

UNIVERSIDAD DE TARAPACÁ
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**EVALUACION DE LA COORDINACION DE
PROTECCIONES, EN REDES DE DISTRIBUCION CON
GENERACION DISTRIBUIDA**

**Memoria para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico**

**Alumno:
Miguel Ángel Quispe Sánchez**

**Profesor Guía:
Ildefonso Harnisch Veloso**

**Profesor Informante:
Raúl Sanhueza Hormazábal**

**Arica – Chile
2021**

A mis Padres, hermanos y amigos, en especial a mi madre que dedico parte de su tiempo, para que lograra ser una persona de bien en esta vida, se lo agradezco con todo mi corazón.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Ildefonso Harnish y Raúl Sanhueza, profesores del departamento de Ingeniería Eléctrica, los que fueron comprensibles y flexibles en la parte final de la carrera y fueron muy importante para terminar este informe de memoria. Además, menciono agradecimiento a la universidad de Tarapacá, por haberme entregado tantos valores, conocimientos y alegrías y en especial por haberme recibido en la región. Mis agradecimientos son infinitos y mi gratitud será por siempre.

INDICE

I.	INTRODUCCION	1
1.1	Motivación	1
1.2	Estado del Arte de Protecciones Eléctricas en Redes de Distribución con GD....	2
1.2.1	Enfoque Análisis de Impacto GD.....	6
1.2.2	Enfoque Limitaciones de los niveles de corriente de falla	6
1.2.3	Enfoque Nuevos estado de Coordinación.....	10
1.2.4	Métodos para coordinación de protecciones en redes de distribución eléctrica con GD.	16
1.3	Objetivo General	17
1.4	Objetivos Específicos	17
1.5	Estructura General de la Memoria	18
II.	ANTECEDENTES DE LA RED DE DISTRIBUCION CON GD.....	19
2.1	Generación Distribuida.....	19
2.1.1	Marco regulatorio frente a la interconexión de Generación Distribuida.....	20
2.1.2	Impacto de la Generación Distribuida en las Redes de Distribución Eléctrica.....	21
2.1.3	Beneficios del desarrollo de la GD	24
2.2	Redes de Distribución Eléctrica.....	26
2.2.1	Sistema de Distribución Primaria	27
2.2.2	Sistema de Distribución Secundaria	28
III.	SISTEMA DE PROTECCION CON DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE....	29
3.1	Fusible	30
3.2	Reconectador	31
3.3	Relé	32
3.4	Coordinación de Dispositivos de Protección de sobre corriente.....	33
3.4.1	Coordinación reconectador (relé) –fusible	34
3.4.2	Coordinación Fusible-Fusible.....	35
3.4.3	Coordinación relé-relé:.....	36
3.5	Impactos de los GDs en la coordinación de protección de sobrecorriente	36
3.5.1	Falso disparo	36
3.5.2	Pérdida de selectividad	37
3.5.3	Cegamiento de la protección contra sobrecorriente.....	38
IV.	METODO DE EVALUACION Y MODELAMIENTO DE RED	39

4.1	Metodología para evaluar la coordinación de protecciones	39
4.2	Modelamiento de red de distribución con GD y su sistema de protección.	41
4.2.1	Red de Prueba	41
4.2.2	Esquema de Protección	48
4.2.3	Selección de equipos de protección	50
4.2.4	Generación distribuida de Prueba.....	55
V.	ANALISIS Y EVALUACION DE LA METODOLOGIA EN CASOS DE ESTUDIOS.....	56
5.1	Introducción.....	56
5.2	Análisis y evaluación de los impactos de GD en las coordinaciones	58
5.2.1.	Evaluación de coordinaciones de protecciones sin GD	58
5.2.2	Análisis de los impactos de GD, en la coordinación de protecciones.....	60
5.2.3	Evaluación del Impacto de las coordinaciones de protecciones.....	61
5.2.4	Disparo falso de Relé	63
5.3	Recomendaciones en pérdidas de coordinación Relé (reconectador)- Fusible.....	67
5.3.1	Modificación de Curva Tiempo-Corriente del Relé 12	68
5.3.2	Límite de inserción de GDs en barra 802d, para no provocar falso disparo.	69

RESUMEN

Este trabajo se enmarca en el área de los sistemas eléctricos de distribución, específicamente en los sistemas de protecciones de sobre corriente de las redes de distribución con Generación Distribuida.

El rápido crecimiento de la demanda, la liberalización del mercado eléctrico de distribución y la tendencia global de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero han llevado a considerar dentro de las formas de concepción de energía la inserción de unidades de generación en redes de empresas distribuidoras, conocida como Generación Distribuida (GD). Sin embargo, la interconexión de GD presenta desafíos técnicos, económicos y regulatorios, en particular en los actuales esquemas de protecciones eléctricas.

La incorporación de GD provoca un aumento de los niveles de corriente de falla y cambios de direcciones en los flujos de potencia, por lo cual se generan problemas en los sistemas de protección. Los principales problemas son la descoordinación de los dispositivos de protección, falso disparo de las protecciones del alimentador, cegamiento del relé en fallas y funcionamiento modo isla.

La investigación de coordinación de protecciones en redes de distribución con GD, es cada vez más importante, por lo cual es necesario desarrollar herramientas de análisis que permitan enfrentar los problemas originados por la inyección de GD en la red. Una de las coordinaciones más utilizadas entre dispositivos es la coordinación reconectador-fusible. Esto se debe a que las fallas temporales son el 80 % del total de las fallas que se presentan en la red.

Este trabajo tiene como objetivo desarrollar un estado del arte, sobre protecciones de redes de distribución con GD. Además, se evalúan casos en donde se presentan pérdidas de selectividad, cegamientos de protecciones y disparos falsos. Por último, se determina el límite de inserción de GD, para que las configuraciones iniciales de los dispositivos no se vean afectados.

I. INTRODUCCION

1.1 Motivación

En la actualidad las políticas energéticas están apuntando a la utilización, en mayor medida, de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), por lo que se espera aumentar significativamente el aporte de estas energías a la matriz energética del país.

Impulsada por razones técnicas, económicas y medio ambientales, en el sector energético existe gran interés por satisfacer el acelerado crecimiento de la demanda energética, en un contexto de liberalización del mercado eléctrico. En este sentido el sector energético se mueve cada vez más, a que parte del aumento de la demanda energética, debe ser suministrada desde instalaciones de Generación Distribuida, por lo que estas instalaciones se presentan como una alternativa promisoría, para el suministro de energía eléctrica.

El problema general que ocurre al conectar la GD a la red de distribución, es que, de una red eléctrica netamente radial, en donde la potencia fluye desde la fuente de energía hacia la carga, es decir una red pasiva, se pasó a una red activa, debido a la interconexión de fuentes de generación. Con la conexión de GD la red de distribución se transforma en un sistema complejo, ocasionando diversos impactos en las condiciones operativas del sistema. Por lo tanto, esto traerá nuevos desafíos para el diseño, planificación, construcción, operación y mantenimiento de la red eléctrica. Los esquemas de sobrecorriente es uno de los más utilizados y es el que se utiliza en este trabajo.

La coordinación reconectador-fusible que se en marca dentro de los esquemas de sobrecorriente, consiste en mantener dentro de un rango, las corrientes de falla vistas por cada componente de protección, pero además se debe mantener un margen de disparidad entre estas corrientes, para mantener la coordinación de las protecciones.

La filosofía de la configuración reconectador-fusible radica en que el fusible solo debe operar para una falla permanente y que el reconectador debe operar en fallas temporales y dar la oportunidad de despeje. Debido a que las fallas temporales constituyen entre un 70 a 80 % de las fallas, esta configuración o disposición, mejora la confiabilidad y reduce los costos de mantenimiento. Esta investigación pretende contribuir al desarrollo de una metodología que permita analizar y evaluar los efectos de la incorporación de GD, en la coordinación de protecciones eléctrica y también pretende determinar un límite de inserción de GD, desde el punto de vista de la coordinación de protecciones de sobre corriente.

1.2 Estado del Arte de Protecciones Eléctricas en Redes de Distribución con GD.

El desarrollo de esquemas y métodos de protección de redes distribución con GD, se ha convirtiendo en un tema importante para el desarrollo de nuevas formas de suministro de energía eléctrica, ante la demanda creciente por energía eléctrica. Además, los incentivos por la utilización de fuentes de energías renovables hacen aún más atractivo el desarrollo de las protecciones. Sin embargo, las barreras técnicas, los aspectos regulatorios y económicos, son aspectos que se deben investigar para lograr los objetivos deseados.

Se han desarrollado y publicado variados enfoques para el análisis, evaluación y solución con respecto a las protecciones de redes de distribución con GD, por lo que se realizó una recopilación de las publicaciones referidas en esta área y de ella se extrajo la información de interés según nuestro trabajo, que permitió clasificar publicaciones, que abarcan desde el año 2002, hasta el año 2019. Las publicaciones fueron extraídas de la base de datos IEEE Explorer. La tendencia de las publicaciones se muestra en figura 1.1.



Figura 1.1: Evolución temporal de las publicaciones obtenidas de la base de dato IEEE Explorer, relacionado a los sistemas de protección de redes de distribución con GD.

En la figura 1.1. se observa que el tema de protecciones de redes de distribución con GD, ha comenzado a ser de marcado interés, hecho que se puede constatar por el incremento de las publicaciones relativas al tema en los últimos años. Se observa que la literatura especializada, a través de sus investigadores, muestra interés en analizar, evaluar y en proponer nuevas alternativas de solución, a los problemas generados en las protecciones de redes de distribución con la conexión de GD. Dentro de este trabajo se clasifican los documentos en tres enfoques principales: Análisis de Impacto de GD, Limitaciones de los niveles de corrientes de falla, Nuevos estados de coordinaciones y Métodos de Solución.

Según los enfoques considerados anteriormente, los documentos clasificados en “análisis de impacto GD”, presentan solo un diagnóstico de cuanto impacto provoca al sistema de protecciones, por efecto de la GD. Solo muestra un análisis y recomendaciones, no pretende dar una solución a un problema. El enfoque de “limitaciones de los niveles de corrientes de falla”, pretende que el sistema de protección opere de manera normal y con las mismas configuraciones de relé, con GD conectada. Este enfoque permite amortiguar los impactos de GD y presenta una alternativa para ello. Algunos ejemplos son: La utilización de FCL entre las GD y la red, la inserción de GD sin pérdida de coordinación de protecciones y la inserción óptima de GD (aplicando método de optimización), tomando en consideración las restricciones para limitar la corriente de falla en el sistema. El enfoque de “nuevos estados de coordinación”, permite dar una solución más robusta para algún problema de protección con GD conectada. Estos estados se dividen en: Esquemas adaptativos, Esquemas Multi-Agente y Sistema Experto. Estos esquemas aportan una reconfiguración automática de las protecciones eléctricas y hace que el sistema de protección sea más eficiente. Los esquemas adaptativos según la revisión bibliográfica, se pueden dividir o clasificar en: Detección Isla, Optimización, Reconfiguración, Esquemas Inteligentes y PMU.

Cada enfoque mencionado necesita de un método para resolver el problema planteado para las protecciones eléctricas en redes de distribución con GD. Estos se clasifican en, métodos matemáticos (programación lineal, no lineal, transformada de wavelet, etc.), Inteligencia Artificial y métodos Híbridos (combina modelos matemáticos y de inteligencia artificial). Según lo mencionado anteriormente, una clasificación del tipo cualitativa de los documentos, según los enfoques y los métodos de solución para el planteamiento del problema se muestra en la figura 1.2.

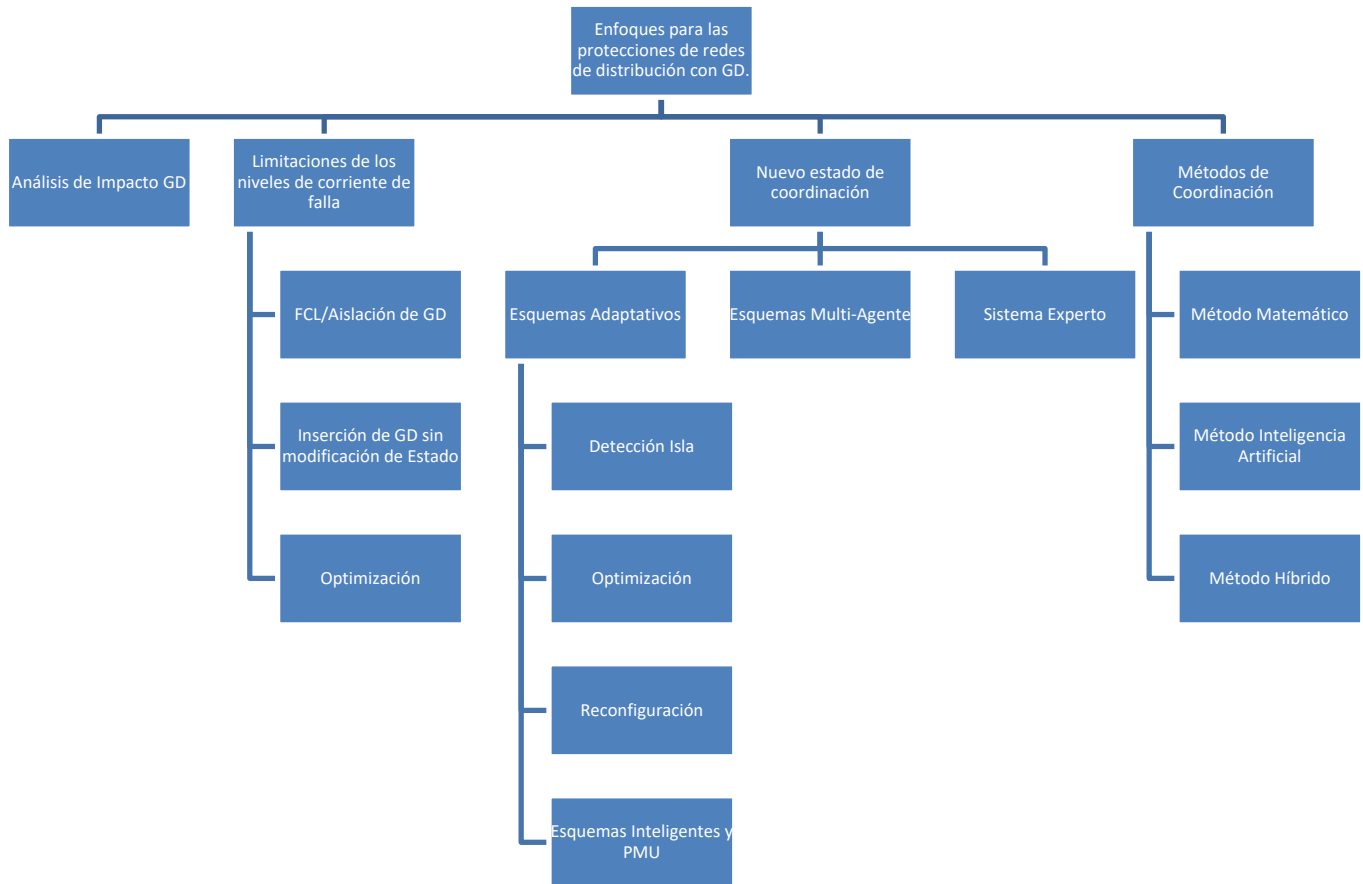


Figura 1.2: Clasificación de los documentos según el enfoque y métodos de solución para las protecciones en redes de distribución con GD.

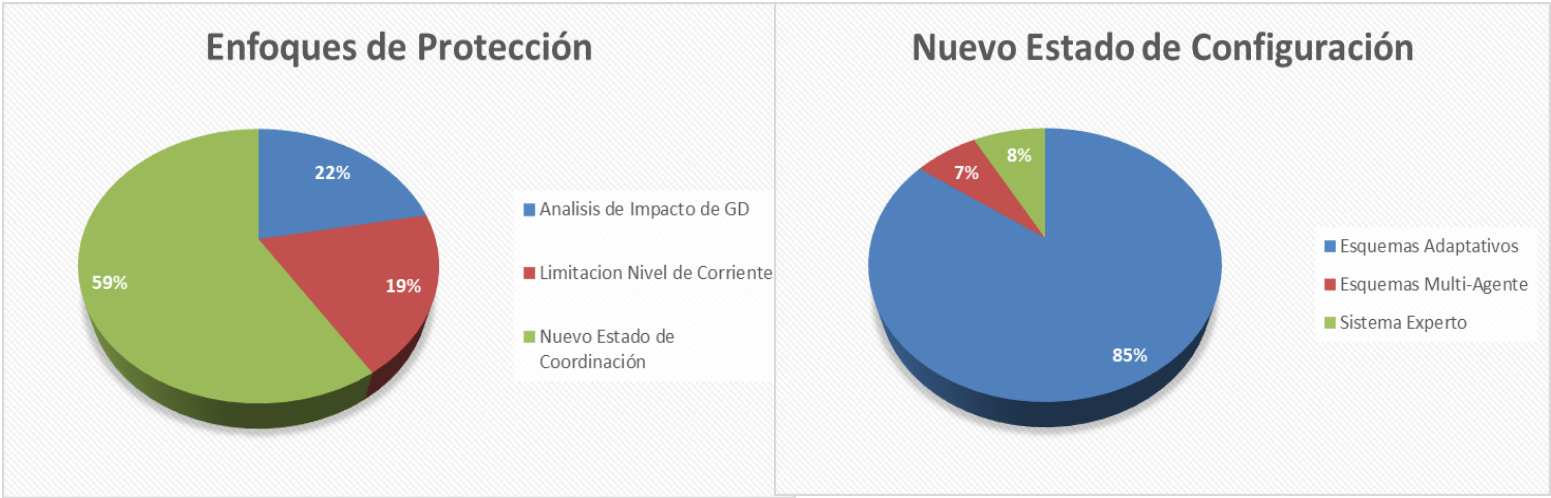


Figura 1.3: Porcentajes, de las publicaciones, de los tipos de enfoques y nuevos estados de configuración.

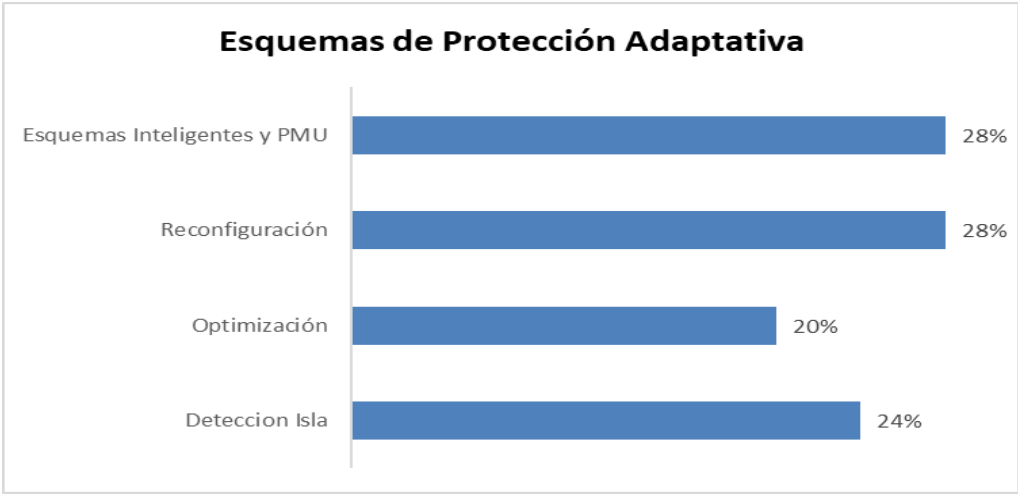


Figura 1.4: Porcentajes de las publicaciones sobre la clasificación de los esquemas de protección adaptativa.

1.2.1 Enfoque Análisis de Impacto GD

Las generaciones distribuidas tienen impactos significativos en la operación del sistema y equipos de protección. En términos de operación en régimen permanente, operación dinámica, confiabilidad, calidad de energía, estabilidad y seguridad, existen aspectos positivos y negativos, tanto para los clientes como para la empresa proveedora [29]. Estudios previos han demostrado que la GD, genera varios desafíos relacionados con las protecciones de las redes de distribución, los más comúnmente mencionados son: exceder la capacidad de interrupción de un dispositivo de protección, disparo falso de alimentadores, error de operación del relé e incorrecta coordinación de los dispositivos de protección [30].

En la referencia [31], se analiza el efecto de los generadores distribuidos, sobre el nivel de corriente de falla y sobre la coordinación de los dispositivos de protección en la red de distribución radial. Se discuten diferentes escenarios de pérdida de coordinación por la GD. Se muestra que la corriente de falla que circula a través de cada dispositivo de protección depende del tamaño, número y ubicación del GD. Se recomienda realizar un análisis integral para luego recuperar la coordinación.

En la referencia [32] muestra el impacto de las crecientes cantidades de GD, basadas en inversores, en las protecciones de los alimentadores de distribución. Los resultados de la simulación, demuestran la importancia de FRT (restaurador de falla) y los desafíos asociados a su adopción. Acomodar cantidades crecientes de GD, sin cambiar los ajustes de protección, podría llevar a tiempos de operación más prolongados y en casos extremos a un bloqueo total de la operación. Si bien el efecto de la GD basada en inversores es considerablemente menor que el de los generadores síncronos, a medida que aumenta la GD basada en inversores, la potencia de cortocircuito disponible durante las fallas, disminuirá, haciendo que la protección del alimentador sea más sensible.

En la referencia [33], se presenta un sistema de protección para la red IEEE 33 bus usando reconectadores y fusibles conectados a diferentes ubicaciones para cubrir toda la red. El sistema de protección se verifica de modo que se mantenga la coordinación reconectador-fusible para cada ubicación de falla. Se encontró que el efecto de la GD depende de la ubicación y el nivel de penetración de la GD. Cuando aumenta el nivel de penetración o cuando el DG está más cerca de la ubicación de la falla, la coordinación se ve afectada en gran medida y viceversa. El uso de diferentes técnicas de optimización para determinar las ubicaciones y tamaños óptimos de GD, para la reducción de pérdidas de potencia o la mejora del perfil de voltaje no garantiza la coordinación reconectador-fusible. En este caso, debería introducirse una función de optimización adicional relacionada con la coordinación reconectador-fusible.

1.2.2 Enfoque Limitaciones de los niveles de corriente de falla

La división de la red, los esquemas de disparo secuencial, los reactores limitadores de corriente y los limitadores de corriente de falla (FCLS), se pueden utilizar, para limitar los valores de corrientes de falla. Los limitadores de corriente de falla son dispositivos de baja impedancia, que no producen ninguna acción durante el funcionamiento normal. Sin embargo, durante la falla, un FCL toma una acción rápida insertando la alta impedancia en serie, con el sistema de distribución, para limitar la corriente de falla al límite preestablecido [34].

a) FCL y Aislación de GD

1. Limitador de Corriente (FCL).

Se han realizados muchos trabajos para superar los problemas que genera la GD en las protecciones de la red. Una solución es cambiar la configuración del dispositivo de protección y la otra forma es interrumpir los GD, cuando se produce un cortocircuito [2]. Una de las mejores soluciones propuestas es el uso del limitador de corriente de falla, para limitar la contribución de GD a la corriente de falla, durante un cortocircuito [3]. Los limitadores de corrientes tienen muchas topologías que incluyen FCLS superconductores, FCLS de tipo resonancia y FCS de Estado sólido. Los FCLS superconductores, limitan la corriente de falla utilizando una bobina superconductora que, en las condiciones normal de funcionamiento del sistema, esta bobina tiene poca resistencia, pero cuando ocurre una falla de cortocircuito, la resistencia de esta bobina aumenta drásticamente, por tanto, la corriente será limitada [4]. Los FCLS de tipo resonancia, limitan la corriente mediante la resonancia entre su condensador y su inductor, durante la falla. Los FCLS de estado sólido utilizan dispositivos electrónicos de potencia para limitar la corriente de falla, cambiando la ruta de flujo de la corriente durante la falla [5].

En [35], se implementó un FCL al comienzo de un alimentador de distribución radial equipado con GD. En esta configuración, el enfoque propuesto restaura la configuración inicial del relé, instalando localmente el FCL en la GD, en serie para limitar sus corrientes de falla. Por lo tanto, al suprimir el impacto de GD, durante la falla, el sistema de distribución puede empujar hacia su estado original como si no existiera GD. Sobre la base de la supresión antes mencionada, los ajustes de relé, se pueden utilizar sin desconectar los GD.

Otro enfoque para restaurar la coordinación de relés original en sistemas de distribución con GD, es implementando un condensador en serie controlado por tiristores (TCSC), como limitador de corriente de falla (FCL). Cuando el TCSC opera en el modo de limitación de corriente de falla, limita la contribución de GD en la corriente de falla, en el sistema de distribución [36].

2. Aislación GD

El esquema propuesto para mitigar los impactos de los GD, en las protecciones eléctricas de distribución, se basa en desconectar todos los GDs del sistema, instantáneamente, antes de que el reconectador o cualquiera de los fusibles, tenga la posibilidad de operar en caso de falla. Esto restaura la naturaleza radial del sistema y el esquema de protección originalmente diseñado para el sistema radial, para que funcione correctamente y aisle la sección defectuosa [60].

En la referencia [61], se propone la idea de utilizar un limitador de corriente basado en un dispositivo semiconductor, para minimizar los impactos de GD, en la coordinación de protecciones, esto ha sido la base del esquema propuesto para desconectar la GD, instantáneamente del sistema, utilizando tiristores de apagado de puerta (GTO). Con el fin de minimizar los efectos de la interrupción frecuente de las GDs, se realiza un intento de reconexión de todas la GDs, después de cierto tiempo, de modo que, si la falla es de naturaleza temporal, la sección defectuosa se aísla con éxito del resto del sistema y las GDs se vuelven a conectar. Las principales ventajas de este esquema sobre los demás, sugeridos por la literatura son: No se requiere una actualización importante del sistema de protección existente, la solución es competitiva en costos, no se requiere ninguna instalación de sincronización de los dispositivos, el esquema no depende del tamaño o nivel de penetración de las GDs. Como se basa en desconectar los GDs antes que el reconectador o cualquier fusible tenga la posibilidad de operar, incluso funcionaria bien con pequeños generadores o con poca penetración de generación distribuida [60].

b) Inserción de GD sin modificación de Relé

En cualquier EDSs (sistema distribución eléctrico convencional) que se quiera conectar GDs, algunas barras son más apropiadas que otras para la instalación de GD, denominados en este documento, barras estratégicas. En la literatura se proponen varios enfoques para encontrar barras estratégicas. Uno de estos métodos consiste en resolver un problema de optimización. En el caso de EDSs pequeños, vale la pena investigar el comportamiento de todas las barras en presencia de GD y hacer una base de datos completa para el EDS [38].

La presencia de generadores distribuidos en la red de distribución puede provocar pérdida de coordinación del sistema de protección. Para superar este problema, se puede cambiar la configuración del relé en función del número y la ubicación de las GDs en la red. En la referencia [39], se selecciona otro enfoque, en la cual la capacidad de GD, en cada nodo se determina de tal manera que no ocurra descoordinación. El método propuesto se explica en dos casos. El primer caso, se considera solo un GD en cada nodo y en el segundo caso se considera dos o más GDs en nodos separados, los resultados de la simulación se presentan y discuten en una red de distribución típica.

La referencia [40], presenta un método eficaz para evaluar el impacto de una GD y determinar la capacidad máxima permitida de GD, que pueda mantener la coordinación de protección. Esta consiste en la aplicación de algunos índices definidos. Varios trabajos han propuesto índices útiles, por ejemplo, índice de reducción de pérdida de línea, índice de mejora del perfil de voltaje e índice multi-objetivo [41], [42]. Sin embargo, no existe un índice que tenga en cuenta, directamente la coordinación de la protección. En este trabajo se propone el índice de descoordinación de protección (PMI).

c) Optimización

El punto principal que impide la instalación práctica de estos métodos, en la mayoría de los países del mundo es la simplicidad de configuración de las redes de distribución (especialmente la configuración del sistema de protección) y los altos costos de cambiar la configuración simple. La principal razón de los costos, es que la protección óptima de las redes de distribución en presencia de GD, de tal manera que sea posible el funcionamiento en modo isla, necesitaría un área amplia y una red de comunicación rápida, lo que es normal y necesario en redes de transmisión, pero que, en redes de distribución, debido a su mayor tamaño y menor importancia, no suele ser económico y práctico.

De acuerdo con los temas antes mencionados, presentar un método adecuado para la colocación de los dispositivos de protección en la red de distribución, considerando todas las incertidumbres existentes en la red, no resulta atractivo, resulta más práctico utilizar la configuración tradicional del sistema de protección, tan solo aumentado, disminuyendo o reubicando óptimamente, los dispositivos de protección existentes en la red. Es un método útil y práctico para las redes de distribución con GD [68].

Se ha realizado poco esfuerzo en la investigación en cuanto a la ubicación óptima de los GD, considerando las configuraciones de los relés de protección, lo que se evidencia en [69], [70]. En [71], se estudió una nueva estrategia de control para mitigar el impacto de los GDs, en el sistema de protección. En [72] se propuso una metodología para determinar la capacidad máxima óptima permisible de GD, teniendo en cuenta las restricciones de coordinación de voltaje, pérdida y protección. La referencia [73], presenta un método de dimensionamiento y colocación óptima, considerando la protección del relé, para que el nivel de penetración sea maximizado, sin cambiar la configuración original del sistema de protección con relé. Las corrientes de cortocircuito se calculan bajo diferentes capacidades y ubicaciones de GD. Se utiliza algoritmo genético (AG), para resolver el problema de optimización, mientras que los requisitos impuesto por el sistema de relé original, sobre las corrientes de cortocircuito permitidas, se tratan como limitaciones en el proceso de optimización.

La referencia [43], presenta un nuevo método para encontrar la capacidad máxima de las fuentes de GD, de modo que mantengan las limitaciones de armónicos, en los límites permisibles y también mantengan el esquema de protección sin cambio después de la conexión de GD en la red.

1.2.3 Enfoque Nuevos estado de Coordinación

a) Esquemas Adaptativos

Con el advenimiento de los relés digitales, el concepto de responder a los cambios del sistema ha tomado una nueva dimensión. Los relés digitales tienen dos características importantes que lo hacen vitales para el concepto de relé adaptables; sus funciones son determinadas a través de software y su capacidad de comunicación [1].

Las protecciones adaptativas se definen formalmente como: “una filosofía de protección, la cual permite y busca realizar ajustes en varias funciones de protección automáticamente, para hacerlas más sintonizadas a las condiciones actuales del sistema” [1] y [2].

La necesidad de sistemas de protecciones adaptativos, no es algo novedoso en los SEP (sistemas eléctricos de potencia), es así como hace varios años, se tienen sistemas de protección, con la posibilidad de tener distintos tipos de ajustes, permitiendo de una manera ágil el cambio de estos ante distintas condiciones o topologías del sistema.

El esquema de protección adaptable, para redes de distribución con GD, es un concepto relativamente nuevo y representa una posibilidad para resolver los impactos que provoca la GD en el sistema. Un ejemplo simple de impacto queda demostrado por los cambios de las direcciones de las corrientes de falla que atraviesan los dispositivos de protección, por la conexión de GD al sistema y sugiere que se debe verificar la coordinación de la protección después de conectar cada GD, a la red [3]. Sin embargo, este enfoque es aplicable solo en presencia de una baja penetración de GD en el sistema.

Otra solución presentada por [4], se refiere al cambio de configuración de tiempo real en función del nivel de cortocircuito y el estado de la conexión de la GD. Para evitar cualquier problema en el procesamiento de los relés, los algoritmos deben implementarse de manera centralizada en una supervisión y en determinar los ajustes de cada configuración del sistema eléctrico. Para esto deben seguir el diagrama de flujo básico. Los nuevos ajustes deben enviarse al relé a través de un sistema de comunicación como los protocolos Modbus, DNP3 o IEC 61850. Los pasos básicos a seguir por los algoritmos son: Análisis de los parámetros del sistema eléctrico; Cálculo de cortocircuito e Impedancia; Definición de la

configuración de Protección; Envío de nuevas configuraciones o estatus de los relés.

Las protecciones adaptativas deben recibir periódicamente información sobre el estado de los interruptores automáticos y GDs conectados, monitoreando el estado de todos los equipos, repitiendo este procedimiento hasta que se detecte un cambio. Una vez que se detecta un cambio, los nuevos ajustes de protección basados en la nueva configuración, deben recalcularse y enviarse a los relés [5].

La referencia [12] presenta un esquema adaptativo para una coordinación reconectador-fusible. El relé primero almacena las características del fusible y el reconectador, después determina las corrientes que pasan a través del fusible y el reconectador, se calcula la corriente máxima que pasa por los dispositivos de protección. Luego la relación entre la corriente del reconectador y la corriente del fusible (I_R/I_f), se calcula por separado para cada fase. Si esta relación es igual uno, se supone que la falla se ha producido aguas abajo del fusible (o no hay falla) y en esta etapa aún no se ha agregado ningún GD al sistema. Cuando la relación (I_R/I_f) es mayor que uno, se asume que la falla ha ocurrido aguas arriba del fusible. Cuando esta relación es menor a uno, se supone que la falla a ocurrido en el camino aguas abajo del fusible. En esta condición, la contribución de GD a la corriente de falla puede empujar esta relación a menos de uno y esta contribución puede incluso llevar a una mala coordinación reconectador-Fusible. Cuando la relación es menor que uno, la característica rápida del reconectador, que está directamente relacionada con TDS, se corregirá multiplicando TDS de reconexión rápida por (I_R/I_f) menor a uno. Entonces, la característica rápida del reconectador en el plano del tiempo actual, se moverá hacia abajo y el reconectador actuará más rápido que su estado anterior.

1. Esquemas Adaptativos Detección Isla

El modo isla ocurre cuando se interrumpe la red principal de suministro de energía, pero existe una red de suministro adicional de GD. Cuando ocurre tal condición, implica que la amplitud y la frecuencia del voltaje de barra, estarían fuera de control del operador de transmisión.

Después de la operación isla, la reconexión a la red se logra una vez que el evento de disparo ya no está presente. Las tensiones en la barra, en ambos lados (Red y GD) están desfasadas, provocando eventos, como corrientes excesivas, perjudiciales, tanto para el funcionamiento de la red, para los usuarios conectados a la red y como también para los mismos sistemas de micro generación.

De acuerdo a [7,8,9] la falla en la detección isla o una isla no intencional, puede ocasionar problemas en calidad de la energía, en el equipo o relacionados con la

seguridad. Por lo tanto, la ocurrencia de defectos en el sistema de distribución debiera promover la desconexión de la GD, de la fuente, de acuerdo con los requerimientos de las concesionarias, alrededor del mundo.

Para evitar cualquier problema, muchas compañías eléctricas utilizan la estrategia de disparo de transferencia, de los reconectores, al punto de conexión de DG [9]. Sin embargo, esta estrategia no utiliza todo el potencial de la GD, la que podría continuar alimentando cargas dentro de su capacidad, en modo isla, o en Micro-red desconectada del sistema eléctrico. Para ello es necesario implementar algún método de detección de isla y definición de una región en la que sería posible el funcionamiento de la GD. En este ámbito es fundamental implementar algoritmos efectivos capaces de detectar temprano el fenómeno de las islas y luego trabajar para evitar todos los riesgos asociados con él. Las normas italianas y las europeas [74], [75], obligan a desconectarse cuando ocurre un apagón, es decir, cuando falla el suministro principal. Los métodos para la detección de islas se pueden dividir en dos categorías: métodos pasivos y métodos activos [76]- [80]. Los primeros consisten en medidas de voltaje, frecuencia, fase o armónicos en el acoplamiento común (PCC) entre la red y el sistema de generación y el método activo introduce cambios o perturbaciones intencionales para ver si la red sigue conectada.

La principal desventaja de los métodos pasivos se debe a la presencia de una zona de no detección (NDZ), definida como el rango (en términos de la diferencia entre la energía generada por las micro centrales y la energía absorbida por las cargas) dentro de la cual la isla no se detecta. Los métodos activos pueden superar el problema mencionado, introduciendo perturbaciones intencionadamente en la red y controlando los efectos, para determinar si existe o no, un suministro principal [77]-[80]. Los métodos de detección están íntimamente vinculados a la estructura y control de los dispositivos de interconexión de red capaces de variar, las condiciones de operación de manera oportuna y rápida. En la referencia [81], se implementan dos métodos activos propuestos en la literatura. El primer método consiste en la inyección de señales perturbadoras de corrientes en el lado del convertidor [79], mientras el segundo método, consiste en introducir un intervalo de tiempo en la forma de onda actual, en el que asume valor cero [80].

2. Esquema Adaptativo con Optimización

Los relés de sobre corriente aún son una buena selección técnica y económica para protección de sistemas de distribución. Es difícil resolver el problema de coordinación mediante método de ensayo y error o mediante análisis topológico. Generalmente la coordinación de los relés de sobrecorriente requiere la selección de la corriente de arranque o PSM (Plug Multiplier Setting) y el ajuste dial de tiempo (TDS Time Dial Setting). Para una coordinación óptima, estos parámetros deben ser ajustados para satisfacer todas las restricciones, con el menor tiempo de operación de los relés de protección [10].

En la referencia [11], se propone un ajuste óptimo del relé adaptativo, donde una práctica común en el cálculo de los valores de ajustes del relé es la adopción de reglas expertas para los estudios de coordinación de protecciones en redes de distribución con GD. En este trabajo se sugiere el implante de técnicas de optimización, en el cerebro del sistema de protección adaptativo. De hecho, este concepto se basa no solo en la flexibilidad del ajuste automático del grupo de configuraciones del relé, sino también en la determinación de los valores óptimos de configuración TDS para relés direccionales de sobre corriente (DOCRS), empleando poderosas herramientas de optimización.

En 2008, Simón introdujo un nuevo algoritmo llamado, Optimización basada en Biogeografía (BBO), que se puede utilizar eficazmente para resolver varios problemas de optimización [13]. En esta referencia el algoritmo se utiliza para optimizar la capacidad y ubicación de GD, en un alimentador de distribución real, minimizando las pérdidas y manteniendo la coordinación reconector-fusible. Algunas características de BBO, son similares a las de otros métodos de optimización basados en biología, como el algoritmo genético y la optimización de enjambre de partículas (PSO). Sin embargo, BBO tiene algunas características adicionales, que hacen que este método de optimización basado en biología sea bastante único [13]. BBO es un poderoso algoritmo adecuado para resolver una variedad de problemas de optimización no lineal y, por tanto, se selecciona para su uso en la referencia.

3. Esquema Adaptativo con Reconfiguración

La conexión de GD, requiere optimización para la configuración y coordinación de los dispositivos de protección. La coordinación óptima del relé y el tiempo de operación, se han optimizado utilizando diferentes técnicas de optimización, se pueden caracterizar como métodos convencionales y métodos de inteligencia artificial. La técnica convencional basada en ensayo y error para optimizar la coordinación de protecciones y la técnica de inteligencia artificial, basadas en un esquema adaptativo inteligente, para manipular y optimizar la coordinación del sistema de protección [82]- [87]. La referencia [88], presenta una red de distribución real de 30 kV, que ilustra una sección de la red de distribución de Libia, incluido el esquema y dispositivos de protección. La implementación y simulación se realiza mediante el software ATP/EMTP. También se ha realizado una comparación entre los resultados obtenidos en ATP/EMTP, con los resultados del software ETAP, para validar los valores de corriente de falla.

La referencia [14], se basa en el método de ajuste adaptativo, que es una actividad en línea, que cambia el grupo de características de tiempo-corriente (TCC) de los relés de protección en caso de cualquier cambio en la configuración del sistema, por medio de una acción de control. La metodología propuesta aprovecha las ventajas de la tecnología de comunicación y los dispositivos de protección digitales que existen en la actualidad, para diseñar una coordinación de protección

automática, basada en la experiencia del operador de red. Los relés modernos tienen la capacidad de cambiar entre múltiples grupos de curvas TCC, en función de las condiciones de funcionamiento del sistema [15]. El algoritmo propuesto define dos grupos de ajustes de corrientes, basados en la capacidad de GD y en la corriente de falla aportada por la GD.

La referencia [16], presenta una descripción general de una herramienta de coordinación de relés de sobrecorriente, esta herramienta mejora la coordinación de los relés con script DlgSILENT Programming Language (DPL), en el software DIGSILENT Power Factory. Esta herramienta se utiliza en los problemas de coordinación de relés, en sistemas de distribución con alta penetración de GD y proporciona automáticamente los nuevos valores de TDS.

4. Esquema Adaptativo Inteligentes y PMU

i. Esquemas inteligentes

La referencia [17], ofrece una visión general de los sistemas inteligentes en suministros de energía eléctrica. Los sistemas autónomos y de inteligencia computacional, se propone como posibles soluciones para el control descentralizado.

En [18] se define el concepto de agentes. Basándose en el esquema de protecciones inteligentes, se propone una protección inteligente IEEE 1588, esta define un protocolo de precisión de tiempo (PTP), para los sistemas de medición y control de la red. Así se satisface los requisitos de la sincronización de datos después de la conexión de GD.

En la referencia [19] presenta un esquema inteligente que divide el sistema de distribución en varias zonas y los agentes de relé se instalan en los puntos de interconexión entre los diferentes segmentos de la red, estos se basan en inteligencia computacional con alta capacidad de procesamiento y de almacenamiento. Los agentes de retransmisión se comunican con los agentes vecinos a través de una red de comunicación asincrónica.

En [20] se utiliza un método de sincronización de tiempo. La protección de área amplia, consiste en que la protección no se limita a pocos dispositivos. La subestación existente utiliza la hora de GPS, como referencia de tiempo, externo de la señal de reloj maestro, utilizando tres tipos de formas: tiempo de sincronización de pulso, sincronización de tiempo de puerto serie, sincronización de tiempo de codificación, en todas estas formas, la precisión puede alcanzar los milisegundos.

ii. Esquemas de Medición de Fasor Sincronizado

Los estados de los sistemas de energía, se pueden determinar usando las unidades de medición fasorial (PMU), tales unidades de gestión proporcionan una medición fasorial sincronizada de tensión en los bornes y fasores de corriente en intervalos de tiempo de hasta 20 ms [21].

En los sistemas de protección de área ancha, la medida de los fasores de voltaje y corriente son transferidas a un ordenador central, donde son procesados y usados para el monitoreo, estimación de estado, protección, control y optimización [22,23].

Estos esquemas ofrecen grandes oportunidades para la protección y el control del sistema eléctrico de distribución y la posibilidad de utilizar los datos de PMU, para esquemas de protección adaptativas [24]. Una aplicación de PMU sincronizada, es la detección de LOM. Los datos recogidos a partir de PMU instalados en cada lado del PCC, podrían ser utilizados, para la comparación de tiempo real del fasor (un tipo de protección diferencial de fase). Sin embargo, las unidades de gestión son dispositivos muy costosos, por lo tanto, esta alternativa técnicamente viable, es económicamente inviable.

b) Esquema de protección Multi-agente para redes de distribución con GD.

Un agente es un sistema informático que es capaz de realizar acciones autónomas en este entorno, para cumplir con sus objetivos de diseño. Autonomía significa que los componentes de un entorno funcionan únicamente bajo su propio control. Los agentes operan y existen en algún entorno, que suele ser tanto computacional o físico. El entorno proporciona una infraestructura computacional para que tengan lugar tales interacciones. La infraestructura incluye protocolos de comunicación e interacción [25]. Perera and Rajapakse [26], proponen un esquema de protección basado en múltiples agentes, para sistemas de distribución con GDs, en el esquema, una red eléctrica se divide en varios segmentos. La detección y aislamiento de fallas se realizan, instalando agentes de retransmisión en los puntos de interconexión, entre diferentes segmentos de la red.

La referencia [48], se ha basado en el esquema de protección Multi-Agente de Área amplia para proporcionar protección a la red con GD. Con la introducción del sistema Multi-Agente (MAS), puede hacer un uso completo de la inteligencia de la computadora y la distribución inherente del sistema de energía para construir un sistema de protección. En este esquema se utiliza los principios de diseño del agente para definir las funciones respectivas del agente y diseñar el mecanismo de comunicación entre cada agente, así como estipular las reglas de acción del agente. Este documento considera que el agente más importante en la protección es acelerar la acción de protección y aislar la sección de fallas, que es capaz de superar los problemas causados por la DG.

c) Sistema experto para la protección de redes de distribución con GD

Los sistemas expertos son algoritmos que funcionan de manera similar a los expertos humanos y pueden representarse en términos de conocimiento, capacidad de inferencia y explicación. Un sistema experto proporciona una explicación de cómo y por qué toma la decisión, así como el conocimiento y los procedimientos asociados con ella [27]. Se utiliza un sistema experto para la coordinación de relés de protección en una red de distribución radial, con pequeños productores de energía [28]. El sistema experto emplea una base de conocimientos y un proceso de inferencia para mejorar los entornos de coordinación de dispositivos para adaptarse a la conexión de GD. Los datos de entrada se realizan por medio de un interfaz gráfico de usuario y desarrolla configuraciones de coordinación basada en análisis de flujo de potencia y cortocircuitos.

1.2.4 Métodos para coordinación de protecciones en redes de distribución eléctrica con GD.

En la última década se ha desarrollado un gran número de metodologías para solucionar problemas de optimización y otros, relacionados a las protecciones de redes de distribución con GD. Tales metodologías se basan en técnicas de programación lineal, como el método simplex o método de punto interior; también se han empleado técnicas de inteligencia artificial como algoritmos genéticos, redes neuronales y lógica difusa [9] y [10], colonia de partículas, sistemas expertos etc. Los métodos se clasificaron en tres grupos: Métodos basados en los modelos matemáticos, Métodos basados en la Inteligencia artificial y Métodos Híbridos.

a) Métodos basados en los modelos matemáticos

Las metodologías basadas en modelo matemático (programación lineal y no-lineal, etc.) utilizan el modelo de la red eléctrica y las mediciones de las señales eléctricas de voltajes y/o corrientes, medidos en el sistema. Esta metodología en general se puede clasificar en las que utilizan las componentes de frecuencia fundamental y las que utilizan las componentes de altas frecuencias, medidas en el sistema.

b) Métodos basados en la Inteligencia artificial

A diferencia de las metodologías basadas en el modelo matemático, las basadas en la inteligencia artificial no requieren como entrada a sus algoritmos el modelo del sistema de red de distribución (parámetros y topología). Por el contrario, los métodos basados en inteligencia artificial intentan plasmar el conocimiento empírico que se tiene sobre el problema de la coordinación de protecciones, tales como la

experiencia de los operadores y datos históricos de fallas con y sin GD. La ventaja de estos métodos se debe a que su algoritmo de solución no depende de la teoría de análisis de circuitos, por lo que son independientes del modelo matemático del sistema. La desventaja está en que estos métodos utilizan una gran cantidad de datos para el algoritmo de aprendizaje, lo cual se traduce en un alto requerimiento computacional. Algunos métodos son: El Análisis de Riesgo y calculo difuso, Red Neuronal de Función Base Radial (RBFNN), Red Neuronal.

c) Métodos de naturaleza Híbrida

Los métodos híbridos buscan reunir las ventajas de las distintas metodologías para poder obtener una coordinación de las protecciones más precisa, y de esta manera, reducir las desventajas que presenta cada metodología por separado. Algunos de los métodos son: Enjambre de partículas híbrida (PSO)-Programación Lineal (LP) y Haar Wavelet-Red Neuronal Artificial.

1.3 Objetivo General

- Evaluar la coordinación de protecciones de sobre corriente, en la red primaria de distribución eléctrica con Generación Distribuida.

1.4 Objetivos Específicos

- Desarrollar un estado del arte sobre protecciones de redes de distribución con GD.
- Desarrollar una metodología de análisis para determinar los efectos de la GD, en la coordinación de protecciones en redes de distribución.
- Modelar parte de una red de distribución radial con dispositivos de protección de sobre corriente, para aplicar metodología de análisis y determinar los impactos de GD, con el software de simulación ETAP.
- Evaluar la coordinación de protecciones de la red, en el marco de la selectividad, cegamiento y disparos falsos de protecciones.
- Determinar el límite de inserción de GD en un punto específico de la red, en términos de tamaño, desde el punto de vista de la pérdida de coordinación por disparo falso.

1.5 Estructura General de la Memoria

En el capítulo 2 se entregan antecedentes generales de las redes de distribución, de los esquemas de protección en redes de distribución y de los generadores distribuidos. Se mencionan características de las protecciones de redes de distribución con conexión de GD y los impactos más comunes que se generan en la red y también en los esquemas de protección eléctrica.

En el capítulo 3 se conforma un marco teórico de las protecciones de sobrecorrientes. Se mencionan los dispositivos de protección y sus características de funcionamiento, la forma en que estos dispositivos se coordinan en una red radial y finalmente se mencionan los problemas que ocurren con mayor frecuencia en este tipo de coordinaciones.

En el capítulo 4, se desarrolla una metodología de análisis. Se muestra un flujo de datos con las tareas paso a paso, comenzando con el análisis de flujo de potencia sin GD, para concluir con el análisis de múltiples GD conectados en diferentes zonas la red de distribución. Se modela, en ETAP 19.0.1, la red de distribución con GD y su sistema de protección, donde se especifica la red de prueba, esquemas de protección, equipos de protección y equipos de generación.

En el capítulo 5 se analizan y evalúan los impactos de las GD, en las protecciones, con la metodología desarrollada. Se analizan nueve casos de estudios con diferentes tamaños y ubicación de la GD, además se evalúan los impactos respecto de Coordinación correcta, pérdida de selectividad, cegamiento de protecciones y disparo falso. Finalmente se evalúan recomendaciones para solucionar las pérdidas de coordinación de protecciones, tales como; Modificación de curva tiempo-corriente del relé, cambio de fusible y limitación de inyección de GD. Además, se determina el límite de inserción de GD que permite la red, sin ver afectada la coordinación de las protecciones.

En el capítulo 6 se exhiben las conclusiones más relevantes del trabajo desarrollado y también las directrices que podrían tomarse, para desarrollar aún más el tema.

II. ANTECEDENTES DE LA RED DE DISTRIBUCION CON GD.

2.1 Generación Distribuida

En general, los sistemas de GD corresponden a la producción de energía eléctrica en pequeña escala, las cuales se conectan al sistema de distribución, localizados en o cerca de los puntos de consumos, no implicando el uso de una tecnología en particular. La IEEE define a la Generación Distribuida como **“Instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico mediante un punto de conexión común: Un subconjunto de fuentes distribuidas”**.

En estricto rigor no hay una definición formal de la GD y sus características se desprenden finalmente de las normativas existentes en cada país. En el caso de Chile, los medios de generación se clasifican según su capacidad de generación y al nivel de tensión en el cual son conectados [28], definidas en el decreto 244, las cuales se muestran en la figura 2.1.

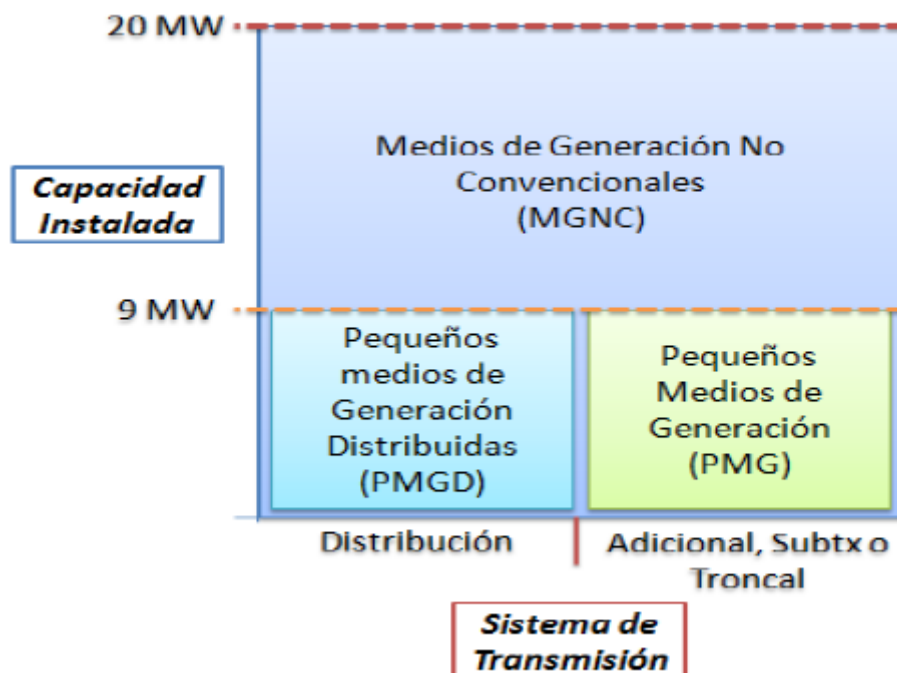


Figura 2.1: Clasificación de Medios de Generación, según su capacidad de generación y nivel de tensión.

Los bloques son definidos como:

- a) **Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a las redes de distribución o a instalaciones de una empresa que posea redes de distribución que utilicen bienes públicos.
- b) **Medios de Generación No Convencionales (MGNC):** Medios de generación cuya fuente es no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema son menores a 20 MW. Estos medios pueden estar conectados tanto a las redes de distribución como al sistema de transmisión troncal.
- c) **Pequeños Medios de Generación (PMG):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema son inferiores o iguales a 9 MW, conectados a redes pertenecientes al sistema troncal, de Sub-Transmisión o adicional.

Para el interés de este estudio, se adopta la definición entregada por [29] –que a su vez no se contradice con la normativa vigente en Chile- donde se presenta una definición amplia y cualitativa de la GD:

“Unidades de generación de potencia eléctrica cuya capacidad es considerablemente inferior a las centrales convencionales, y que se encuentran conectadas en las redes de distribución de baja y media tensión, a proximidad de los consumidores”.

2.1.1 Marco regulatorio frente a la interconexión de Generación Distribuida.

a) Norma técnica de Conexión y Operación en instalaciones de Media Tensión.

Estas normas indican las metodologías, procedimientos y demás exigencias para la conexión y operación de los PMGD, en las redes de media tensión. Estas redes ya sean de empresas distribuidoras de electricidad, o aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica, que utilicen bienes nacionales de uso público.

Los protocolos de conexión y desconexión del PMGD de la red de distribución, deberán ser ejecutados según los procedimientos que tenga establecido la empresa distribuidora, previa coordinación con el operador del PMGD. Algunas de las exigencias técnicas que se requieren para conectar el PMGD al sistema de distribución son:

1. El interruptor de acoplamiento deberá permitir la desconexión automática del PMGD para corrientes de fallas.
2. La instalación de conexión deberá constar de un interruptor, un equipo de corte visible, equipos de control y las protecciones de desacoplamiento, adicional al interruptor propio de la unidad generadora.
3. Para la conexión del PMGD a un paño de subestación, éste deberá estar incorporado a los enclavamientos respectivos de ella. En caso de conectar en una derivación de una línea de Media Tensión, se deberán implementar los enclavamientos del desconectador frente a un interruptor y desconectores de puesta a tierra.
4. La conexión del PMGD no debe obligar a un cambio en la coordinación de las protecciones, de este modo no se debe sobrepasar las capacidades de despeje de cortocircuitos de la red.
5. Las medidas de protección contra sobrecargas o cortocircuitos deberán respetar las normas vigentes.
6. El PMGD podrá regular tensión sólo cuando esto se haya acordado por ambas partes. En tal caso, el PMGD no deberá elevar la tensión más allá del 6% de la tensión previa existente, sin la conexión de éste.
7. En caso de fallas en el circuito, al cual se encuentra conectado el PMGD, éste deberá desconectarse de forma automática.

2.1.2 Impacto de la Generación Distribuida en las Redes de Distribución Eléctrica.

La conexión de una fuente de energía a un sistema eléctrico tiene un impacto de orden técnico y económico. En el caso particular de los generadores distribuidos esta situación no es diferente. Su operación al interior de las redes de distribución genera cambios en las variables eléctricas de esta. El correcto conocimiento del mencionado efecto, permite un manejo adecuado de las alteraciones en la red y de las acciones a tomar en caso de que estas hagan insostenible la operación convencional. Estas acciones consisten en realizar cambios de elementos presentes en la red o ampliaciones de capacidad de los ya existentes. Los cambios de las variables en la red de tipo estático que se consideran en el análisis, en este trabajo son: Flujo de potencia y Capacidad Térmica, Contribución al Nivel de Corto Circuito y Coordinación de Protecciones.

a) Flujo de Potencia y Capacidad térmica.

La conexión de GD tiene una directa influencia en los flujos de potencia que se tienen dentro del sistema. Dependiendo del tamaño, ubicación, tipo de fuente y cantidad de GD, además de su factor de carga, los flujos pueden volverse bidireccionales. Esto trae consigo una serie de efectos.

Al incorporar GD a las redes también hay una influencia en las pérdidas que se experimentan en el proceso de transporte de energía. La variación puede ser favorable si las inyecciones de generación distribuida permiten abastecer el consumo local, pueden ser nulas en el caso que se invierta el flujo, o bien, que la generación sea idéntica a la demanda del alimentador, o puede tenerse variaciones negativas en el caso que la penetración de GD sea muy grande y por ello se exporte energía. En este último caso, se puede alterar el correcto funcionamiento de los dispositivos del sistema de distribución ocasionando daños a los dispositivos, considerando que todos ellos poseen una capacidad máxima de transporte. La figura 2.2, muestra un flujo bidireccional en una red con GD.

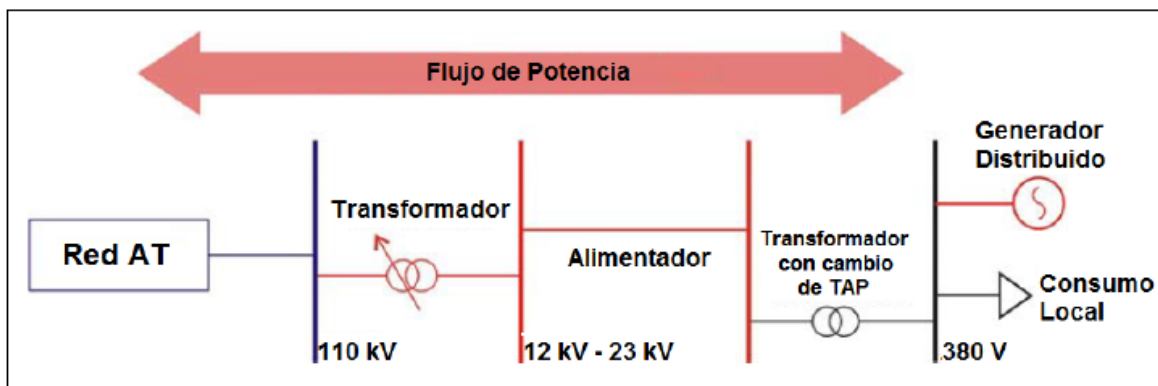


Figura 2.2: Esquema del Flujo de Potencia en una Red de Distribución con GD.

Por último, una variación en los flujos de potencia puede traer consigo problemáticas en los transformadores y dispositivos de protección de la red de distribución. El ajuste de Tap, en los transformadores puede verse alterado producto de la inversión de flujo de potencia, evidenciando una disminución considerable en su capacidad de transferencia. Lo mismo ocurre con los cambiadores de Tap automáticos. En el caso de las protecciones, la coordinación eficiente entre interruptores, reconectadores y fusibles, puede no ejecutarse evitando la eliminación de la falla en el sistema.

b) Contribución al Nivel de Corto Circuito

El nivel de corto circuito se define como la magnitud de la corriente que en situación de falla se observaría en un punto de interés. Las corrientes de falla suelen ser considerablemente superiores a las corrientes nominales, de modo que pueden provocar daños permanentes en los equipos eléctricos presentes en el sistema. De este modo, el diseño debe considerar la eventual aparición de estas corrientes y, por ende, que sean capaces de soportarlas por breves períodos de tiempo, durante los cuales las protecciones se accionen y logran aislar las fallas. Dependiendo del

tipo de generador que se conecte, se tendrán distintos efectos sobre el nivel de corto circuito. La contribución de los generadores síncronos, generadores de inducción e inversores se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Contribución de Corriente de falla de fuentes de energía.

Ítem	Inversor	Máquina de Inducción	Máquina Sincrónica
Características Generales	En modo de conexión a la red, se presenta como una fuente de corriente. En modo aislado de la red, se presenta como una fuente de voltaje. Baja inercia (rápida respuesta).	Por defecto fuente de corriente. Su actuar puede asemejarse a una fuente de voltaje, si se le alimenta externamente. Alta inercia (respuesta lenta).	Fuente de voltaje. Alta inercia
Contribución a la corriente de falla	Baja. Típicamente menor a 1.2 veces la corriente nominal.	Media Típicamente 6 veces la corriente nominal.	Alta Típicamente 10 veces la corriente nominal.
Incidencia sobre la calidad de suministro	Se debe controlar la inyección de armónicas. Factor de potencia controlable.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia debe ser corregido.	Baja distorsión armónica total. Factor de potencia controlable.

Para el cálculo de las corrientes de falla se consideran las impedancias entre la falla y los respectivos GD que aportan a la falla. En media tensión se tiene impedancias menores que en baja tensión, por lo cual las corrientes de corto circuito son mayores. El nivel de corto circuito se utiliza como un indicador de cuan robusta es una red eléctrica, lo que trae consigo que un GD aportará mucha más corriente a un corto circuito cercano, que a uno lejano y que dicho indicador decae con el nivel de tensión.

c) Coordinación de Protecciones

La interconexión de GD a la red de distribución modifica la característica radial del sistema de distribución, trayendo problemas en la coordinación de las

protecciones frente a fallas de cortocircuito. La protección tradicional ya no es efectiva, debido a que la incorporación de GD puede generar aumentos en los niveles de corrientes de falla, cuyo impacto dependerá del tamaño, ubicación y cantidad de GD conectados a la red. Algunos de los impactos son; Falso disparo, pérdida de selectividad y cegamiento de protección.

2.1.3 Beneficios del desarrollo de la GD

La GD no responde a los mismos desafíos que la generación convencional, ya que se encuentra lejos de ser capaz de sostener un sistema eléctrico en su totalidad, sin embargo, es posible enumerar algunos beneficios surgidos a partir de la implementación de esta nueva forma de suministrar energía eléctrica.

a) Producción, pérdidas y construcción

La GD puede ayudar a las distribuidoras a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red de distribución es restringida, en este mismo sentido puede llegar a ser más rentable implementar tecnologías de GD, que redimensionar una red.

Otro punto importante de la inserción de GD a la red de distribución es su contribución a la disminución de las pérdidas eléctricas durante la transmisión. Aproximadamente el 30% de la inversión de las compañías eléctricas se dedica a cubrir costos de transporte y distribución. Las pérdidas que se producen en las líneas, debidas al transporte de la energía, se estiman en un 7-10% en promedio con respecto a la potencia total generada, alcanzando un 14% en horas punta. La GD, al estar conectada en puntos más cercanos al consumidor, reduce estas pérdidas, aunque los efectos pueden variar dependiendo de las características propias de la red, de su topología, ubicación de GD y cuanto se produce en cada instante. [4]

b) Aspectos Medio ambientales

Las ERNC por su naturaleza se encuentran en forma dispersa y de poca densidad y aun no ofrecen las ventajas de otros recursos tales como el carbón o el gas natural. De forma que los sistemas actuales de planificación y producción de energía se basan en grandes centrales termoeléctricas e hidroeléctrica y aun se presenta un grado de dificultad para parques eólicos y centrales fotovoltaicos, ya que estos son de pequeña escala, en que el usuario puede ser desde una empresa generadora hasta una casa residencial. En este sentido, la penetración y crecimiento de la GD está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración.

El uso de la ERNC como GD, aumenta la eficiencia, ya que disminuye las pérdidas del transporte, tiene la posibilidad del uso de combustibles renovables o

menos contaminantes tal como el gas natural, esto convierten a la GD en un importante contribuidor de la disminución de los impactos ambientales reduciendo las emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) mediante un menor consumo de combustibles fósiles. En general, se puede decir que los proyectos de GD se enfocan a un mayor desarrollo sostenible.

c) El consumidor y la Generación Distribuida

La oportunidad que los consumidores se vuelvan productores de energía podría eventualmente llevar a un cambio de paradigma en el proceso de generación y consumo de energía. Este efecto ocurrirá debido a que los consumidores, orientados tanto a una alta fiabilidad y calidad, como a un bajo precio del servicio, pueden decidirse por la GD ya que resulta atractivo por esos aspectos, pero aún no resulta económicamente competitivo respecto a la generación tradicional. Partiendo por lograr la convivencia de la GD con la generación tradicional y a través de la investigación y desarrollo de tecnologías, se avanza hacia la red esquematizada en la figura 2.3.

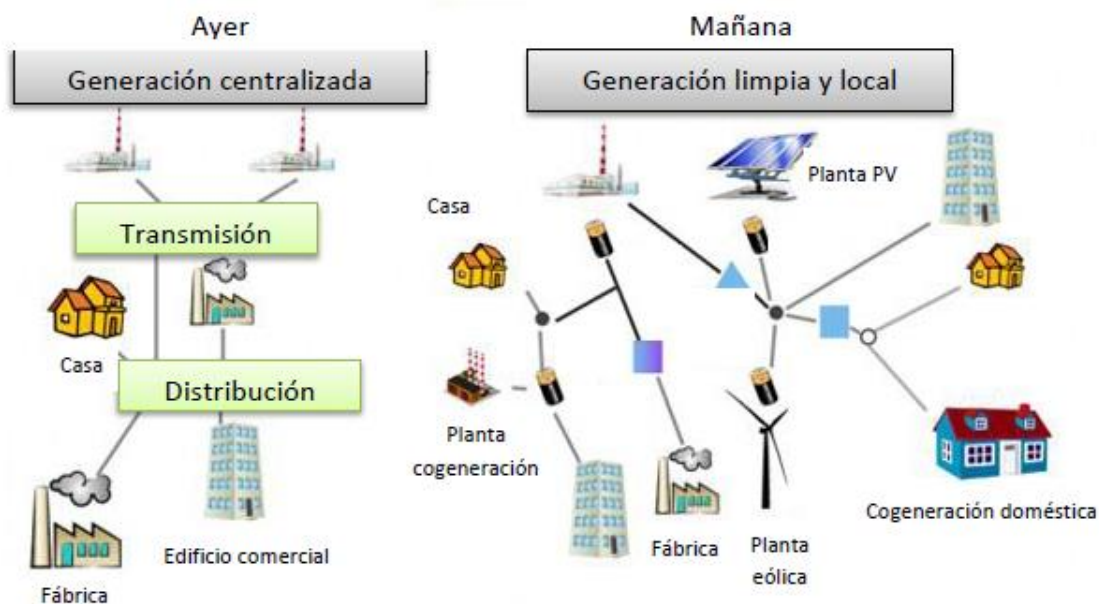


Figura 2.3: Red Eléctrica Esquemática actual y la del Futuro.

Por otro lado, en cuanto a los consumidores aislados o fuera del alcance de la red, la GD es la única solución viable, por lo que favorecería el desarrollo de localidades o de áreas rurales. Una generación dispersa y basada en las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, forman una red de baja tensión aislada, que puede ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de una falla de todos es muy baja. Además, si un generador quedase fuera de servicio, es muy fácil

para los otros compartir la carga. Dado esto, generalmente la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados. [7]

2.2 Redes de Distribución Eléctrica.

Los sistemas eléctricos de distribución han tenido históricamente la función de transportar flujos de potencia desde un punto, generalmente subestaciones primarias, hacia los consumos finales. Estructuralmente, se compone de elementos de transporte de energía eléctrica tales como: redes de Sub-Transmisión, subestaciones de distribución, alimentadores, subestaciones transformadoras y redes de baja tensión que efectúan el transporte por las calles con el fin de llegar al consumo final, en la figura 2.4, se muestra la configuración de un Red de Distribución Eléctrica.

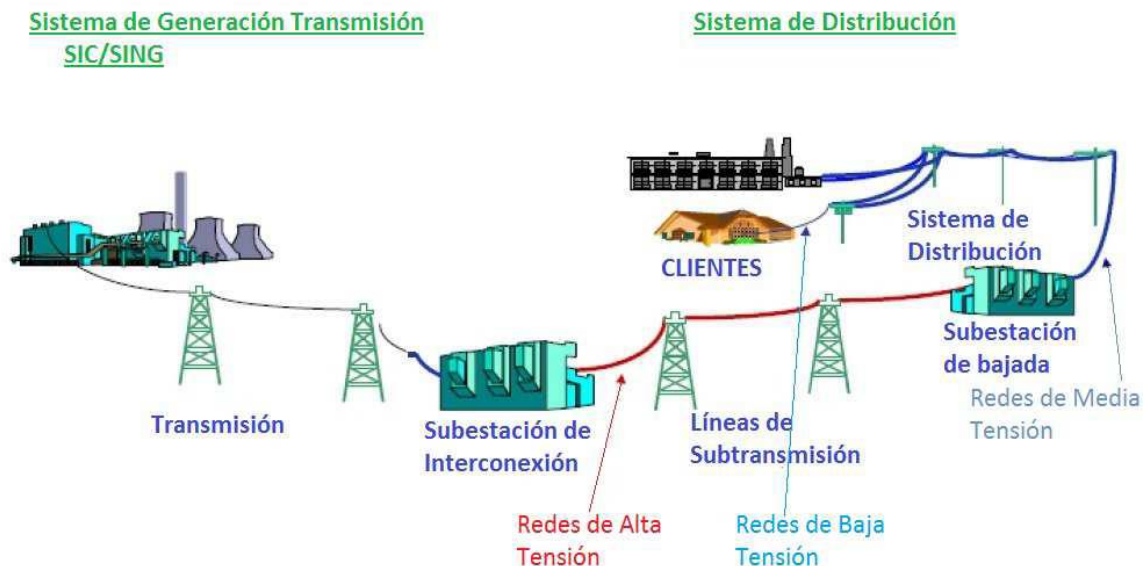


Figura n°2.4: Redes de generación, transmisión y distribución eléctrica.

Cada subestación cuenta con un determinado número de alimentadores, denominándose a este conjunto “área de servicio de una subestación”. Un área de servicio tiene una capacidad dada por la capacidad nominal de la subestación.

Los sistemas de distribución presentan características muy particulares, diferenciándose en forma marcada de los sistemas de transmisión. Algunas de estas características son: topologías radiales, razón R/X alta (lo cual se traduce en altos niveles de corto circuito), múltiples conexiones las cuales pueden ser monofásicas, bifásicas o trifásicas, cargas de distinta naturaleza y redes sin transposiciones.

La distribución se realiza típicamente en dos niveles de tensión: media tensión (MT) o distribución primaria y baja tensión (BT) o distribución secundaria. Las subestaciones son las encargadas de reducir niveles de alta tensión a valores de media tensión a través de transformadores primarios. Es común encontrar en estos niveles transformadores con cambiador de derivaciones para realizar control de tensión en el lado de alta tensión. Posteriormente la energía llega a una subestación secundaria en donde transformadores de distribución se encargan de realizar la transformación a niveles de tensión adecuadas para los consumos.

En redes de baja tensión se tiene la mayor variedad en cuanto a la naturaleza de las cargas tales como: Consumos residenciales, comerciales, de alumbrado público e incluso industriales. También se pueden encontrar cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas. Lo anterior genera desequilibrios en la red de baja tensión lo cual debe equipararse repartiendo las cargas lo más equitativamente posible en las tres fases.

Los sistemas de distribución se pueden clasificar según su carga (comercial, residencial, industrial o mixta), según la corriente (continua o alterna), según la tensión (distribución primaria o secundaria), según su topología (radial, anillo o enmallada), según el número de conductores (bifilar, unifilar, trifilar) y según el tipo de instalación (aérea o subterránea).

En Chile, las redes de distribución son aquellas instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Dentro de las redes de distribución se distinguen dos subsistemas, diferenciados principalmente por los niveles de tensión de sus instalaciones, siendo éstos el sistema de Distribución Primaria y Secundaria.

2.2.1 Sistema de Distribución Primaria

Corresponden a las instalaciones encargadas de proporcionar energía en media tensión a los centros transformadores y redes de baja tensión, con transmisiones de algunos MW, encargadas de apoyar a las redes de distribución secundaria. Los niveles de tensión en zonas rurales son de 23 kV, mientras que para zonas urbanas éstas pueden ser de 12 kV, 13,2 kV o 15 kV. En la figura 2.5., se observa una red de distribución primaria.



Figura n°2.5: Red de distribución primaria con niveles de 12,13.2,15 kV.

2.2.2 Sistema de Distribución Secundaria

Corresponden a las instalaciones encargadas de proporcionar energía en baja tensión a los usuarios finales, por lo que operan en la misma tensión que las redes de usuarios, 380 V y 220 V, en la figura 2.6, se observa una red secundaria de este tipo. En Chile, la distribución corresponde en una gran proporción a la compra de grandes bloques de Potencia y Energía, provenientes de largas líneas de transmisión encargadas de transportar la energía originada por las centrales de generación eléctrica, para su posterior venta a muchos usuarios minoristas. Esta modalidad de suministro genera que a nivel de las redes de distribución los flujos sean prácticamente unidireccionales, debido a la característica radial de la red, característica que se modificaría con la incorporación de unidades de generación distribuida.

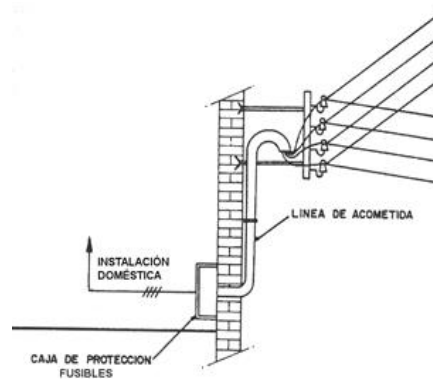


Figura n° 2.6: Red de distribución Secundaria nivel usuario 380 y 220 volts.

III. SISTEMA DE PROTECCION CON DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE

Un Sistema de Protecciones Eléctricas (SP), es el conjunto de equipos y elementos de un sistema de energía eléctrica, que realizan operación automática frente a la ocurrencia de condiciones anormales de operación, con el objeto de aminorar o eliminar los efectos de las fallas sobre el equipo o línea protegida y las personas. Así como también mantener las condiciones de operación del sistema.

Para la operación en Condiciones Normales el sistema deberá cumplir con los requisitos necesarios para servir la “demanda” del consumo, de acuerdo a una cierta calidad prefijada de suministro del servicio. En el caso de operación en Condiciones Anormales, las que se producen debido a ocurrencias de falla en el equipo, ocurrencia de fenómenos incontrolables o también por errores cometidos por operadores, se permite la ocurrencia de falla, incluyendo características y elementos que reduzcan el daño causado por las fallas, tanto en el equipo que constituye el Sistema de Potencia, como en la calidad del servicio suministrado.

Más allá de la filosofía y el esquema que se elija para diseñar un SP, existen una serie de características y atributos que siempre es deseable tener en un SP, sin embargo, es normal que todos ellos no se puedan lograr, debiéndose sacrificar o discriminar a favor de la característica más adecuada para la situación presentada. Estas son, la selectividad, rapidez, sensibilidad, seguridad, respaldo, coordinación, confiabilidad y traslapo.

Los equipos de protección de sobre-corriente corresponden a dispositivos cuya selectividad reacciona frente a un aumento de corriente sobre los valores normales de operación del elemento protegido, es decir, actúa cuando la corriente circulante por el elemento protegido supera un cierto valor preestablecido, de este modo, se discrimina que el sistema se encuentra bajo la presencia de alguna falla.

Una Red de distribución radial se encuentra conformada básicamente de un alimentador trifásico principal, el cual es protegido por un interruptor de potencia o reconectador instalado a la salida de la subestación de bajada, cabecera del alimentador. Además, contienen fusibles los que permiten conectar los circuitos laterales monofásicos o trifásicos al alimentador principal. Para la conexión o seccionamiento por emergencia con otros alimentadores se utilizan cuchillas operadas manual o remotamente.

El tipo particular de protección a utilizar depende del elemento que se quiere proteger y el nivel de tensión del sistema y aunque no hay estándares específicos que abarquen toda la complejidad de un sistema de protección en distribución, acá

se abarcan algunos de los equipos y prácticas de utilización. Lo más utilizados son el fusible, reconectador y los relés.

3.1 Fusible

El fusible es un elemento de protección de sobre corriente y es el más utilizado en redes de distribución, posee un elemento que es directamente calentado por la corriente que circula y se destruye cuando ésta excede un valor predeterminado. Un fusible bien escogido debe abrir el circuito mediante la destrucción del elemento fundible, eliminar el arco establecido durante la ruptura del elemento y luego mantener la condición de circuito abierto con voltaje nominal aplicado en sus terminales (es decir, sin arco a través del elemento fusible).

Según las características del fusible, se pueden clasificar en tres: fusibles de acción muy rápida, acción rápida y acción lenta. En este trabajo se utiliza un fusible de acción lenta (características de corriente de tiempo inverso). Esta característica generalmente se traza en papel cuadriculado logarítmico. Lo que distingue a esta curva es que se aproxima a una línea recta y el uso de una ecuación lineal generalmente disminuye la asignación de cálculo, como se expresa en (3.1) [12].

$$\text{Log}(t) = a * \text{Log}(I) + b \quad (3.1)$$

Donde t , es el tiempo de funcionamiento del fusible, I es la corriente de falla vista por el fusible y a, b son las constantes que se obtienen del ajuste de la curva de las características del fusible.

Para una adecuada selección de los fusibles es necesario conocer los siguientes factores:

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de cortocircuito
- Máxima corriente de carga
- Capacidad de interrupción

El tamaño mínimo de la corriente nominal del fusible, que corresponde a la máxima corriente que este puede llevar de forma permanente, se debe tomar en cuenta la máxima corriente de carga normal del lugar de la instalación, la corriente de arranque y de carga fría. De este modo, la corriente nominal del fusible seleccionado debe cumplir lo siguiente:

$$I_{\text{nominal fusible}} \geq I_{\text{Carga Máxima}} \quad (3.2)$$

Además, para cargas trifásicas:

$$V_{\text{regimen máximo del fusible}} \geq V_{\text{Máximo } f-f \text{ del sistema}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{Interrupción nominal simétrica del fusible}} \geq I_{\text{falla máxima posible}} \quad (3.4)$$

3.2 Reconectador

El reconectador es un dispositivo de interrupción de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable, con opción de monitoreo y operación tele-mandada, instalado preferiblemente en líneas de distribución. Este equipo, permite interrumpir el flujo en caso de detectar una condición de sobrecorriente, teniendo como característica principal la de reconectar y energizar el circuito protegido, cerrando sus contactos nuevamente, una vez transcurrido un tiempo determinado. De este modo, es capaz de eliminar fallas temporales por medio de la des-energización momentánea de la red. En caso de que la falla siga presente, se repite la secuencia de apertura-cierre un número de veces más, tres veces como máximo, quedando en posición abierta definitivamente posterior a la cuarta operación de apertura. De esta manera, si la falla es de carácter permanente, el reconectador abre en forma definitiva, aislando la sección fallada de la alimentación del sistema.

El reconectador consta de un sistema de control que permite programar un cierto número de operaciones de apertura-cierre, pudiendo además variar el intervalo y la secuencia de operación. Entre las características con las que cuenta el reconectador se encuentra la de determinar el tiempo que debe tardar en abrir. Este tiempo es función del valor de los Amperes que alcanza la corriente de falla y la curva de tiempo-corriente que esté programada. Dentro de las curvas tiempo-corriente, se tienen 2 tipos de operación, curva de disparo rápido y curva de disparo retardado. Las características del reconectador se muestra en (3.2) [13] [7].

$$t(I) = TD * \left[\frac{A}{M^P - 1} + B \right] \quad (3.5)$$

Donde t , es el tiempo de operación del reconectador, I es la corriente vista por el reconectador, TD es un ajuste dial de tiempo, M es una relación ($M = \frac{I}{I_{pick-up}}$), $I_{pick-up}$ es el punto de ajuste de la corriente del relé, A, B y P son constante de la curva seleccionada. La corriente de activación del restaurador, se puede calcular a partir de (3.3) [7].

$$I_{pick-up} = OLF \times I_{nom} \quad (3.6)$$

Donde OLF es el factor de sobrecarga, el cual depende del circuito protegido, I_{nom} es la corriente nominal del reconectador.

Los factores a considerar en la selección del reconectador son:

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de falla en el punto de instalación del reconectador
- Máxima corriente de falla en la zona que protege el reconectador.

3.3 Relé

Las redes de distribución radial utilizan generalmente relés de sobrecorriente (OC) no direccionales para proteger los alimentadores principales y fusibles para proteger los alimentadores laterales [12]. Los relés OC se dividen en dos grupos según las características de funcionamiento del relé:

- 3.3.1 Relé instantáneo o de tiempo definido: El relé instantáneo funciona inmediatamente cuando la corriente de falla alcanza el valor de activación. El relé de tiempo definido se dispara después de un retraso específico.
- 3.3.2 Relé de tiempo inverso: El tiempo de disparo del relé de tiempo inverso es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de falla.

La norma IEC 60255 caracteriza el relé de tiempo inverso como: Estándar Inverso (SI), Muy Inverso (VI) y Extremadamente Inverso (EI), resumidos en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características del relé de acuerdo al estándar IEEE 60255

Relay	Characteristic
Standard Inverse (SI)	$T = \frac{0.14}{\left(\frac{I_f}{I_p}\right)^{0.02} - 1} * TMS$
Very Inverse (VI)	$T = \frac{13.5}{\left(\frac{I_f}{I_p}\right) - 1} * TMS$
extremely Inverse (EI)	$T = \frac{80}{\left(\frac{I_f}{I_p}\right)^2 - 1} * TMS$

Los factores a considerar en la selección del Relé de sobrecorriente(OC) son:

- Tensión del sistema
- Máxima corriente de falla en el punto de instalación del reconectador
- Máxima corriente de falla en la zona que protege el reconectador.

3.4 Coordinación de Dispositivos de Protección de sobre corriente.

La coordinación de dispositivos de protección de sobrecorriente en una red de distribución debe cumplir con los siguientes criterios básicos: La protección principal debe despejar una falla temporal o permanente antes de que la protección de apoyo opere, o continuar operando hasta que el circuito se desconecte. En una red radial la protección principal es la que se encuentra más cercana al punto de falla, y la de apoyo es la que viene inmediatamente después con un pequeño retardo temporal. La pérdida de suministro causada por fallas permanentes debe estar restringida a la más pequeña parte posible del sistema y por el periodo más corto posible. Es decir, se debe garantizar selectividad.

La coordinación de protecciones de sobrecorriente es el proceso de determinar configuraciones de los dispositivos, de modo de cumplir con los objetivos recién planteados. Las características de tiempo inverso son las más utilizadas, ya que se puede utilizar una amplia gama de tiempos y corrientes de disparo.

Para los relés y reconectadores hay dos configuraciones en las que hay que poner atención: $I_{pick-up}$ (valor mínimo de corriente de cortocircuito para causar disparo) y la escala de tiempo (Time Dial). La corriente $I_{pick-up}$ se debe escoger de modo que el equipo no envíe señales de disparo para la corriente máxima de carga en el circuito que se desea proteger. La escala de tiempo se utiliza para asegurar la coordinación entre dos o más equipos, ya que ésta provee de una familia de curvas programables.

La coordinación de un esquema de protecciones comienza desde el dispositivo más lejano a la fuente, y desde ahí se coordinan los elementos aguas arriba. El método gráfico de curvas de tiempo-corriente es el más usado para estos fines. Las coordinaciones de sobrecorrientes más utilizadas son; reconectador (relé)-fusible, fusible-fusible, relé-relé.

3.4.1 Coordinación reconectador (relé) –fusible

El funcionamiento en conjunto de estos equipos pretende que, en presencia de una falla permanente en una derivación lateral del circuito, esta sea liberada por medio del fusible que protege tal segmento, mientras que, para el caso de una falla temporal, esta sea liberada por la acción del reconectador de cabecera. La figura 3.1 muestra el diagrama unifilar y los gráficos de esta coordinación.

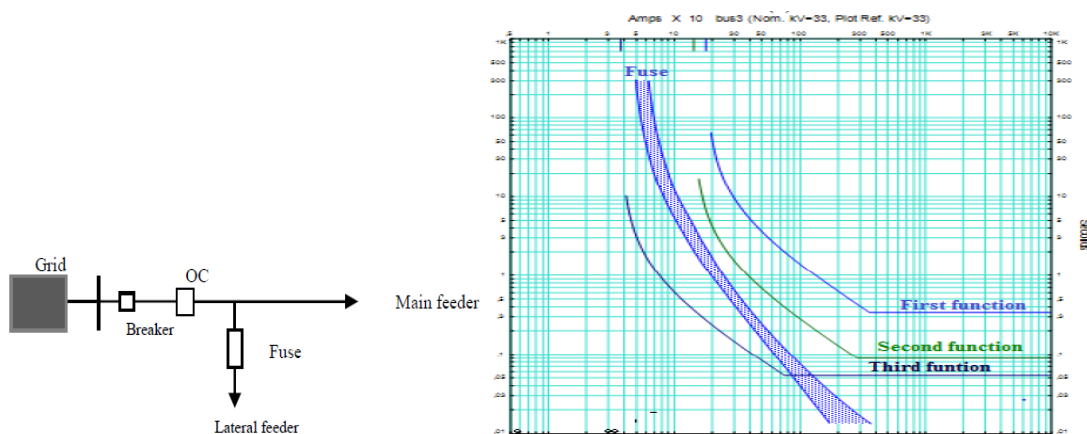


Figura 3.1: Diagrama unifilar y gráficos de coordinación reconectador-fusible.

Para lograr la coordinación entre reconectador-fusible, se deberá cumplir dos condiciones:

- Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el producto, entre el tiempo de operación de la característica rápida del reconectador y el factor de corrección.
- Para toda corriente de falla ubicada en la zona protegida del fusible, su tiempo máximo de aclaramiento debe ser menor que el tiempo de operación de la característica retardada del reconectador.

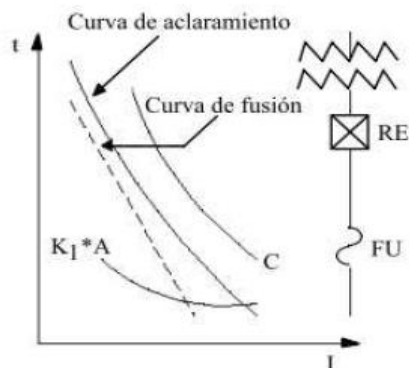


Figura 3.2: Curva de coordinación reconectador –fusible, Fuente: [1].

La siguiente tabla muestra los valores del factor de corrección K_1 , según el tiempo de la primera reconexión.

Tabla 1: Valores de factor de corrección K_1 .

Factor de Corrección K_1.		
Tiempo de reconexión (ciclos)	Una operación rápida	Dos operaciones rápidas
25-30	1,25	1,80
60	1,25	1,35
90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

En el caso de la coordinación relé-fusible, esta se obtiene cuando el fusible opera antes del relé, con un margen de 0,2 a 0,3 segundos, entre la curva de máximo aclaramiento y la curva de tiempo inverso del relé. Esta coordinación a diferencia de la coordinación reconectador fusible, no permite aislar las fallas, ya sea temporal o permanente.

3.4.2 Coordinación Fusible-Fusible

El criterio esencial cuando se usan fusibles es que el tiempo máximo de despeje (momento en el cual se extingue el arco) para un fusible principal, no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible de apoyo, para el mismo nivel de corriente [17].

Los fusibles tienen dos características principales: el tiempo mínimo de fusión (MMT) da el tiempo en el que el fusible puede dañarse para un valor dado de corriente de falla y el tiempo total de compensación (TCT) proporciona el tiempo de eliminación de falla del fusible para el valor dado de la corriente de defecto [14].

Por ejemplo, para asegurar la coordinación entre dos fusibles como se presenta en la figura 3.2, el fusible 1, debe limpiar la falla antes que el fusible 2, durante una falla en el alimentador 1. La figura 3.2, muestra un diagrama unifilar y las características MMT y TCT del fusible y su coordinación.

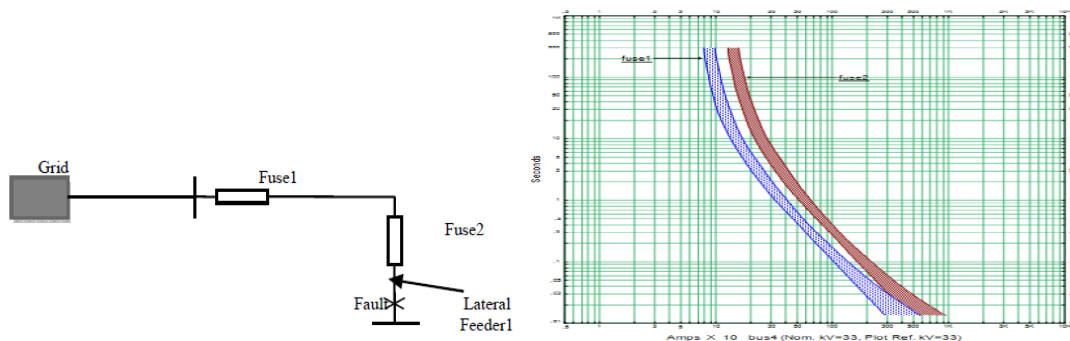


Figura 3.2: Diagrama unifilar y gráficos de coordinación fusible-fusible.

3.4.3 Coordinación relé-relé:

La coordinación de los relés de sobrecorriente es esencialmente la misma que para los fusibles [15]. La base es la característica tiempo-corriente que se muestra en la figura 3.3. La corriente de arranque I_p (pick-up) y la configuración del multiplicador de tiempo TMS se consideran en la configuración de los relés OC. La figura 3.3 presenta el alimentador principal protegido por relés de sobrecorriente inversos R1, R2 y R3. El relé R2 aguas arriba debe coordinarse con el relé R3 aguas abajo y la clasificación entre dos relés se llevará a cabo a la corriente de falla máxima en la línea3. Por ejemplo, para cualquier falla en la línea 3, el relé R3 debe operar antes que los relés R2 y R1. La figura 3.3, muestra el diagrama unilineal y los gráficos tiempo-corriente de este tipo de coordinación.

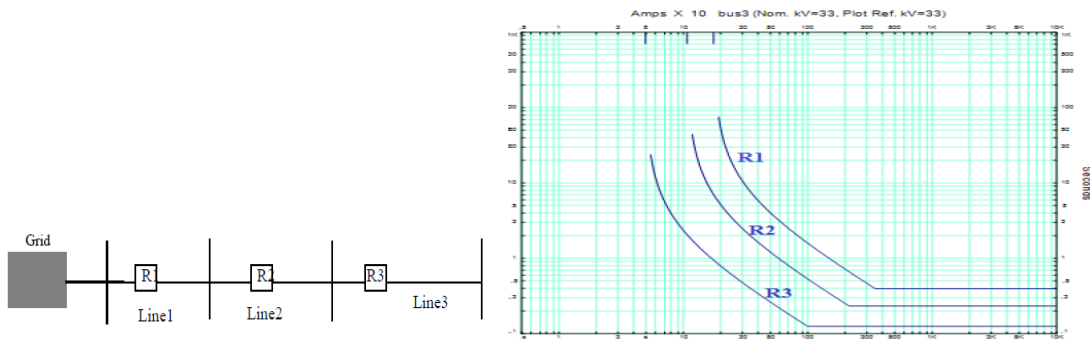


Figura 3.3: Diagrama unifilar y gráficos de coordinación relé-relé.

El criterio para la coordinación de relés, es que el tiempo de despeje para un relé principal, no debe exceder el 75% del tiempo de despeje del relé de apoyo, para el mismo nivel de corriente.

3.5 Impactos de los GDs en la coordinación de protección de sobrecorriente

La integración de las DG tendrá una influencia importante en la coordinación de la protección. En la siguiente subsección se presentan tres de los problemas de coordinación.

3.5.1 Falso disparo

El falso disparo ocurre cuando la corriente de falla en un alimentador se complementa con la corriente de falla aportada por un GD en un alimentador adyacente conectado a la misma fuente. En tal caso, los dispositivos de protección

del alimentador adyacente podrían desconectar el circuito [16]. La figura 3.4, ilustra este problema.

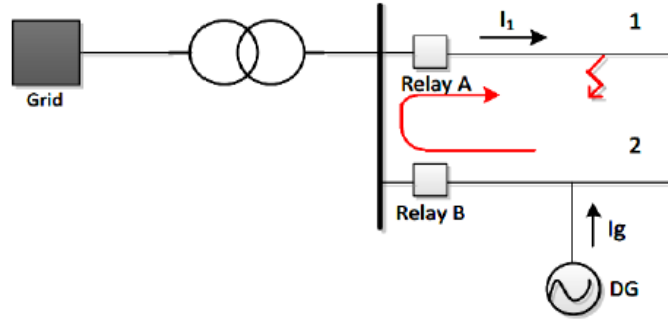


Figura 3.4: Diagrama unifilar con falso disparo

3.5.2 Pérdida de selectividad

Los dispositivos de protección están diseñados para detectar una cierta corriente de falla mínima, que normalmente incluye los extremos del alimentador. A medida que aumenta la penetración del GD, es más difícil detectar una falla en los dispositivos de sobrecorriente, con los ajustes que se basaron en la corriente de falla mínima antes de que se conectaran los GD, lo que resulta en una pérdida de selectividad [17]. Las reglas de selectividad para la coordinación de reconectadores y fusibles se muestra en la zona Z3 de la figura 3.5, y se puede expresar como muestra la referencia [15]:

- a) Para todos los valores de corriente de falla a través de un fusible en cuestión $I_{fuse\ i}$ el tiempo de operación del fusible $t(I_{fuse\ i})$ debe ser mayor que el tiempo de operación rápida del reconectador $t(I_{Recloser\ F})$.

$$t(I_{(Fuse\ i)_{MM}}) > t(I_{Recloser\ F});$$

$$\forall I_{Fuse\ i} \begin{cases} I_{f,min_i} \leq I_{Fuse\ i} \leq I_{f,max_i} \\ I_{f,min_i}, I_{f,max_i} > 0 \end{cases} \quad (3.4)$$

- b) Para todos los valores de corriente de falla a través del fusible en cuestión ($I_{fuse\ i}$), el tiempo total de limpieza de fusible, $t(I_{(fuse\ i)_{TC}})$ debe ser menor que el tiempo lento del reconectador.

$$t(I_{Reclosers}) > t(I_{(Fuse\ i)_{TC}});$$

$$\forall I_{Fuse\ i} \begin{cases} I_{f,min_i} \leq I_{Fuse\ i} \leq I_{f,max_i} \\ I_{f,min_i}, I_{f,max_i} > 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

La figura 3.5, muestra el margen de coordinación, con las corrientes mínimas y máximas.

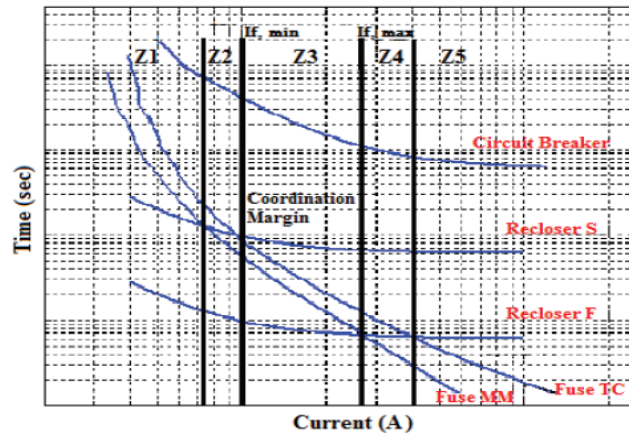


Figura 3.5: Gráficos tiempo-corriente, con corrientes máximas y mínimas.

3.5.3 Cegamiento de la protección contra sobrecorriente

Cuando un GD está aguas arriba de la ubicación de la falla y aguas abajo de un relé, el GD contribuirá a la corriente de falla total, pero disminuirá la corriente de falla vista por el relé. Esta situación puede provocar un disparo retardado o que no se dispare el relé [18]. La figura 3.6 muestra la situación que puede provocar el cegamiento de los relés OC y el diagrama unifilar de este problema.

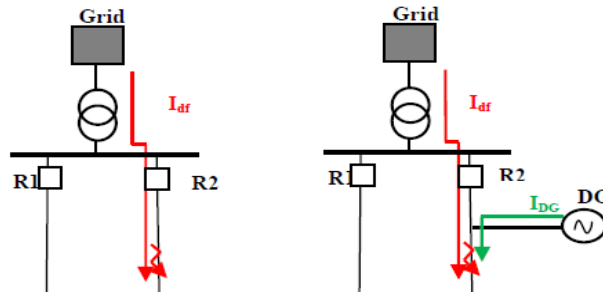


Figura 3.6: Diagrama unifilar con cegamiento de protecciones

IV. METODO DE EVALUACION Y MODELAMIENTO DE RED

La idea principal de este trabajo es obtener una perspectiva de las corrientes de falla y el estado de las coordinaciones de protecciones, a consecuencia del impacto que provoca la conexión de GDs. La magnitud y las ubicaciones de las GDs, son dos características importantes y que se consideran para el análisis. A continuación, se presenta una metodología paso a paso, con el objetivo final de evaluar los impactos que genera la GD en la red, desde el punto de vista de pérdida de selectividad, cegamiento de protecciones y disparos falsos. Además, se evalúan recomendaciones tales como reconfiguración de equipos, cambio de fusibles y limitación de inserción de GD.

4.1 Metodología para evaluar la coordinación de protecciones

Esta metodología consiste en realizar un desarrollo y análisis, desde las actividades bases y finales, para la evaluación de las coordinaciones de protecciones en la red de distribución.

Como primera etapa, se selecciona una red de prueba y se modela según sus características. Luego se realiza un estudio de flujo de carga y de cortocircuito en base a la simulación con el software ETAP 19.0.1. Con la obtención de las corrientes de carga y de cortocircuito se seleccionan los dispositivos de protección que deben estar en la base de datos del programa de simulación. La coordinación de protección entre los fusibles y el reconectador se realiza, en base a criterios de coordinación y en base a los gráficos de tiempo-corriente del software, lo cual es bastante practico y rápido de llevar a cabo.

La segunda etapa consiste en seleccionar las barras donde se conectarán las GD. En base a un criterio topológico y de tamaño de la red, es recomendable seleccionar barras que se encuentren en el alimentador principal trifásico, donde es posible inyectar un porcentaje mayor de energía, con respecto a la fuente energética principal.

Las GD serán maquinas inductivas las que se pueden encontrar en la base de datos de ETAP 19.0.1. Los niveles de inyección de GD, en cada nodo seleccionado deberá superar, en la sumatoria, el 50% de la potencia de la red principal.

En la tercera etapa se realiza un análisis de los impactos de las GD, en las coordinaciones reconectador-fusible, en distintas barras. Se evalúan cada una de las pérdidas de coordinaciones. Las evaluaciones se clasifican en pérdida de selectividad (fusión de fusible o fatiga fusible), cegamiento de protecciones (fusión de fusible o fatiga fusible) y disparo falso.

En la etapa final de esta metodología se evalúan las recomendaciones para solucionar las pérdidas de coordinación, ya sea para pérdidas de selectividad, cegamiento y disparo falso. En el marco de evaluación de las recomendaciones están las de reconfiguración de los equipos de protecciones, cambio de equipo de protecciones y limitación de la inserción de GD para mantener los equipos de protección iniciales y sus configuraciones, de tal modo de no ver afectadas las coordinaciones de protecciones en la red de distribución. Las etapas mencionadas anteriormente se representan en un paso a paso de actividades que se muestra en la figura 4.1.

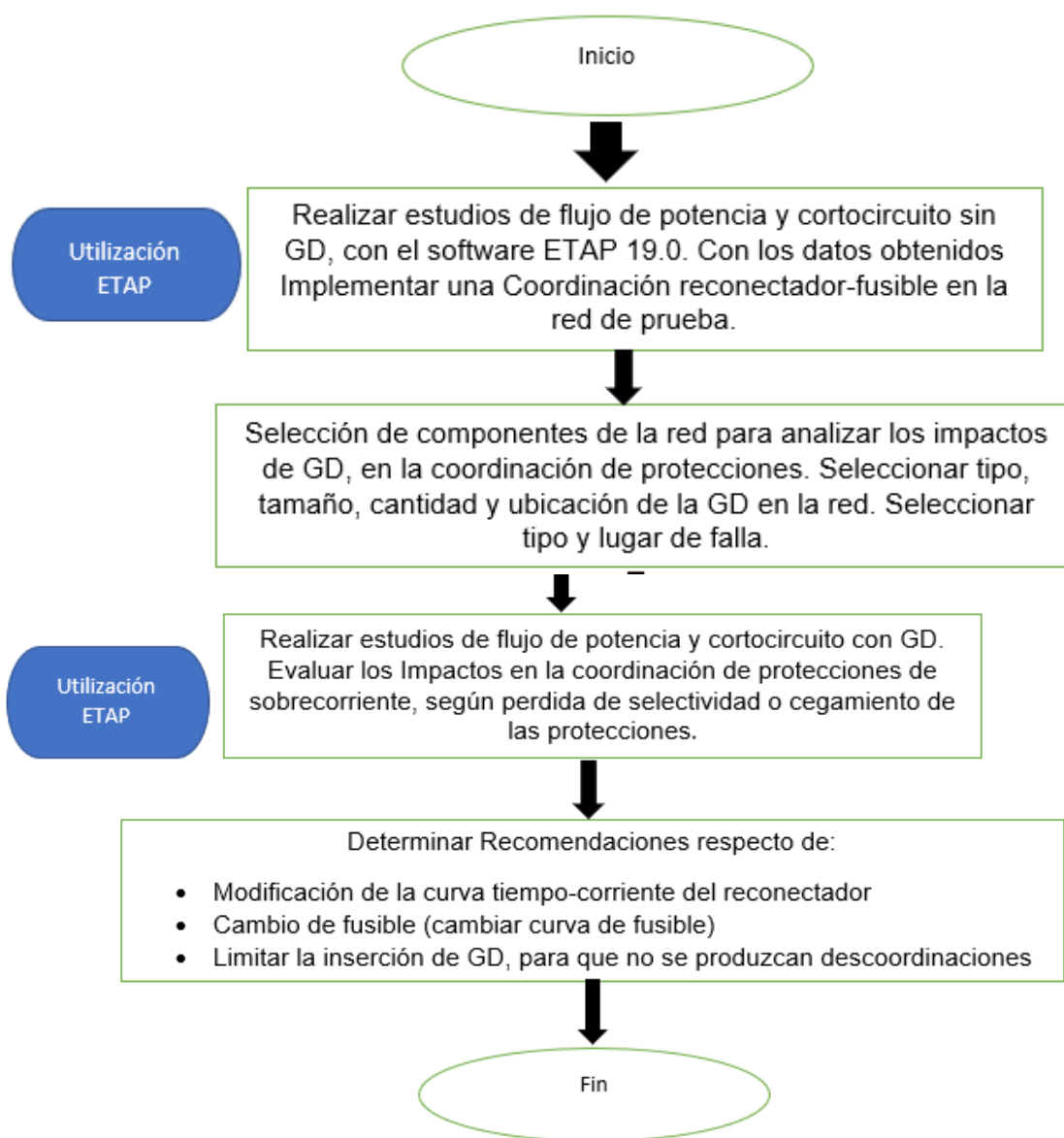


Figura 4.1: Flujo de datos para aplicación de metodología.

4.2 Modelamiento de red de distribución con GD y su sistema de protección.

Para iniciar el modelamiento se mencionan los aspectos más importantes de las protecciones de red de distribución con GD. Además, se mencionan todos los componentes que conforman el sistema en general. Por lo tanto, a continuación, mencionamos cada uno de estos aspectos.

- **Red de prueba:** Se caracteriza por tener una fuente de alimentación, un transformador de conexión, líneas de transmisión y cargas etc.
- **Esquema de protección:** La elección del sistema de protección se realiza según criterios topológicos, de tamaño de la red y de tipo de fallas más frecuentes. Aquí se escoge un sistema de protección de reconectador-fusible, o en este caso de relé de curva rápida y relé de curva lenta, con fusibles. Es decir, en reemplazo de un reconectador se utiliza dos relés, de curva rápida y lenta, respectivamente y un relé de tiempo instantáneo para la reconexión del sistema. La elección de esta configuración es para presentar una solución a las fallas de carácter temporales, ya que están son aproximadamente un 80% de las fallas totales en la red.
- **Elección de los equipos de protección:** Relés, fusibles, elemento de apertura.
- **Equipos de generación:** Máquinas de inducción en configuración de Generador

4.2.1 Red de Prueba

Para el análisis de los casos de estudios se utiliza parte de una red de prueba correspondiente al alimentador IEEE 34-Node Radial Test Feeder System, marcada con rojo, según la figura 4.2[18]. Este alimentador de 34 nodos pertenece a un grupo de alimentadores de prueba, utilizados para el análisis de los sistemas de distribución. En la figura 4.2, se muestra la red de prueba.

En la figura 4.4, se muestra el alimentador principal modificado del IEEE 34 nodo, modelado en el software ETAP 19.0.1.

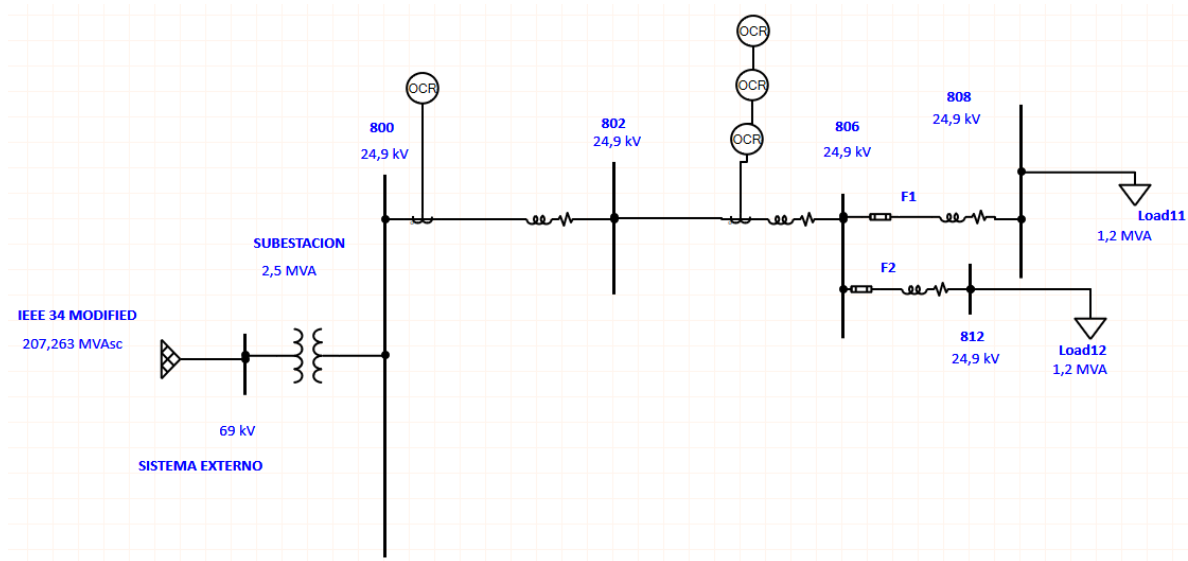


Figura 4.4: Alimentador principal modificado IEEE 34 nodo, modelado en ETAP 19.0.1.

Según la red de prueba IEEE 34 nodo, se toman en consideración las características del transformador de la SSEE y líneas de transmisión, para configurar estos componentes en ETAP 19.0.1, como se muestra a continuación.

a) Subestación Transformer 2-Winding

El alimentador IEEE 34-Node Test Feeder, tiene una amplia variedad de componentes y características topológicas, destacándose dentro de ellas el transformador de subestación. La tabla 4.1, muestra los parámetros del transformador de la SSEE, en la red de prueba.

Tabla 4.1: Parámetros del transformador de la SSEE, en la red de prueba.

Transformadores	[kVA]	Voltaje de Alta [kV]	Voltaje de Baja [kV]	R [%]	X [%]
Subestación	2500	60-D	24,9-Y Aterrizado	1	8

Los componentes y características de esta red de prueba completa, se incluirán en el **anexo** de este trabajo.

La subestación está representada por un transformador de dos devanados, con potencia nominal aparente de 2,5 MVA, estándar ANSI, con conexión trifásica. Los voltajes del primario y secundario son de 69 y 24.9 kV respectivamente, con conexión DY aterrizado. Los valores de R/X, se pueden observar en la tabla 4.1.

La figura 4.5 muestra la configuración de estos parámetros en el software ETAP 19.0.1.

2-Winding Transformer Editor - SUBESTACION

Reliability		Remarks			Comment		
Info	Rating	Impedance	Tap	Grounding	Sizing	Protection	Harmonic
2,5 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C						69 24,9 kV	
Voltage Rating Prim. kV: 69 FLA: 20,92 Nominal Bus kV: 69 Sec. 24,9 57,97 24,9 Other 65				Z Base MVA: 2,5			
Power Rating MVA: 2,5 Rated: 2,5 Other 65 Derated: 2,5 % Derating: 0				Alert - Max MVA: 2,5 ☒ Derated MVA ☐ User-Defined			
MFR:				Installation Altitude: 3300 ft Ambient Temp.: 30 °C			
Type / Class Type: Liquid-Fill Sub Type: Other Class: Other Temp. Rise: 65							

Figura 4.5: Configuración Transformador SSEE, en ETAP 19.0.1.

Según los valores de R/X entregados en la red de prueba, se obtienen desde ETAP, los valores de impedancia de secuencias que se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Valores de Impedancias calculadas por ETAP 19.0.1

Valores de Impedancia					
Secuencia	%Z	X/R	R/X	%X	%R
Positiva	8,062	8	0,125	8	1
Negativa	8,062	8	0,125	8	1
zero	8,062	8	0,125	8	1

b) Líneas de Transmisión

Según la información de la red de prueba IEEE 34 nodo, se tienen el segmento de línea, es decir nodo de inicio y nodo de término de la línea de transmisión. Se menciona la longitud de la línea, la configuración para el tipo de línea y el espaciamiento de líneas en las torres de transmisión. La tabla 4.3, resume completamente las características de las líneas a utilizar.

Tabla 4.3: Datos de segmentos de líneas y sus configuraciones

Datos segmentos de líneas y configuración						
Node A	Node B	Longitud ft	Configuración	Fase	Neutro	Spacing ID
800	802	2580	300	ACSR 1/0	ACSR 1/0	500
802	806	1730	300	ACSR 1/0	ACSR 1/0	500
806	808	32230	300	ACSR 1/0	ACSR 1/0	500
806	812	37500	300	ACSR 1/0	ACSR 1/0	500

La configuración de las líneas en ETAP 19.0.1 se muestra en la figura 4.6. El software posee una base de datos con una serie de líneas, en donde encontramos la línea considerada en la red de prueba. Además, se encuentra la configuración de las líneas, donde se debe escoger entre configuración vertical, horizontal, paralela vertical, paralela horizontal etc. Finalmente se debe ingresar los datos de la configuración de las líneas en las torres de transmisión tal como muestra la figura 4.7.

Transmission Line Editor - Line11

Sag & Tension	Ampacity	Compensation	Reliability	Remarks	Comment	
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance	Protection
T&D Book		T1 25 °C	Code	105,7	kcmil	
ACSR	60 Hz	T2 50 °C	Raven 1/0	6	Strands	

Phase Conductor

Conductor Type: R-T1 (25 °C) 0,888 R-T2 (50 °C) 1,12 Xa 0,656 ohms per 1 mile

Outside Diameter: 0,398 in GMR: 0,00446 ft Xa' 0,1216 megohms per 1 mile

Conductor Lib...

Figura 4.6: configuración de línea de transmisión en ETAP

Configuration Type: Horizontal GMD: 4,286 ft

Phase

Height: 24 ft Spacing: AB 2,5 ft BC 4,5 ft CA 7 ft

Ground Wires

Number of Ground Wires: 1 CG: -4 ft

Layout

Conductors

Transposed: ☐ Separation: 0 inch Conductors/phase: 1

Figura 4.7: Configuración de las líneas de transmisión en la torre

c) Fuente de Energía (Red Externa)

La fuente de energía de la red, está representada en Etap 19.0.1, por “Power Grid”. Para este trabajo la fuente tiene un voltaje nominal de 69 kV, desbalanceado, con conexión trifásica. La figura 4.8, muestra el cálculo de los niveles de potencia de cortocircuito desde los valores X/R del transformador de la SSEE. Estos cálculos los realiza ETAP 19.0.1

Power Grid Editor - IEEE 34 MODIFIED

Info Rating Short Circuit Time Domain Harmonic Reliability Energy Price Remarks Comment

69 kV Swing

Grounding

IEEE 34 MODIFIED

207,263 MVA_{sc}

SC Rating

	MVA _{sc}	MVA _{sc}	X/R	kA _{sc}
3-Phase	207,263		8	1,734
1-Phase	310,702	103,567	8	2,6
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ln} I_f$		

SC Impedance (100 MVA_b)

	% R	% X
Pos.	5,98441	47,8753
Neg.	5,98441	47,8753
Zero	0,00743	0,05945

Figura 4.8: Configuración de los niveles de corriente de cortocircuito de la red externa

d) Cargas estática

Las cargas consideradas son trifásicas, con potencia aparente de 1,2 MVA, con factor de potencia 0,92, en conexión estrella aterrizada. En la figura 4.9, se muestra la configuración de las cargas a través del editor Static Load, en ETAP 19.0.1.

Reliability	Remarks	Comment
Info	Loading	Cable/Vd
1	1.104 MW 0.47 Mvar 24.9 kV	Cable Info not available

Ratings

kV	MVA	MW	Mvar	% PF	Amps
24.9	1.2	1.104	0.47	92	27.82

Grounding

Y

Calculator...

Figura 4.9: Carga estática considera en la red modificada IEEE 34 nodo.

4.2.2 Esquema de Protección

El esquema de protección que se utiliza es el de reconectador-fusible, sin embargo, este esquema se modifica para trabajar con tres relés, de curvas rápida, curva rápida instantánea de reconexión y curva lenta. El esquema reconectador-fusible tiene la característica de permitir la reconexión de parte de la red en falla, ya que la falla puede tener características temporales. En redes de distribución el 80 % de las fallas son temporales y es ahí, donde este esquema resulta eficiente.

La modificación del esquema de reconectador-fusible a relé-fusible con reconexión, se realiza para presentar una alternativa que cumpla las mismas funciones de reconexión, pero además para con las características positivas del relé de sobrecorriente. La Figura 4.10, muestra la red de prueba modelada en ETAP, con un esquema de protección reconectador-fusible modificado.

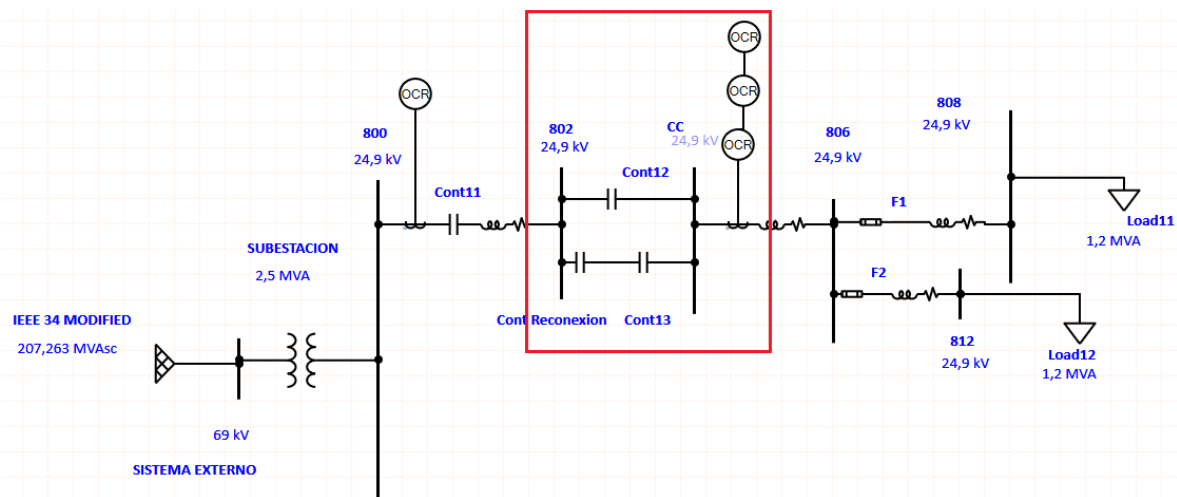


Figura 4.10: Red de prueba con sistema de protección Reconectador-Fusible modificado.

En la figura 4.10, se observa en rojo, tres relés con curvas de tiempo-corriente y tres contactores que simulan el componente de apertura del equipo de protección. Este conjunto de componentes representa las funciones de un reconectador y además agrega las características de configuración de los relés de sobrecorriente. Puede decirse que esta es una configuración relé-fusible, con la característica de reconexión de un esquema reconectador-fusible.

El sistema de protección tiene un relé (Relay12) de curva tiempo-corriente rápida, un relé (Relay Reconexión) de curva tiempo-corriente instantánea y un relé (Relay13) de curva tiempo-corriente lenta. Los contactores se clasifican según sus valores nominales de voltaje y por sus valores de corrientes de cortocircuito, que en este caso son de 23kV y 800 A.

Se considera un relé (Relay 11), en la cabecera del alimentador el cual está coordinado con el relé (Relay13) de curva de tiempo-corriente lenta, según los criterios de coordinación relé-relé, mencionados en el capítulo 3. Este relé puede representar gráficamente el problema de disparo falso de protecciones, según sea sus características direccionales.

Para la protección de las cargas de este sistema se consideran fusibles, los cuales deben seleccionarse cumpliendo con los criterios que se mencionan en el capítulo 3 y además se coordinan con las curvas tiempo-corriente de los relés (Relay 12 y Relay 13) de curvas rápida y lenta.

4.2.3 Selección de equipos de protección

Para la selección satisfactoria de las características nominales de los equipos de protección como fusibles, relés, contactores de apertura, en primer lugar, debe realizarse un estudio de flujo de potencia y un estudio de corrientes de cortocircuito de la red de distribución involucrada. Esto con el objetivo de determinar las corrientes de cargas y de interrupción de los equipos. Con los estudios realizados se puede seleccionar los equipos en base a los criterios de selección que son presentados en el capítulo 3. De la misma forma una vez seleccionados los dispositivos de protección, la coordinación de protecciones también se realiza en base a los criterios de coordinación presentados en el capítulo 3, mencionado en este trabajo. El cálculo de las corrientes de flujo de carga y de cortocircuito se realizan a través de la simulación en el software ETAP 19.0.1.

a) Estudio de Flujo de Potencia

La figura 4.11, muestra la simulación de flujo de potencia, en la red de prueba, con el software ETAP. El estudio se realiza con el método Newton-Raphson Adaptado, con un máximo de 99 iteraciones y una precisión de 0,0001.

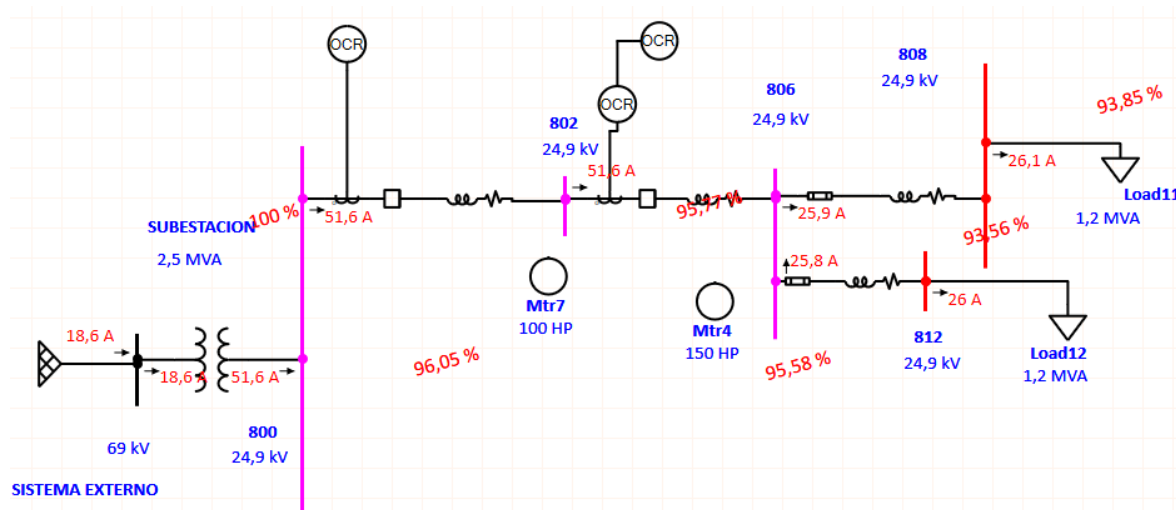


Figura 4.11: Simulación flujo de carga en ETAP 19.0.1 en red de prueba

La tabla 4.4, muestra los valores de corrientes de carga, de cada ramal y según los dispositivos de protección. Los valores son obtenidos en una simulación de flujo de carga en ETAP 19.0.1.

Tabla 4.4: Valores de corriente de carga, según estudio de flujo de potencia en ETAP 19.0.1.

Magnitudes de Corrientes Carga			
Equipo de Protección	Nodo	A nodo	Corriente de Carga [A]
Relé 11	800	802	51,6
Relé (rápido/lento)	802	806	51,6
Fusible 1	806	808	25,9
Fusible 2	806	812	25,8

b) Estudio de Corto Circuito Trifásico

La figura 4.12 muestra la simulación de corto circuito de la red de prueba en software ETAP. Se observan, los nodos de la red, con los niveles de corrientes de cortocircuito de falla trifásica de $\frac{1}{2}$ ciclo y de 1,5 a 4 ciclos.

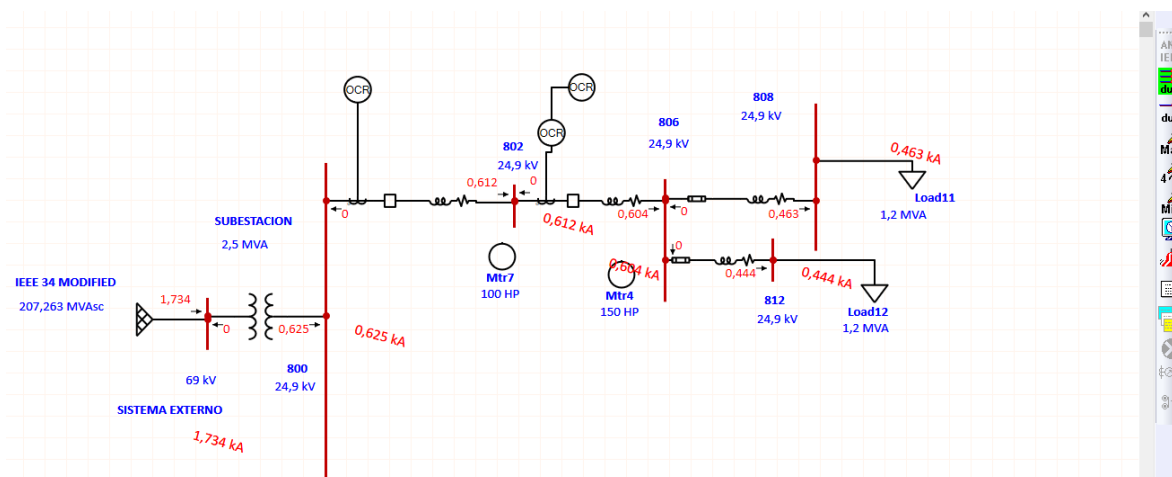


Figura 4.12: Simulación Corto Circuito en ETAP 19.0.1, en red de prueba

La tabla 4.5 muestra los valores de corrientes de corto circuito, de cada ramal y según los dispositivos de protección. Los valores son obtenidos en una simulación corto circuito en el software ETAP 19.0.1.

Tabla 4.5: Valores de corriente de corto circuito, según estudio de flujo de potencia en ETAP 19.0.1.

Magnitudes de Corrientes de CCTO				
Equipo de Protección	Nodo	A nodo	Corriente de Corto Circuito (ICC)[kA]	
			$\frac{1}{2}$ Ciclo	1,5 a 4 Ciclos
Relé 11	800	802	0,612	0,612
Relé (rápido/lento)	802	806	0,604	0,604
Fusible 1	806	808	0,463	0,463
Fusible 2	806	812	0,444	0,444

Entre las alternativas de componentes de sobrecorrientes existentes en el software ETAP 19.0.1, se seleccionan los relés y los fusibles, desde los criterios de selección, según sus características de corriente de carga y de cortocircuito. Estos dispositivos son representados por sus curvas de tiempo-corriente y tienen la cualidad que pueden modificarse y adaptarse en el gráfico de tiempo corriente de todos los dispositivos de sobrecorriente involucrados. Por lo tanto, la coordinación de protecciones en ETAP 19.0.1 desde su interfaz gráfica, simplifica el trabajo de cálculo, antiguo, en relación a la coordinación de los equipos.

c) Relés de Sobrecorriente en ETAP 19.0.1

En el caso de los relés, estos equipos pueden modificar su curva de tiempo-corriente desde el Time Dial y el Pickup, tal como se muestra en la figura 4.13.

Overcurrent Relay Editor - Relay12

Info Input Output **OCR** Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

ALSTOM
P139

OC Level: OC1 ☒ Enabled ☐ Integrated Curves Library Info Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA
Line11	Transmission Line	0.00

Phase Ground Neg-Seq

☒ Overcurrent

Curve Type: ANSI - Moderately Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0.01 - 0.8 xCT Sec Multiples

Pickup: 0.0807 Step: 0.001 Relay Amps: 0.404 Prim. Amps: 64.56

Time Dial: 0.05 Step: 0.01

Figura 4.13: Editor de Relé de Sobrecorriente

El Time Dial modifica la curva de manera vertical con un Step de 0,01.
El Pickup modifica la curva de manera horizontal con un Step de 0,001.

d) Fusibles en ETAP 19.0.1

En el caso de los fusibles, estos dispositivos no pueden modificar su curva tiempo-corriente, ya que poseen una configuración o fabricación fija, sin embargo para el estudio de coordinación de protecciones en ETAP 19.0.1, la curva de un fusible puede ser modificada en el grafico tiempo-corriente, pero si así ocurre, el dispositivo físicamente sería otro, es decir se realiza un cambio de fusible, muy diferente a lo que ocurre con un relé que es solo cambio de curva o modificación de configuración.

La figura 4.14, muestra el editor de fusible, donde se ve que se puede modificar el tamaño del fusible (size), por lo que la curva de tiempo-corriente de este dispositivo solo se puede desplazar de manera horizontal, modificando su corriente Pick-up. Por supuesto que cada fusible es fijo en cuanto a sus características, sin embargo, se puede modificar el fusible a utilizar.

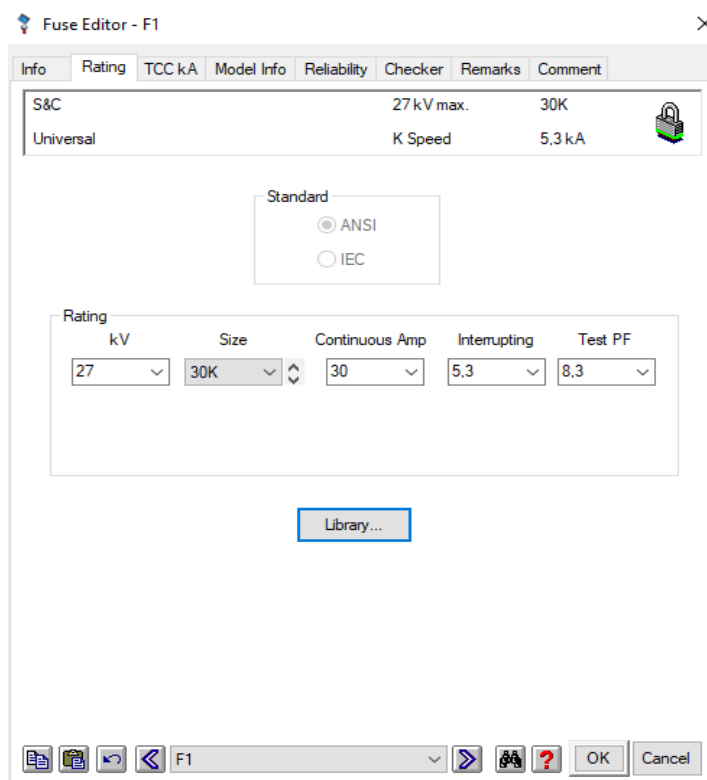


Figura 4.14: Editor de Fusibles

La tabla 4.6, muestra el listado de los equipos de protección implementados en el trabajo.

Tabla 4.6: Dispositivos de sobrecorriente seleccionados desde base de datos de ETAP

Dispositivo de Sobrecorriente	Nomenclatura	Fabricante	I nominal [A]
Relé Alimentador	Relay11	Alstom P139	65
Relé Rápido	Relay12	Alstom P139	65
Relé Rápido	RelayReconexion	Alstom P139	65
Relé Lento	Relay13	Alstom P139	65
Fusible Lateral 1	Fusible 1	S&C	30
Fusible Lateral 2	Fusible 2	S&C	30

4.2.4 Generación distribuida de Prueba

Al producirse una falla, las corrientes de frecuencia fundamental circulantes, provienen principalmente de las maquina eléctricas y del sistema de transmisión a través de la subestación. Las principales fuentes que aportan al aumento de las corrientes de cortocircuito, corresponden a los generadores síncronos, los motores síncronos y de inducción. Cada generador tiene una contribución diferente ante una falla, siendo el de mayor magnitud, el aporte de los generadores síncronos y el generador de inducción y finalmente los de menos aportes, corresponde a las unidades de generación que utilizan inversores.

En ETAP 19.0.1, está la opción “Induction Machine”, que propone un generador de inducción, capaz de emular los aerogeneradores de un parque eólico. Estos aerogeneradores se pueden modelar como una máquina de inducción con menor aporte a los niveles de corrientes de falla, en comparación con los generadores sincrónicos. Se realiza una comparación para observar el comportamiento de los niveles de corriente de falla y por lo tanto los impactos provocados en la coordinación de protecciones. La figura 4.15, muestra el ingreso de datos para modelar la máquina de inducción en el software ETAP.

Induction Machine Editor - Mtr1

Cable/Vd	Cable Amp	Protection	Reliability	Remarks	Comment
Info	Nameplate	Imp	Model	Inertia	Load
1	0 HP 0 kV				

Cable Info not available

Ratings

FL 100 % 75 % 50 % NL 0 % OL 100 %

HP 0 kV 0 % PF 0 0 0 0 0

kVA 0 FLA 0 % Eff 0 0 0 0 0

Poles 4 RPM 1800 %FLA 100 0 0 0 100

% Slip 0.05 RPM 1799 SF 1

Library...

Loading

Loading			Motor Load		Feeder Loss	
Category	%	HP	kW	kvar	kW	kvar
1 Design	100	0	0	0	0	0
2 Normal	90	0	0	0	0	0
3 Brake	0	0	0	0	0	0

Figura 4.15: Editor de Maquina de Inducción en Generación

V. ANALISIS Y EVALUACION DE LA METODOLOGIA EN CASOS DE ESTUDIOS

5.1 Introducción

El análisis de las coordinaciones de protecciones se realiza con la inyección de GD en los nodos de la red de prueba, en este trabajo para el análisis se asume que la falla se produce en los laterales de los Fusibles 1 y 2. Además, se considera los valores de GD de la tabla 5.1, con respecto al tamaño, ubicación y número de GDs.

Tabla 5.1: Valores de GD, según ubicación y cantidad

Generación Distribuida (Tamaño, Ubicación y Cantidad)			
	Nodo 802 (MVA)	Nodo 806 (MVA)	Total (MVA)
Caso 1	1.2	0	50%
Caso 2	0	1.2	50%
Caso 3	0.6	0.6	50%
Caso 4	2.0	0	80%
Caso 5	0	2.0	80%
Caso 6	1.0	1.0	80%
Caso 7	2.4	0	100%
Caso 8	0	2.4	100%
Caso 9	1.2	1.2	100%

Las evaluaciones de las coordinaciones se realizan, desde el punto de vista de pérdida de selectividad, cegamiento de protecciones y disparo falso. Para la configuración reconector-fusible o también relé-fusible, se tienen 5 zonas de operación, las que se mencionan en el capítulo 3, específicamente en el punto 3.5.2, pérdidas de selectividad y donde la figura 3.5, muestra los márgenes de coordinación en las corrientes mínimas y máximas. Las zonas 3, 4 y 5, son las que requieren interés en este trabajo.

La zona 3, es donde la coordinación relé-fusible funciona correctamente, ya que la curva de tiempo-corriente rápida actúa antes que el mínimo tiempo de fusión del fusible.

La zona 2, corresponde a una falta de coordinación entre relé-fusible. En este caso la curva rápida actúa después del mínimo tiempo de fusión del fusible, por lo que se provoca una fatiga de fusible, sin embargo, la curva rápida desconecta antes que el fusible se funda.

La zona 3, corresponde a una falta de coordinación entre relé-fusible. En este caso la curva rápida actúa después del máximo tiempo de fusión del fusible, por lo que el fusible se funde antes que la curva rápida se dispare.

Por lo tanto, los criterios de evaluación se enmarcan en coordinación correcta (Z3), pérdida de selectividad que puede desarrollar fatiga de fusible (Z4) o fusión de fusible (Z5), cegamiento de protecciones que puede desarrollar fatiga de fusible (Z4) o fusión de fusible (Z5) y finalmente por disparo falso de relés. En la tabla 5.2, se resumen los criterios de evaluación de coordinación de protecciones.

Tabla 5.2: Criterios de evaluación para estados de coordinación y zonas de operación.

Criterios de Evaluación		
Coordinación Correcta	Zona 3	
Perdida de Selectividad	Zona 4 (Fatiga de fusible)	Zona 5 (Fusión de Fusible)
Cegamiento de Protecciones	Zona 4	Zona 5
Disparo Falso	Perdida coordinación relé-relé	

Según los criterios de evaluación de las coordinaciones, se puede recomendar una solución al problema. Según nuestro esquema de protección relé(reconectador)-fusible, la solución de los impactos de GD en la coordinación de protecciones, se logran modificando la curva de tiempo-corriente del relé, es decir modificando el Time dial o la corriente Pick-up, pero también modificando la curva del fusible, es decir cambiando el fusible. La tercera posibilidad es limitar la inyección de GD, para que las configuraciones del equipo en esquema relé-fusible, no se vean alteradas. La tabla 5.3, muestra este tipo de recomendaciones.

Tabla 5.3: Recomendaciones para pérdidas de coordinación

Recomendaciones en pérdidas de coordinación Relé (reconectador)-Fusible		
Relé	Modificación Curva Tiempo-Corriente	Time Dial Pick-Up
Fusible	Cambio Curva Tiempo-Corriente	Cambio de Fusible
GD	Optimizar inyección de GD	Limitar inyección de GD

5.2 Análisis y evaluación de los impactos de GD en las coordinaciones

Para realizar el análisis y evaluación de los impactos de GD en las protecciones, se evalúa la coordinación entre los dispositivos de protección, a través de los criterios mencionados en el capítulo 3. Posteriormente se realiza el análisis de los impactos de GD en la coordinación de protecciones, considerando la tabla 5.1, la cual detalla el tamaño, ubicación de la GD. La evaluación la clasifica los impactos en pérdidas de selectividad, cegamiento de protecciones y disparo falso. Finalmente se evalúan recomendaciones para solucionar el problema de pérdida de coordinación, tales como modificación curva tiempo-corriente de los relés, cambio fusible y limitación de GD.

5.2.1. Evaluación de coordinaciones de protecciones sin GD

La figura 5.1, muestra la coordinación entre los dispositivos de protección con respecto a una falla en la barra 808. Se considera que la coordinación de protecciones debe cumplir los criterios de coordinación tanto para una falla en la barra mencionada, como para las barras 806 y 812.

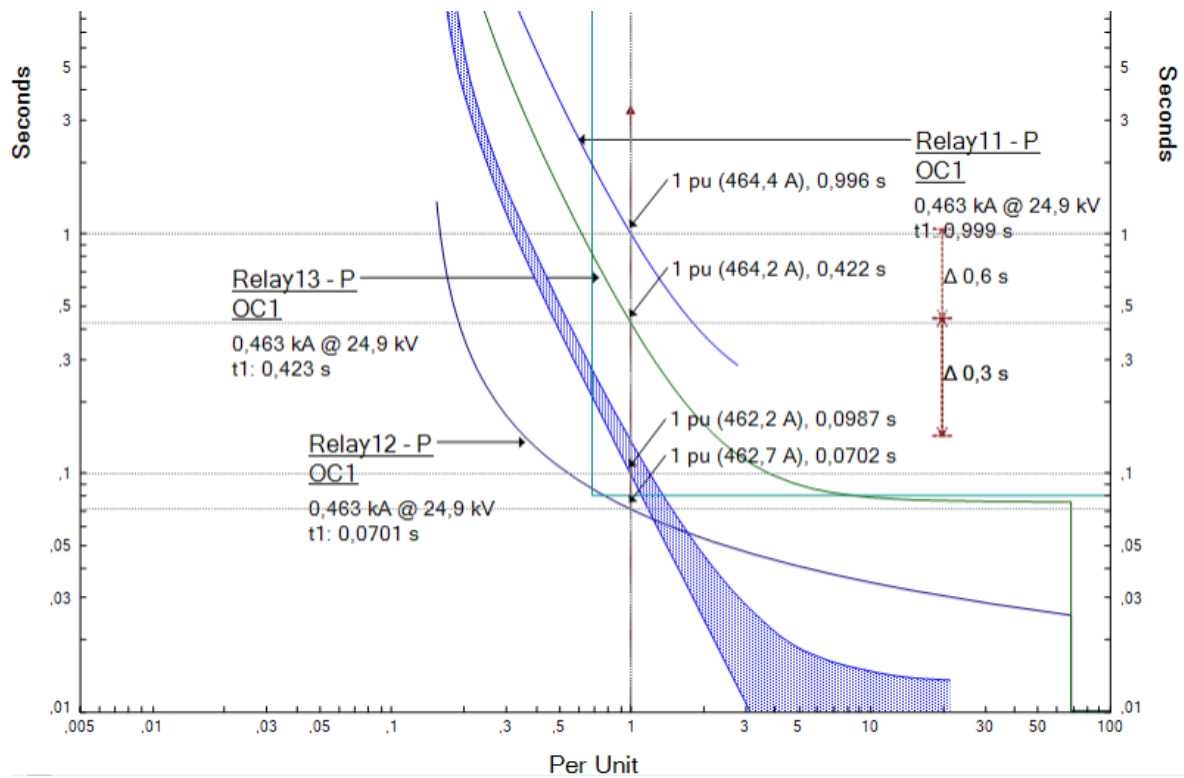


Figura 5.1: Coordinación de protecciones en grafico tiempo-corriente

La tabla 5.4, resume los tiempos de disparo y accionamiento de los relés y fusible respectivamente, según la gráfica de tiempo-corriente de coordinación de protecciones.

Tabla 5.4: Tiempos de disparo y accionamiento de relés y fusibles

Nodo en falla	Relé 12	Fusible		Relé 13	Relé 11
		Rápida	Lenta		
808	70,1	98,5	136	549	757
812	71,5	107	147	454	1072
806	62,3	n/a	n/a	278	656

Los criterios de coordinación presentados en el capítulo 3, tanto para reconectador-fusible, fusible-reconectador y reconectador-relé se utilizaron para validar la coordinación de las protecciones desde la interfaz gráfica de ETAP 19.0.1. La tabla 5.5, muestra los tiempos de validación para una coordinación correcta entre dispositivos de protección en donde:

t_f : tiempo minimo de fusion(MMT)del fusible
 K_1 : factor de correccion (1,25 para una reconexión)
 t_{rec-ra} : tiempo disparo para curva rapida
 0.3_{seg} : Delta tiempo entre el tiempo total de compensacion(TCT)y disparo curva lenta
 t_{re-L} : tiempo de disparo curva lenta
 t_{re11} : tiempo disparo rele 11 (relé del alimentador)

Tabla 5.5: Tiempos de validación para coordinación

Nodo en falla	$t_f > K_1 * t_{rec-ra}$	0.3 seg	$t_{re11} > 0,75 * t_{re-L}$
808	ok	ok	ok
812	ok	ok	ok
806	ok	ok	ok

5.2.2 Análisis de los impactos de GD, en la coordinación de protecciones

Para el análisis de los impactos de GD en la coordinación de protecciones, se considera la tabla 5.1, la cual detalla el tamaño, ubicación de las GDs. La figura 5.2 muestra la red de prueba con los dispositivos de protección, modelada en ETAP 19.0.1. Se observa el caso 1, con una GD de 1608 HP y una falla trifásica en la barra 808. Se observa una correcta coordinación con secuencias de disparos y reconexión tal como se muestra en la figura.

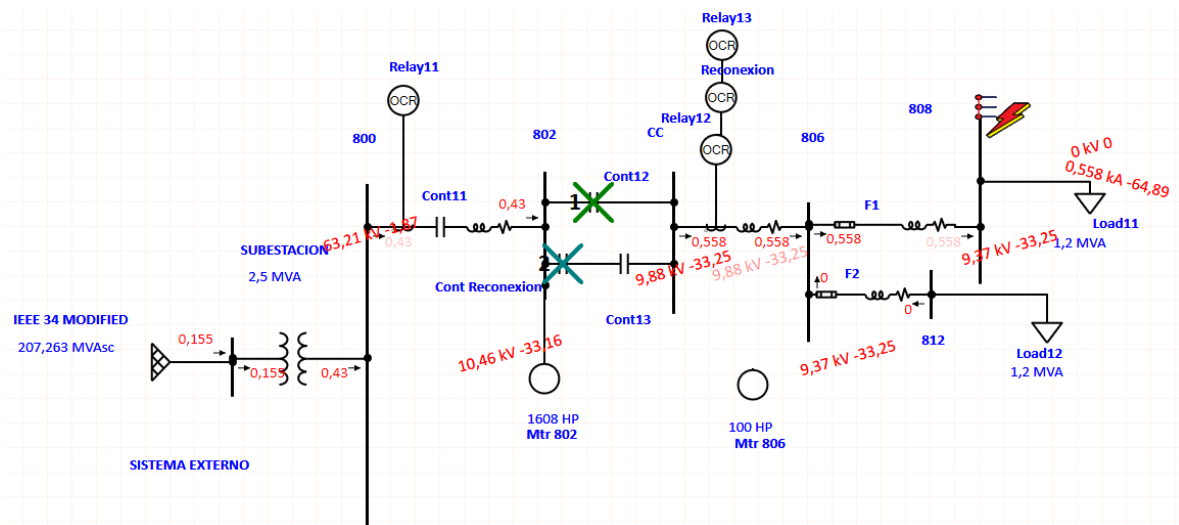


Figura 5.2: Simulación Caso 1 de análisis

El análisis de las coordinaciones de las protecciones relé-fusible, muestra que existen impactos significativos debido a la conexión de GD en los nodos 802 y 806 de la red de prueba, tomando en consideración los distintos casos enumerados anteriormente. Entre los casos de análisis solo el caso 1 y 3 presentan una coordinación correcta, después de interconectar los GDs respectivos, el resto de los casos presentan perdidas de coordinación, por fatiga de fusible. La tabla 5.6, resume el análisis de cada uno de los casos.

Tabla 5.6: Tiempo de disparo de los dispositivos en cada caso de análisis.

Tiempo de Disparo				
	Relé 12	Fusible1		
	Curva Rápida (tiempo disparo)	MMT (tiempo mínimo de fusión)	TCT (tiempo de eliminación de falla)	Estado de Coordinación
Caso 1	60,4	67,8	98,4	Correcto
Caso 2	67,5	66,9	97,3	Fatiga Fusible
Caso 3	63,8	71,2	103	Correcto
Caso 4	58,2	56	84,1	Fatiga Fusible
Caso 5	68,9	54,9	82,7	Fatiga Fusible
Caso 6	62,5	55,4	83,4	Fatiga Fusible
Caso 7	57,3	51,5	78,6	Fatiga Fusible
Caso 8	69,6	50,3	77,1	Fatiga Fusible
Caso 9	62,1	50,9	77,9	Fatiga Fusible

5.2.3 Evaluación del Impacto de las coordinaciones de protecciones

Las evaluaciones de los impactos en las coordinaciones de protecciones se clasifican en coordinación correcta, pérdida de selectividad y cegamiento. Además, cada una de estas clasificaciones tiene su efecto en los dispositivos tales como fusible operativo, fatiga de fusible y fusión de fusible. Las clasificaciones y los efectos se evalúan en cada caso de conexión de GD. Finalmente, se evalúa el caso de mayor disparidad de corriente, entre las corrientes vista por el relé y la corriente vista por el fusible. La tabla 5.7 resume lo anterior.

Tabla 5.7: Evaluaciones de los impactos según cada caso de análisis.

Evaluación del Impacto en las coordinaciones					
	Coordinación	Efecto	Corriente Relé [A]	Corriente Fusible[A]	Total (MVA)
Caso 1	Correcta	Fusible operativo	558	558	50%
Caso 2	Cegamiento	Fatiga de Fusible	432	562	50%
Caso 3	Correcta	Fusible operativo	490	545	50%
Caso 4	Perdida de selectividad	Fatiga de Fusible	614	614	80%
Caso 5	Cegamiento	Fatiga de Fusible	413	620	80%
Caso 6	Cegamiento	Fatiga de Fusible	513	617	80%
Caso 7	Perdida de Selectividad	Fatiga de Fusible	640	640	100%
Caso 8	Cegamiento	Fatiga de Fusible	404	648	100%
Caso 9	Cegamiento	Fatiga de Fusible	522	644	100%

5.1.1 Disparo falso de Relé

Para simular un disparo falso se tienen las siguientes consideraciones:

- Se conecta un alimentador (Alimentador 2) en la misma barra de la SSEE, con las mismas características de línea, equipos de protección y barras, del alimentador original (Alimentador 1).
- El relé que protege el alimentador 2 (Relé 21), posee las mismas características que el relé que protege el alimentador 1 (relé11), sin embargo, la configuración Time Dial es solo el 15% de la configuración del relé que protege el alimentador 1, es decir el Time Dial del relé 21 es de 0,22.

La figura 5.3, muestra la red de prueba para simular un disparo falso, con las características mencionadas anteriormente. Se observa que la conexión una GD, de 3217 HP, en el nodo 802d del alimentador 2, provoca un falso disparo, ya que el relé del alimentador que no está en falla se ha disparado.

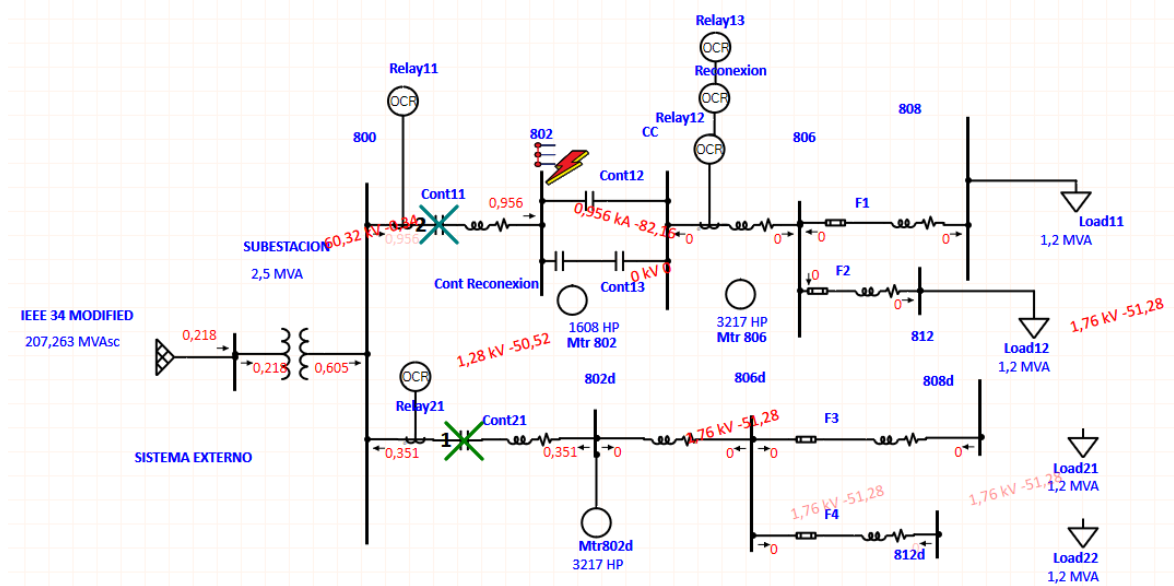


Figura 5.3: Falso disparo por conexión de GD de 3217 hp, en nodo 802d, del alimentador 2.

El grafico de tiempo-corriente que se muestra en la figura 5.4, muestra los gráficos de los relés, del alimentador 1 y 2. Se observa que el relé 21, el cual protege el alimentador 2, se dispara a los 246 ms, mientras que el relé 11, que protege al alimentador 1, se dispara a los 367 ms.

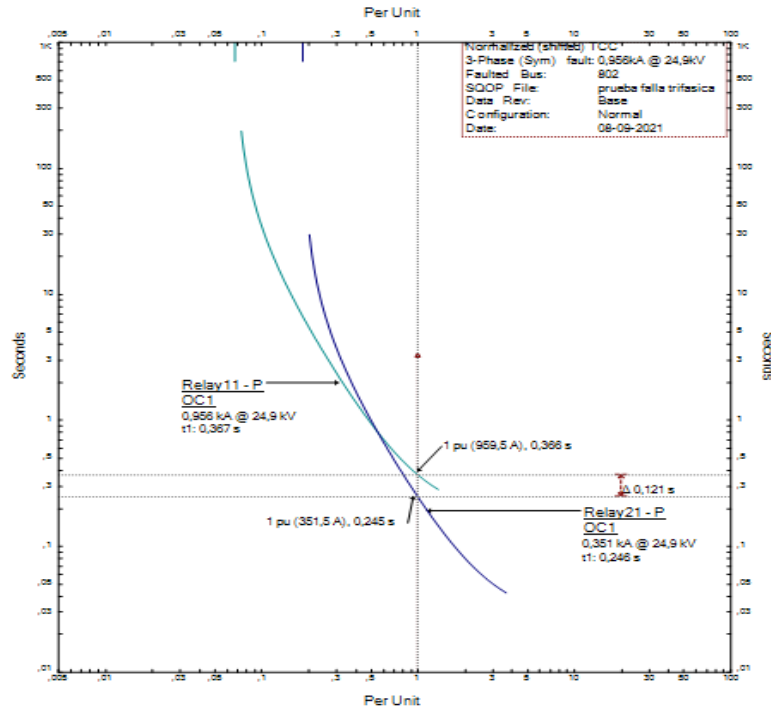


Figura 5.4: Gráfico de curvas tiempo-corriente de los relés 11 y 21.

El disparo falso de un relé de sobrecorriente es algo indeseado y que provoca que un alimentador sin fallas, se desconecte de la red y con ellos dejar sin energía un amplio sector de la red, según corresponda. La solución a este tipo de problema está en la activación de la protección direccional (67), que posee el relé 21, que se utiliza en este trabajo. La protección 67, solo actúa cuando detecta una corriente en sentido de la inyección de la fuente energéticas agua abajo y no en la dirección contraria. En la figura 5.5 se muestra la configuración del relé 21 y en la parte inferior se muestra donde se activa la función direccional del relé.

Overcurrent Relay Editor - Relay21

Info Input Output **OCR** Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

ALSTOM
P139

OC Level: OC1 ☒ Enabled ☐ Integrated Curves Library Info Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA	% LRC	SF

Phase Ground Neg-Seq

☒ Overcurrent

Curve Type: ANSI - Extremely Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0.01 - 0.8 xCT Sec Multiples

Pickup: 0.081 Step: 0.001 Relay Amps: 0.405 Prim. Amps: 64.8

Time Dial: 0.22 Step: 0.01

☐ Instantaneous

Pickup Range: 0.1 - 40 xCT Sec Multiples

Pickup: 40 Step: 0.01 Relay Amps: 200 Prim. Amps: 32000

Delay Range: 0 - 100 sec

Delay (sec): 0.01 Step: 0.01

☒ Directional 67

Relay21 OK Cancel

Figura 5.5: Activación de la protección 67 del relé 21.

La activación de la función direccional del relé provoca que el relé 21, no entre en operación por lo que no aparece en la curva tiempo-corriente. La figura 5.6, muestra que el relé 11 dispara a los 368 ms y el relé 21 no dispara.

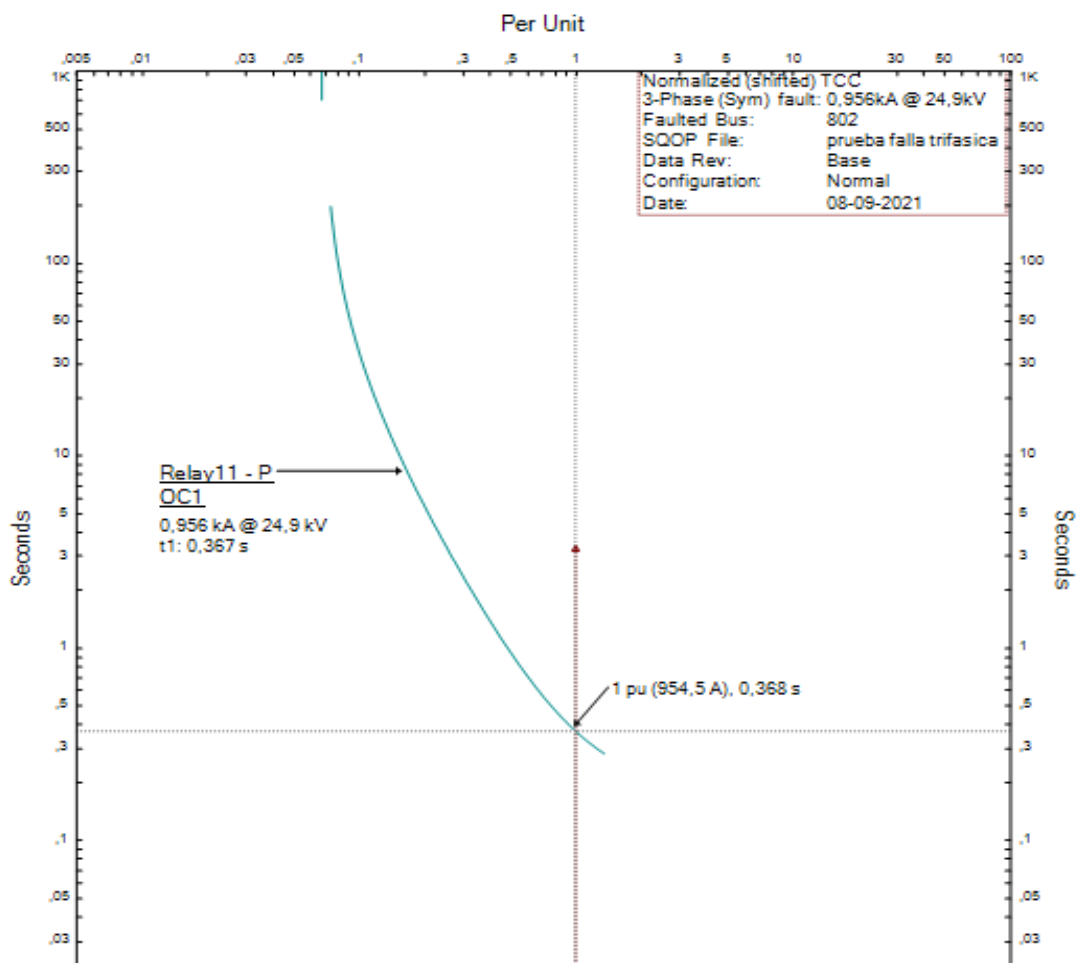


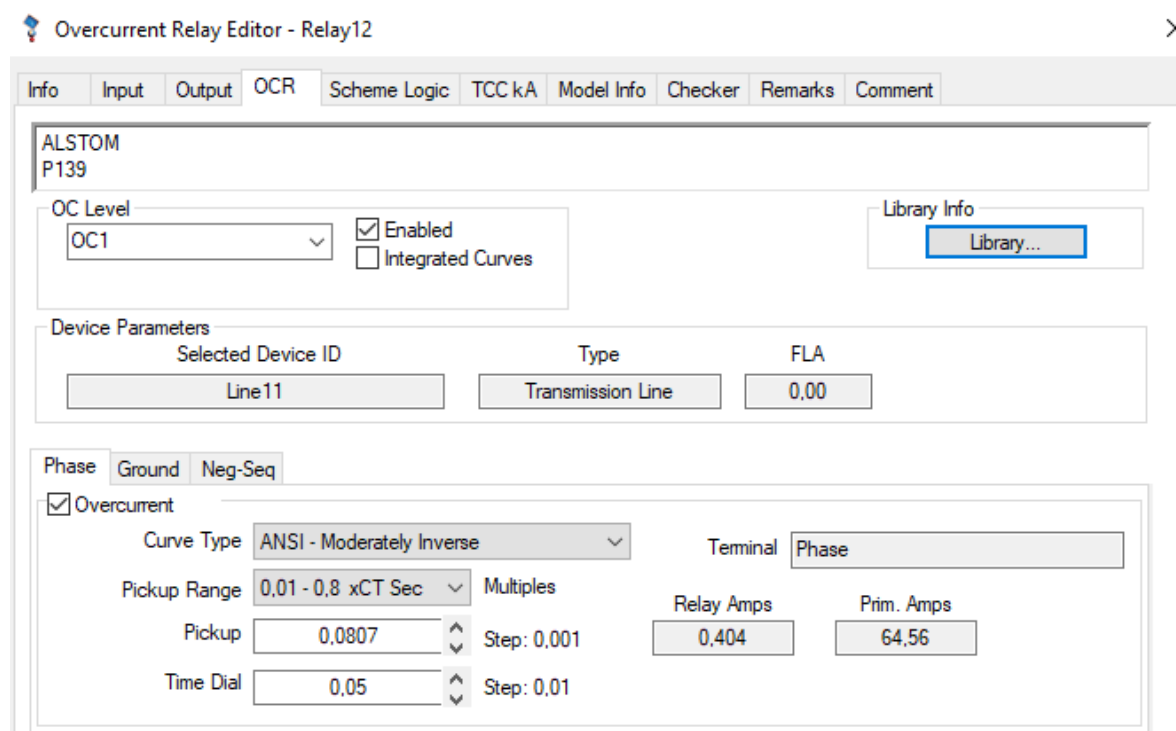
Figura 5.6: Curva tiempo corriente del relé 11 con disparo a los 368 ms.

5.3 Recomendaciones en pérdidas de coordinación Relé (reconectador)- Fusible

Para este trabajo se analizó y evaluó los impactos de las GD en la coordinación de protecciones en esquema relé-fusible. En tal caso se colocaron GD en distintos nodos, con distintas capacidades de forma estratégica. Dentro de las estrategias para resolver problemas de coordinaciones podemos encontrar la modificación de la curva de tiempo-corriente, el cambio de fusible y la limitación de GD, para no afectar la configuración inicial de las protecciones. En este trabajo, en primer lugar, se opta por la solución más viable, que es la de modificar la curva tiempo-corriente, las otras dos quedan descartadas.

En la evaluación se busca la mayor disparidad entre corrientes de relé y corriente de fusible, ya que esto mostraría la situación más crítica dentro de las coordinaciones. Según la tabla 5.1 la mayor disparidad se encuentra en el caso 8, donde se presenta un cegamiento de protecciones, con fatiga de fusible, con una inyección de 2.4 MVA en el nodo 806.

En la Figura 5.8, se muestra la configuración del relé 12, de curva rápida, en el software ETAP 19.0.1.



Overcurrent Relay Editor - Relay12

Info Input Output **OCR** Scheme Logic TCC kA Model Info Checker Remarks Comment

ALSTOM
P139

OC Level: OC1 ☒ Enabled ☐ Integrated Curves Library Info: Library...

Device Parameters

Selected Device ID	Type	FLA
Line11	Transmission Line	0.00

Phase Ground Neg-Seq

☒ Overcurrent

Curve Type: ANSI - Moderately Inverse Terminal: Phase

Pickup Range: 0.01 - 0.8 xCT Sec Multiples

Pickup: 0.0807 Step: 0.001 Relay Amps: 0.404 Prim. Amps: 64.56

Time Dial: 0.05 Step: 0.01

Figura 5.8: Configuración relé, de curva rápida, con Time Dial 0,05 en el software ETAP 19.0.1.

5.3.1 Modificación de Curva Tiempo-Corriente del Relé 12

Se busca modificar la curva rápida de tiempo-corriente del relay 12 para el caso de mayor criticidad, que en este trabajo sería el caso 8. Desde la interfaz gráfica se modifica el Time Delay desde un valor 0,05 a 0,03. La figura 5.9, muestra la configuración del relay 12, con Time Dial 0,03.

Figura 5.9: Configuración relé, de curva rápida, con Time Dial 0,03 en el software ETAP 19.0.1.

Entre los casos de análisis y con la nueva configuración de Time Dial 0,03 del relé 12, muestra que todos los casos de conexión de GD, se encuentran en correcta coordinación. La tabla 5.8, resume el análisis de cada uno de los casos, con la nueva configuración de Time Dial.

Tabla 5.8: Tiempo de disparo de los dispositivos en cada caso de análisis con Time Dial 0,03.

Tiempo de Disparo				
	Relé 12	Fusible1		
	Curva Rápida(tiempo disparo)	MMT(tiempo mínimo de fusión)	TCT(tiempo de eliminación de falla)	Estado de Coordinación

Caso 1	41,8	50,3	77,1	Correcto
Caso 2	36,2	67,8	98,4	Correcto
Caso 3	40,5	66,9	97,3	Correcto
Caso 4	38,3	71,2	103	Correcto
Caso 5	34,9	56	84,1	Correcto
Caso 6	41,3	54,9	82,7	Correcto
Caso 7	37,5	55,4	83,4	Correcto
Caso 8	34,4	51,5	78,6	Correcto
Caso 9	37,3	50,9	77,9	Correcto

5.3.2 Límite de inserción de GDs en barra 802d, para no provocar disparo falso.

A través de la interfaz gráfica de ETAP 19.0.1 y con la metodología de ensayo y error se logró encontrar un valor de GD, en el cual el estatus de correcta coordinación, cambia a disparo falso. La tabla 5.9, muestra que el estatus cambia a partir de los 2480 hp de inyección en el nodo 802d, del alimentador 2, del ejemplo de disparo falso.

Tabla 5.9: Valores de tiempo-corriente para disparo falso

Valores de tiempo-corriente para disparo falso					
GD en nodo 802d(hp)	Corriente(A)		Tiempo(s)		estatus
	Relé 11	Relé 21	Relé 11	Relé 21	
1608	786	177	459	984	Ok
2460	876	270	403	407	Ok
2480	878	272	402	400	Disparo falso
2680	899	293	392	345	Disparo falso
3217	956	351	367	246	Disparo falso

ANEXOS

- [1] Phadke, A.G., Thorp J.S., Synchronized phasor measurements and their applications. Springer, New York, 2008.
- [2] CIGRE, Adaptive protections and control-Final report, Working Group 34.02, August 1995.
- [3] N. Hadjsaid, et al., "Dispersed generation impact on distribution networks," Computer Applications in Power, IEEE, vol. 12, pp. 22-28, 1999.
- [4] Coffele, F., Booth, C., Dysko, A. "An Adaptive Overcurrent Protection Scheme for Distribution Networks" IEEE Transactions on Power Delivery, 2015.
- [5] Nascimento, J. P., Brito, N. S. D., Souza, B. A. "An Adaptive Protection Algorithm for Distribution Systems with Distributed Generation" IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, 2015.
- [6] Han Yi, Hu Xuehao, Zhang Dongxia. "A New Adaptive Current Protection Scheme of Distribution Networks With Distributed Generation". Electric Power Research Institute, Beijing, CHINA, 2007.
- [7] Merlin, V. L., Santos, R. C., Grilo, A. P., Vieira, J. C. M., Coury, D. V., Oleskovicz, M., "A new artificial neural network based method for islanding detection of distributed generators" International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2015.
- [8] Khamis, A., Shareef, H., Mohamed, A., Bizkecelvi, E. "Islanding detection in a distributed generation integrated power system using phase space technique and probabilistic neural networking" Journal of Neurocomputing, 2015.
- [9] Marchesan, G., Muraro, M. R., Cardoso Jr, G., Mariotto, L., da Silva C. D. L. "Method for distributed generation anti-islanding protection based on singular value decomposition and linear discrimination analysis" Journal of Electric Power Systems Research, 2016.
- [10] Ezzeddine Mazhar, Kaczmarek Robert., "A novel method for optimal coordination of directional overcurrent relays considering their available discrete setting and several operation characteristic", Electric Power System Research, 81, 1475-1481, 2011.

- [11] Vasileios A. Papaspiliotopoulos, George N. Korres, and Nikos D. Hatzargyriou., "Protection Coordination in Modern Distribution Grids Integrating Optimization Techniques with Adaptive Relay Setting", Fellow, IEEE School of Electrical and Computer Engineering National Technical University of Athens Athens, Greece, of the CE "ENERGY. 2012.7.1.1".
- [12] MohamadHossein Adel, Ali Reza Sedighi, Hamid Reza Akbari., "An adaptive protection scheme to prevent recloser-fuse miscoordination in distribution feeders with distributed generation units, a case study". IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE). e-ISSN: 2278-1676, p-ISSN: 2320-3331, Volume 10, Issue 6 Ver. II (Nov – Dec. 2015), PP 23-34.
- [13] D. Simon, "Biogeography-Based Optimization," IEEE Trans. evolutionary computation, vol. 12, no. 6, 2008, pp. 702-713
- [14] A. Elhaffar, N. El-Naily, K. El-Arroudi," Management of Distribution System Protection with High Penetration of Distributed Generations". Springer International Publishing Switzerland 2015 A.N. Bilge et al. (eds.) Energy System and Management, Springer Proceedings in Energy, DOI 10.1007/978-3-319-16024-5-27.
- [15] M. Chandran, S. Ravindra kumar Dr. P. Somasundaram," Smart and Adaptive Over Current Protection for Distribution System with Distributed Generation". International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 3, Special Issue 2, April 2014.
- [16] Poonyapa Sookrod, Paramet Wirasanti, "Overcurrent Relay Coordination Tool for Radial Distribution Systems with Distributed Generation". International Conference on Electrical and Electronics Engineering 2018 5th.
- [17] C. Rehtanz. Intelligente Systeme in der elektrischen Energieversorgung, volume 21, Nr. 333 of Fortschritt-Berichte. VDI Verlag, 2002. ISBN 3-18-333321-X [in German].
- [18] Qin Lijun, Wang Ying, Zheng Shenrui, and Guo Qing, "Situation of Study on Distribution Network Protection Containing Distributed Generation and Application Scheme of Intelligent Protection"2011
- [19] S.A.M. Javadian, and M.-R. Haghifam, "Implementation of a New Protection Scheme on a Real Distribution system in Presence de DG".2008

- [20] Qin LiJun, Wang Ying, HAO Cuijuan, and Li Meng, "Multi-Agent System Wide Area Protection Considering Distributed Generation Impact".2011 The International Conference on Advanced Power system Automation and Protection.
- [21] K.-P. Brand, V. Lohmann, and W. Wimmer. Substation automation handbook. Utility Automation Consulting Lohmann, 2003. ISBN 3- 85758-951-5.
- [22] M. Zima. Special protection schemes in electric power systems. Literature survey, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, EEH – Power Systems Laboratory, 2002.
- [23] G. Achleitner. Coordination between conventional and wide area protection for electrical power systems. Diploma thesis, Graz University of Technology, 2003.
- [24] J.-A. Jiang, Chih-Wen Liu, and Ching-Shan Chen. A novel adaptive PMU-based transmission-line relay-design and EMTP simulation results. IEEE Transactions on Power Delivery, 17(4):930-937, 2002
- [25] N. Perera and A. D. Rajapakse, "Agent-based protection scheme for distribution networks with distributed generators," in Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE, 2006, p. 6 pp.
- [26] W. Hui, et al., "An Adaptive Multiagent Approach to Protection Relay Coordination With Distributed Generators in Industrial Power Distribution System," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 46, pp. 2118-2124, 2010.
- [27] J. C. Tan, et al., "An expert system for the back-up protection of a transmission network," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 15, pp. 508-514, 2000.
- [28] K. Tuiemwong and S. Premrudeepreechacharn, "Expert system for protection coordination of distribution system with distributed generators," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. In Press, Corrected Proof, 2010.
- [29] N. Rugthaicharoencheep, and S. Auchariyamet, "Technical and Economic Impacts of distributed generation on distribution system", World Academy of Science, Engineering and Technology 64, 2012.
- [30] S. A. A. Shahriari, A. Y. Varjani and M. R. Haghifam, "Cost reduction of distribution network protection in presence of distributed generation using optimized fault current limiter allocation," Electrical Power and Energy Systems, vol. 43, pp. 1453-1459, August 2012.

- [31] J. A. Sa'ed, S. Favuzza, M. G. Ippolito, F. Massaro, "An Investigation of Protection Devices Coordination Effects on Distributed Generators Capacity in Radial Distribution Systems" Italian Ministry of University and Scientific Research as a part of the PRIN 2008 project, IEEE 2013.
- [32] Harag Margossian, Florin Capitanescu, Juergen Sachau , "Feeder Protection Challenges with High Penetration of Inverter Based Distributed Generation", EuroCon 2013 • 1-4 July 2013 • Zagreb, Croatia.
- [33] Aliaa Arafa, Mohamed M. Aly, Salah Kamel, "Impact of Distributed Generation on Recloser-Fuse Coordination of Radial Distribution Networks". International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE'2019), Aswan, Egypt, 2-4 February 2019.
- [34] G. Tang and M. Iravani, "Application of a fault current limiter to minimize distributed generation impact on coordinated relay protection," in International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) Montreal, Canada, 2005.
- [35] W. El-Khattam and T. S. Sidhu, "Restoration of Directional Overcurrent Relay Coordination in Distributed Generation Systems Utilizing Fault Current Limiter," Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 23, pp. 576-585, 2008.
- [36] M. Khederzadeh, "Application of tcsc to restore directional overcurrent relay coordination in systems with distributed generation," Prague, 2009.
- [37] W. El-khattam and T. S. Sidhu, "Resolving the impact of distributed renewable generation on directional overcurrent relay coordination: a case study," Renewable Power Generation, IET, vol. 3, pp. 415-425, 2009.
- [38] Sajjad Solat, "A priority based approach for protection coordination in distribution system", The 20th Iranian Electrical Power Distribution Conference (EPDC2015), 28-29 April 2015, Zahedan, Iran
- [39] J. Sadeh, M. Bashir, E. Kamyab, "Effect of Distributed Generation Capacity on the Coordination of Protection System of Distribution Network", Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES 2010
- [40] Natthaphol Pholborisut, Titti Saksornchai, and Bundhit Eua-arporn, "Evaluating the Impact of Distributed Generation on Protection System Coordination Using Protection Miscoordination Index", The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011

- [41] P. Chiradeja and R. Ramakumar, "An approach to quantify the technical benefits of distributed generation," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 19, no. 4, pp. 764-773, Dec. 2004.
- [42] L. F. Ochoa, A. Padilha-Feltrin, and G. Harrison, "Evaluating distributed generation impacts with multiobjective index," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 21, no. 3, July 2006.
- [43] Reza Rahmani, Seyed Saeed Aghaee, S. Hossein Hosseinian and S. H. H. Sadeghi, "Determining Maximum Penetration Level of Distributed Generation Sources in Distribution Network Considering Harmonic Limits and Maintain Protection Coordination Scheme", 22nd Electrical Power Distribution Conference, 19-20April. 2017, Semnan, Iran
- [44] Chao Wang, Hua Hu, Yang He. "Maximum Penetration Level Computation of Distributed Generators in Distribution Network Considering Tap Hunting Constraints," *Automation of Electric Power System*, vol.19, pp. 36-41, 2007.
- [45] Morren Johan, de Haan and Sjoerd W.H., "Maximum penetration level of distributed generation without violating voltage limits," in *Proc.2006 Power Engineering Society General Meeting*. 7pp.
- [46] Nan Jiang, Jianrong Gong, Deqiang Gan, "Computing the Maximum Penetrating Level of Distributed Generators in Distribution Network by Taking into Account of Harmonic Constraints," *Automation of Electric Power System*, vol.31, pp. 19-23, 2007.
- [47] Jinfu Chen, Rongqi Fan, Corresponding Author, Xianzhong Duan and Jingliang Cao, "Penetration Level Optimization for DG Considering Reliable Action of Relay Protection Device Constrains", *National Basic Research Program of China (973 Program)*, 2008.
- [48] QIN LiJun, WANG Ying, HAO Cuijuan, LI Meng, "Multi-Agent System Wide Area Protection Considering Distributed Generation Impact", *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011
- [49] Jose C. M. Vieira, Walmir Freitas, Andre Morelato and Jonathan C. Leao, "Dynamic Models of Frequency and Voltage Based Relays for Distributed Generation Protection", *FAESP and PRPG/UNICAMP, Brazil*.
- [50] Joon-Ho Choi, Soon-Ryul Nam, Hae-Kon Nam and Jae-Chul Kim, "Adaptive Protection Schemes of Distributed Generation at Distribution Network for Automatic

Reclosing and Voltage Sags”, Department of Electrical Engineering, Chonnam National University, 2008

- [51] Han Yi, Hu Xuehao, Zhang Dongxia, “A New Adaptive Current Protection Scheme of Distribution Networks With Distributed Generation”, China Electric Power Research Institute, Beijing, CHINA.
- [52] Gianni Celli, Fabrizio Pilo, Francesco Pilo, “An Innovative Transient-Based Protection Scheme for mv Distribution Networks with Distributed Generation”, *Department of Electrical and Electronic Engineering, University of Cagliari, Italy.
- [53] S. A. M. Javadian, M. Massaeli, “Fuzzy Risk Based Method for optimal Placement of Protection Devices in Distribution Networks with DG”, 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016
- [54] Hadi Zayandehroodi, Azah Mohamed Senior, Hussain Shareef, Marjan Mohammadjafari, “An Automated Protection Method for Distribution Networks with Distributed Generations Using Radial Basis Function Neural Network”, The 5th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2011), Shah Alam, Selangor, Malaysia: 6-7 June 2011
- [55] N. Rezaei, M.-R. Haghifam, “Protection scheme for a distribution system with distributed generation using neural networks”, Electrical Power and Energy Systems 30 (2008) 235–241
- [56] Manohar Singh, B.K.Panigrahi and A. R. Abhyankar, “A Hybrid Protection scheme to mitigate the effect of Distributed Generation on Relay Coordination in Distribution System”, Electrical Engineering Department Indian Institute of Technology, Delhi Delhi, India, 2013
- [57] V.A. Papaspiliotopoulos, T.A. Kurashvili, G.N. Korres, “Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Distribution Systems with Distributed Generation Based on a Hybrid pso-lp Algorithm”, National Technical University of Athens, Greece.
- [58] E. Dehghanpour, H.K. Karegar, R. Kheirollahi, and T. Soleymani, “Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Microgrids by Using Cuckoo-Linear Optimization Algorithm and Fault Current Limiter”, Transactions on Smart Grid.
- [59] M. A. Figueroa and E. Ordúña, “Ultra-High-Speed Protection for Medium Voltage Distribution Networks with Distributed Generation”, German Academic Exchange Service (Deutscher Akademischer Austauschdienst/DAAD), 2008

- [60] J. K. Tailor and A.H. Osman, "Restoration of Fuse-Recloser Coordination in Distribution System with high DG Penetration", IEEE 2008
- [61] G. Tang, "A fault current limiter for minimizing impacts of distributed generation on coordinated relay protection in radial systems," M.A.Sc. dissertation, Dept. Electrical and Computer Eng., Univ. of Toronto, Toronto, 2004.
- [62] J. K. Tailor and A. H. Osman, "Restoration of fuse-recloser coordination in distribution system with high DG penetration," in Proc. IEEE Power Energy Soc. Gen. Meeting, 2008, pp. 1–8.
- [63] W. EL-Khattam and T. S. Sidhu, "Restoration of directional overcurrent relay coordination in distributed generation systems utilizing fault current limiter," IEEE Trans. Power Del., vol. 23, no.2, pp. 576-585, Apr. 2008.
- [64] L. Ye, L. Lin, and K. P. Juengst, "Application studies of superconducting fault current limiters in electric power system," IEEE Trans. Appl. Supercond., vol. 18, no. 2, pp. 624–627, Jun. 2008.
- [65] C. Meyer and R. W. De Doncker, "LCC analysis of different resonant circuits and solid-state circuit breakers for medium-voltage grids," IEEE Trans. Power Del., vol. 21, no. 3, pp. 1414–1420, Jul. 2006.
- [66] Haghifam, M.-R., Falaghi, H., Malik, O. P., 2008, "Risk-based distributed generation placement," IET Generation Transmission Distribution, Vol. 2, Issue 2, pp. 252-260.
- [67] Street, A., Barroso, L.A., Flach, B., Pereira, M.V., Granville, S., 2009, "Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets," IEEE Transactions on Power Systems, VOL. 24, NO. 3, pp. 1136-1144.
- [68] S. A. M. Javadian, M. Massaeli, "Fuzzy Risk Based Method for optimal Placement of Protection Devices in Distribution Networks with DG", 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia, Nov 28 - Dec 1, 2016
- [69] P. S. Georgilakis and N. D. Hatziargyriou, "Optimal distributed generation placement in power distribution networks: Models, methods, and future research," IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 3, pp. 3420–3428, Aug. 2013.
- [70] A. Alarcon-Rodriguez, G. Ault, and S. Galloway, "Multi-objective planning of distributed energy resources: A review of the state-of-the-art," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 14, no. 5, pp. 1353–1366, 2010.

- [71] H. Yazdanpanahi, Y. W. Li, and W. Xu, "A new control strategy to mitigate the impact of inverter-based DGs on protection systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1427–1436, Sep. 2012.
- [72] T. Saksornchai and B. Eua-arporn, "Determination of allowable capacity of distributed generation with protection coordination," *Eng. J.*, vol. 13, no. 3, pp. 29–44, Nov. 2009.
- [73] Hongxia Zhan, *Member, IEEE*, Caisheng Wang, *Senior Member, IEEE*, Yang Wang, *Senior Member, IEEE*, Xiaohua Yang, Xi Zhang, Changjiang Wu, and Yihuai Chen, "Relay Protection Coordination Integrated Optimal Placement and Sizing of Distributed Generation Sources in Distribution Networks", *IEEE transactions on smart grid*, vol. 7, no. 1, january 2016
- [74] IEEE Standard 929-2000, "Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems", IEEE Computer Society.
- [75] Tim Zgonena, UL 1741 Update a Safety Standard for Distributed Generator, October 13, 2004.
- [76] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila and A. Pigazo: "Overview of Anti-Islanding Algorithms for PV Systems. Part I: Passive Methods", *Proceedings of 12th International EPE-PEMC 2006*, Aug. 30-Sept. 1 2006, pp. 1878-1883.
- [77] F. De Mango, M. Liserre, A. Dell'Aquila and A. Pigazo: "Overview of Anti Islanding Algorithms for PV Systems. Part II: Active Methods", *Proceedings of 12th International EPE-PEMC 2006*, Aug. 30-Sept. 1 2006, pp. 1884-1889.
- [78] B. Yu, Y. Jung, J. So, H. Hwang, G. Yu: "A Robust Antiislanding Method for Grid-Connected Photovoltaic Inverter", *Conference Record of the 2006 IEEE 4-th World conference on Photovoltaic Energy Conversion*, 7-12 May 2006, pp. 2242-2245.
- [79] Guillermo Hernández-González, and Rezabuk Iravan: "Current Injection for Active Islanding Detection of Electronically-Interfaced Distributed Resources", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 3, July 2006, pp 1698-1705.
- [80] Y. Jung, J. Choi, B. Yu, G. Yu, J. So, and J. Choi: "A Novel Frequency Drift Method of Islanding Prevention for the grid-connected Photovoltaic Inverter", *Proceedings of 2005 European conference on Power Electronics and applications*, pp. 1915- 1921.
- [81] D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino and Giovanni Brusco, "Islanding detection active methods: implementation of simulation models using ATP-EMTP", *Department of Electronic, Information and Systems - University of Calabria, Via P.Bucci Rende, (Italy)*, 2010

- [82] F. A. Mohamed, and H. N. Koivo, "Power management strategy for solving power dispatch problems in microgrid for residential applications,". IEEE International Energy Conference and Exhibition, pp. 746-751.
- [83] R. J. Best, D. J. Morrow, and P. A. Crossley, "Communication assisted protection selectivity for reconfigurable and islanded power networks,". Proceedings of the 44th Int. Universities Power Engineering Conference, 2009.
- [84] N. Schaefer, T. Degner, A. Shustov, T. Keil and J. Jaeger, "Adaptive protection system for distribution networks with distributed energy resources,". 10th IET Int. Conf. on Developments in Power System Protection, 2010, pp. 1-5.
- [85] K. Dang, X. He, D. Bi and C. Feng, "An Adaptive Protection Method for the Inverter Dominated Microgrid,". International Conference on Electrical Machines and Systems, ICEMS, Aug. 2011, pp. 1-5.
- [86] H. Laaksonen, D. Ishchenko, and A. Oudalov, "Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island,". in Proc IET Conference Publications, 2012, pp. 1-4.
- [87] M. Khederzadeh, "Power management strategy for solving power dispatch problems in microgrid for residential applications,". IEEE International Energy Conference and Exhibition, pp. 746-751.
- [88] Naser El Naily, Saad. M. Saad, Abdelsalam Elhaffar, T. Hussein and Faisal A. Mohamed, "Mitigating The Impact of Distributed Generator on Medium Distribution Network by Adaptive Protection Scheme", *The 8th International Renewable Energy Congress (IREC 2017)*