C. Corriente de Arranque de Relé de Sobrecorriente Temporizado (51) del alimentador

Los valores de arranque de la función temporizada para fase son de 300 A y 150 A para neutro. En la Fig. 5 se presentan las curvas del relé del primario con sus respectivos arranques de fase y neutro. Dichos valores se consideraron en función del límite de cargabilidad del conductor, puesto que no pueden superar el 80% de la carga que puede soportar el conductor.

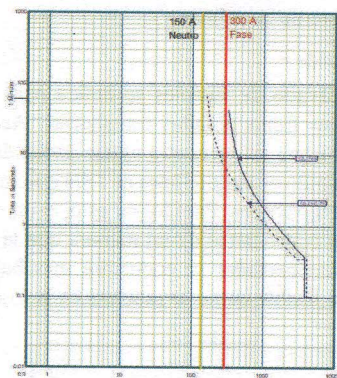


Fig. 5 Arranque de la función temporizada para el relé de cabecera [Captura de CYMDIST TCC]

D. Corriente de Arranque de la Función de Sobrecorriente Temporizada (51) de los Reconectores

Teóricamente para determinar la corriente de arranque de un relé de sobrecorriente temporizada para reconectores, se aplica la expresión matemática (4):

$$I_{\text{arranque}} = k \times I \quad (4)$$

Donde I es la corriente máxima que pasa por cada reconector y k es un factor de seguridad que se encuentra entre 1,1 y 1,5. [5]

En función de la normativa que maneja la EEQ, las corrientes de arranque de reconectores fluctúan entre 150 A hasta 280 A como máximo para fase y entre 80 A y 150 A para neutro.

Los valores de arranque de los reconectores se asignarán en orden descendente desde cabecera, considerando un estudio de corriente para los casos de operación normal y salida de primarios A, B, C y D de la subestación El Quinche tal como se indica en la Fig. 6. Para el caso específico de la salida de la subestación El Quinche (SE 58), los valores de arranque difieren con los demás escenarios, puesto que al transferir la carga de los cuatro primarios a la subestación de Tababela, los reconectores que se encuentran aguas abajo, para este escenario en específico, se encontrarán aguas arriba y viceversa.

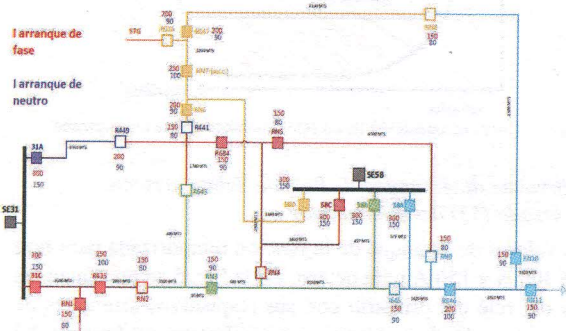


Fig. 6 Arranque de la función temporizada en Operación Normal del Sistema

E. Arranque de la Función Instantánea del Relé de Sobrecorriente (50) del Alimentador

El relé de sobrecorriente frente a una falla de un valor excesivo de corriente, es capaz de operar con su función instantánea, esto significa que el dispositivo empezará a funcionar automáticamente sin ningún tipo retardo ante dicha perturbación.

El arranque de la función instantánea se lo ajusta considerando el 80% de la longitud del tramo protegido hacia el reconector más cercano, como se indica en la Fig. 7.

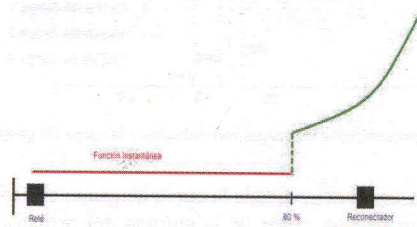


Fig. 7 Alcance de la Función Instantánea de un Relé de Sobrecorriente

Bajo dicho criterio los valores de arranque son obtenidos a partir de un estudio de cortocircuito y en base a la ecuación (5):

$$I_{50} = 1,2 \times I_{cc \text{ REC}} \quad (5)$$

Donde I50 es la corriente de arranque del relé de sobrecorriente instantáneo e IccREC es la corriente de cortocircuito máxima en el punto donde se ubica el reconector más cercano al relé de cabecera. Cabe mencionar que para la IccREC se considera fallas trifásicas para fase y fallas monofásicas para neutro, en el punto exacto del reconector. [2]

F. Arranque de la Función Instantánea del Reconector

El valor de arranque de la función instantánea de los reconectores está fijado con la corriente de cortocircuito máxima que pasa por el reconector. Las fallas que se consideran para las corrientes de arranque son fallas trifásicas y monofásicas a tierra.

Al variar los valores de corriente de cortocircuito que cubre el reconector para los 6 casos de estudio, se tendría que considerar 6 diferentes grupos de operación para cada equipo, impidiendo obtener el mínimo número de operaciones; por esta razón, se procede a estandarizar los valores de corriente de falla trifásica y de línea a tierra para las curvas fase y neutro de todos los escenarios, como se puede observar en la TABLA IV. De esta manera se reduce el número de grupo de operación de cada reconector.

Para casos excepcionales en los cuales no sea posible la coordinación entre equipos, una alternativa consiste en ampliar la zona de protección de la función instantánea, como se muestra en la Fig. 8. Con esto se puede incrementar el delta mínimo de tiempo entre equipos y se hace factible la coordinación.

TABLA IV
CORRIENTE DE ARRANQUE DE LA FUNCIÓN INSTANTÁNEA 50 DE
LOS RECONECTADORES

Reconector	Grupo de Operación	Corriente de Arranque Función Instantánea	
		Fase (A)	Neutro (A)
R449	GRUPO 1	1282	717
	GRUPO 2	1282	718
R435	GRUPO 1	2170	1264
	GRUPO 2	2171	1264
	GRUPO 3	2170	1264
RN1	GRUPO 1	3261	1721
RN10	GRUPO 1	1643	1317
	GRUPO 2	726	565
	GRUPO 3	764	511
R646	GRUPO 1	2856	2505
	GRUPO 2	952	627
RN11	GRUPO 1	1684	1353
RN3	GRUPO 1	2910	2642
	GRUPO 2	1252	798
RN5	GRUPO 1	2790	2488
R684	GRUPO 1	2263	1930
	GRUPO 2	1019	597
	GRUPO 3	2263	1930
RN6	GRUPO 1	3355	3155
	GRUPO 2	888	535
R647	GRUPO 1	1449	1162
	GRUPO 2	1449	1162
RN7	GRUPO 1	3357	3157
RN2	GRUPO 1	1282	816
RN9	GRUPO 1	2920	2573
RN8	GRUPO 1	955	748
	GRUPO 2	1036	606
R441	GRUPO 1	2150	1814
R616	GRUPO 1	759	489

Es importante configurar una reconexión de la función instantánea en estos casos, debido a que en la zona de operación ampliada, pueden suscitarse fallas temporales las cuales requieren una reconexión.

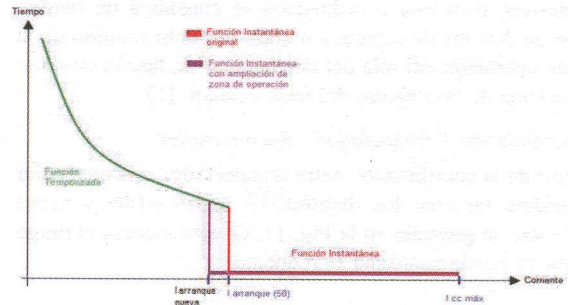


Fig. 8. Función Instantánea de un Reconector – Zona de operación ampliada

Es importante configurar una reconexión de la función instantánea en estos casos, debido a que en la zona de operación ampliada, pueden suscitarse fallas temporales las cuales requieren una reconexión.

G. Coordinación en Pares

La EEQ aplica la coordinación en pares para su sistema de protecciones, que consiste en tomar como referencia un equipo e irlos coordinando de dos en dos para conseguir una coordinación global.

H. Coordinación Reconector – Fusible

El reconector que se halla aguas arriba del fusible, hace las veces de protección de respaldo del fusible, como se puede ver en la Fig. 9. Además, la curva de operación de neutro rápido del reconector permite el salvado de fusible para fallas temporales.

El reconector tiene una curva rápida y lenta de neutro y una curva lenta de fase. La curva rápida se encuentra bajo el fusible para el salvado del mismo. Por normativa debe existir un tiempo mínimo de 120 ms entre la curva lenta de neutro y la curva de despeje del fusible, también entre la curva lenta de fase y la curva de despeje del fusible. [1]

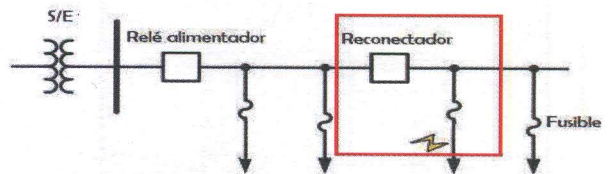


Fig. 9 Sistema con reconector y fusible considerado en la coordinación.

I. Coordinación Relé de Cabecera – Reconector

El relé de cabecera brinda una protección de respaldo al reconector que se encuentra debajo de éste como muestra la Fig. 10.

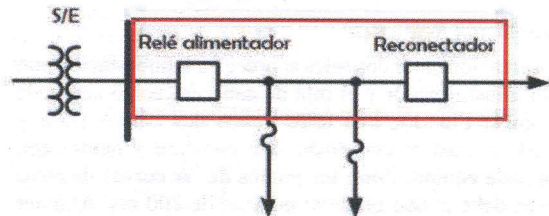


Fig. 10. Sistema con relé de cabecera y reconector a considerar en la coordinación.

Asimismo, para esta coordinación se considera un tiempo mínimo de 200 ms de separación entre el punto mínimo de la curva de operación del relé del alimentador de fase/neutro con la curva lenta de fase/neutro del reconector. [1]

J. Coordinación Reconector – Reconector

Dentro de la coordinación entre reconector - reconector se considera también los dispositivos aguas arriba y aguas abajo, como se presenta en la Fig. 11, de esta manera el rango en el que se puede coordinar es reducido.

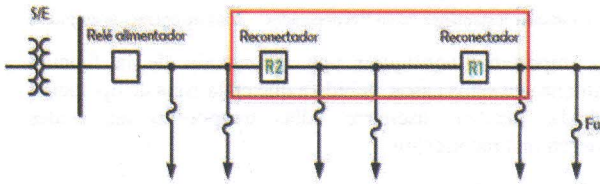


Fig. 11. Sistema de dos reconectores para coordinación

Para la coordinación reconector – reconector para las curvas de neutro y fase se tiene un delta mínimo de 200 ms entre los puntos de las curvas lentas de neutro de los reconectores. Se debe retirar la curva rápida de neutro del reconector más cercano a la cabecera o que se encuentre aguas arriba, como se observa en la Fig. 12. [1]

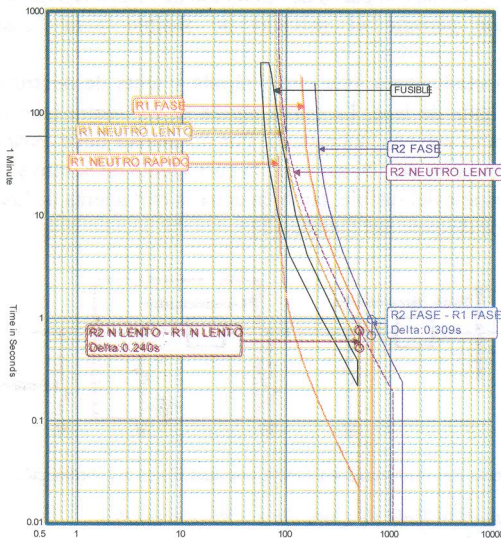


Fig. 12 Curvas de fase lenta, neutro lento y rápido de los reconectores R1 y R2 coordinadas entre sí. [Captura de CYMDIST TCC]

K. Coordinación Relé– Relé

La coordinación entre dos relés aparece en la subestación con el relé del transformador y el relé de cabecera como se puede observar en la Fig. 13. Los relés tienen dos curvas (fase y neutro), por lo cual se coordinan fase con fase y neutro con neutro de cada equipo. Entre los puntos de las curvas de estos dispositivos debe existir un delta mínimo de 200 ms. Al tener

los ajustes del relé del transformador, éste representa la referencia fija para la coordinación de las otras protecciones. [1]

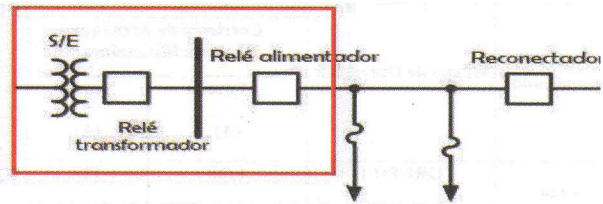


Fig. 13 Sistema con relé de cabecera y transformador considerados en la coordinación.

Los valores para coordinación entre los equipos han sido obtenidos de la norma IEEE 242-2001. [1]

V. RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN

Debido a que la coordinación completa implica varios casos y escenarios, se ejemplificará la forma de coordinar protecciones con un camino que posea todos los casos mencionados.

A. Ejemplo de Coordinación del Escenario de Operación Normal

Para el proyecto se considera la coordinación de protecciones por caminos. Un camino se entiende como el grupo de equipos coordinados desde el relé del transformador hasta un reconector o fusible. A continuación se muestra la coordinación del camino 58A-1.

En esta coordinación se aplica todos los casos de coordinación, debido a que intervienen equipos de protección como: relé del transformador, relé de cabecera, 2 reconectores y fusible, tal como indica la Fig.14.

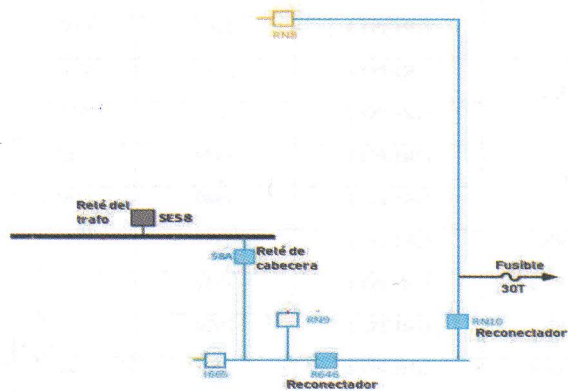


Fig. 14 Diagrama unifilar – Coordinación camino 58A-1

34

Se emplea la filosofía de coordinación de relé – relé, relé – reconector y reconector – fusible, y reconector - reconector. Se coordina el relé SE 58 con el relé 58A, el relé 58A con el reconector R646, el reconector R646 con el reconector RN10 y finalmente el reconector RN10 con el fusible.

Para lograr una coordinación adecuada, la función

instantánea del reconectador RN10 incrementa su zona de protección lo cual se logra disminuyendo la corriente de arranque. Al realizar dicho procedimiento es necesario agregar una reconexión al instantáneo del RN10. Este tipo de procedimiento se lo realiza únicamente cuando la coordinación sea imposible de lograr.

La coordinación de fase, neutro y fase/neutro juntos, se muestran a continuación en las Fig. 15, 16 y 17 respectivamente.

Los ajustes determinados para los equipos de protección se detallan en la TABLA V.

TABLA V
AJUSTES DE PROTECCIONES CAMINO 58A-1

Equipo	Fase Lenta		Neutro Rápido		Neutro Lento		Relé					
	Dial (s)	Adicionador Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador Tipo de Curva	Dial (s)	Adicionador Tipo de Curva	Curva y dial	Arranque Función Instantánea		Arranque Función Temporizada		
								Fase	Neutro	Fase	Neutro	
Reconectador RN10	0,33	0,02 IEC C	0,01	- IEC C	0,46	0,01 IEC C	-	-	2000	1200	150	90
Reconectador R646	0,48	- IEC C	-	-	0,5	0,14 IEC C	-	-	2800	2500	200	100
Relé de cabecera Fase (58A/F)	-	-	-	-	-	-	0,45	IEC C	4034	-	300	-
Relé de cabecera Neutro (58A/N)	-	-	-	-	-	-	0,474	IEC B	3516	-	150	-

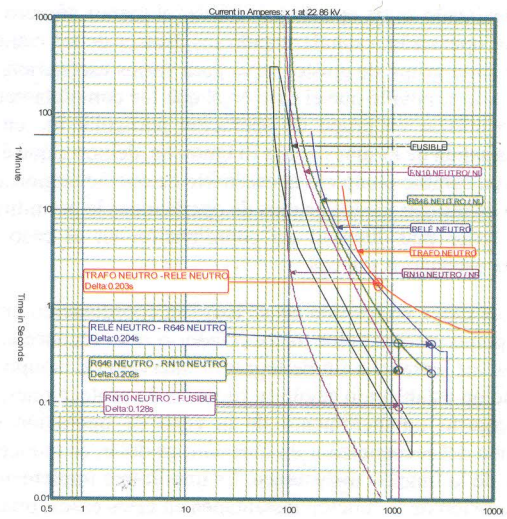


Fig. 16 Coordinación Camino 58A /1 – Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

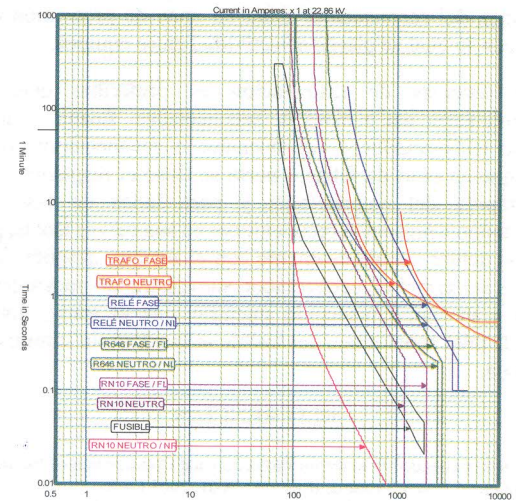


Fig. 17. Coordinación Camino 58A /1 – Fase/Neutro [Captura de CYMDIST TCC]

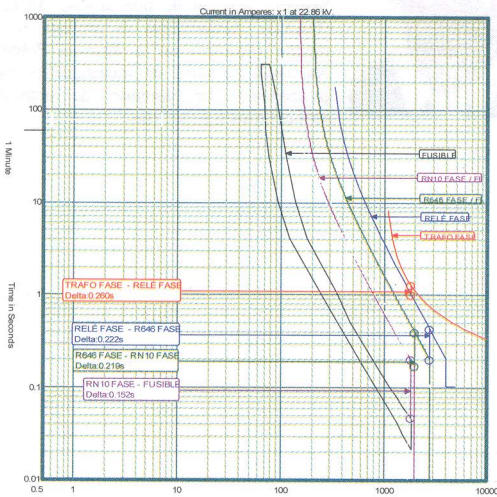


Fig. 15 Coordinación Camino 58A /1 – Fase [Captura de CYMDIST TCC]

VI. CONCLUSIONES

Al tener dispositivos de protección, como reconectadores, además de contar con su respectiva protección primaria, también se tendrán varias protecciones de respaldo, lo que representa un beneficio de seguridad dentro del sistema, sin embargo, si estos elementos se encuentran a distancias cortas como se dio en las subestaciones Tababela y El Quinche en los cuales es imposible realizar la coordinación por sus corrientes de cortocircuito muy cercanas, se realiza una priorización de protección de equipos con base en la importancia de usuarios.

Se ha realizado la coordinación de protecciones en los diferentes escenarios, donde se utilizaron reconectadores con cuatro grupos de operaciones. Cada grupo de operación se activa dependiendo de la topología que se ha generado, dándole nuevos ajustes de actuación al equipo. Dentro del estudio

técnico realizado se ha optado por activar el menor número de grupos de operación, estandarizando los ajustes de tal manera que un mismo grupo de ajustes sirva para varios escenarios, se obtuvo como resultado que el caso en el que fue completamente necesario utilizar un grupo de operación particular fue en el caso de la salida de la subestación El Quinche, debido a que éste presenta un cambio completo al escenario de operación normal. El hecho de utilizar menos grupos de operaciones le permitirá a la EEQ tener más libertad de coordinación en el caso de estudiarse escenarios nuevos.

En los casos en los que no se logró la coordinación entre equipos como reconector- reconector o relé- reconector en sus curvas lentas y a fin de lograr el intervalo de tiempo de coordinación establecido según la filosofía de protecciones, se hace necesario un incremento de la zona de operación del instantáneo del reconector en cuestión; es decir, se reduce el arranque de la función instantánea. Es importante implementar una reconexión de la función instantánea en estos casos, puesto que al ocurrir una falla en la zona de protección que se amplió, pueden suscitarse fallas temporales la cuales requieren una reconexión. Cabe señalar que con esta práctica, la función instantánea del reconector entra en zona de protección del fusible con lo cual se pierde selectividad entre equipos.

En sistemas de distribución es preferible que, la descoordinación sea a nivel de reconector- fusible y no a nivel de reconector – reconector o reconector- relé, puesto que en caso de fallas a tierra se tiene el respaldo de la curva rápida del reconector y para fallas de fase los reconvertadores presentan reconexiones en sus curvas lentas, por lo que al actuar simultáneamente con el fusible, después de 5 segundos se cerrará el reconector, suministrando nuevamente energía a su tramo protegido mientras que el tramo donde ocurrió la falla aguas abajo del fusible se quedará sin suministro de energía.

REFERENCIAS

- [1] IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE 242-2001, 2003 USA.
 [2] Moreno, B. Protecciones de Sobrecorriente. Cap. 3. DocPlayer. 13101147. 2016 Chile.
 [3] CYME. << CYMDIST User Manual>> Opción de Ayuda, Guía de Usuario CYMDIST 7.2. CYME Power Engineering Software.

[4] Ramírez, S. Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía. Segunda Edición. Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.

[5] Juan M. Gers y Edward J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, Third Edition. The Institution of Electrical Technology, 2011 UK.

AUTORES



Viviana Meza nació en Quito, Ecuador el 26 de Junio de 1994 inició sus estudios primarios en el Centro Educativo Giovanni Battista Montini Paulo IV, posteriormente ingresó al Colegio Nacional de Señoritas Hipatia Cárdenas de Bustamante donde obtuvo los títulos de bachillerato como Físico Matemático y bachillerato en Electrónica Básica. En el 2012 ingresó en la Escuela Politécnica Nacional y en el 2019 obtiene su título de Ingeniería Eléctrica. Trabajó como profesora de inglés y matemática dentro de un instituto de asistencia académica y

ha realizado pasantías en instituciones como la Fuerza Aérea Ecuatoriana, la Empresa Eléctrica Quito y la Agencia de Regulación Nacional de Electricidad.



Verónica Rosero nació en Quito, Ecuador el 02 de diciembre de 1994. En 2019 obtuvo el título de Ingeniera Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional.

Trabajó como fiscalizadora de bienes activos eléctricos en la Empresa Eléctrica Galápagos y ha realizado pasantías en instituciones como la Empresa Eléctrica Quito y Tecnitaser SA. Actualmente trabaja en el Departamento de Diseño de Líneas de Transmisión en Changjian Institute of Survey, Planning, Design and Research, sede Ecuador.



Fabián Pérez Yauli, nació en Ambato-Ecuador. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador en 2004. En 2012 obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan, San Juan-Argentina, con una beca otorgada por el Servicio Alemán de Intercambio Académico (DAAD). Actualmente es profesor titular a tiempo completo en la Escuela Politécnica Nacional. Su rama de investigación incluye protecciones de sistemas de potencia y procesamiento de señales.