

Estudio de Coordinación de Protecciones por Métodos Computacionales Aplicados a una Subestación

C. Palacios

Centro Nacional de Control de Energía, CENACE

Resumen— El presente trabajo propone la utilización de herramientas computacionales para realizar estudios de flujo de potencia, análisis de cortocircuito así como analizar y mejorar el sistema de protección de una subestación y sus alimentadores. Además se expone la ventaja de utilizar un dispositivo electrónico inteligente (IED) para mejorar la confiabilidad de la red y cómo una herramienta computacional se complementa para ajustar y coordinar las protecciones.

El estudio de flujo de potencia es necesario para el ajuste de los elementos de protección y el análisis de cortocircuito sirve para realizar la coordinación de los mismos.

Este trabajo puede servir de guía al momento de realizar un estudio de coordinaciones de protecciones para una subestación con características específicas; ya que se utilizan suposiciones prácticas y teóricas basadas en la experiencia de ingenieros del área de distribución eléctrica y en el análisis pertinente de las ecuaciones matemáticas del sistema.

Palabras claves— Flujo de potencia, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones, dispositivo electrónico inteligente, IED.

Abstract— This work proposes using computational tools to perform power flow studies and short-circuit analyses, as well as for analysing and improving the protection system of a substation and its feeders. It also presents the advantage of using an intelligent electronic device (IED) to improve network reliability and to adjust and coordinate protections as a complementary computational tool.

The power flow study is necessary for adjusting certain protection elements and the short-circuit analysis is used to coordinate them.

This work might be used as a guide when performing a study of protective devices coordination for a substation with specific characteristics, as it uses practical and theoretical assumptions based

on the experience of engineers in the electricity distribution field and in the pertinent analysis of the system's mathematical equations

Index Terms— Power Flow, Short-Circuit Analysis, Protective Devices Coordination, Intelligent Electronic Device (IED).

1. INTRODUCCIÓN

La coordinación de protecciones se define como el proceso para determinar los ajustes de los dispositivos de protección en una subestación eléctrica, de esta coordinación dependerá el buen o mal funcionamiento del sistema. [1]

La utilización de Métodos Computacionales para el análisis de la coordinación de las protecciones si bien en un principio fue aplicado a una subestación específica, puede ser utilizada para otras subestaciones del país con características similares.

Las características de la subestación en estudio tienen que ser las siguientes:

- Tener un transformador de potencia trifásico reductor con refrigeración tipo ONAN/ONAF y conexión Δ / Y .
- El patio de los alimentadores debe tener configuración de Barra Principal y Barra de Transferencia.
- Alimentadores de tipo radial.
- Sistema de puesta a tierra de tipo mallado.

2. ESTUDIO DEL FLUJO DE POTENCIA

El flujo de potencia del sistema se utiliza para analizar gráficamente condiciones operativas y resultados.

Los criterios que deben ser considerados cuando se realiza un estudio de flujo de potencia son: Flexibilidad Operacional, Nivel de Confiabilidad, Niveles de Sobrecarga y una Regulación de Voltaje del más o menos 2,5% ante cualquier contingencia operativa. [2]

El estudio de flujo de potencia fue realizado para condición de máxima demanda y mínima demanda; para lo que se necesita datos de voltaje, capacidad nominal e impedancia del transformador de potencia así como de los conductores de los alimentadores. Este estudio es necesario para realizar el ajuste de los dispositivos de protección.

Para el análisis de ambos casos se utilizó el programa POWER WORLD versión 14, los datos del sistema que se ingresen deben estar en por unidad [p.u.], para ello debemos referir las impedancias de las líneas y transformadores a una misma base, por ejemplo una base de 100 MVA.

El análisis del flujo de potencia muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras con magnitud y ángulo.
- Consumo de las alimentadoras.
- Factor de potencia.
- Requerimientos de potencia Reactiva.
- Ajustes de TAPS de los Transformadores.

3. ANÁLISIS DE CIRCUITO

Se realiza análisis de Cortocircuito para seleccionar y determinar la coordinación de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema en condiciones de falla.

Para este análisis debe considerarse condiciones anormales de operación que podrían causar fenómenos indeseables como flujos de corrientes que puedan dañar equipos, caídas de voltaje y creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal. [3]

Para el análisis de las corrientes de Cortocircuito, en las barras de la subestación, se utilizó el programa POWER WORLD versión 14, con similares consideraciones utilizadas en el estudio de flujo de potencia.

Conociendo la característica de aterrizamiento de la subestación en estudio, el análisis de cortocircuito se lo puede realizar para las siguientes fallas:

- Falla trifásica a tierra.
- Falla de fase a tierra.
- Falla de fase a fase.
- Falla de dos fases a tierra.

Para el cálculo de las corrientes de falla en los alimentadores pueden utilizarse las ecuaciones de corriente de fase a tierra y de corriente de fase a fase [3], ya que estas dos son la máxima y mínima corriente en un sistema de distribución.

4. AJUSTES Y COORDINACIÓN

El estudio de flujo de potencia y el análisis de cortocircuito son la base para los ajustes y coordinación de cualquier sistema de protección.

Para realizar la coordinación se utilizó el programa CYMTCC 4.5R13 donde se ingresaron los datos de los dispositivos de protección utilizados y de los elementos presentes en la subestación de distribución, ya que la base de datos del programa es extensa y contiene información de varios fabricantes.

Esta herramienta computacional es muy útil porque nos permitió corregir los diagramas de protección, cambiar la secuencia de operación y realizar análisis de fallas. Además, presenta en una sola gráfica tiempo vs. corriente las curvas de operación de los dispositivos de protección y de los elementos a proteger como:

- Curvas de arranque de motores.
- Curvas de daño térmico de cables y conductores.
- Curvas de resistencia, puntos de corrientes de arranque y térmicos de transformadores.

Otra ventaja que presenta el programa CYMTCC es que puede ser instalado como un aplicativo dentro del simulador CYMDIST, programa utilizado para simular flujos de potencia en la mayoría de las empresas eléctricas de distribución del país, con esto el usuario puede diseñar esquemas de coordinación y efectuar análisis que realiza el CIMDIST, todo en una única plataforma. [4]

A continuación se va a hablar de los dispositivos de protección usados por las empresas eléctricas.

Un dispositivo de protección para el transformador de potencia es un relé digital que contenga como función principal la protección diferencial. Uno comúnmente usado es el relé digital TPU-2000R de marca ABB, este está orientado a la protección de transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, también sirve de protección de respaldo de sobrecorriente para fallas externas. El TPU-2000R tiene restricción armónica, e impide la operación con irrupción o flujo magnetizante y sobreexcitación. [5]

Las funciones de este relé y las más usadas en la protección de una subestación eléctrica de distribución son:

- Protección diferencial
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso
- Protección de sobrecorriente instantánea
- Protección de desbalance

Otros dispositivos de protección presentes en una subestación de distribución para protección de los alimentadores son los reconectores y el relé de frecuencia, este último es usado para desconexión de carga por baja frecuencia en el sistema nacional interconectado.

Fuera de las subestaciones de distribución para protección de ramales o bancos de capacitores se usan normalmente fusibles. En ocasiones se puede utilizar Intellirupters [6] para seccionamiento de la troncal o para protección de alguna carga importante o sensible en alguno de los alimentadores.

Un detalle que influye en este análisis es la selección de los transformadores de corriente, en [7] se recomienda que los transformadores de corriente (TC) debe ser elegido de tal forma que la corriente en su secundario se aproxime a 5 A para la máxima corriente de carga y menor a 100 A para la máxima corriente de falla, con el fin de evitar que se produzca una diferencia de potencial muy grande que lo sature.

En [8] se definen los rangos de selección para los transformadores de corriente cuando se los utiliza para protección y/o medición, a continuación se muestra en las Tablas 1 y 2 los rangos de transformadores de acuerdo a:

- a: Su razón de transformación.
- b: Su potencia de precisión.
- c: Su clase de precisión.
- d: Características dependientes de su saturación.

Tabla 1: Clasificación de transformadores de corriente usados para protección

PROTECCIÓN			
a	b	c	d
2500/1 A	15 VA	5P	20
↓	↓	↓	↓

Tabla 2: Clasificación de transformadores de corriente usados para medición

MEDICIÓN			
a	b	c	d
500/5 A	20 VA	CL 0,5	F _s 3
↓	↓	↓	↓

4.1. Ajustes

Para que los datos de ajustes de los dispositivos de protección que se ingresan al programa CYMTCC 4.5R13 sean los apropiados, es necesario considerar los siguientes criterios.

4.1.1 Protección de porcentaje diferencial para el transformador (87T)

Para realizar el ajuste es necesario determinar:

- 1) El desfase del transformador de potencia entre los lados de alto y bajo voltaje.
- 2) Las corrientes nominales del transformador de potencia para los lados de alto y bajo voltaje.
- 3) Las corrientes nominales referidas al secundario del transformador de corriente previamente seleccionado.
- 4) La corriente de restricción (IR) usada en el relé luego de la compensación interna, esta última es dada por el fabricante.

La condición de operación del relé debe ser:

$$I_{op} > K * I_R \quad (1)$$

Donde K es un coeficiente que evita que la protección diferencial opere incorrectamente cuando no hay falla interna. [9]

La selección de la pendiente de esta protección depende del análisis de los errores en los instrumentos de medición, desfases de ángulos, porcentaje de desajuste M que se halla en (2) y de operaciones del

transformador de potencia por ejemplo arranque, cambios de TAPs o funcionamiento en vacío. La pendiente representa la suma de todos estos porcentajes.

En [9] se recomienda que en relés diferenciales para protección de transformadores un buen porcentaje de error debe estar entre 20% y 60%, para proveer un amplio margen de seguridad.

Fórmula para calcular el desajuste por errores [9]:

$$M = 100 * \frac{\frac{I_h}{I_l} \frac{T_h}{T_l}}{\frac{T_h}{T_l}} \quad (2)$$

Donde:

Ih e Il: son valores de corriente nominal referida a los secundarios de los transformadores de corriente para el lado de alto y bajo voltaje respectivamente.

Th y Tl: son la relación de transformación de los transformadores de corriente para los lados de alto y bajo voltaje respectivamente.

4.1.2 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso para los alimentadores (51P)

La protección de sobrecorriente de tiempo inverso opera cuando la corriente que mide el relé supera el umbral de ajuste de disparo con un tiempo de retardo, dependiendo de la magnitud de la corriente.

Para el ajuste de la corriente de operación del relé se utiliza la máxima corriente de carga referida al secundario del transformador de corriente respectivo, y multiplicado por un factor que impida la incorrecta operación por una posible condición de sobrecarga. [9]

4.1.3 Protección de sobrecorriente instantáneo para los alimentadores (50P)

La protección de sobrecorriente instantánea opera de forma inmediata abriendo el interruptor principal del transformador cuando se supera el valor de ajuste de disparo en cualquiera de las fases.

El ajuste de esta protección se la realiza en base a la máxima corriente de falla referida al secundario del transformador de corriente respectivo, y es un múltiplo de la corriente de operación de la protección de sobrecorriente de tiempo inverso 51P. [9]

4.1.4 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso para los alimentadores (51N)

Esta protección se la puede ajustar entre el 20% y el 40% de la corriente nominal del transformador de potencia [10]; sin embargo en subestaciones de distribución los niveles de desbalance esperados son altos por pérdida de carga debido a despeje de fallas en ramales, por lo que se recomienda que este ajuste debe ser entre 35% y 40%.

4.1.5 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa para los alimentadores (46)

En subestaciones de distribución la protección de sobrecorriente de secuencia negativa es usada como alarma por una posible condición de falla de línea a línea, donde $I_a = I_b = I_c = 0$ y la corriente de secuencia negativa es igual al 58% de I_a . [5] I_a , I_b e I_c son corrientes de línea.

Esta protección tiene un ajuste menor al de la función 51, ya que para condiciones normales de carga balanceada las componentes de secuencia negativa en este caso son cero.

4.1.6 Protección de baja frecuencia para los alimentadores (81)

El CENACE implementa esquemas de alivio de carga por baja frecuencia en cumplimiento de lo establecido en la Regulación No. CONELEC 006/00 "Procedimientos de Despacho y Operación" y debe ser implementado en el ajuste del relé de protección de baja frecuencia por las Empresas Distribuidoras del país. El último tiene vigencia para el período estacional lluvioso de Octubre 2013 a Marzo 2014 y se presenta a continuación [11]:

Tabla 3: Esquema de alivio de carga por baja frecuencia del CENACE.

Porcentajes de Desconexión de Carga				
Paso	Frecuencia (Hz)	Tiempos de actuación (ciclos)	Desconexión de carga (%)	Desconexión acumulada de carga (%)
1	59,4	12	6%	6%
2	59,2	12	6%	12%
3	59,1	12	6%	18%
4	59,0	12	6%	24%
5	58,8	12	6%	30%
6	58,6	12	7%	37%
7	58,5	12	8%	45%

La implementación del tiempo de actuación debe considerar la temporización del relé más el tiempo de apertura del interruptor principal.

4.1.7 Ajuste de reconectores para protección de los alimentadores

En una línea aérea de distribución sólo un 10% de las fallas son de carácter permanente, por tal motivo es necesario el uso de reconectores ya que estos tienen la característica de volver a conectarse de modo automático si la falla es temporal y permiten aislar los cuatro circuitos de salida de la subestación; además sirven de protección de respaldo para fallas en ramales. [12]

El ajuste de la mínima corriente de operación del reconector debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga del alimentador.

Sin embargo, para realizar el ajuste se debe analizar posibles transferencias de carga entre alimentadores, así como, que la mínima corriente de falla puede ocurrir al final de la línea y que el reconector debe censurar e interrumpir la falla.

En la selección de los reconectores algunos factores que deben considerarse son [12]:

- El voltaje nominal del reconector debe ser igual o mayor al voltaje del sistema.
- La capacidad nominal de interrupción del reconector debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla.
- El reconector debe coordinar con otros dispositivos de protección tanto para el lado de la fuente como del lado de la carga.

4.2. Selección de Fusibles

Los fusibles son usados, en los ramales de los alimentadores, para protección de los transformadores de distribución y bancos de capacitores.

4.2.1 Fusibles para protección de transformadores de distribución

La selección de un fusible para protección de carga depende de tres componentes que son [12]:

- El voltaje nominal del fusible debe ser igual o mayor que el voltaje de fase del sistema, además debe ser considerado que el nivel básico de aislamiento sea el adecuado.

- La corriente nominal del fusible debe ser igual o mayor que la máxima corriente de carga, incluyendo sobrecargas y armónico sostenidos, en el punto de ubicación del fusible.
- El valor nominal de interrupción simétrico debe ser igual o mayor que la máxima corriente de falla calculada del lado de la carga del fusible.

Además debe considerarse otros factores que afectan el tiempo de fusión de los fusibles como son [12]:

- Las corrientes generadas por conexión de carga incrementan la temperatura de los fusibles y disminuyen su tiempo de fusión.
- Temperaturas ambiente mayores a 30 °C en la ubicación del fusible reducen el tiempo de fusión y temperaturas ambiente menores a 20 °C pueden incrementar el tiempo de fusión de los fusibles.
- Las corrientes de fallas menores de corta duración pueden fundir parcialmente al fusible provocando una reducción significativa del tiempo de fusión de estos.

Existen tablas dadas por los fabricantes y normas que ayudan en la selección de fusibles para la protección de los transformadores de distribución, estos varían de acuerdo a sus capacidades nominales y del tipo de carga que alimentan. [13]

4.2.2 Fusibles para protección de bancos de capacitores

Los fusibles para protección de los bancos de capacitores, los cuales se encuentran ubicados en varios puntos de los alimentadores, son escogidos según los criterios establecidos por EEI-NEMA basados en las curvas de ruptura del tanque. [12]

4.3. Coordinación

Para comenzar se debe diferenciar las zonas a proteger y establecer los criterios de coordinación, a continuación se muestra un ejemplo del diagrama unifilar de una subestación de características antes definidas.

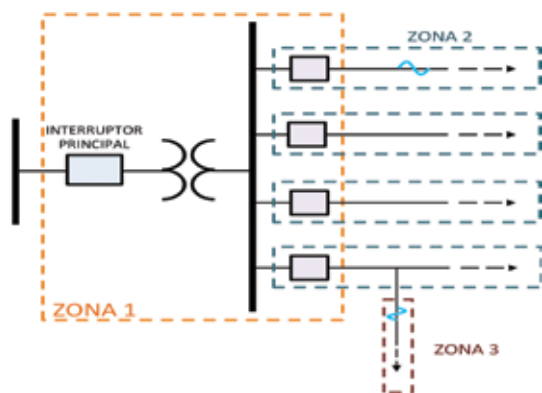


Figura 1: Zonas de Protección

Para realizar la coordinación en el programa CYMTCC debe seguirse el siguiente orden y los criterios expuestos a continuación.

La coordinación se la realiza desde la carga hacia la fuente, en este caso la fuente es el transformador de poder en la subestación de distribución.

Una vez seleccionados los fusibles para protección de ramales, estos deben coordinar con los reancladores que se encuentran a la salida de la subestación para cada alimentador; esto es, la zona 3 debe coordinar con la zona 2.

Los fusibles tienen dos curvas características de operación de mínimo tiempo de fusión y de máximo tiempo de fusión; los reancladores tienen varias curvas de operación las cuales se diferencian en los tiempos de actuación. Las reglas que deben ser consideradas para la coordinación de estos elementos son [12]:

- 1) La curva de mínimo tiempo de fusión debe ser mayor que el tiempo de despeje de la curva rápida de operación del reanclador multiplicada por un determinado factor para la máxima corriente de falla en el punto de ubicación del fusible. Este factor permite que exista mayor tiempo de operación entre las dos curvas con el fin de evitar que el fusible se fatigue o se dañe y le da tiempo para que este se enfríe. Además este factor depende del tiempo de reconexión y la secuencia de operación del reanclador. En la Tabla 4 se presentan estos factores.
- 2) La curva de máximo tiempo de fusión no debe superar el tiempo de operación de la curva lenta del reanclador para la mínima corriente de falla porque la idea es que el fusible se quemé despejando la falla antes que el reanclador opere (de la orden de interrumpir la corriente).

Si las curvas están muy cercanas puede que el reanclador dispare sin que el fusible haya despejado la falla.

Tabla 4: Factores K usados para desplazar la curva rápida de operación del reanclador en el tiempo.

Tiempo del reanclador (ciclos)	Una operación rápida		Dos operaciones rápidas	
	Promedio	Máximo	Promedio	Máximo
25 - 30	1,3	1,2	2	1,8
60	1,3	1,2	1,5	1,35
90	1,3	1,2	1,5	1,35
120	1,3	1,2	1,5	1,35

Para el caso de que se deba coordinar un interruptor con un reanclador, se lo realiza como que fuese otro reanclador ya que sus características de operación son similares; esto es, el interruptor debe operar y despejar la falla antes que el reanclador actúe y desconecte toda la carga del alimentador. Se debe tener precaución al escoger el tiempo de operación, ya que como son de diferente marca podrían operar simultáneamente.

El siguiente paso es coordinar los reancladores con el relé de protección del transformador de potencia, zona 2 con zona 1. El principio de coordinación es que la suma de todas las operaciones del reanclador debe ser más rápida que la curva de operación del relé.

Para la máxima corriente de falla en la ubicación del reanclador, la curva de operación del relé referida al lado de la carga del transformador, debe ser mayor que el tiempo promedio de despeje de falla de la curva lenta de operación del reanclador, en un intervalo de coordinación de 0,2 a 0,25 segundos. [14]

El relé y los reancladores deben coordinar para la mínima y máxima corrientes de falla, y verificar que no exista problema alguno con la corriente de magnetización del transformador.

Para protección de todos los cables y conductores hay que tener presente que sus curvas de daño estén por encima de las curvas de operación de los diferentes elementos de protección.

5. DISPOSITIVO ELECTRÓNICO INTELIGENTE (IED)

Los ajustes y coordinación expuestos en el presente artículo aseguran que los elementos del sistema serán protegidos. Sin embargo, cuando

ocurren fallas produciendo apagones, las empresas eléctricas en ocasiones no detectan dichos apagones hasta recibir reclamos de los consumidores, y para determinar las zonas afectadas de la red es necesario un desplazamiento físico del personal de la empresa.

Un avance tecnológico para mejorar el sistema de protección y la confiabilidad de la red es utilizar un dispositivo electrónico inteligente (IED), lo que permitirá a las empresas eléctricas conocer lo que ocurre con la operación de las subestaciones en tiempo real, además se podrá detectar fácilmente la ocurrencia de fallas, limitando la duración de los apagones y evitando posibles disparos innecesarios en la subestación; características que no poseen los relés convencionales como el TPU-2000R.

Una opción que se presenta para protección diferencial de transformadores de potencia es el relé SEL-487E que cumple con la norma IEEE C37.118 de medición sincrofasorial para ángulos de fase, corrientes y voltajes. Este relé tiene la posibilidad de ser programado y de guardar seis diferentes configuraciones de ajustes, por ejemplo para una condición de operación con sobrecarga, transferencias de carga por mantenimiento de una subestación, por variaciones de carga debido a cambio de estaciones de clima o por una condición emergente de operación. El relé SEL-487 tiene algunas funciones similares a las del relé TPU-2000R, sin embargo presenta protecciones adicionales como [12]:

- Protección para sobre o baja frecuencia.
- Protección para sobrecalentamiento del transformador.
- Regulación de voltaje – frecuencia.

El programa CYMTCC puede ser utilizado para configurar el relé con seis diferentes ajustes y secuencias de operación, ya que este programa permite modificar los parámetros en línea. La programación del relé se la realiza en forma local o remota de tal manera que se tiene un dispositivo inteligente.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La protección de los elementos de un sistema de distribución está asegurada, si los criterios de ajustes y coordinación expuestos en este artículo son utilizados.

La utilización de la herramienta computacional CYMTCC 4.5R13 presenta ventajas para coordinación de protecciones ya que permite corregir los diagramas de protección, cambiar la secuencia de operación, realizar análisis de fallas y simulaciones con valores reales de la red.

Los dispositivos electrónicos inteligentes como el SEL-487E mejoran el sistema de protección reduciendo falsos disparos y proporcionando una advertencia temprana de inestabilidad potencial de la red, ya que permiten conocer lo que ocurre en tiempo real.

El relé SEL-487E puede ser modificado de forma remota desde un solo cuarto de control, permitiendo tener comunicadas todas las subestaciones que tengan este relé, con lo cual se enmarca dentro de las “Redes Inteligentes”.

Cuando se utilizan relés convencionales dentro de una subestación de distribución, se recomienda realizar mantenimientos preventivos de todos los dispositivos de protección a fin de evitar errores de medición, falsos disparos, entre otros.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Stanley H. Horowitz, (2008). “Power System Relaying”, Jhon Wiley & Sons Ltd, 3ra Edición, West Sussex, Inglaterra.
- [2] Jhon J. Grainger y William D. Stevenson Jr., (1996). “Análisis de Sistemas de Potencia”, Editorial McGRAW-HILL/ Interamericana de México, 1ra Edición en Español, México.
- [3] Layana José, (2010). “Análisis de Falla en los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Editorial Centro y Difusión de Publicaciones ESPOL, 1ra Edición, Guayaquil, Ecuador.
- [4] Cooper Power Systems, (2011). "CYMTCC, Coordinación de los dispositivos de protección". CYME International, disponible (online) en:

<http://www.cyme.com/es/software/cymtcc/B1100-09002S-CYMTCC.pdf>
- [5] ABB, (2002). "Unidad de Protección para distribución ABB 2000r. Manual de instrucciones". ABB IB 7.11.1.7-4. Disponible (online) en: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/51a7be14b99f695c852571fc004aedd5/\\$file/IB7.11.1.7-4E\(Spanish\).pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/51a7be14b99f695c852571fc004aedd5/$file/IB7.11.1.7-4E(Spanish).pdf)
- [6] S&C Electric Company, (2013). "S&C IntelliRupter PulseCloser. Specifications". S&C Specification Bulletin 766-31. Disponible (online) en:

- [7] Norma C57.13-1993 ANSI/IEEE Standard, "Requirements For Instrument Transformers".
- [8] Schneider Electric España S.A., (2001). "Transformadores de intensidad: errores de especificación y soluciones". Cuaderno Técnico Schneider n° 195. Disponible (online) en: http://download.schneider-electric.com/files?p_File_Id=16911340&p_File_Name=CT195.pdf
- [9] J. Lewis Blackburn, (2006). "Protective Relaying Principles and Applications", Taylor & Francis Group Ed, 3ra Edición, Florida, USA.
- [10] Ramírez Carlos, (2003). "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", Editorial Impresoras Gráficas Ltda. Colombia.
- [11] CENACE (2013). "Informe de determinación del esquema de alivio de carga por baja frecuencia para el S.N.I.", Quito, Ecuador.
- [12] McGraw-Edison Power Systems Division, "Distribution System protection manual", McGraw Hill – Edison Company, Pittsburgh, USA.
- [13] Reproel: Tablas de aplicación, sistemas de baja y media tensión, disponible (online) en: http://www.dimater.com.ar/public/images/archivos/tabla_aplicacion.pdf
- [14] Castro G., Galarza C., Palacios C., (2013). "Estudio de la Coordinación de las Protecciones por Métodos Computarizados Aplicados a la Subestación Alborada 1", ESPOL, Ecuador.
- [15] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, (2012). "SEL-487E Transformer differential Relay" Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Disponible (online) en: <https://www.selinc.com/SEL-487E/>



Cindy Palacios.- Nació en 1989 en la ciudad de Shell, Ecuador. Realizó sus estudios secundarios en la Unidad Educativa San Vicente Ferrer y sus estudios superiores en la Escuela Superior Politécnica del Litoral, donde obtuvo el título de Ingeniera en Electricidad especialización Potencia en abril del 2013. Actualmente trabaja en la Dirección de Transacciones Comerciales del Centro Nacional de Control de Energía.