

Coordinación de protecciones en sistemas eléctricos de distribución considerando la introducción de generación distribuida

Coordination of protections in electrical distribution systems considering the introduction of distributed generation

Wilian Patricio Guamán Cuenca¹, Nicolás Alejandro Mayorga Lozada² y
Xavier Alfonso Proaño Maldonado³

Recibido: 7/07/2023 y Aceptado: 24/06/2024
ENERLAC. Volumen VIII. Número 1. Junio, 2024
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522(digital)



59

1.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador
wilian.guaman8956@utc.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-9905-8231>

2.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador
nicolas.mayorga9114@utc.edu.ec

3.- Universidad Técnica de Cotopaxi. Ecuador
xavier.proano@utc.edu.ec
<https://orcid.org/0000-0002-8271-8838>



Resumen

Los sistemas de distribución están en un crecimiento constante, por ello es necesario implementar nuevas tecnologías de generación para satisfacer toda la demanda. La generación distribuida (GD) es una interesante alternativa en el Ecuador, dado sus abundantes recursos naturales. Sin embargo, la inclusión de GD cambia los valores operativos y corrientes de cortocircuito, afectando la coordinación de protecciones. En este trabajo, se utiliza el software DigSILENT PowerFactory para la coordinación de las protecciones del sistema eléctrico de la provincia de Cotopaxi en Ecuador. Posteriormente, se determinan los puntos y subestaciones idóneas para la instalación de GD fotovoltaica, con el fin de introducirlos al sistema de distribución. Finalmente, se verifica el estado de operación del sistema eléctrico por el efecto del ingreso de GD a la red, evidenciando que se requiere reajustar y volver a coordinar las protecciones eléctricas. Los resultados demuestran que el aporte de la GD a la corriente de falla es relativamente pequeño, no mayor al 5.00%.

PALABRAS CLAVE: Sistema de distribución, generación distribuida, coordinación de protecciones, DigSILENT PowerFactory, estudio de cortocircuito, fuente de energía fotovoltaica.

Abstract

Distribution systems are constantly growing, so it is necessary to implement new generation technologies to meet the entire demand. Distributed generation (DG) is an interesting alternative in Ecuador, given its abundant natural resources. However, the inclusion of DG changes the operating values and short-circuit currents, affecting the coordination of protections. In this work, the DigSILENT PowerFactory software is used for the coordination of the protections of the electrical system of the province of Cotopaxi in Ecuador. Subsequently, the points and substations suitable for the installation of photovoltaic DG are determined, in order to introduce them to the distribution system. Finally, the operating status of the electrical system is verified due to the effect of DG entering the grid, showing that the electrical protections need to be readjusted and re coordinated. The results show that the contribution of DG to the fault current is relatively small, no more than 5.00%.

61

KEYWORDS: Distribution system, distributed generation, protection coordination, DigSILENT PowerFactory, short-circuit study, PV energy source.

1. INTRODUCCIÓN

El frecuente uso de fuentes de energía de procedencia fósil ha ocasionado daños ambientales importantes a nivel global, principalmente por medio de las emisiones de CO₂, uno de los gases principales que causa el calentamiento global del planeta o también llamado efecto invernadero, culpable de los cambios climáticos. Por esta razón, las energías renovables variables (ERV) se están utilizando cada vez más en todo el mundo, desde grandes plantas de generación hasta generación in situ en los sistemas eléctricos de distribución, denominada generación distribuida (GD) (Muñoz et al., 2018).

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en comparación con otras fuentes de energía renovable. Según los datos recientes, la capacidad de energía fotovoltaica instalada a nivel mundial ha aumentado en un 22% en el año 2022 en comparación con el año anterior (Elcacho, 2023). En Ecuador, la disposición normativa emitida por la Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales no Renovables, denominada ARCERNNR 013-2021, permite una generación fotovoltaica límite de capacidad nominal de 1000 kW (ARCERNNR, 2021).

En Estados Unidos y en la mayoría de los países europeos, la GD representa más del 10% de la capacidad instalada, inclusive, en Dinamarca y Países Bajos, esta forma de generación ha alcanzado más del 30% de la capacidad instalada total. En Austria, el 78% de su producción eléctrica fue de energías renovables para el año 2010 (Sánchez de la Cruz et al., 2018). Aunque no existen datos oficiales de la GD instalada en los países latinoamericanos, las fuentes de energía eléctrica con recursos renovables, principalmente solar, eólica e hidráulica, han experimentado un crecimiento notable en el 2022, entre algunos países se encuentran Brasil, Chile, El Salvador y Guatemala con un aporte de 47.4%, 33%, 59.4% y 78% respectivamente de generación eléctrica a partir de recursos renovables (OLADE, 2023).

Al instalar GD, se pueden obtener varios beneficios, incluyendo una disminución de los costos de pérdidas en la distribución y transmisión eléctrica. También se pueden eludir los costos de expansión del sistema de distribución y transmisión, y reducir los costos de mantenimiento de la infraestructura. Además, la GD puede proporcionar mayor confiabilidad a los usuarios cercanos, minimizar las caídas de tensión, mejorar el factor de potencia e incrementar la calidad de energía. Sin embargo, también hay problemas que pueden surgir debido a la incorporación de GD, incluyendo la descoordinación y pérdida de sensibilidad en el sistema de protección, problemas en la reconexión, cambios en la tensión, armónicos, sobretensiones, flujos de potencia bidireccionales y variaciones en el valor de las corrientes de cortocircuito (Morales Vallejo, 2007). Por lo tanto, es crucial que las empresas distribuidoras revisen los esquemas de coordinación de protecciones eléctricas ante la introducción de GD en la red eléctrica. Esto no solo mejora la confiabilidad y selectividad del sistema de protección, sino que también aumenta la calidad y continuidad del servicio a los consumidores.

Varios trabajos previos han estudiado el impacto de GD en sistemas eléctricos de distribución. El trabajo de Morales Vallejo (2007) se enfoca en una red real de distribución y establece distintos escenarios en que la GD afecta a la coordinación de protecciones, lo cual permite determinar los ajustes de los relés de sobrecorriente para mantener la coordinación, aun con GD. Por otro lado, Merla Ibarra (2018), desarrolla una investigación de Simulación y protección de sistemas eléctricos de distribución tipo radial mediante ETAP con y sin GD. Se elabora y analiza el alimentador TZE-5390 Xilitla, concluyendo que la penetración de la GD en el alimentador tiene un impacto en la coordinación de protecciones en ciertos puntos de la red. En Ecuador, Soria Colina (2016) realiza un estudio de los esquemas de protecciones de EMELNORTE teniendo en cuenta la GD presente en la empresa, utilizando Cymdist. También, Morante del Rosario & Salcán

Reyes (2019) proponen una metodología para la coordinación de los relevadores de sobrecorriente considerando elementos direccionales en sistemas de distribución eléctrica que incluyen GD. La metodología utilizada permite determinar los ajustes óptimos en cada escenario, obteniendo de esa manera una mejor sensibilidad y selectividad en el sistema de protecciones eléctricas. Finalmente, Cabrera Buestán (2021) analiza un método de coordinación en alimentadores radiales con presencia de GD, donde se revisa cada componente de protección, conservando en lo posible la infraestructura inicial, teniendo en cuenta las restricciones operativas y constructivas de los reconectores, relés, y fusibles instalados.

El Ecuador es un país que se mantiene en constante desarrollo, lo que conlleva al aumento de la demanda de energía eléctrica, la GD es una alternativa promisoría para enfrentar este desafío, sin embargo, hay información limitada sobre el impacto de la GD en la coordinación de protecciones en las redes eléctricas del sistema nacional. Este trabajo pretende reducir esta brecha, mediante la aplicación a un caso de estudio real de coordinación de protecciones antes y después de la inclusión de GD, usando

como caso de estudio el sistema eléctrico de la provincia de Cotopaxi. Dadas las condiciones geográficas de Cotopaxi, se considerará como GD exclusivamente a la generación fotovoltaica. Las principales contribuciones de este trabajo se detallan a continuación:

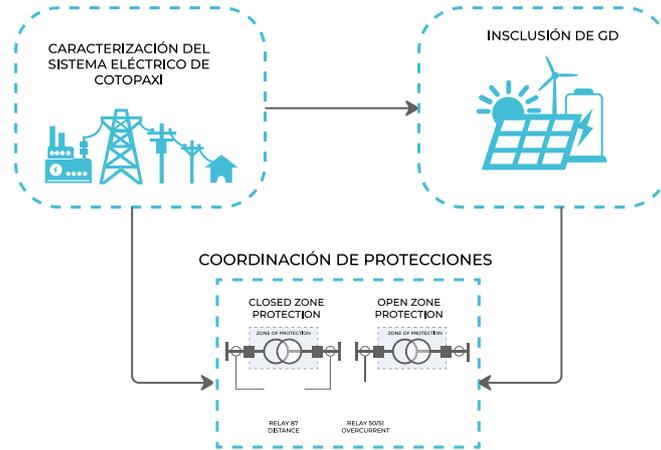
- 1) Se presenta un caso de estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico real de la provincia de Cotopaxi en Ecuador.
- 2) Se propone un esquema de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de Cotopaxi, considerando la inclusión de GD. La ubicación y dimensionamiento de la GD se basa en un estudio de irradiación y georreferenciación de las subestaciones para instalación de generación fotovoltaica.

2. METODOLOGÍA

Para el desarrollo del caso de estudio, se toma como punto de partida el trabajo de investigación de Bernal Rivera (2022), quien estudia la confiabilidad del sistema eléctrico de Cotopaxi usando el software DigSILENT PowerFactory, basado en datos reales otorgados por la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A (ELEPCOSA), empresa distribuidora de energía en la provincia de Cotopaxi - Ecuador. El sistema eléctrico de Cotopaxi está alimentado por las subestaciones Ambato, Mulaló y Quevedo, no obstante, para el presente trabajo se tendrán en cuenta únicamente a las subestaciones Ambato y Mulaló, por el hecho de que están interconectados entre sí, lo que permite verificar la interacción de las protecciones eléctricas de este sistema, tal como se realiza en el trabajo de Guano Sinchiguano (2017).

Se estudia la coordinación de protecciones del sistema de distribución actual, teniendo en cuenta las características de la red eléctrica en estado de operación normal y en cortocircuito. Luego, se detalla la ubicación, la capacidad y características del sistema fotovoltaico. Finalmente, se verifican los cambios en el estado de operación del sistema eléctrico después de la inclusión de la GD y el impacto que tuvo en el sistema de protecciones integrado anteriormente, para reajustar el tiempo de operación de las protecciones eléctricas y garantizar una operación confiable. La Figura 1 detalla la metodología propuesta para estudiar la coordinación de protecciones ante el ingreso de GD en el caso de estudio propuesto de ELEPCOSA.

Figura 1. Metodología de Coordinación de protecciones en presencia de GD

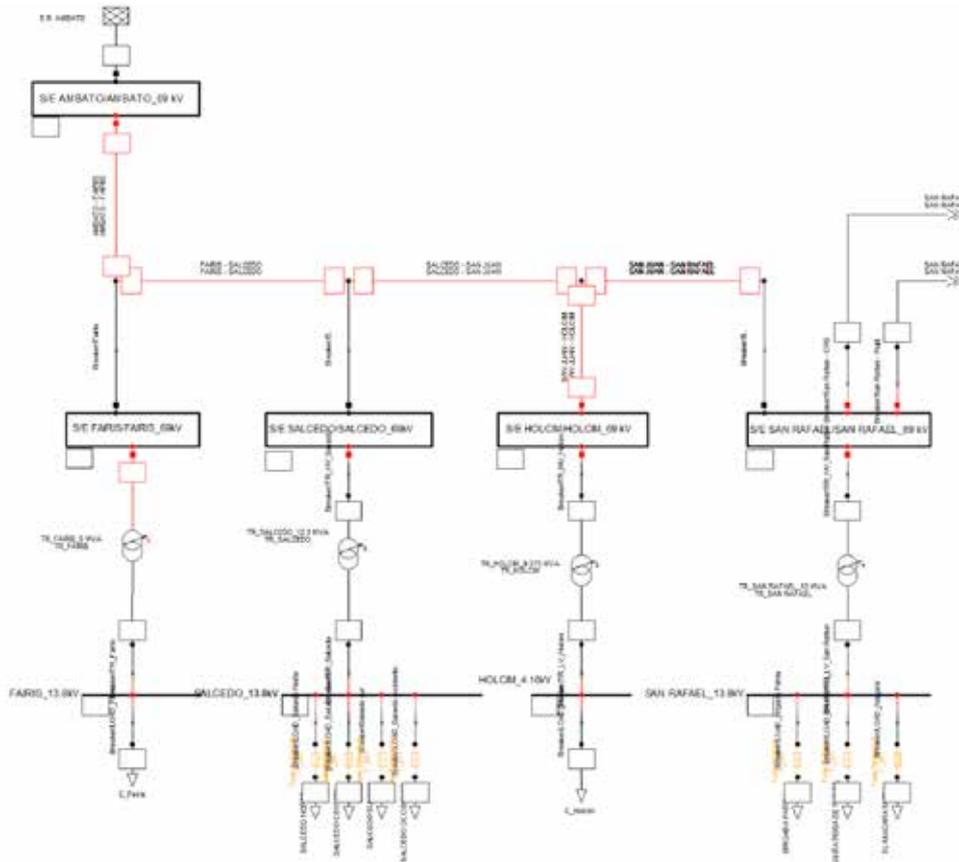


Fuente: Elaborado por los Autores

Las protecciones son ubicadas de tal manera que garanticen la selectividad en cada zona de la red, conformada por: barras, líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y alimentadores. Los equipos de protección que se utilizan son dos modelos de relés de la marca ABB, el RET 630 y REF 630, donde, para líneas y cabecera del alimentador se utiliza el modelo REF 630, mientras

que, para transformadores se utiliza el modelo RET 630. Además, los alimentadores son coordinados con su fusible máximo aguas abajo de la red de distribución. En la Figura 2 se presenta una parte del sistema eléctrico de Cotopaxi donde se realiza la coordinación de protecciones, específicamente en la subestación Salcedo.

Figura 2. Esquema del Sistema Eléctrico Cotopaxi



Fuente: Elaborado por los Autores

2.1 Selección de la relación de transformación

La relación de transformación de los transformadores de Corriente (TC), es determinada, considerando una clase de precisión 5P20, C-100, la corriente nominal y máxima de cortocircuito. A continuación, se muestra la Ecuación (1) que permite garantizar que el TC no se sature ante la corriente de falla máxima (Ramírez Castaño, 2003).

$$x \geq \left(\frac{5}{100}\right) * I_{sc} \quad (1)$$

Donde:

- x: Relación de transformación del TC en el lado primario.
5: Valor estandarizado de corriente en el lado secundario del TC.
I_{sc}: Corriente máxima de cortocircuito.

Los transformadores de potencial (TP) se calculan de acuerdo con la relación de transformación de potencial estándar en el mercado, donde la selección del valor del lado primario se determina considerando el máximo voltaje nominal permitido en el sistema, y el secundario se escoge considerando el valor estandarizado de 110 voltios, voltaje con el cual operan los relevadores de ELEPCOSA.

Para la selección del TC se debe determinar el valor máximo entre la corriente nominal y el valor obtenido en la Ecuación (1). La Tabla 1 muestra las relaciones de transformación para transformadores de corriente estándar, donde, la corriente secundaria en todos los casos es de 5 amperios.

Tabla 1. Relaciones Estándar del TC

Relación de transformación de corriente del TC	
Corrientes primarias nominales	Corrientes secundarias nominales
50	5
100	5
200	5
300	5
400	5
500	5
600	5
800	5
900	5
1000	5
1200	5
1500	5
1600	5

Fuente: (Ramírez Castaño, 2003)

2.2 Ajuste de los relés de protección

En esta sección se detallan los criterios utilizados para ajustar la corriente de pickup, esta última constituye un valor de referencia para la operación

inicial del relevador de los relés de protección.

2.2.1 Cabecera del alimentador

La corriente pickup para la protección de sobrecorriente de fase es tomada directamente del valor de la capacidad de corriente del elemento (criterio utilizado por Empresas Distribuidoras de energía), en este caso, la capacidad de corriente para cada alimentador se obtiene a partir del calibre utilizado para su troncal principal, donde, se verifica que todos los alimentadores tienen salidas de cuatro conductores de cobre, 3 fases (3/0 cada una) y 1 neutro (1/0), datos que fueron tomados del Geoportal Web de la ELEPCOSA. Según el Catálogo de productos de Electrocables (Electrocables, 2018), dicho conductor tiene una capacidad de corriente de 250 amperios para calibre 3/0. Para la corriente

pickup en el lado secundario se divide el valor de capacidad de corriente definido, para la relación de transformación del TC, como lo muestra la Ecuación (2).

$$I_{pickup} = \frac{I_{nominal}}{RTC} \quad (2)$$

Donde:

I_{pickup} : Corriente de arranque de operación del relevador.
 $I_{nominal}$: Capacidad de corriente nominal.
 RTC : Relación de transformación del TC.

2.2.2 Transformadores y líneas de Subtransmisión

La corriente Pickup del dispositivo de protección ubicado en el transformador (alto y bajo voltaje) y línea de subtransmisión es determinado con la Ecuación (3):

$$I_{pickup} = \frac{(1.25 * I_{nominal})}{RTC} \quad (3)$$

Donde:

I_{pickup} : Corriente de arranque de operación del relevador.
 $I_{nominal}$: Corriente nominal.
 RTC : Relación de transformación del TC.
1.25: Factor de sobrecarga.

2.2.3 Ajuste de los relés de protección de fallas a tierra

El ajuste para la corriente de falla a tierra de los relevadores es determinado teniendo en cuenta el máximo desbalance que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un desbalance típico permitido es del 20%, así que la expresión de la Ecuación (4), llega a ser:

En alimentadores de distribución rurales el mayor desbalance puede elevarse al 30%, lo que es considerado para la coordinación de fallas a tierra en las protecciones ubicadas en la cabecera de los alimentadores del presente caso de estudio (Ramírez Castaño, 2003).

$$I_{pickup} = \frac{(0.2 * I_{nominal})}{RTC} \quad (4)$$

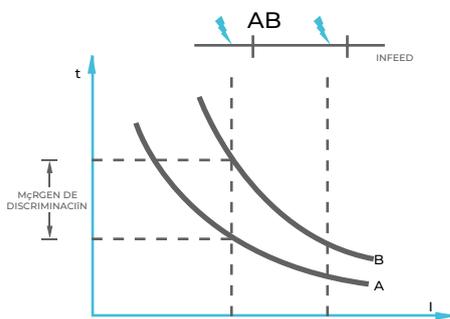
Donde:

I_{pickup} : Corriente de arranque de operación del relevador.
 $I_{nominal}$: Corriente nominal.
 RTC : Relación de transformación del TC.
0.2: Desbalance permitido.

2.3 Configuración del Dial entre dispositivos de protección

El tiempo de disparo de un relé de sobrecorriente puede ser retardado para garantizar que, en presencia de falla, el relé no actúe antes de la operación de cualquier otra protección localizada más cercana a la falla (Ramírez Castaño, 2003). La Figura 3 muestra la diferencia en el tiempo de operación de los relevadores en los mismos niveles de falla, para satisfacer el denominado “Margen de discriminación”.

Figura 3. Margen de discriminación entre dos curvas del relé de tiempo inverso



Fuente: Adaptado de Ramírez Castaño (2003)

El margen de discriminación para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std. 242 (2001), donde, al coordinar relés con fusibles aguas abajo, se debe tomar el tiempo total de despeje del fusible como punto de partida del intervalo de tiempo, que si se usa un relé estático el tiempo se puede configurar en 0.12 segundos, mientras que, para la coordinación entre relés un tiempo de 0.2 segundos. A continuación, la Tabla 2 resume el margen de discriminación mínimo de actuación entre dispositivos de protección.

Tabla 2. Margen de discriminación mínimo

Aguas Abajo	Aguas arriba
	Relé estático
Fusible	0.12 seg
Relé estático	0.2 seg

Fuente: (IEEE Std 242, 2001)

67

2.4 Emplazamientos para la inclusión de GD

La tecnología de GD a utilizar para la inclusión en el sistema eléctrico de Cotopaxi es la generación fotovoltaica, por su fácil instalación en comparación a las demás tecnologías disponibles, es amigable con el medio ambiente y tiene larga duración de vida con poco mantenimiento. De acuerdo con los datos del trabajo de Vaca & Ordóñez (2020) y los registros de la NASA, se estima que el nivel promedio de irradiación solar anual en la provincia de Cotopaxi tiene un valor aproximado de 4 kWh/m². Además, con la herramienta Google Earth se establece que las subestaciones que cuentan con espacio aledaño y la mejor ubicación para la instalación de GD son las subestaciones de distribución Pujilí, Lasso y Salcedo. Las características del sistema fotovoltaico en cada punto de instalación se muestran en la Tabla 3.

Posterior al ingreso de GD a la red de distribución de Cotopaxi se verifica el estado de operación del sistema eléctrico y se realiza nuevamente un estudio de cortocircuito para reconfigurar y

reajustar el sistema de protecciones, repitiendo el proceso completo previamente indicado.

Tabla 3. Características de los Sistemas Fotovoltaicos

Ubicación	Parámetros	Valores
Pujilí	Barra de conexión	S/E Pujilí 13.8 kV
	Potencia nominal pico	991 (kWp)
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
Salcedo	Barra de conexión	S/E Salcedo 13.8 kV
	Potencia nominal pico	996 (kWp)
	Inclinación	12 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
Lasso	Barra de conexión	S/E Lasso 13.8 kV
	Potencia nominal pico	996 (kWp)
	Inclinación	13 °
	Azimut	0 °
	Módulo PV	TSM-305PD14
	Inversor	CSI-30KTL-GI-L
	Área total utilizada	6,333 (m ²)

Fuente: Los Autores

3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

La inclusión de GD al sistema eléctrico de distribución de la provincia de Cotopaxi presenta su mayor incidencia en las protecciones aledañas a la barra en donde fue conectada, por ello, se

presentan los resultados del estudio de dichas protecciones eléctricas.

3.1 Relación de transformación del TC

Se presentan los resultados de la relación de transformación de los dispositivos de protección cercanos a la barra donde se conecta la GD. La Tabla 4 muestra la relación de transformación de

los relés de sobrecorriente ubicados en el lado de bajo voltaje y alto voltaje de los transformadores.

Tabla 4. Relación de transformación para relés de los transformadores antes de GD

Transformador	Lado bajo voltaje			Lado alto voltaje		
	I_{nom} (A)	I_{cc} (A)	RTC	I_{nom} (A)	I_{cc} (A)	RTC
Pujilí	209.185	2,773.157	300/5	41.837	3,153.869	200/5
Lasso	836.740	7,950.700	900/5	167.347	4,094.089	300/5
Salcedo	522.962	6,050.557	600/5	104.592	4,283.511	300/5

Fuente: Los Autores

A continuación, la Tabla 5 muestra los resultados de la relación de transformación de corriente (RTC) antes y después de la GD de los alimentadores conectados a sus respectivas subestaciones, donde se evidencia un cambio de la RTC únicamente en el alimentador "Acosa", debido al aporte a la corriente de cortocircuito

por parte de la GD (ver Ecuación 1). La relación de transformación del TC de las protecciones del transformador de potencia no se ven afectadas ante la inclusión de GD.

Tabla 5. Relación de transformación para relé a cabecera de alimentador considerando aporte de GD

S/E	Alimentador	I_{cc} sin GD (A)	I_{cc} con GD (A)	$\Delta\%$	RTC sin GD	RTC con GD
Pujilí	Apahua	2,773.157	2,911.347	4.983	200/5	200/5
Lasso	Acosa	7,950.700	8,095.958	1.827	400/5	500/5
Salcedo	Salcedo Sur	6,050.557	6,195.095	2.389	400/5	400/5

Fuente: Los Autores

3.2 Ajuste de la corriente pickup de los relés de sobrecorriente

La corriente pickup se determina únicamente para los relés del transformador de cada subestación eléctrica, dado que, la corriente de arranque del relé de sobrecorriente a cabecera del alimentador se toma el valor de 250 amperios en el lado primario, dicho valor es la capacidad de corriente del conductor 3/0.

también conservan su valor de corriente pickup, dado que, se determinan a partir de sus corrientes nominales y relación de transformación del TC, mas no de la corriente de cortocircuito, ver Ecuación (3).

La Tabla 6 muestra las corrientes de pickup de fase y tierra de los relés ubicados en el lado de bajo voltaje y la corriente pickup del relé de fase del lado de alto voltaje del transformador por su configuración Delta-Estrella. Los ajustes de corriente pickup después de GD se mantienen para el caso de las protecciones a cabecera del alimentador, por el motivo que está fijada a 250 amperios primarios, capacidad de corriente del conductor, en el caso de los transformadores

Tabla 6. Corrientes pickup para relé de sobrecorriente del transformador antes de GD

Transformador	Lado bajo voltaje				Lado alto voltaje		
	I_{nom} (A)	RTC	I_{pickup} (sec) (A)	I_{pickup} N(sec) (A)	I_{nom} (A)	RTC	I_{pickup} (sec) (A)
Pujilí	209.185	300/5	4.358	0.697	41.837	200/5	1.307
Lasso	836.740	900/5	5.811	0.930	167.348	300/5	3.486
Salcedo	522.962	600/5	5.448	0.872	104.592	300/5	2.179

Fuente: Los Autores

3.3 Ajuste de tiempo entre dispositivos de protección

La Tabla 7 presenta los resultados de la coordinación de protecciones antes de la inclusión de GD. El margen mínimo de discriminación mínimo para la coordinación de protecciones es tomado de la IEEE Std 242 (2001). Se muestran los resultados de la máxima corriente de cortocircuito, tiempo de operación de cada

protección y su margen de discriminación (ΔT) de la subestación Pujilí, Lasso y Salcedo.

Tabla 7. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de las subestaciones antes de GD

S/E	Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	ΔT
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	1,3865.783	0.013	0.133	0.120
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,773.157	0.176	0.380	0.204
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	0.030	0.236	0.206
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	0.467	0.685	0.218
Lasso	Fusible-Relé Acosa	39,753.501	0.013	0.213	0.200
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	7,950.700	0.240	1.819	1.579
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	0.027	0.242	0.215
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	2.317	2.521	0.204
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,252.783	0.013	0.219	0.206
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,050.557	0.271	0.933	0.662
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	0.030	0.237	0.207
	Relé BV TR_Salcedo -Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	1.164	1.384	0.220

Fuente: Los Autores

70

A continuación, se presentan los resultados de la coordinación de protecciones posterior a la inclusión de GD a las subestaciones de distribución de Cotopaxi. La Tabla 8 muestra los resultados de la máxima corriente de cortocircuito, que ahora es mayor por el aporte de la GD a la corriente de cortocircuito, tiempo

de operación de cada protección y su margen de discriminación (ΔT) de la subestación Pujilí, Lasso y Salcedo.

Tabla 8. Margen de discriminación para corrientes de falla máximas de las subestaciones con GD

S/E	Coordinación	Corriente de falla (A)	Tiempo 1 (seg)	Tiempo 2 (seg)	ΔT
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	14,556.736	0.013	0.133	0.120
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,911.347	0.166	0.370	0.204
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	0.030	0.236	0.206
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	0.452	0.685	0.233
Lasso	Fusible-Relé Acosa	40,479.792	0.013	0.213	0.200
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	8,095.959	0.263	1.816	1.553
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	0.027	0.242	0.215
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	2.317	2.521	0.204
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,975.475	0.013	0.133	0.120
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,195.095	0.167	0.681	0.514
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	0.030	0.237	0.207
	Relé BV TR_Salcedo -Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	0.852	1.084	0.232

Fuente: Los Autores

Finalmente, se presenta un resumen de las corrientes de cortocircuito, antes y después de la GD, con su respectiva variación. La Tabla 9 presenta el aporte de la GD en la corriente de cortocircuito máxima en la subestación Pujilí, con un aporte máximo de 4.983%, en la subestación

Lasso, con un aporte máximo de 1.82% y finalmente, en la subestación Salcedo, con un aporte máximo de 2.389%.

Tabla 9. Porcentaje del aporte de la GD en las subestaciones con GD

S/E	Coordinación	Corriente falla sin GD (A)	Corriente falla con GD (A)	ΔT
Pujilí	Fusible-Relé Apahua	13,865.783	14,556.736	4.983
	Relé Apahua-Relé BV TR_Pujilí	2,773.157	2,911.347	4.983
	Relé Apahua (N)-Relé BV TR_Pujilí (N)	1,516.067	1,516.067	0.000
	Relé BV TR_Pujilí-Relé AV TR_Pujilí	2,401.421	2,401.421	0.000
Lasso	Fusible-Relé Acosa	39,753.501	40,479.792	1.827
	Relé Acosa-Relé BV TR_Lasso	7,950.700	8,095.959	1.827
	Relé Acosa (N)-Relé BV TR_Lasso (N)	1,719.430	1,719.430	0.000
	Relé BV TR_Lasso-Relé AV TR_Lasso	6,884.381	6,884.381	0.000
Salcedo	Fusible-Relé Salcedo Sur	30,252.783	30,975.475	2.389
	Relé Salcedo Sur-Relé BV TR_Salcedo	6,050.557	6,195.095	2.389
	Relé Salcedo Sur (N)-Relé BV TR_Salcedo (N)	1,693.915	1,693.915	0.000
	Relé BV TR_Salcedo-Relé AV TR_Salcedo	5,239.428	5,239.428	0.000

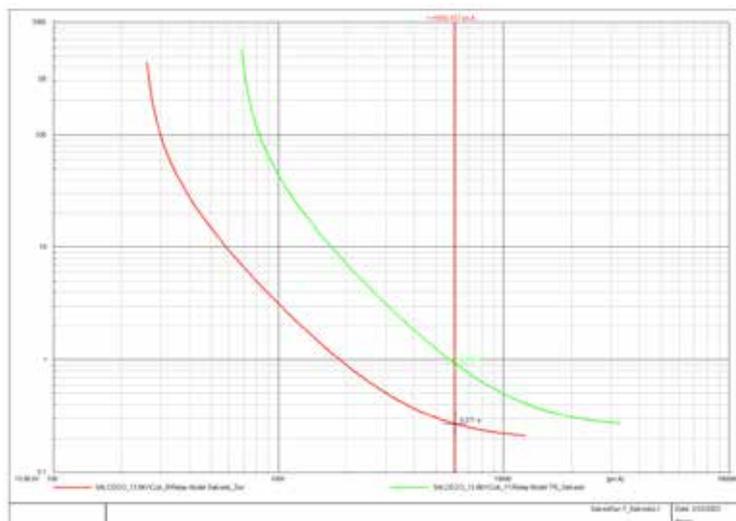
Fuente: Los Autores

71

La Figura 4 muestra las curvas de coordinación entre el relé a cabecera del alimentador Apahua y el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí, antes de la inclusión de GD, con una corriente de cortocircuito máxima de 2,773.157 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, por otra parte, la Figura 5 muestra las curvas de coordinación después de la inclusión de GD y

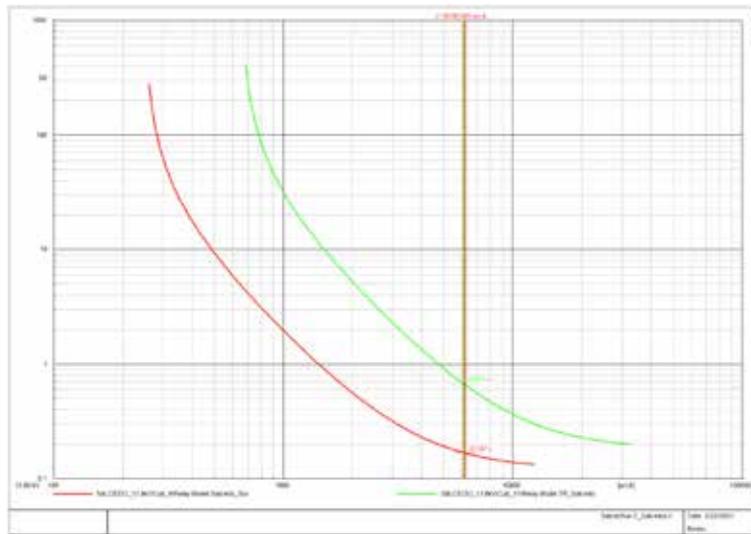
reajuste de las protecciones, con una corriente de cortocircuito de 2,911.347 amperios y un margen de discriminación de 0.204 segundos, presentando una variación del 4.98% en la corriente máxima de cortocircuito después de la inclusión de GD en la subestación Pujilí.

Figura 4. Coordinación entre protecciones del alimentador Apahua con el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí sin presencia de GD



Fuente: Los Autores

Figura 5. Coordinación entre protecciones del alimentador Apahua con el relé de bajo voltaje del transformador Pujilí con presencia de GD



Fuente: Los Autores

4. CONCLUSIONES

- La coordinación de protecciones del caso de estudio de la red eléctrica de Cotopaxi se realiza mediante un análisis de cortocircuito, concluyendo que la corriente más elevada para configurar el margen de discriminación entre curvas es la corriente de falla trifásica. Exceptuando los relés en los transformadores de las subestaciones que son coordinados con la corriente de falla bifásica, considerando que los transformadores de ELEPCOSA tienen una configuración Delta – Estrella, donde este tipo de falla se convierte en la más severa para la coordinación entre el lado de alto y bajo voltaje del transformador.
- La incorporación de GD al sistema eléctrico de distribución de Cotopaxi aporta a la corriente de cortocircuito un porcentaje no mayor al 5.00 %, dado que su contribución está limitada por el nivel máximo de corriente de los inversores, aun así, influye en los tiempos de actuación entre los dispositivos de protección, por lo que es necesario repetir el proceso de coordinación y reajustar los tiempos de operación de las protecciones eléctricas, verificando su correcto funcionamiento en dos escenarios de operación

de la red, el primero con una contribución del 100% de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico y el segundo sin aporte de GD, en los dos casos con demanda máxima, por el motivo que estos escenarios representan la peor condición de operación para las protecciones eléctricas.

- La GD conectada a la red eléctrica puede generar flujos de potencia bidireccionales, dependiendo de la capacidad de generación en comparación con la potencia del sistema eléctrico, es necesario verificar las direcciones mediante análisis de flujo de potencia y cortocircuito, en caso de existir flujos bidireccionales cambia el esquema de protección y la metodología utilizada. Trabajos futuros deberían considerar este particular.

5. REFERENCIAS

ARCERNNR. (2021). Resolución Nro. ARCERNNR-013/2021.

Bernal Rivera, P. A. (2022). Evaluación de seguridad del sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Elepco S.A mediante análisis de contingencias. Universidad Técnica de Cotopaxi.

Cabrera Buestán, M. C. (2021). Coordinación óptima de protecciones en alimentadores radiales con la presencia de Generación Distribuida. Universidad de Cuenca.

Elcacho, J. (2023). La energía fotovoltaica creció 22% en 2022 en todo el mundo, el doble que el conjunto de renovables. La Vanguardia. <https://www.lavanguardia.com/natural/20230321/8841359/energia-fotovoltaica-crecio-22-2022-mundo-doble-conjunto-renovables.html#:~:text=Energía solar%3A La solar fotovoltaica,la electricidad solar en 2022.&text=Bioenergía%3A La expansión se desaceleró,%2C1 GW en 2021>.

Electrocables. (2018). Catálogo de Productos.

Guano Sinchiguano, X. A. (2017). Coordinación de las protecciones de sobrecorrientes del sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a una red en anillo. Escuela Politécnica Nacional.

IEEE Std 242. (2001). Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems. In The International Journal of Electrical Engineering & Education (Vol. 15, Issue 2).

Merla Ibarra, A. de J. (2018). Simulación y Protección de Sistemas Eléctricos de Distribución tipo radial mediante Etap con y sin Generación Distribuida. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero.

Morales Vallejo, J. A. (2007). Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida. Instituto Politécnico Nacional.

Morante del Rosario, E. J., & Salcán Reyes, P. B. (2019). Coordinación de Protecciones usando técnicas de optimización en Sistemas de Distribución considerando distintos escenarios incluyendo Generación Distribuida y elaboración de esquema de Automatismo para Reprogramación de Relés de Protección. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Muñoz, J. P., Rojas Moncayo, M. V., & Barreto Calle, C. R. (2018). Incentivo a la Generación Distribuida en el Ecuador. Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología.

NASA. (n.d.). NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources. The Power Project. <https://power.larc.nasa.gov/>
Ramírez Castaño, S. (2003). Protección de Sistemas Eléctricos. In Universidad Nacional de Colombia Manizales: Vol. Primera Ed.

Sánchez de la Cruz, J. D., Balderramo Vélez, N. R., Llosas Albuérne, Y., & Pico Mera, G. E. (2018). Trascendencia de la generación distribuida (GD) y el uso de las redes inteligentes. Revista de Investigaciones En Energía, Medio Ambiente y Tecnología: RIEMAT ISSN: 2588-0721, 3(2).

Soria Colina, M. S. (2016). Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución considerando el ingreso de Generación Distribuida. Escuela Politécnica Nacional.

Vaca, D., & Ordóñez, F. (2020). Mapa Solar del Ecuador 2019. Scinergy.

Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2023). Panorama energético de América Latina y El Caribe 2023.