

Estudio de Coordinación de Protecciones en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito considerando la conexión de la Línea Vicentina – Santa Rosa 138 kV

Yasmín Castillo Rivera y Fabián Pérez Yauli

Resumen- El presente trabajo realiza el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ), el cual es modelado en el programa PowerFactory bajo cuatro escenarios operativos considerando la conexión de la línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV. Sobre dicho sistema se delimitó la zona de influencia del cambio topológico, para lo cual se llevó a cabo un estudio de cortocircuitos en barras, fundamentándose en las nuevas potencias de cortocircuito de aquellas subestaciones que resultaron afectadas. Los resultados obtenidos de dicho estudio fueron utilizados para el dimensionamiento de las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de potencial localizados dentro de dicha zona, así como para la verificación de la capacidad operativa de los equipos de corte y seccionamiento ante los nuevos requerimientos de corriente. El estudio de coordinación de protecciones se llevó a cabo para los relés de distancia y sobrecorriente instalados dentro de la zona de influencia, cuya validación se realizó en los cuatro escenarios operativos modelados a través de la simulación de distintos cortocircuitos, diferentes a los considerados para el ajuste, de manera que se obtuvo un ajuste más fino para cada protección.

Palabras Clave- Cortocircuitos, línea de subtransmisión, protección de distancia, protección de sobrecorriente, transformadores.

I. INTRODUCCIÓN

Dentro de los estudios de planificación de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) se ha identificado que a mediano plazo se requiere incrementar la capacidad de transferencia de la Zona Sur-Oriental de su sistema de subtransmisión, zona que está compuesta por las subestaciones Vicentina, Conocoto y Santa Rosa (CELEC EP – TRANSELECTRIC). Para esto, la EEQ ha previsto realizar la energización de la línea Vicentina – Santa Rosa 138 kV, solución que se ha planteado para satisfacer la creciente demanda del sistema eléctrico

cumpliendo los parámetros establecidos en las respectivas regulaciones.

El cambio propuesto implica la desconexión y seccionamiento de la línea Vicentina-Mulaló 138 kV, la cual pasará a ser Vicentina-Santa Rosa y Santa Rosa-Mulaló 138 kV, formándose un anillo eléctrico compuesto por las líneas Vicentina-Santa Rosa 138 kV, Santa Rosa-Conocoto 138 kV y Conocoto-Vicentina 138 kV como se ilustra en la Fig. 1. Para esto, un requerimiento primordial es la ampliación de la barra de 138 kV de la subestación Santa Rosa para la construcción de dos bahías a las cuales se conectarán las líneas hacia Mulaló y Vicentina, respectivamente.

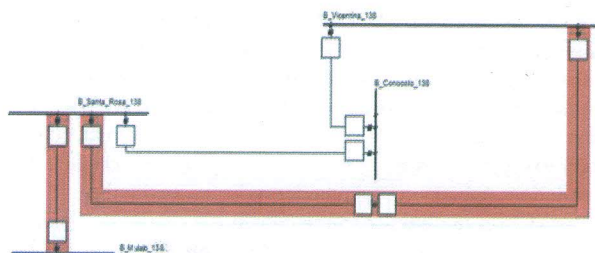


Fig. 1 Configuración de la Zona Sur-Oriental del sistema de subtransmisión de la EEQ con cambio topológico

Este cambio topológico en el sistema eléctrico de la EEQ implica la realización de diferentes estudios técnicos entre los que se encuentra la coordinación de protecciones, lo cual es realizado en el presente trabajo. Para lo cual, se establecerán los ajustes, para una operación coordinada, de las protecciones eléctricas (distancia y sobrecorriente) que se vean afectadas por el cambio topológico que se llevará a cabo en el sistema de subtransmisión de la EEQ.

El estudio contempla también la determinación de las relaciones de transformación para los transformadores de corriente y de potencial que se encuentran dentro de la zona de influencia del cambio topológico, y que alimentan a los relés de protección cuya coordinación se vea afectada. La zona de influencia es determinada a través de un estudio de cortocircuitos en barras del sistema de subtransmisión de la EEQ, el cual es modelado en el programa computacional PowerFactory.

Y. Castillo Rivera y F. Pérez Yauli son parte de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito 170525, Ecuador (e-mail: yasmin.castillo@epn.edu.ec; fabian.perez@epn.edu.ec).

II. METODOLOGÍA Y AJUSTE DE LAS PROTECCIONES

Para la modelación en el programa PowerFactory se consideró una base de datos proporcionada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP TRANSELECTRIC (transmisor), en la cual se contempla la modelación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito en diferentes escenarios operativos (seco y lluvioso) tanto en demanda máxima como en demanda mínima. Esta modelación fue realizada por el transmisor considerando el plan de expansión y la información que le fue proporcionada por la EEQ para el periodo bajo estudio. Cabe resaltar que la base de datos proporcionada por el transmisor no resulta ser como tal la más adecuada para la ejecución de estudios de ajuste y coordinación de protecciones, esto dado que en dicha base no se considera el acoplamiento entre líneas, ni la geometría y tipos de torre. De esta manera en el presente estudio el sistema de subtransmisión de la EEQ fue modelado dentro de dicha base, considerando la información proporcionada por la distribuidora en cuanto a la geometría de sus estructuras y líneas, manteniendo la información de generación y carga para los escenarios y estados de demanda modelados.

Para la delimitación de la zona de influencia ante la energización de la línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV se consideraron las nuevas potencias de cortocircuito en aquellas subestaciones que resultan afectadas, para lo cual se realizó un estudio de cortocircuitos en las barras del sistema de subtransmisión de la EEQ modelado.

Para el estudio se simularon cortocircuitos trifásicos, bifásicos aislados, monofásicos y bifásicos a tierra en los escenarios seco y lluvioso, en demanda máxima, considerando el sistema *con* y *sin* la línea Vicentina-Santa Rosa 138 kV. Con los resultados obtenidos se realizó una comparación (restando los resultados del sistema en condiciones actuales de los resultados del sistema considerando la inclusión de la nueva línea), con la cual se establecieron los casos en los que existe una variación mayor a 20 MVA en el valor de la potencia de cortocircuito (S_k''), de tal manera que se seleccionaron las subestaciones que delimitan la zona de influencia como se indica en la Tabla I.

En la zona de influencia delimitada se modelaron los relés utilizados para el estudio de coordinación de protecciones (relés de sobrecorriente y relés de distancia), así como también el equipo de medida (transformadores de corriente y de potencial) calculando previamente las correspondientes relaciones de transformación. Además, se verifica si la capacidad operativa del equipo de corte y seccionamiento instalado en la zona de influencia cumple con los nuevos requerimientos.

Para el cálculo de las relaciones adecuadas de transformación para los transformadores de corriente (RTC) ubicados en la zona de influencia, en primera instancia se establece la clase de precisión del transformador que se va a utilizar. Una vez definida la clase de precisión se determina la corriente pico máxima de cortocircuito ($I_p máx.$) que va a medir el TC, para lo cual se realiza un estudio de cortocircuitos simulando los cuatro tipos de fallas en las barras que delimitan la zona de influencia. De los valores obtenidos se elige el máximo y se lo divide para el factor límite de precisión obteniéndose así la corriente nominal del primario

del transformador (I_{TC}). Dado que los resultados son diferentes en cada caso, este valor se aproxima al límite superior normalizado ($I_{TC normalizada}$), de tal manera de establecer una RTC estandarizada.

TABLA I
SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES QUE DELIMITAN LA ZONA DE INFLUENCIA

S/E	Transformadores	[kV]
Vicentina	T1	138/46
	T2	138/46
Conocoto	T1	138/23
	T2	138/23
Santa Rosa	TRN	138/46
	TRP	138/46
	ATT	230/138/13,8
	ATU	230/138/13,8
	T1	46/23
	T2	46/23
Chilibulo	T1	138/23
Eugenio Espejo	T1	138/23
	T2	138/23
Selva Alegre	T1	138/46/13,8
	T2	138/46/13,8
Cotocollao	T1	138/46/23
	T2	138/23
Pomasqui EEQ	T1	138/23
	T2	138/23
Pomasqui	T1	230/138/13,8
Gualo	T1	138/23
Vicentina T1	T1	46/6,3
Cumbayá	T1	46/23

Para asegurar que la RTC sea la adecuada, se debe verificar que la $I_{TC normalizada}$ sea mayor a la corriente de demanda máxima ($I_{DMÁX}$), la cual se obtiene corriendo flujos de potencia en los estados máximos de demanda; es decir en seco máximo (S_MAX) y lluvioso máximo (L_MAX). En el caso en que esta condición no se cumpla se debe seleccionar una $I_{TC normalizada}$ mayor a la $I_{DMÁX}$. Acorde al procedimiento establecido se obtiene que las relaciones de transformación adecuadas para los TCs ubicados en la zona de influencia son las que se presentan en la Tabla II.

Por otro lado, para determinar la relación de transformación de los transformadores de potencial (RTP), se considera el voltaje nominal de la barra para el primario del TP, mientras que para el secundario del TP se considera el voltaje nominal con el que operan los relés de protección modelados, en este caso igual a 110 V. De este modo las RTPs establecidas dentro de la zona de influencia se presentan en la Tabla III.

TABLA II
RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TCs UBICADOS EN LA ZONA DE INFLUENCIA

Barra	RTC
Conocoto 138 kV	1600 / 5
Cotocollao 138 kV	1500 / 5
Cumbayá 46 kV	2000 / 5
Eugenio Espejo 138 kV	1600 / 5
Gualo 138 kV	1500 / 5
Mulaló 138 kV	600 / 5
Norte 46 kV	2500 / 5
Pomasqui 138 kV	3000 / 5
Pomasqui EEQ 138 kV	2000 / 5
Santa Rosa 138 kV	4000 / 5
Santa Rosa 46 kV	3000 / 5
Selva Alegre 138 kV	2000 / 5
Vicentina 138 kV	2000 / 5
Vicentina T1 46 kV	2000 / 5
Vicentina T2 46 kV	2500 / 5

TABLA III
RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TPs UBICADOS EN LA ZONA DE INFLUENCIA

Barra	RTP
Conocoto 138 kV	138000 / 110
Cotocollao 138 kV	138000 / 110
Cumbayá 46 kV	46000 / 110
Eugenio Espejo 138 kV	138000 / 110
Gualo 138 kV	138000 / 110
Mulaló 138 kV	138000 / 110
Norte 46 kV	46000 / 110
Pomasqui 138 kV	138000 / 110
Pomasqui EEQ 138 kV	138000 / 110
Santa Rosa 138 kV	138000 / 110
Santa Rosa 46 kV	46000 / 110
Selva Alegre 138 kV	138000 / 110
Vicentina 138 kV	138000 / 110
Vicentina T1 46 kV	46000 / 110
Vicentina T2 46 kV	46000 / 110

Para verificar si la capacidad operativa de los equipos de corte y seccionamiento instalados dentro de la zona de influencia cumplen con los requerimientos de las nuevas potencias y corrientes de cortocircuito, se realizó el estudio correspondiente a fin de obtener la corriente de cortocircuito máxima (I_k'').

La verificación se lleva a cabo comparando el valor de la corriente nominal de ruptura en cortocircuito (I_{sc}) de los

interruptores y la corriente momentánea nominal (I_{th}) de los seccionadores a nivel de 138 kV y 46 kV, con el valor máximo de I_k'' obtenido del estudio de cortocircuitos. Como muestra la Tabla IV los equipos instalados actualmente tienen la capacidad suficiente para soportar los nuevos requerimientos de corrientes de cortocircuito.

TABLA IV
CORRIENTES MÁXIMAS DE CORTOCIRCUITO (I_k''), CAPACIDAD NOMINAL DE INTERRUPCIÓN EN CORTOCIRCUITO (I_{sc}) PARA INTERRUPTORES Y CORRIENTE MOMENTÁNEA NOMINAL (I_{th}) PARA SECCIONADORES A NIVEL DE 138 kV y 46 kV

S/E	[kV]	Interruptor	Seccionador	I_k'' máx.	Observación
		I_{sc} [kA]*	I_{th} [kA]*	[kA]	
Chilibulo	138	40	40	10,7	**
Conocoto	138	40	40	11,2	**
Cotocollao	138	40	40	10,1	**
Eugenio Espejo	138	40	40	11,7	**
Gualo	138	40	40	11,0	**
Pomasqui	138	40	40	17,6	**
Pomasqui EEQ	138	40	40	13,6	**
Santa Rosa	138	40	40	24,5	**
Selva Alegre	138	40	40	12,9	**
Vicentina	138	40	40	13,2	**
Cumbayá	46	40	40	12,8	**
Norte	46	40	40	16,7	**
Santa Rosa	46	40	40	18,4	**
Vicentina T1	46	40	40	11,1	**
Vicentina T2	46	40	40	17,0	**

(*): Valor obtenido de los datos de placa de interruptores y seccionadores.
(**): No se sobrepasa la capacidad de corte de los interruptores ni la corriente momentánea nominal de los seccionadores.
• Mulaló no se considera en esta tabla dado que no es propiedad de la Empresa Eléctrica Quito.

A. Protección de Sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente pueden ser usados para proteger cualquier elemento del sistema, dado que éstos son los más utilizados para enfrentar los problemas de corrientes elevadas y sobrecargas [1].

El principio de funcionamiento de los relés de sobrecorriente se basa en utilizar la magnitud de la corriente de cortocircuito para detección de falla, ya que ante un evento de cortocircuito la corriente que mide el relé es mucho mayor a la corriente de arranque de éste y por lo tanto el relé opera [2]. El tiempo de operación, el cual está en función de la corriente, puede ser instantáneo o temporizado.

Acorde al código de las normas ANSI, el relé con característica instantánea es el relé 50, mientras que el relé con característica temporizada es el 51, a los cuales se los denomina: *protección convencional*. Por otro lado, el relé de sobrecorriente direccional, siguiendo la misma codificación ANSI corresponde al relé 67, el cual se lo conoce como *protección direccional de sobrecorriente* y se constituye por una protección convencional más una unidad direccional. La protección direccional de sobrecorriente es utilizada en el sistema de subtransmisión de la EEQ como protección de respaldo en líneas de subtransmisión.

Es importante mencionar que en cuanto a la protección de sobrecorriente temporizada 51 para transformadores de potencia (protección de respaldo), se requiere que las curvas características de operación de los relés se encuentren por debajo de la curva de daño de dichos transformadores, con el fin de lograr una adecuada operación de las protecciones. La curva de daño de un transformador muestra, ante la presencia de corrientes de magnitud elevada, la capacidad de resistir problemas térmicos o mecánicos.

1) Ajuste de la Protección de Sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente, sean convencionales o direccionales, se agrupan en base a su característica de funcionamiento en: relés de corriente definida o relés instantáneos, relés de tiempo definido y relés de tiempo inverso [3]. La configuración general de un relé de sobrecorriente está dada por una función instantánea y una función temporizada, tal como se puede observar en la Fig. 2.

Para establecer los ajustes de cualquier tipo de relé de sobrecorriente (convencional o direccional) se debe encontrar los valores de los parámetros requeridos de la función instantánea y de la función temporizada, los mismos que delimitan la característica tiempo-corriente, tanto para fase como para neutro. Los ajustes de cada relé dependen de las *corrientes de falla* que se obtienen al simular diferentes tipos de cortocircuito, de tal manera que para relés de fase se usan cortocircuitos fase-fase y fase-tierra y para relés de neutro únicamente cortocircuitos de fase a tierra.

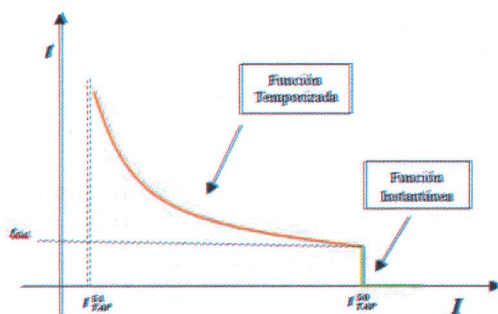


Fig. 2 Función temporizada y función instantánea de un relé de sobrecorriente

En el presente estudio, dado que la protección de sobrecorriente opera como *protección de respaldo* para los

transformadores de potencia y para las líneas de subtransmisión, se ajusta únicamente la función temporizada.

De este modo, para el ajuste de los relés de sobrecorriente convencionales 50/51 o direccionales 67 se requiere de tres parámetros principales: (1) *Tipo de curva*, (2) *Corriente de tap*, (3) *Dial*.

- **Tipo de Curva:** Indica la rapidez de operación de la curva característica con que se desea que actúe la protección, ésta puede ser: inversa, muy inversa y extremadamente inversa. En este caso la curva característica de operación seleccionada es la curva normalmente inversa *IEC 255-3 inverse* de la librería del programa PowerFactory.

- **Corriente de Tap (I_{TAP}):** Para el ajuste debe considerarse el mínimo valor de corriente de falla $I_{ccmín}$ de modo que se cuente con la sensibilidad adecuada. Generalmente, a la I_{TAP} se la conoce también como corriente de pick-up (arranque) del relé y todas las corrientes que son vistas por el relé se expresan como múltiplos de ésta.

Para el caso de los relés de fase, la I_{TAP} o corriente de pick-up se ajusta con la $I_{ccmín}$. Dado que la realización del estudio se contempla en varios estados de demanda, es indispensable determinar si en el estado seco mínimo S_MIN o lluvioso mínimo L_MIN es en el que se encuentra la $I_{ccmín}$, para lo cual se simulan fallas (considerando cortocircuitos: trifásico, bifásico aislado, monofásico y bifásico a tierra) al 99% de la línea respecto a la localización del relé. Para cortocircuitos fase-fase se considera una resistencia de falla (R_f) de 5 ohmios y para los cortocircuitos fase-tierra se los simula con una R_f igual a 10 ohmios. Para que el seteo con la $I_{ccmín}$ sea correcto, debe cumplirse que esta corriente sea mayor a la corriente de demanda máxima ($I_{DMÁX}$).

Para los relés de neutro se debe tomar en cuenta que al realizar el estudio de cortocircuitos lo que se pretende obtener es la corriente mínima de desbalance ($3I_{0mín}$) para el ajuste de la corriente de tap.

- **Dial:** Es aquel que permite establecer el retardo de tiempo para la operación del relé siempre y cuando la corriente de falla sea mayor o igual a la corriente de arranque del relé considerada para el ajuste de corriente de tap.

En el presente estudio el seteo del dial para relés de fase se ajusta con la $I_{ccmáx}$ (con ello se asegura selectividad), para lo cual es necesario verificar en qué estado de demanda máxima (seco o lluvioso) se encuentra este valor, y para determinarlo se simulan los cuatro tipos de falla al 1% de la línea respecto a la localización del relé y con una R_f de 0 ohmios. Es importante tomar en cuenta que, para que el relé opere como una protección de respaldo el tiempo mínimo de operación debe ser de 300 ms, lo cual se consigue ajustando el dial con el valor de $I_{ccmáx}$ encontrado.

En el caso de los relés de neutro la corriente máxima de desbalance ($3I_{0máx}$) determinará el ajuste del dial. Por lo tanto, se considera únicamente fallas fase-tierra (cortocircuitos monofásico y bifásico a tierra).

Los criterios de ajuste arriba mencionados, se aquellos utilizados para los relés direccionales de sobrecorriente que se encuentran implementados en las líneas de subtransmisión de la EEQ dentro de la zona de influencia delimitada.

En el caso de una protección de sobrecorriente para transformadores es importante considerar que, primero se ajusta el lado de bajo voltaje del transformador con un tiempo mínimo de operación de 300 ms (ante fallas en la barra de bajo voltaje) y posteriormente se ajusta el lado de alto voltaje, el cual debe operar entre 250 ms y 300 ms después del lado de bajo voltaje, con el fin de lograr que la protección opere coordinadamente.

Para simular las fallas correspondientes se debe considerar el límite en el alcance de protección que se desea cubrir, de tal manera que para ajustar la I_{TAP} el límite es la barra más alejada (al mismo nivel de voltaje) respecto al lado de bajo voltaje del transformador y para el ajuste del dial el límite es la barra de bajo voltaje del transformador a la cual está conectado.

B. Protección de Distancia

La protección de distancia es la más utilizada para proteger al sistema contra cortocircuitos que pueden ocurrir, por lo cual esta protección, en comparación a la protección de sobrecorriente, es más selectiva y mucho más rápida [4].

La ventaja principal de esta protección es que tiene implícita la localización de fallas; es decir, la operación de los relés de distancia se basa en determinar un valor de impedancia, para lo cual relacionan la corriente de falla y el voltaje que mide el relé, de tal manera que se determina la impedancia desde la ubicación del relé hasta el punto de falla. Considerando que la impedancia de la línea es proporcional a la longitud de la misma, con el valor calculado de impedancia el relé estima la localización donde ocurrió la falla [4]. Otro de los beneficios de la protección de distancia es que proporciona protección de respaldo local y remoto a líneas adyacentes a la línea protegida a través de las *zonas naturales de operación*.

Es por esto que los relés de distancia son muy utilizados, pues están en la capacidad de detectar fallas en diferentes partes del sistema, independientemente del estado de demanda en el que se produzca la falla, ya que el alcance de la protección es fijo y su ajuste depende únicamente de las características físicas (impedancia) de la línea.

Para evaluar el funcionamiento de la protección de distancia se utiliza el *Diagrama R-X*, en el cual se muestra la característica de operación del relé, además de la zona de carga y la impedancia calculada. La relación de estos tres componentes determina el comportamiento de la protección de distancia en el sistema [4]. Se debe recalcar que la característica direccional del relé permite establecer si un cortocircuito ocurrió hacia adelante o hacia atrás de la ubicación de este. Además, se debe considerar que la zona de operación del relé de distancia debe estar fuera de la zona de carga como se observa en la Fig. 3, donde se muestra una característica poligonal.

1) Ajustes de la Protección de Distancia.

Sea cual sea el tipo de relé es importante mencionar que la protección de distancia puede operar ya sea como protección primaria o como protección secundaria.

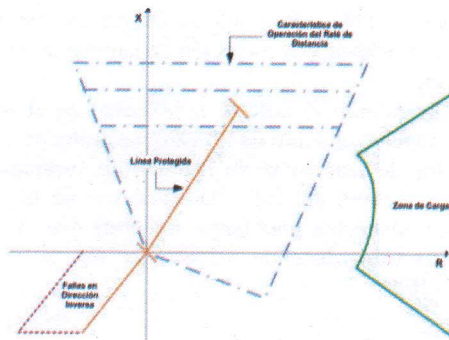


Fig. 3 Característica de operación del relé de distancia [4].

Para el presente estudio se consideraron relés de distancia con característica poligonal. Estos relés proporcionan un mayor alcance para cubrir resistencias de falla y su característica de operación en el diagrama R-X se ajusta considerando: reactancia, resistencia y dirección [5].

Generalmente se utilizan tres zonas de protección, las mismas que se encuentran supervisando la línea que protegen de modo que su impedancia se ubica en el primer cuadrante del diagrama R-X (ver Fig. 4).

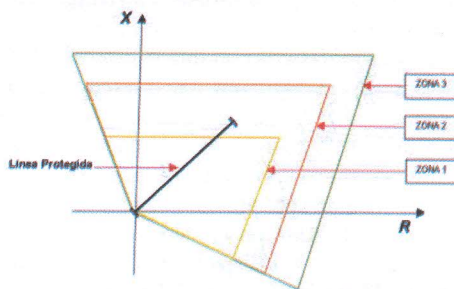


Fig. 4 Zonas naturales de protección

Como punto de partida, para el ajuste del relé de distancia de fase (21P) y para el relé de distancia de neutro (21N), se consideran los ajustes típicos referenciales para cada una de las zonas de protección, de tal modo que:

- Zona 1: El alcance reactivo de Z1 (X_{Z1}) se lo ajusta considerando el 80% del valor de reactancia de la línea de subtransmisión protegida. Mientras que el alcance resistivo de Z1 (R_{Z1}) se lo ajusta en base a (1) [6]:

$$R_{Z1} = 2,5 \times X_{Z1} \quad (1)$$

La operación es instantánea y la dirección de supervisión es hacia adelante del relé (supervisando la línea protegida).

- Zona 2: El criterio seleccionado para Z2 está definido de la siguiente manera: el alcance reactivo de Z2 (X_{Z2}) se lo determina considerando el 120% del valor de reactancia de la línea de subtransmisión protegida, o en su defecto el 100% de la reactancia de la línea protegida más el 50% del valor de reactancia de la línea de transmisión adyacente más corta. El alcance resistivo de Z2 (R_{Z2}) está dado por (2) [6]:

$$R_{Z2} = 4 \times X_{Z2} \quad (2)$$

El límite máximo de Z2 para el alcance R_{Z2} es de 100 ohmios primarios [7], esta zona actúa en un tiempo de operación igual a 300ms y la dirección de supervisión es hacia adelante del relé.

• Zona 3: Acorde al criterio establecido en el presente estudio, en el alcance reactivo de Z3 (X_{Z3}) se pretende cubrir el 100% del valor de reactancia de la línea de subtransmisión protegida más el 100% del valor de reactancia de la línea de subtransmisión adyacente más larga, mientras que el alcance resistivo de Z3 (R_{Z3}) depende del alcance R_{Z1} tal como se expresa en (3) [6]:

$$R_{Z3} = 3 \times R_{Z1} \quad (3)$$

Al igual que el alcance R_{Z2} el límite máximo del alcance R_{Z3} es 100 ohmios primarios, pero esta zona opera en un tiempo igual a 1s, hacia delante del relé. El objetivo de Zona 3 es proteger todo lo que pueda al mismo nivel de voltaje. En el caso en que el límite establecido cubra otro nivel de voltaje se debe reducir el alcance ya sea resistivo o reactivo, de tal manera de evitar disparos no deseados dentro de esta zona.

Para verificar que el alcance de cada zona sea el correcto y así evitar subalcance o sobrealcance, se simulan cortocircuitos trifásicos y bifásicos aislados con una resistencia de falla de 0 y 5 ohmios para fase, y, cortocircuitos bifásicos a tierra y monofásicos con una resistencia de falla de 0, 5 y 10 ohmios para neutro (en los diferentes estados de demanda). Para Z1 al 80% de la línea de subtransmisión protegida, al 20% o 50% (según sea el caso) de la línea de subtransmisión adyacente más corta a la línea protegida para Z2 y al 99% de la línea de subtransmisión adyacente más larga a la línea protegida para Z3. Con lo cual se asegura que fallas que deben disparar en Z2 no disparen en Z1, que fallas que deben disparar en Z3 no ingresen en Z2 ni Z1 y que fallas a otro nivel de voltaje no disparen en ninguna zona.

En el caso en que se presente un subalcance, o sobrealcance o que alguna de las condiciones mencionadas no se cumpla, se debe incrementar o reducir (según el caso) guiándose gráficamente en el diagrama R-X, el alcance resistivo o reactivo hasta lograr ajustar cada zona con las consideraciones correspondientes, y así, obtener los ajustes definitivos.

III. RESULTADOS

Debido a la gran cantidad de resultados, se presentan únicamente aquellos obtenidos para las subestaciones que se encuentran en la Zona Sur-Oriental del Sistema de Subtransmisión de la EEQ y que involucran el cambio topológico bajo estudio, es decir, estas subestaciones son: Vicentina, Conocoto y Santa Rosa. De este modo, los ajustes obtenidos tanto para la protección de sobrecorriente como para la protección de distancia se indican en la Tabla V, Tabla VI y Tabla VII.

TABLA V

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE Y NEUTRO DE LÍNEAS

S/E	Bahía	[kV]	RTC	Tipo de curva	Fase		Neutro	
					I_{TAP}	Dial	I_{TAP}	Dial
Conocoto	Vicentina	138	1600 / 5	IEC 255-3 Inversa	4,678	0,06	5,003	0,06
	Santa Rosa	138	1600 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,372	0,11	1,363	0,11
Santa Rosa	Conocoto	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	4,006	0,09	3,793	0,09
	Machachi	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	4,818	0,08	3,985	0,09
	CGSR	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	7,924	0,06	7,683	0,06
	El Carmen	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	2,513	0,11	2,116	0,12
	Chilibulo	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	2,879	0,10	2,243	0,12
	Vicentina	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	2,250	0,12	2,283	0,12
	Adelca	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	4,669	0,09	3,874	0,10
	Eugenio Espejo	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	4,965	0,08	4,634	0,09
	Mulaló	138	4000 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,915	0,12	0,908	0,16
Vicentina	Conocoto	138	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	6,488	0,06	6,250	0,07
	Santa Rosa	138	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,265	0,14	1,248	0,14
	Guango-polo	138	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	11,345	0,05	7,660	0,07
	Pomasqui	138	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	7,880	0,06	7,580	0,07
	Gualo	138	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	6,390	0,07	6,315	0,08
Santa Rosa	Epicalchima 1	46	3000 / 5	IEC 255-3 Inversa	0,895	0,16	0,985	0,16
	Epicalchima 2	46	3000 / 5	IEC 255-3 Inversa	0,895	0,16	0,985	0,16
	San Rafael	46	3000 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,203	0,14	0,798	0,17
Vicentina T1	Pérez Guerrero	46	2000 / 5	IEC 255-3 Inversa	5,455	0,08	5,523	0,10
Vicentina T2	Sur	46	2500 / 5	IEC 255-3 Inversa	2,440	0,11	1,970	0,12
	Floresta	46	2500 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,058	0,15	1,332	0,14
	Norte	46	2500 / 5	IEC 255-3 Inversa	1,034	0,15	1,216	0,15

TABLA VI

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA DE FASE Y NEUTRO DE TRANSFORMADORES

S/E	Bahía	[kV]	RTC	Tipo de curva	Fase		Neutro	
					I_{TAP}	Dial	I_{TAP}	Dial
Conocoto	T1	23	1500 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	2,167	0,09	2,183	0,09
	T1	138	1600 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	0,509	0,14	0,000	0,00
Santa Rosa	TRP	46	3000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,348	0,10	0,410	0,17
	TRP	138	4000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	0,426	0,15	0,250	0,18
	ATU	138	4000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,479	0,09	1,065	0,11
	ATU	230	3000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,202	0,16	0,443	0,22
	ATT	138	4000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,535	0,09	1,124	0,10
	ATT	230	3000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,217	0,16	0,405	0,22
Vicentina	T1	46	2000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	5,455	0,08	5,520	0,10
	T1	138	2000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,570	0,14	0,958	0,19
	T2	46	2500 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	2,510	0,09	2,066	0,11
	T2	138	2000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	1,303	0,14	0,558	0,22
Vicentina T1	T1	6,3	2000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	3,338	0,10	0,908	0,16
	T1	46	2000 / 5	IEC 255 - 3 Inversa	0,678	0,15	0,000	0,00

TABLA VII
AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE FASE Y NEUTRO

S/E	[kV]	Bahía	RTC	Fase					
				Zona 1		Zona 2		Zona 3	
				R	X	R	X	R	X
				[ohms prim.]		[ohms prim.]		[ohms prim.]	
Conocoto	138	Vicentina	1600 / 5	18,4	4,2	24,5	8,5	37,8	15,5
	138	Santa Rosa	1600 / 5	39,1	5,0	100,0	10,9	100,0	21,1
Santa Rosa	138	Conocoto	4000 / 5	9,2	5,0	21,5	7,4	44,5	12,3
	138	Machachi	4000 / 5	5,5	6,0	10,6	9,0	10,6	11,6
	138	CGSR	4000 / 5	5,4	0,4	10,6	0,5	-	-
	138	El Carmen	4000 / 5	20,1	12,4	26,6	18,5	44,6	23,2
	138	Chilibulo	4000 / 5	9,3	6,8	24,4	9,3	42,4	12,4
	138	Vicentina	4000 / 5	18,0	7,5	25,0	12,1	30,5	17,9
	138	Adelca	4000 / 5	12,6	5,1	12,6	6,3	-	-
	138	Eugenio Espejo	4000 / 5	7,3	3,6	8,8	6,1	21,6	12,4
	138	Mulaló	4000 / 5	18,3	21,6	20,9	27,6	37,5	50,2
	Vicentina	138	Conocoto	2000 / 5	9,5	3,8	22,9	6,0	94,5
138		Santa Rosa	2000 / 5	26,5	7,2	91,6	12,9	92,0	21,5
138		Guangopolo	2000 / 5	5,6	2,7	5,6	3,5	-	-
138		Pomasqui	2000 / 5	8,3	2,5	9,8	3,8	60,8	11,1
138		Gualo	2000 / 5	10,6	3,0	14,2	4,7	43,9	7,7
Santa Rosa	46	Epicalchima 1	3000 / 5	15,0	3,5	24,6	5,4	54,1	11,6
	46	Epicalchima 2	3000 / 5	15,0	3,5	24,6	5,4	54,1	11,6
	46	San Rafael	3000 / 5	11,6	4,9	16,0	6,4	16,0	15,2
Vicentina T1	46	Pérez Guerrero	2000 / 5	5,2	0,5	5,2	0,7	5,2	1,2
Vicentina T2	46	Sur	2500 / 5	8,8	1,3	9,4	2,4	11,6	4,2
	46	Floresta	2500 / 5	7,2	0,3	12,9	3,4	29,0	7,1
	46	Norte	2500 / 5	16,0	1,7	28,2	3,0	29,8	8,7
Neutro									
Conocoto	138	Vicentina	1600 / 5	17,8	3,8	36,8	7,0	58,0	20,5
	138	Santa Rosa	1600 / 5	53,3	3,6	100,0	9,7	100,0	14,7
Santa Rosa	138	Conocoto	4000 / 5	13,5	4,0	17,8	7,5	36,0	10,5
	138	Machachi	4000 / 5	8,2	5,3	8,2	9,0	8,2	12,0
	138	CGSR	4000 / 5	6,3	0,4	6,4	1,8	-	-
	138	El Carmen	4000 / 5	18,2	12,4	22,9	17,8	39,3	23,9
	138	Chilibulo	4000 / 5	15,2	6,6	21,3	9,3	37,9	13,3
	138	Vicentina	4000 / 5	15,1	6,0	31,5	10,8	47,5	21,5
	138	Adelca	4000 / 5	12,7	3,6	12,7	6,3	-	-
	138	Eugenio Espejo	4000 / 5	11,6	2,8	14,8	6,3	39,8	13,4
	138	Mulaló	4000 / 5	19,2	21,6	25,9	28,0	43,5	47,5
	Vicentina	138	Conocoto	2000 / 5	17,0	2,8	27,3	6,6	45,5

138	Santa Rosa	2000 / 5	20,7	6,3	58,3	11,8	58,3	15,0	
138	Guangopolo	2000 / 5	9,8	2,5	10,2	3,5	-	-	
138	Pomasqui	2000 / 5	5,4	2,5	11,8	3,5	40,0	11,1	
138	Gualo	2000 / 5	7,0	2,7	17,0	4,2	23,2	7,7	
Santa Rosa	46	Epicalchima 1	3000 / 5	17,4	3,5	36,8	7,2	93,6	12,9
	46	Epicalchima 2	3000 / 5	17,4	3,5	36,8	7,2	93,6	12,9
	46	San Rafael	3000 / 5	13,0	5,3	29,0	6,4	31,2	17,2
Vicentina T1	46	Pérez Guerrero	2000 / 5	3,4	0,5	6,0	0,9	6,0	1,3
Vicentina T2	46	Sur	2500 / 5	6,5	1,3	14,9	2,4	26,3	4,2
	46	Floresta	2500 / 5	8,0	0,3	17,3	3,2	33,8	10,2
	46	Norte	2500 / 5	10,3	1,7	31,0	3,4	35,6	13,4

Los ajustes obtenidos para las protecciones de las líneas de subtransmisión y los transformadores de potencia, ubicados en la zona de influencia, fueron validados a través de la simulación de diversos tipos de cortocircuitos, distintos a aquellos utilizados para encontrar el ajuste. En este caso se ha considerado para las líneas de subtransmisión cortocircuitos trifásicos y monofásicos al 15% y 85% de la línea protegida, mientras que para los transformadores de potencia se simularon fallas trifásicas y monofásicas en la barra conectada al lado de bajo voltaje del transformador. Al igual que para las primeras simulaciones de fallas, para los nuevos cortocircuitos se consideran los diferentes escenarios operativos modelados, lo cual permitió obtener un ajuste más fino para cada protección.

La protección de distancia para el caso de estudio opera como protección principal, y para validar la operación coordinada de los relés 21P y 21N se hace uso del Diagrama Distancia vs Tiempo, para lo cual se ha definido rutas alrededor de la zona de influencia delimitada. En el diagrama Distancia vs Tiempo lo que se muestra es la actuación de todos los relés ubicados a lo largo de la ruta ante los eventos de fallas mencionados previamente. En este caso se validó la coordinación de protecciones simulando fallas trifásicas para relés de fase y cortocircuitos monofásicos para relés de tierra, como se muestra en la Fig. 5.

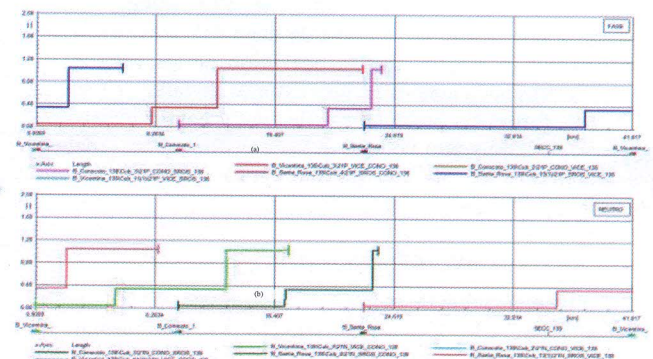


Fig. 5 Diagrama de coordinación Distancia vs Tiempo (a) Fase (b) Neutro

La protección de sobrecorriente direccional para el caso en estudio opera como protección de respaldo, de tal modo que para la validación de la coordinación se ha establecido que el

relé ubicado en la misma subestación que la protección principal (protección de distancia) opere como protección de respaldo local con un tiempo mínimo de 300 ms en caso de que la protección principal no actúe.

Por otro lado, el relé de sobrecorriente direccional ubicado en una subestación diferente respecto a la protección principal pero que se encuentra supervisando en la misma dirección que el relé de protección de respaldo local, opera como protección de respaldo remoto con un retardo mínimo de 300 ms respecto a la protección de respaldo local (ver Fig. 6). La protección de respaldo remoto operará si la protección principal y protección de respaldo local no lo hacen.

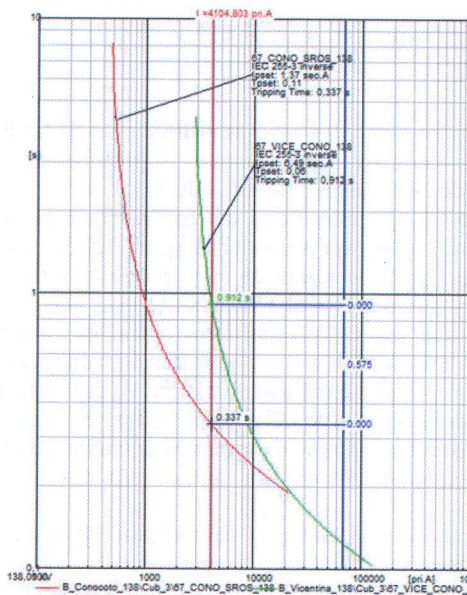


Fig. 6 Operación del relé ubicado en la S/E Conocoto (protección respaldo local) y del relé ubicado en la S/E Vicentina (protección respaldo remoto) ante una falla trifásica al 15% en la línea Conocoto-Santa Rosa 138 kV respecto al relé ubicado en la S/E Conocoto

Finalmente, para verificar la coordinación de los relés de sobrecorriente de los transformadores, se ha considerado simular fallas trifásicas y monofásicas en la barra de bajo voltaje de cada transformador. Además, las curvas de operación del lado de bajo como de alto voltaje deben encontrarse por debajo de la curva de daño del transformador, de este modo se asegura que la operación de los relés 51 y 51N sea la adecuada ante diferentes eventos de falla.

De esta forma las protecciones de fase y neutro instalados en el lado de bajo y alto voltaje de los transformadores, deben operar coordinadamente con un intervalo mínimo de tiempo entre ellos de 250 ms.

IV. CONCLUSIONES

La implementación de la línea de subtransmisión Vicentina – Santa Rosa 138 kV cuyo objetivo es incrementar la capacidad de transferencia de la Zona Sur – Oriental del sistema de subtransmisión de la EEQ, representa un cambio topológico importante que ocasiona un nuevo ajuste de sus protecciones de distancia y de sobrecorriente instaladas dentro

de la zona de influencia establecida a través de estudios de cortocircuito.

La metodología utilizada para establecer las RTCs dentro de la zona de influencia, es aplicable a sistemas eléctricos con gran cantidad de TCs a ser dimensionados pues permite simplificar un elevado número de casos de estudio, sin embargo, causa un ligero sobredimensionamiento al considerar fallas simuladas directamente en barras y no en bahías, lo que debe tomarse en cuenta en campo.

Con las nuevas potencias de cortocircuito y en base a la información proporcionada por la EEQ, se determinó que los equipos de corte y seccionamiento instalados dentro de la zona de influencia tienen la capacidad operativa para seguir funcionando luego del cambio topológico y con el crecimiento planificado del sistema. De esta manera se concluye que los interruptores de potencia serán capaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito esperadas y los seccionadores soportarán el paso de las mismas sin sufrir deformaciones o inconvenientes térmicos y mecánicos, hasta que dichas corrientes sean interrumpidas.

Para realizar un estudio de ajuste y coordinación de protecciones, es necesario considerar diferentes escenarios operativos del sistema bajo estudio de modo que se pueda asegurar que las protecciones cumplan con las propiedades de sensibilidad, rapidez y selectividad. En ese sentido, los cuatro escenarios operativos en los que fue modelado el sistema bajo estudio posibilitaron establecer ajustes adecuados para las protecciones de distancia y sobrecorriente modeladas.

Con los ajustes sugeridos para las protecciones analizadas, existen casos en que la protección de sobrecorriente direccional brinda hasta un segundo nivel de respaldo remoto antes fallas en líneas de subtransmisión. Esto es factible debido a la sensibilidad dada a través de la corriente de tap. Sin embargo, es conveniente aclarar que los tiempos de operación de estas protecciones son elevados y se pueden justificar al ser un respaldo remoto de segundo nivel.

REFERENCIAS

- [1] P. M. Anderson, *Power System Protection*. New York, United States of America: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1999.
- [2] Arun G. Phadke y James S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, Second Edition. Hertfordshire, England: Jhon Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [3] Juan M. Gers y Edward J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, Third Edition. Stevenage, United Kingdom: The Institution of Electrical Technology, 2011.
- [4] Gerhard Ziegler, *Numerical Distance Protection, Principles and Applications*, Second Edition. Erlangen, Germany: Publicis Corporate Publishing, 2006.
- [5] C. Russell Mason, *The Art & Science Of Protective Relaying*, First Edition. New York, United States of America: Jhon Wiley & Sons Inc., 1956.
- [6] Guamán Herrera Juan Carlos, «Estudio de Coordinación de Protecciones del Sistema de Subtransmisión de CNEL EP Sucumbios ante un nuevo punto de Conexión al Sistema Nacional Interconectado», Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2017.
- [7] L. G. Hewitson, Mark Brown, y Ramesh Balakrishnan, *Practical Power System Protection*. Oxford: IDC Technologies, 2004.



Yasmín Castillo Rivera, nació en Quito – Ecuador, el 1 de mayo de 1992. Estudió en el Colegio Municipal Experimental Sebastián de Benalcázar, obteniendo el título de Bachillerato Internacional. Obtuvo el título de Ingeniera Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional en 2018. Miembro IEEE y expresidenta del Capítulo PES de la Rama Estudiantil IEEE de la Escuela Politécnica Nacional.

Actualmente se encuentra cursando el octavo semestre de Derecho en la Universidad Técnica Particular de Loja, modalidad a distancia.



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.