



UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS
VERITATE SOLA NOBIS IMPONETUR VIRILIS TOGA. 1948

Facultad de Ingeniería Eléctrica
Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

*Ajuste del relevador SI101 de la Subestación
Santa Clara Industrial*

Autor: Kelcie Yoel Izquierdo López.

Tutores: Ing. Vicente Ruíz Sánchez.

Dra. Marta Bravo de las Casas.

Santa Clara

2012

“Año 54 de la Revolución”



Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética



TRABAJO DE DIPLOMA

*Ajuste del relevador SI101 de la Subestación
Santa Clara Industrial*

Autor: *Kelcie Yoel Izquierdo López.*
e-mail: kizquierdo@uclv.edu.cu

Tutores: *Ing. Vicente Ruíz Sánchez.*
e-mail: vicente@electvc.une.cu

Dra. Marta Bravo de las Casas.
e-mail: mbravo@uclv.edu.cu

Consultante: *Dr. Zaid García Sánchez.*

Santa Clara

2012

"Año 54 de la Revolución"

PENSAMIENTO

PENSAMIENTO



"Un experto es un hombre que ha cometido todos los errores posibles en un campo muy pequeño"

Niels Bohr (1885-1962), científico danés.



DEDICATORIA

DEDICATORIA

Es un honor para mí el poder dedicar este trabajo que es el fruto de la culminación de mis propósitos como estudiante:

- *A mis padres.*
- *A mi hermano.*
- *A mi abuelo, desaparecido ya de entre nosotros.*
- *A mis tutores Vicente y Martha.*
- *A mis compañeros de estudios.*
- *Y a todos aquellos que de alguna manera u otra han hecho posible que este sueño se hiciese realidad.*

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar la oportunidad para poder expresar mis más sinceros agradecimientos:

➤ *A mis padres por su orientación y constancia en el hecho de guiarme por el camino del estudio y por su entrega total a fin de que lograra mi propósito como profesional.*

➤ *A mi hermano por su ayuda incondicional al obsequiarme todos los lujos necesarios para con ello facilitarme y centrarme en mis deberes de estudiante.*

➤ *A mis tutores: Ing. Vicente Ruíz Sánchez y Dr. Martha Bravo de las Casas, sin su guía y ayuda de seguro este trabajo no sería posible.*

➤ *Y a mis compañeros de clases con los cuales a lo largo de estos cinco años de estudios he podido colaborar y aclarar dudas.*

Sinceramente muchas gracias a todos.

TAREA TÉCNICA

TAREA TÉCNICA

Para alcanzar los objetivos de este trabajo resulta imprescindible la realización de las siguientes tareas.

- 1) Realizar un estudio bibliográfico de los sistemas de protecciones en general.
- 2) Estudiar los manuales de los interruptores p143 y p441, caso que nos ocupa.
- 3) Familiarizarse con la herramienta de trabajo *PSX v2.87 profesional*.
- 4) Actualizar los elementos que conforman el sistema de potencia correspondiente a la región de Villa Clara en dicha herramienta de trabajo.
- 5) Reajustar los valores de las cargas, tanto para los regímenes de máxima como de mínima generación de energía.
- 6) Proceder a realizar las corridas en el programa para obtener las magnitudes de las corrientes de fallas, voltajes e impedancias.
- 7) Realizar los ajustes del relevador *S/101*, siguiendo los criterios establecidos y teniendo en cuenta los precedentes de la red eléctrica en cuestión.
- 8) Confeccionar el informe final del trabajo.

Firma del Autor

Firma del Tutor

RESUMEN

RESUMEN

El estudio de las protecciones eléctricas de la subestación Santa Clara Industrial se encuentra desactualizado, la misma se halla ubicada en la provincia de Villa Clara. Se persigue realizar un estudio investigativo, con vistas a dar solución a la problemática existente en la red eléctrica aledaña a dicha subestación, lugar en el que se encuentra emplazado el relevador *SI-101*, el cual no posee parámetro de ajuste alguno, por lo que dar valores al mismo constituye el centro del presente trabajo.

Para alcanzar los objetivos propuestos contamos con la herramienta de trabajo *PSX v2.87 profesional*, para simular la situación vigente en dicha región. En la misma no hay una buena coordinación por parte de los mecanismos protectores, ello se debe a que hay relevadores que están actuando con anterioridad a lo que les corresponde.

La red puede ser operada en variedad de configuraciones lo cual requiere la creación de grupos de ajustes de parámetros dinámicos.

Se podrá apreciar la influencia que trae la existencia de una línea corta frente a una larga en el momento de dar valores de ajustes a las protecciones. Así como la influencia que trae la entrada de la generación distribuida (GD), en la operación de las protecciones ya instalada.

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS

<i>PENSAMIENTO</i>	I
<i>DEDICATORIA</i>	II
<i>AGRADECIMIENTOS</i>	III
<i>TAREA TÉCNICA</i>	IV
<i>RESUMEN</i>	V
CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	6
1.1 Introducción	6
1.2 Surgimiento de las protecciones	7
1.2.1 Evolución de las protecciones.....	7
1.2.2 Función de la protección	7
1.3 La protección por relevadores, Clasificación	7
1.3.1 Los sistemas de protección	8
1.3.2 Propiedades de las protecciones	9
1.3.3 Zonas de protección	10
1.4 Relevadores utilizados en la protección de líneas.....	12
1.4.1 Relevadores de sobrecorriente.....	13
1.4.2 Relevadores de reenganche	13
1.4.3 Relevadores de distancia.....	14
1.4.4 Relevadores diferenciales	15
1.5 Resumen.....	16
1.6 Fuentes de energía alternativa, la generación distribuida (GD)	16
1.6.1 Algunas definiciones de generación distribuida	17
1.6.2 Ventajas de la generación distribuida.....	18
1.6.3 Desventajas de la generación distribuida	19
1.6.4 Efectos de la GD sobre la corriente de cortocircuito	20
1.7 Operación incorrecta de las protecciones	21
1.7.1 Operación en isla	21
1.8 Nuevos requerimientos para las redes de distribución con GD.....	22
1.9 Generación Distribuida en Cuba.....	23

TABLA DE CONTENIDOS

1.10	Conclusiones del Capítulo.....	24	
CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL..... 25			
2.9	Introducción.....	25	
2.2	Subestación Santa Clara Industrial	25	
2.3	Descripción de la problemática existente	27	
2.4	Esquema de barras de la subestación Santa Clara Industrial 110 kV .	30	
2.5	Relevadores disponibles en la subestación.....	31	
2.5.1	Funciones de protección de los relevadores P143 y P441	32	
2.5.2	Funciones de medición, control, monitoreo, análisis después de falla y de autodiagnóstico de los relevadores P143 y P441	34	
2.6	Protecciones a ajustar y a proponer en los relevadores P143 y P441 .	35	
2.7	Elaboración de los diferentes regímenes de trabajo	36	
2.8	Confección de los generadores equivalentes.....	39	
2.9	Conclusiones del Capítulo	42	
CAPITULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN			43
3.1	Introducción.....	43	
3.9	Metodología y Criterios de ajustes de las protecciones. (<i>Altuve 1991</i>).	44	
3.3	Ajustes de los relés de Sobre Corriente Fase - Fase (50/51P).	47	
3.4	Ajustes de los relés de Sobre Corriente Fase - Tierra (50/51N).	54	
3.5	Ajustes de los relés de Impedancia (21).	60	
3.6	Conclusiones del Capítulo	61	
RECOMENDACIONES.....		63	

INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica constituye un renglón de vital importancia para el desarrollo de la sociedad, en la actualidad existe una creciente demanda de energía producto del avance tecnológico existente, este crecimiento de la demanda hace que sea de vital importancia el preservar la calidad y la continuidad en el servicio prestado, con vistas a evitar interrupciones innecesarias en el funcionamiento de las redes. Es por esta razón que los nuevos sistemas de Protección (equipos automáticos encargados de proteger los elementos del Sistema Electroenergético de Potencia) sean cada vez más complejos, confiables y seguros. Los mismos tienen la responsabilidad de eliminar cualquier tipo de avería que se presente, realizándolo en el menor intervalo de tiempo posible y sacando con ello del servicio la mínima porción de la red en cuestión.

Dichos sistemas de protección pueden ser clasificados de acuerdo a una gran variedad de criterios, los cuales nos brindan información acerca del funcionamiento y desempeño de estos ante las contingencias presentadas, algunos de los parámetros fundamentales de las protecciones son: sensibilidad, selectividad, rapidez, confiabilidad y seguridad.

La metodología aplicada por los diferentes equipos de protección consiste en dividir la red en diferentes zonas de operación (Primarias y de Respaldo), para que las mismas puedan ser protegidas adecuadamente. Esto se hace con la finalidad de proporcionar el mayor grado de seguridad posible para la red en cuestión.

Las protecciones primarias son aquellas que tienen la misión de eliminar las fallas de manera inmediata, sacando la menor porción posible de la red, para con ello afectar al menor número posible de consumidores. Las mismas protegen específicamente al elemento en cuestión y deben ser compatibles con el resto de las protecciones contenidas en el sistema.

Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias y también, de los posibles fallos

INTRODUCCIÓN

en el interruptor. Una condición básica es que la protección de respaldo no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello, siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo. En los SEP se utilizan dos tipos de protecciones de respaldo, las denominadas de Respaldo Remoto y de Respaldo Local.

Con la entrada de la generación distribuida (GD), se pudieran ver afectadas las operaciones de los sistemas de protección, en aquellos casos, en los que dichos mecanismos de protección, no cumplan con los requerimientos impuestas a la red por la entrada de dicha forma de generación de energía. Esto se debe a que los esquemas de protección de los sistemas radiales están acordes a los niveles de cortocircuito, corrientes de carga máxima, voltaje del sistema y nivel de aislamiento para ese tipo de red. La adición de GD en las mismas altera las direcciones en los flujos de las corrientes de corto circuito, así como sus magnitudes en varias partes de los alimentadores, de acuerdo al lugar en el cual este ubicada la falla. El problema en general es a causa de que dichas redes eléctricas están diseñadas para transmitir la potencia en un solo sentido, direccionalmente, es decir son redes pasivas, llevando la potencia desde las centrales generadoras hasta las distintas cargas. Esto significa, que la potencia va desde altos valores de tensión en la transmisión hasta valores más bajos en la distribución secundaria, usados por los usuarios. Las corrientes de falla circulan por lo tanto de manera similar. Con estos conceptos expuestos anteriormente las protecciones de los alimentadores son fáciles de ajustar.

Al adicionar a la red la GD, las redes que antes eran pasivas por lo antes expuesto, se tornan activas. Por lo que todos estos conceptos pierden validez, ya que los niveles de corto circuito se incrementan, además de que pueden variar las direcciones de las corrientes de los mismos, por lo que son necesarias protecciones en la que se puedan tener en cuenta todos estos fenómenos. Por lo tanto los esquemas de protección convencionales se tornan inapropiados.

También hay que tener en cuenta, con la introducción de la GD, el hecho de que la misma pueda desconectarse del resto del sistema y quedar operando sola, frente a toda la carga impuesta por la red, ello se denomina, operación en

INTRODUCCIÓN

isla. Esto trae consigo que disminuyan considerablemente los niveles de cortocircuito de la red, por lo que la coordinación entre las protecciones puede reducirse e incluso llegar a perderse, igual puede ocurrir con la sensibilidad de las mismas. La frecuencia y la tensión también pueden caer, trayendo todo esto consigo que la operación de la red sea insatisfactoria, de ocurrir problemas como estos, se incumplirían los requerimientos impuestos por los sistemas de protecciones.

Debido a las características de nuestro país, el cual constantemente se encuentra azotado por fenómenos atmosféricos, lo que trae consigo regímenes excepcionales de emergencia y prolongados periodos sin electricidad, la alternativa de la introducción de generación distribuida, a través de Grupos Electrógenos y Baterías Diesel resulta ideal para nuestras condiciones.

Esta se lleva a cabo mediante la instalación de las denominadas baterías, que no son más que ocho generadores interconectados y sincronizados al Sistema Electroenergético Nacional, ubicados en las subestaciones de 110-34,5 (kV) y en algunas de 34,5-13,8 (kV).

Las nuevas formas de generación adoptadas como estrategias por el Estado Cubano significan un conjunto de ventajas, ya que se deja de tener un sistema de generación centralizada, con equipos antiguos y altamente ineficientes. Pero estos cambios también traen consigo un conjunto de problemas técnicos, los cuales deben ser resueltos por nuestros sistemas de protección.

Un ejemplo de ello es la problemática correspondiente al caso que nos ocupa, la cual tiene su epicentro en la Subestación Santa Clara Industrial ubicada en la provincia de Villa Clara. En la misma hay colocados un grupo de relevadores por la parte de 110 (kV) los cuales no poseen parámetros de ajustes, (dichos relevadores son de la firma AREVA, tipo MICOM P143 y P441), debido a esto la operación de la red ante averías es incorrecta. Hay hechos que evidencian tal afirmación, pues ante la ocurrencia de fallas, las que deben ser atendidas por dichos relevadores a través de sus zonas primarias de protección, en su lugar se encuentran actuando otros, los cuales ven dichas perturbaciones a través de sus segundas o terceras zonas, trayendo todo esto consigo que salga del servicio una mayor parte de la red que la mínima necesaria para aislar la falla en cuestión.

INTRODUCCIÓN

También ha habido operación de algunas protecciones de 110 (kV), para cortocircuitos ocurridos por los lados de 13.8 (kV) y 34.5 (kV), algo que resulta inadmisibles desde la teoría de las protecciones, pues los ajustes de las mismas no se deberían pasar hacia los otros niveles de voltajes de los transformadores.

Preguntas de la Investigación.

- ¿Qué cortocircuitos en la red eléctrica pueden provocar operaciones indeseadas en las protecciones de los relevadores ubicados por el lado de 110 (kV) sin causa aparente?
- ¿De qué modo evitar estas incidencias en la red?
- ¿Cómo resolverlo? y ¿En qué medida es factible hacerlo?

Problema Científico.

¿Cómo se afectan los niveles de cortocircuito con la introducción de la Generación Distribuida (GD)?

¿Cuál es la influencia que tienen las variaciones de dichos niveles de cortocircuito sobre las protecciones ya instaladas?

¿Por qué se hace necesaria la utilización de los relés electrónicos digitales multifuncionales, para el estado actual de operación de las redes eléctricas?

Objeto de Estudio.

Analizar el comportamiento de las protecciones eléctricas de la barra de 110 (kV) de la subestación Santa Clara Industrial antes los nuevos escenarios de aumento de la carga e introducción de la generación distribuida GD.

Objetivo General.

- Realizar los ajustes del relevador *SI101*, de la subestación Santa Clara Industrial, para los diferentes escenarios de operación de la red.

Objetivos Específicos.

- Realizar un estudio bibliográfico acerca de los relevadores digitales multifuncionales y los efectos que trae consigo la introducción de la generación distribuida, sobre la operación de las protecciones ya instaladas.

INTRODUCCIÓN

- Actualizar los diferentes elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia correspondiente a la región de Villa Clara.
- Confeccionar los diferentes regímenes de operación de la red.
- Proceder a realizar las corridas en el programa, para obtener las magnitudes de las corrientes de fallas, voltajes e impedancias.
- Realizar los ajustes pertinentes del relevador *SI101*.

Organización del Informe.

El *Capítulo 1* constituye un acápite introductorio en el cual se brindan teorías, conceptos y parámetros básicos acerca de los sistemas eléctricos de protección.

En este se abordan con especial énfasis los temas de: La Generación Distribuida y La Era de lo Relevadores Digitales Multifuncionales.

En el *Capítulo 2* se hace un análisis detallado de la red eléctrica correspondiente a la subestación Santa Clara Industrial, se ajustan los valores de las cargas y se procede a la creación de los diferentes estados de operación de la red regional

El *Capítulo 3* está dedicado al cálculo de los valores de ajustes de las protecciones para cada uno de los estados de operación.

Al final del *Capítulo 3* se presenta una sección, la cual está dedicada a las *Conclusiones* obtenidas con la realización del trabajo. En la misma se destacan los principales aportes del mismo.

A continuación se plantean las *Recomendaciones*, en las cuales el autor manifiesta lo que a su entender se debe hacer con la problemática asociada a la cuestión.

Como punto final se presentan los *Anexos*, en los cuales se colocan gráficos y tablas, las cuales el autor considera necesarias, para una mayor comprensión del trabajo.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.1 Introducción

Sin lugar a dudas las protecciones eléctricas han transitado por un largo camino hasta llegar al punto en el cual se encuentran hoy, lugar que se halla determinado por el gran avance que las mismas han logrado alcanzar gracias a la electrónica digital, permitiéndose con ello el desarrollo de nuevos dispositivos protectores tales como: la generación de los “Relevadores Multifuncionales”.

Estos dispositivos cuentan con un microprocesador el cual constituye el centro de cálculos; a su vez los mismos tienen la capacidad de poder integrar las funciones de varios equipos, son capaces de brindar información sobre el funcionamiento del sistema y hasta logran autoevaluarse.

Algunas de las principales características de los relevadores son: integran funciones de medición, protección, comunicación y control; para con ello poder tener un mejor dominio de la red en general.

Debido al crecimiento de la carga y a la entrada de la generación distribuida, los sistemas eléctricos han sufrido cambios sustanciales desde la panorámica de las protecciones, pues se ha hecho necesario implementar configuraciones las cuales sean capaces de brindar un mayor grado de coordinación entre los diferentes elementos protectores involucrados y se han realizado mejoras en algunos parámetros tales como: sensibilidad, fiabilidad y rapidez.

Todo ello proporciona la ventaja de atender las fallas en un menor tiempo posible, a la vez que mejora la calidad del sistema por concepto de continuidad en el servicio prestado.

En el siguiente capítulo se hará una breve reseña histórica de las protecciones eléctricas en lo referente al surgimiento, evolución y actualidad de las mismas en las redes cubanas, pasando a su vez por aspectos básicos en la determinación de parámetros. Al final del mismo se tratará el tema de la generación distribuida, momento en cual se abordara acerca de la presencia, impacto y efectos que traen consigo la introducción de dicha forma de generación de energía.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.2 Surgimiento de las protecciones

Desde los propios inicios y casi simultáneo al surgimiento de los sistemas eléctricos, el hombre vio la necesidad de implementar dispositivos que fuesen capaces de brindar protección a los diferentes elementos que lo conforman. A razón de lo antes mencionado es que se da inicio a la obra creadora que perdura hasta los días de hoy.

Como antecedente de lo antes expuesto se puede hacer alusión a uno de los más sencillos y antiguos elementos protectores, pero no por ello menos importante, tal es el caso del fusible de Thomas Edison, dispositivo patentado por este y cuyo principio de operación está basado en el efecto de fusión que provoca el flujo excesivo de corriente eléctrica mediante su paso por un elemento metálico, el mismo se convirtió en guía y fuente de inspiración para las futuras generaciones de dispositivos protectores.

1.2.1 Evolución de las protecciones

Con el paso de los años y ya para finales del siglo XIX, producto de la expansión territorial el aumento de los consumidores e incremento de la complejidad en las conexiones se fue generando la necesidad de implementar sistemas de protecciones que fueran capaces de dar solución a las averías que se presentaban durante la puesta en servicio de las redes. Es entonces que surge todo un largo camino en el estudio de los sistemas de protección.

1.2.2 Función de la protección

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando éste sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema (*Mason 1956*).

1.3 La protección por relevadores, Clasificación

Sin lugar a dudas el elemento base de los sistemas de protección lo constituyen los relevadores, los mismos se encuentran agrupados de acuerdo a una amplia gama de criterios, el más general que recoge la norma ANSI / IEEE

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

C37.90, es de acuerdo a las categorías funcionales, señales de entrada, principio de operación o estructura y características de comportamiento.

Categorías funcionales: Relés de protección, de supervisión o vigilancia, de reenganche, reguladores, auxiliares y de sincronismo.

Señales de entrada. Corriente, tensión, potencia, presión, frecuencia, temperatura, vibración y flujo.

Principio de operación o estructura. Balance de corriente, porcentaje, multiretención, producto, estado sólido, estáticos, térmico, electromagnético y microprocesado.

Características de comportamiento. Distancia, sobrecorriente direccional tiempo inverso y tiempo constante definido, sobretensión, baja tensión, comparación direccional y comparación de fase.

1.3.1 Los sistemas de protección

La industria eléctrica en los momentos presentes constituye un renglón de vital importancia para el hombre moderno, tanto así que puede considerársele como un elemento indispensable para la supervivencia del hombre actual, debido a la gran dependencia que existe de la misma, sin ella simplemente la mayoría de los avances y progresos tecnológicos no tendrían efecto alguno.

Tal es el impulso que esta ha proporcionado al hombre de nuestros días, que la distancia que nos separa, en términos de desarrollo, de la civilización del siglo XVIII, es mucho mayor, que la que separa a los anteriores, de la especie humana desde sus propios orígenes.

Por todo lo antes expuesto es que se ha hecho tan necesario el perfeccionamiento de los sistemas eléctricos de potencia con vistas a que los mismos puedan brindar una continuidad ininterrumpida en el servicio prestado, ya sea en regímenes de explotación normal, de avería o de post avería.

Los ingenieros de protección frecuentemente deben seleccionar los esquemas de protección o los sistemas para dar respuesta a varios objetivos (*Larson 2007*). La selección puede tener varias alternativas y la mejor solución frecuentemente no está clara, una alternativa determinada no satisface todos los objetivos. El método de análisis a la hora de tomar la decisión usa técnicas rigurosas para determinar la mejor alternativa para resolver el problema,

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

previando que cumpla con objetivos múltiples. Se le debe dar un peso dado a cada objetivo en particular. Se debe evaluar:

- Rapidez del tiempo de operación.
- Alta dependabilidad
- Alta seguridad.
- Mejor economía.

Se pueden incorporar objetivos adicionales.

Algunas de las preguntas y problemas a las cuales debe dar solución determinada alternativa son: ¿más alta dependabilidad o más alta seguridad?, ¿más o menos costo en el esquema? Si se deben adicionar comunicaciones y en caso afirmativo qué tipo.

A veces un solo esquema no es el mejor para cada atributo, habrá que buscar soluciones técnicas y económicas, lo cual no resulta sencillo.

1.3.2 Propiedades de las protecciones

Para que un sistema de protección pueda realizar sus funciones en forma satisfactoria debe cumplir con las siguientes propiedades: (*Jones 2000*)

- Sensibilidad: Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.
- Selectividad: Detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías en otros equipos.
- Rapidez: Limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.
- Confiabilidad: Probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar, durante un período de tiempo.
- Seguridad: Probabilidad de que la protección no opere incorrectamente, habiendo o no falta o condición anormal en el sistema eléctrico de potencia, o sea que no opere cuando no corresponde que lo haga.

Otros parámetros importantes en los sistemas eléctricos son:

- Disponibilidad: Porcentaje del tiempo estipulado, en que el equipo o parte del sistema de potencia está disponible para ser operado o utilizado.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

➤ Estabilidad: Capacidad de recuperar un estado estable de operación, caracterizado por la operación sincrónica de los generadores, luego de una perturbación.

La estabilidad transitoria es un parámetro de vital importancia en un sistema eléctrico, la misma es la encargada de cuantificar la capacidad que posee determinado SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), de actuar en regímenes de avería o post avería debido a perturbaciones presentadas, ello incide directamente en que la red se mantenga operando y que sus estaciones generadoras no salgan de sincronismo, lo que resulta crucial para asegurar la continuidad en el servicio prestado.

1.3.3 Zonas de protección

La metodología aplicada por los diferentes equipos de protección consiste en dividir la red en diferentes zonas para que las mismas puedan ser protegidas adecuadamente. Esto se hace con la finalidad de poder proporcionar el mayor grado de seguridad posible, asegurando una mejor calidad y continuidad en el servicio prestado a la vez que se pueden eliminar las fallas en un menor tiempo posible.

Las zonas de protección en la práctica se dividen en:

- Protecciones primarias.
- Protecciones de respaldo.

Protecciones primarias: Las protecciones primarias son aquellas que tienen la misión de eliminar las fallas de manera inmediata, sacando la menor porción posible de la red, para con ello afectar al menor número posible de consumidores. Las mismas protegen específicamente al elemento en cuestión y deben ser compatibles con el resto de las protecciones contenidas en el sistema.

En los extremos de las zonas de protección primarias encontramos áreas que se hayan protegidas por la intersección de varias de estas, a esto se le conoce con el nombre de zonas de solapamiento, en las mismas al ocurrir una falla, se produce el disparo de todos los relevadores contenidos en su interior.

Las protecciones primarias poseen bajos valores de tiempos de acción, esto constituye un requisito indispensable para los sistemas de gran importancia.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Vale destacar que en sistemas de menor peso estos tiempos pueden tener valores más elevados.

La *Figura 1*, muestra una porción de un SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), el cual se halla dividido en zonas primarias de operación, en la misma se pueden apreciar las zonas de solapamiento que existen alrededor de las barras.

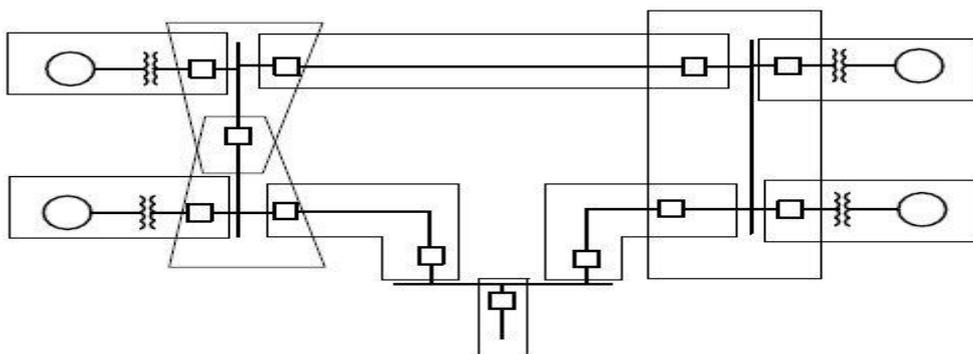


Figura 1. Esquema unifilar de un sistema eléctrico de potencia dividido en zonas primarias de protección.

Protecciones de respaldo: Las protecciones de respaldo se instalan para cubrir los posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias y también de los posibles fallos en el interruptor. Una condición básica es que la protección de respaldo no opere hasta que la primaria haya tenido la oportunidad de hacerlo. Por ello siempre existe una demora asociada a la operación de las protecciones de respaldo.

Cuando se produce un cortocircuito arrancan ambas protecciones para operar, pero si la primaria despeja la falla, la de respaldo debe reponerse antes de completar su ciclo de disparo. Si la falla no es despejada por la protección primaria, al tiempo actuará la protección de respaldo, disparando los interruptores necesarios para despejar la falla y aislar el elemento del sistema.

Las causas que pueden provocar fallos en los relés son:

- Fallo en los circuitos de alimentación de CA por defecto en los transformadores de medida o en sus cables de conexión.
- Fallo en la fuente de alimentación de CD de los circuitos de disparo y control.
- Fallo en los dispositivos auxiliares.
- Fallo en el propio relé.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las causas que pueden provocar fallos en el interruptor son:

- Fallo en el circuito de disparo (alimentación CD).
- Bobina de disparo en cortocircuito o en circuito abierto.
- Fallo mecánico en el dispositivo de disparo.
- Fallo en los contactos principales del interruptor.

Todo esquema de protección de respaldo, debe de servir de respaldo tanto para el relé propiamente dicho, como para el interruptor o interruptores que accionan.

La protección de respaldo ideal debe ser instalada de forma que cualquier elemento o dispositivo que produzca en un momento dado un fallo en la protección primaria, la misma no sea motivo también de fallo en la protección de respaldo. Es por eso que en casos muy concretos se recomienda duplicar los circuitos de disparo y control e incluso en algunos casos los transformadores de medida.

En los SEP se utilizan dos tipos de protecciones de respaldo, las denominadas de respaldo remoto y de respaldo local.

Respaldo remoto: En las protecciones de apoyo remoto las fallas se despejan desde las subestaciones adyacentes a donde se ha producido la falla, con esto aumenta la confianza de la red.

Respaldo local: En las protecciones de apoyo local las fallas se despejan a través de los relés ubicados en la misma instalación, en la práctica esto es aplicable cuando la posibilidad de respaldo remoto no sea posible debido a características de la red.

1.4 Relevadores utilizados en la protección de líneas

La mayoría de los cortocircuitos en los sistemas eléctricos de potencia se producen en las líneas aéreas de transporte o de distribución de energía y en consecuencia, el desarrollo de las protecciones de líneas es la que ha recibido una mayor atención en los últimos años. Una falla en una línea aérea entraña menores desperfectos y costos de reparación que una falla en cualquier otra parte del sistema, en cambio, es mayor la frecuencia en que se producen los cortocircuitos en líneas y muy grandes los efectos negativos que originan los

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

cortes en el servicio, haciendo que las protecciones de líneas sean tan importantes. (*Iriondo*)

En la actualidad existe una gran variedad de esquemas de protecciones de líneas, a la vez que son diferentes las prácticas utilizadas por las empresas eléctricas a fin de cumplir con los requisitos de protección del sistema.

1.4.1 Relevadores de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente es la forma más simple de proteger una línea, sin embargo debemos añadir, que es la más difícil de aplicar, ya que exige cambios en sus ajustes con cada modificación o cambio de configuración que sufra el sistema. Con los relés de sobrecorriente se hace difícil discriminar entre la corriente de carga y la corriente de cortocircuito, por lo tanto solamente se podrá aplicar esta variante si la corriente mínima de cortocircuito es notablemente mayor que la corriente de plena carga de la línea.

En las protecciones de líneas se utilizan los dos tipos principales de relés de sobrecorriente, los de sobrecorriente de tiempo diferido y los instantáneos de sobreintensidad. Al utilizar relés de sobrecorriente estos se ajustan para que actúen como protección primaria de una sección o tramo de línea y como protección de respaldo de la sección o secciones adyacentes.

En líneas de distribución se utilizan también las unidades direccionales de sobrecorriente por su condición de ser selectivas, actuando solamente para las sobrecargas o fallas que se produzcan en una determinada dirección de circulación de las intensidades. (*Blackburn 2007*), (*Westhingham 2002*)

1.4.2 Relevadores de reenganche

En las líneas o alimentadores de distribución, es práctica usual el utilizar relevadores de tres y hasta de cuatro escalones de reenganches sucesivos, generalmente uno inicial rápido, con la demora necesaria para la desionización del arco (entre 0,1 y 0,3 (s).) y, los otros dos ó tres más lentos. Estos escalones de reenganches lentos se pueden programar para que tengan cierres en tiempos comprendidos entre 10 y 150 (s), ya que en estas líneas radiales de distribución, el tiempo de recuperación de los circuitos no tiene ninguna repercusión en la estabilidad del sistema. (*ABB 1994*), (*AREVA July 2002*)

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.4.3 Relevadores de distancia

Las protecciones más utilizadas en las líneas de transmisión son las de distancia. Su gran versatilidad ha hecho que hayan sustituido con gran ventaja a los relés de sobrecorriente sobre todo, en las líneas de transmisión de alta tensión debido principalmente a que: *(Kasztenny B. & Finney 2007), (Hubertus 2007)*

- La coordinación es más simple.
- A sus ajustes les afectan poco los cambios en la generación y en la configuración del sistema.
- Se logra una protección más rápida que con los de sobrecorriente.
- Permiten mayores cargas en las líneas.
- Les afectan menos los penduleos de potencia.

Hoy en día los relés de distancia son los más utilizados como protecciones primarias para fallas entre fases en las líneas. En algunos casos todavía se utilizan los relés de sobrecorriente para la protección de las fallas a tierra debido a su simplicidad, por no existir los problemas que se producen en torno a las fallas entre fases y además, por no requerir una gran velocidad en el disparo del interruptor. Sin embargo, a medida que evolucionan los relés de distancia y con la consecuente reducción de sus costos, existe la tendencia de que también sean utilizados como protecciones de faltas a tierra.

La aplicación de los relés de distancia es muy simple. Generalmente se aplican como protección primaria de una sección de línea y como protección de respaldo del tramo de línea adyacente. Se utilizan tres conjuntos de relés separados y organizados para proteger cada zona. Normalmente la primera y segunda zona, se utilizan como protección primaria o principal de una línea, mientras que la tercera zona se utiliza exclusivamente como protección de respaldo para una línea adyacente.

La actuación de un relé de distancia es bastante independiente de la magnitud de corriente de cortocircuito que circula por el relevador, sin embargo, se ve afectada por la magnitud de la corriente que se inyecte en el sistema en un punto situado entre el relevador y la falla. Una alimentación de corriente en tal punto puede hacer que el relevador vea una distancia superior a la que es en

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

realidad. Este efecto es preciso tenerlo en cuenta a la hora de ajustar los relés de distancia.

En muchos sistemas las protecciones de distancia darán la protección adecuada y serán suficientes para mantener la estabilidad. Sin embargo cuando la estabilidad del sistema se convierte en un factor crítico, la protección solamente con relevadores de distancia puede resultar insuficiente ya que un esquema con reenganche rápido exige el disparo a muy alta velocidad de los interruptores de ambos extremos de línea, para todas las faltas que se produzcan en la totalidad de la línea. Esto no se logra solamente con los relevadores de distancia sino que para este tipo de aplicaciones la solución es el uso de relés con extremos de línea comunicados.

1.4.4 Relevadores diferenciales

Son teleprotecciones, pues son protecciones con los extremos comunicados, se utilizan como protección de extremos en grandes líneas de transporte de energía eléctrica. La protección debe diseñarse para que sea inherentemente selectiva y capaz de provocar simultáneamente el disparo a alta velocidad de los interruptores de todos los extremos afectados. (*Iriondo*),(*Blackburn 2007*)

Este tipo de esquemas se aplican como protecciones primarias o principales de una línea. Las protecciones de respaldo pueden ser a base de otros conjuntos separados de relevadores o también a veces, se utilizan los mismos relevadores primarios.

En sistemas de muy alta tensión (Extra Alta Tensión), donde la estabilidad es sin duda alguna el problema central, frecuentemente se duplican las protecciones de los extremos de línea, cubriendo también las funciones de apoyo. Estas protecciones redundantes se han implementado generalmente con tecnologías de relés de distinta.

En la elección de un esquema de protecciones con los extremos comunicados intervienen factores tales como, la longitud de la línea, su configuración (dos o varios terminales), nivel de corriente de falla y requisitos de fiabilidad, conjuntamente con la disponibilidad de canales de comunicaciones.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En este grupo se encuentran los hilos pilotos (incluye la primera variante con pares telefónicos y la fibra óptica), las protecciones por ondas portadoras y las protecciones con comunicaciones por microondas.

1.5 Resumen

La selectividad y las altas velocidades de limpieza de las fallas de las líneas de alta tensión, son factores críticos para la seguridad del sistema de potencia. Los relevadores de sobrecorriente no pueden satisfacer la condición dado que este tipo de líneas son malladas. Las protecciones de sobrecorriente diferenciales pueden cumplir con estos requerimientos pero necesitan de complejos y costosos sistemas de comunicaciones. *(Kasztenny B. & Finney)*

Sin embargo los relés de distancia miden la impedancia obtenida producto de los muestreos locales de tensión y corriente a causa de que la impedancia de la línea se distribuye uniformemente por toda su longitud. Esta es la razón por la cual el relevador de distancia, por medio de la medición de la impedancia aparente, discrimina con buena exactitud entre la condición de falla interna en la línea de una falla externa.

Los relevadores digitales o numéricos han hecho que la instalación y mantenimiento de los esquemas de protección sea cada vez más seguro y menos costoso. El más bajo costo y la posibilidad de multifuncionalidad de los relevadores de distancia digital han ampliado el espectro de uso de los mismos. En aplicaciones donde normalmente se utilizaban relevadores de sobrecorrientes direccionales, ahora se utilizan distancias con muy buenos resultados, mejorando la seguridad y obteniendo una mayor selectividad dado su principio de operación. Incluso hoy se ha ampliado la utilización de los distancias a niveles de tensiones inferiores incluyendo los circuitos de distribución y en redes con neutros aterrados a través de impedancias. *(Hubertus)*

1.6 Fuentes de energía alternativa, la generación distribuida (GD)

La humanidad enfrenta un gran desafío en lo referente al problema de la contaminación ambiental, hecho que se encuentra condicionado en su mayoría por la quema indiscriminada de recursos naturales, tales como: petróleo,

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

carbón y gas, utilizados para la producción de energía eléctrica. A raíz de lo anteriormente citado, surge la necesidad de toma de conciencia a nivel global, con vistas a reducir la quema indiscriminada de dichos hidrocarburos, es por ello que cobran iniciativa nuevas formas de generación de energía eléctrica y algunas que ya no son tan nuevas retoman su presencia en el panorama internacional.

En este sentido, uno de los logros más significativos, es sin lugar a dudas el desarrollo de nuevas actitudes respecto al uso racional de energía y de políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, tales como: eólica, solar, hidráulica y biomasa, estas no provocan emisiones de gases, los cuales provocan el efecto invernadero.

La GD se ha convertido en un fenómeno generalizado en los sistemas de potencia a nivel mundial, sin embargo, no existe un acuerdo sobre la definición de la misma (*Segura Heras mayo 2005*), ni tampoco a la hora de denominarla bajo un nombre, la misma juega un determinado papel según la nacionalidad ya que, en países angloparlantes es común la utilización del término Generación *In-Situ*, en Norteamérica se cataloga como Generación Dispersa mientras que en Europa y en algunos países de Asia se le denomina Generación Descentralizada. (*Jenkins 2000*)

1.6.1 Algunas definiciones de generación distribuida

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 (kW).
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

➤ Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.

➤ Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados. (*Kari Mäki 2006*)

Una definición muy conocida es la del IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*): "Generación Distribuida es la producción de electricidad por instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos". (*ABB*)

En general, aunque no existe una definición universalmente aceptada sobre que es generación distribuida y en qué se diferencia de la generación centralizada, hay algunos atributos que la caracterizan, tales como: (*CONAE enero, 2003*)

- No es planificada.
- Menor de 50 – 100 (MW).
- Conectada al sistema de distribución.

La generación distribuida puede ser en algunos casos a través de fuentes de energías renovables, tal es el caso de: parques eólicos, grupos de paneles solares, estaciones hidrogeneradores entre otras o pueden ser a través de fuentes de energías no renovables tales como son: los emplazamientos de baterías Diesel y Fuel.

La generación distribuida constituye sin lugar a dudas un salto, tanto aspectos cualitativos como cuantitativos en la esfera de la producción de energía eléctrica, pues la misma ha venido a dar solución a innumerables deficiencias en el sector, dentro de las cuales podemos destacar:

1.6.2 Ventajas de la generación distribuida

Incremento de la generación: Estas plantas se arrancan en determinado período de tiempo en el cual ocurre un pico en la demanda de energía eléctrica para con ello aumentar los niveles de potencia del sistema.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Atención a regímenes excepcionales de emergencia: En algunos casos las mismas se encuentran emplazadas en lugares claves para ofrecer garantías en la continuidad del servicio prestado, tal es el caso de algunos centros los cuales no pueden prescindir del fluido eléctrico, ejemplo: hospitales, frigoríficos, hoteles entre otros más.

Rápida entrada: Se puede hacer uso de las capacidades instaladas en un breve período de tiempo, pues el arranque y entrada de las mismas al sistema se realiza de forma rápida.

Tamaño reducido: El tamaño que tienen las mismas en comparación con las grandes centrales es pequeño, lo cual no exige un lugar determinado para su ubicación.

Más eficientes: Tienen un menor consumo de combustible por (MVA) generados en comparación con las grandes plantas.

Menor Costo: Los valores de costos del equipamiento por (MVA) instalados, son inferiores a los de las plantas generadoras convencionales.

Fácil emplazamiento: El tiempo de montaje de dichas estaciones generadoras es relativamente breve, en comparación con el requerido por las grandes plantas generadoras.

1.6.3 Desventajas de la generación distribuida

Isla de tensión: Si la fuente de generación distribuida por alguna razón, producto de perturbaciones en el sistema o fallas, quedara desconectada del resto del sistema eléctrico, pasaría al modo de operación, isla de tensión, llevando la misma toda la carga conectada, lo cual puede resultar fatal para la fuente de generación y para la condición de la red, en caso de que no se cuente con los mecanismos de regulación necesarios.

Influencia sobre los cortocircuitos: Con la entrada de la GD se producen modificaciones en las magnitudes y las direcciones de las corrientes de cortocircuito, afectando esto la operación de las protecciones.

Esta constituye una de las causas por las cuales surge la necesidad del presente trabajo, a continuación se profundizará más al respecto, realizándose los ajustes de la protección en cuestión para las diversos modos de operación de la red.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.6.4 Efectos de la GD sobre la corriente de cortocircuito

Los esquemas de protección de los sistemas radiales están acordes a los niveles de cortocircuito, corrientes de carga máxima, tensión del sistema y nivel de aislamiento para ese tipo de red. La adición de GD en las mismas altera las direcciones en los flujos de las corrientes de cortocircuito, así como sus magnitudes en varias partes de los alimentadores, de acuerdo al lugar en el cual este ubicada la falla. Producto de ello pueden ocurrir operaciones incorrectas de las protecciones. El problema en general es a causa de que dichas redes eléctricas están diseñadas para transmitir la potencia en un solo sentido, direccionalmente, es decir son redes pasivas, llevando la potencia desde las centrales generadoras hasta las distintas cargas (*Martínez Cabrera 2010*).

Esto significa, que la potencia va desde altos valores de voltaje en la transmisión hasta valores más bajos en la distribución secundaria, usados por los usuarios. Las corrientes de falla circulan por lo tanto de manera similar. Con estos conceptos expuestos anteriormente las protecciones de los alimentadores son fáciles de ajustar. (*Kimmo Kauhaniemi Nordac 2005*)

Al adicionar a la red la GD, las redes que antes eran pasivas por lo antes expuesto, se tornan activas. Por lo que todos estos conceptos pierden validez, ya que los niveles de cortocircuito se incrementan, además de que pueden variar las direcciones de las corrientes de los mismos, por lo que son necesarias protecciones en la que se puedan tener en cuenta todos estos fenómenos. Por lo tanto los esquemas de protección convencionales se tornan inapropiados. (*Jenkins 2000*)

Los sistemas de protección comienzan a funcionar de manera ineficiente, ello queda demostrado mediante el hecho, de que algunos de los parámetros que determinan el rendimiento de los mismos, comienzan a fallar, tal y como se observa a continuación:

- Ocurre una desensibilización de los mecanismos protectores.
- Surgen problemas con la coordinación.
- Se reducen los alcances de las zonas de operación.
- Cambian los modos de operación de la red ante fallas, debido a que la potencia puede fluir en varias direcciones.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

➤ Se vuelve más complicado el garantizar la confiabilidad y continuidad en el servicio prestado.

Por todo lo antes expuesto se requiere que tanto la operación de la GD como la interconexión sean seguras y fiables, incluyendo la coordinación con los diferentes dispositivos de protección de la red de distribución. Por lo tanto, para la protección, es necesario mirarla desde el punto de vista de la red eléctrica, la interconexión y la propia generación distribuida en general. (*Kimmo Kauhaniemi Nordac 2005*)

1.7 Operación incorrecta de las protecciones

Para la red eléctrica mostrada en la figura, se puede apreciar que la protección opera innecesariamente para fallas en otras zonas de protección, producto de la contribución de la GD a la falla.

Un ejemplo puede ocurrir para el caso de la *Figura 2*. El relé ubicado en A y el restaurador no son direccionales. Para el caso de una falla en B, C, D pueden ocurrir disparos incorrectos de A, debido a la cantidad de corriente que pasa por el mismo, producto de la corriente enviada por la generación distribuida a la falla, es decir el relé, al no ser direccional, ve la falla.

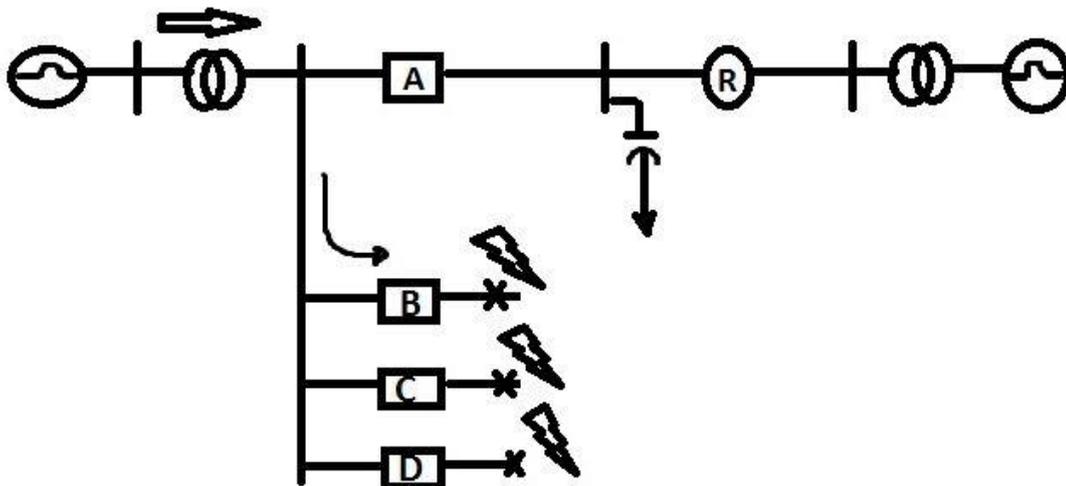


Figura 2. Esquema de distribución con generación distribuida.

1.7.1 Operación en isla

También hay que tener en cuenta con la entrada de la GD, el fenómeno eléctrico que se puede presentar si esta queda desconectada del resto del

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

sistema eléctrico de potencia, pasando entonces a encontrarse operando sola frente a toda la carga impuesta por la red, ello se denomina, operación en isla (“*islanding*”), es decir continúa energizando una parte de la red eléctrica después de que dicha porción de red haya sido interrumpida o desconectada.

Esto trae consigo que disminuyan considerablemente los niveles de cortocircuito de la red, por lo que la coordinación entre las protecciones puede reducirse e incluso llegar a perderse, igual puede ocurrir con la sensibilidad de las mismas. La frecuencia y la tensión también pueden caer, trayendo todo esto consigo que la operación de la red sea insatisfactoria, de ocurrir problemas como estos, se incumplirían los requerimientos impuestos por los sistemas de protecciones.

Islas involuntarias pueden resultar en problemas de seguridad, el restablecimiento del servicio y la confiabilidad del equipo, entre otros. Debido a esto, códigos como el *IEEE 929-2000*, *IEEE 1547* y el *UL 1741* requieren la detección de islas en sistemas interconectados. (*Balaguer-Álvarez September 2010*)

1.8 Nuevos requerimientos para las redes de distribución con GD

El conectar GD a una red de distribución es siempre una tarea compleja. En la mayoría de los países se realizan estudios técnicos detallados y se establecen normativas para la interconexión, las cuales no son de fácil creación dada la variedad de tecnologías de GD.

Desde el punto de vista técnico hay dos aspectos predominantes: el control y la protección. El término control se refiere al control de voltaje y como es lógico, este está unido al control de la frecuencia y la potencia en situaciones importantes. La protección se convierte en importante no solo por el problema monetario, en cuanto a los posibles daños si la falla no se elimina a tiempo, sino también por problemas de seguridad.

La protección con GD tiene conceptos, métodos y problemas que resolver. Entre ellos están: (*Kimmo Kauhaniemi Nordac 2005*)

- La protección de pérdida de la principal.
- Las funciones de autoreenganche.
- Los cambios de los niveles de fallas.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

- Coordinación de las protecciones.
- La localización de fallas.

1.9 Generación Distribuida en Cuba

En Cuba hay una gran presencia de generación distribuida, la introducción de la misma tuvo sus orígenes en el año 2004, momento en el cual nos hallábamos inmersos en una crisis energética, todo ello estaba dado por el recrudescimiento de las políticas de bloqueo, el deterioro de las plantas generadoras, el crecimiento de la carga entre otros factores.

Debido a las características de nuestro país, el cual constantemente se encuentra azotado por fenómenos atmosféricos, lo que trae consigo regímenes excepcionales de emergencia y prolongados períodos sin electricidad, la alternativa de la introducción de generación distribuida, a través de grupos electrógenos de Fuel Oil y Baterías Diesel resulta ideal. Esta se lleva a cabo mediante la instalación de las denominadas baterías, que no son más que ocho generadores Diesel interconectados sincronizados al Sistema Electroenergético Nacional, ubicados en las subestaciones de 110-34,5 (kV).

Por otro lado se han instalado grupos de hasta 12 máquinas de Fuel Oil, agrupadas en cuatro máquinas por transformador, también conectadas al mismo tipo de subestación.

Las nuevas formas de generación adoptadas como estrategias por el Estado Cubano significan un conjunto de ventajas, ya que se deja de tener un sistema de generación centralizada, con equipos antiguos y altamente ineficientes.

Pero estos cambios también traen consigo un conjunto de problemas técnicos, los cuales deben ser resueltos principalmente por los sistemas de protección.

Existe una fuerte política estatal a favor de la GD y del indudable beneficio que la misma le reporta al país, pero no se puede perder de vista un conjunto de variables que afectan sensiblemente la operatividad del SEN, ya que con la introducción de generación en nodos que históricamente no la tenían, cambian las configuraciones de los circuitos hasta ahora normalmente radiales. Además con la entrada de los grupos electrógenos se modifican la magnitud y la dirección de las corrientes de falla, cambiando al mismo tiempo el modo de operación de la red.

CAPÍTULO 1. LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS, EFECTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Varios estudios han demostrado que la integración de la generación distribuida en las redes de distribución puede producir problemas técnicos y de seguridad. Las redes de distribución no están concebidas para tener una gran presencia de unidades de generación, pero las empresas eléctricas deben estar preparadas con herramientas de análisis para este nuevo escenario de manera que se puedan tomar decisiones correctas, tanto técnicas como económicas. Dentro de los aspectos de la protección de GD se pueden identificar problemas tales como: la protección de los equipos de generación para fallas internas, protección de las redes de distribución para cortocircuitos alimentados desde la GD, la protección del aislamiento, la pérdida de la principal, y el impacto de esta GD sobre los dispositivos protectores ya existentes en las redes. Siendo todos estos aspectos de importancia ya que los mismos deben ser estudiados cuidadosamente. (*Pecas Lopes 2007*)

1.10 Conclusiones del Capítulo

Como ha quedado evidenciado en el presente capítulo, las protecciones eléctricas juegan un papel de vital importancia en los sistemas eléctricos de potencia, es por ello que el contar con un buen funcionamiento de los mismos, garantiza un SEP de alta calidad y fiabilidad.

Se pudo observar a su vez como la generación distribuida constituye la alternativa viable de salida a la problemática relacionada con la contaminación ambiental.

Quedaron plasmadas también las ventajas que esta proporciona con respecto a los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica y la influencia que trae consigo la introducción de la misma sobre las magnitudes y direcciones de las corrientes de cortocircuito.

Por todo lo anteriormente planteado es que deviene en alternativa impostergable el uso de la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales. Los mismos permiten la integración de un gran número de funciones y la creación de varios grupos de parámetros de ajustes, con lo que se pueden tener en cuenta los factores necesarios a la hora de realizar los ajustes.

**CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA
SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL****2.9 Introducción**

En el presente capítulo se realiza un estudio a fondo de la problemática existente en la zona aledaña a la subestación Santa Clara Industrial. En la misma hay hechos que evidencian la ocurrencia de operaciones incorrectas por parte de los mecanismos protectores que allí se encuentran emplazados. Ello está dado por la existencia varios relevadores (*SI101, SI102 y SI105*), los cuales no poseen parámetros algunos de ajustes. Los mismos son de la firma AREVA, serie *MICOM P143 y P441 (Areva 2010)*, estos se encuentran colocados en pares, a causa de que cada uno brinda protecciones específicas, las cuales el otro no posee.

Debido a la existencia de generación distribuida en las cercanías de la subestación, a la variedad de configuraciones en que puede encontrarse operando la red y a la complejidad que posee el lazo de la región, deviene en alternativa idónea el uso de dichos tipos de relevadores, los cuales pueden hacer frente a la diversidad de problemas que se pudieran presentar durante la puesta en explotación del sistema regional.

La situación actual de la red en cuestión es compleja, pues no existe una adecuada coordinación entre los diferentes mecanismos protectores involucrados, lo cual está condicionado entre otros factores por la ya mencionada falta de ajustes de algunos de ellos.

Esta subestación es de gran valor para la red de la provincia en general, pues la misma maneja un grueso importante de la carga, de ahí la necesidad en garantizar que la misma se mantenga en operación continua, con vistas a evitar interrupciones en el servicio prestado a los consumidores que se encuentran conectados a sus diferentes circuitos de salida.

2.2 Subestación Santa Clara Industrial

La subestación Santa Clara Industrial es una de las más importantes de su tipo en la provincia de Villa Clara, la misma posee un gran número de circuitos de entradas y salidas, a diferentes niveles de tensión, tales como son: 220/110

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

La otra enlaza con la barra Santa Clara 110 (kV), y tiene ubicado en su principio al interruptor *SI101* (normalmente cerrado), cuyo relevador tampoco tiene ajustes. En este nivel de tensión existe una barra seccionalizada por el interruptor *SI105*, normalmente cerrado.

Dicha subestación se conecta por medio de desconectivos a un transformador de 25 (MVA), 110/34,5 (kV) (T-1), el cual posee a su vez cuatro circuitos de salida y dos de entrada, todos a niveles de tensión de 34.5 (kV). Los alimentadores de salida son aquellos que brindan servicio a los circuitos de Sakenaf, Santa Clara, Placetas y Malezas, interruptores *1770*, *1780* y *1785*. Los alimentadores de entrada se encuentran conectados a través de los totalizadores *6245* y *6240* a dos transformadores de 20 (MVA), 34.5/13.8 (kV), que proceden de los grupos electrógenos que se encuentran emplazados en el patio de dicha subestación, formados por dos baterías de diesel, cada máquina tiene una capacidad de 2.36 (MVA) a 480 (V) de marca MTU unidas a una barra de 13,8 (kV) por medio de un transformador de 2.5 (MVA) y 13.8/0.48 (kV), para un total de 37, 76 (MVA).

Además, la barra de 34,5 (kV) cuenta con dos salidas, donde se conectan tres grupos de fuel oil, conformados por 12 máquinas Hyundai (*HYUNDAI 2005*) (Los Alevines), de origen coreana con capacidades de generación de 1,67 (MVA) a 4,16 (kV) cada una, para un total de 20 (MVA) instalados, con cuatro máquinas de 8,5 (MVA) por cada transformador.

El esquema por baja del transformador (T-2), tiene una barra en la cual están conectadas las salidas de seis circuitos de distribución primaria que se encuentran a niveles de tensión de 13,8 (kV). Los mismos son los circuitos de Santa Clara 31, 32, 132 y 162 (interruptores *V-635*, *V-640*, *V-645*, *V-650*), los dos restantes *V-630* y *V-655* constituyen planes futuros de expansión de la red.

2.3 Descripción de la problemática existente

La *Figura 4* muestra un diagrama unifilar de la región, sobre la cual se da una panorámica de la situación existente en la red.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

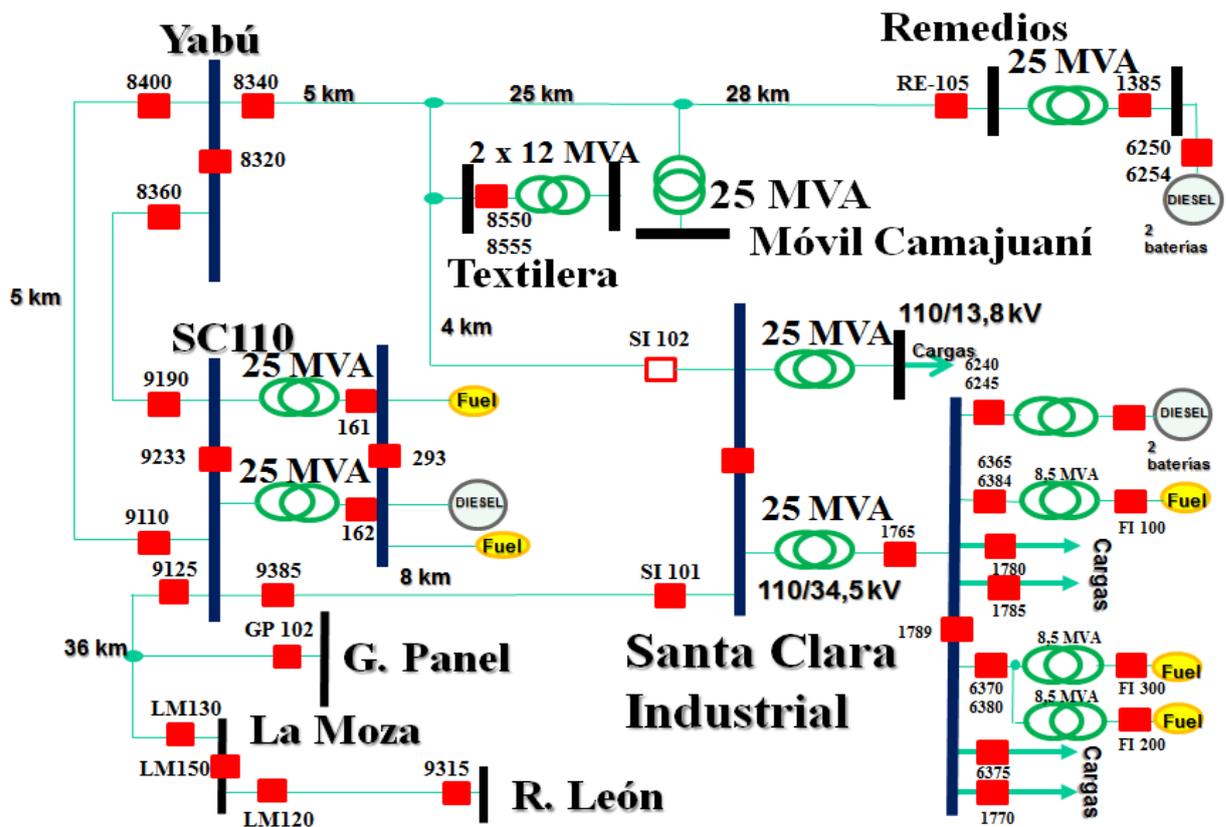


Figura 4. Esquema de conexión de la red para el nivel de tensión de 110 (kV).

Existen datos que evidencian el hecho de que ante la ocurrencia de fallas, no ha habido una adecuada operación y coordinación entre los diferentes mecanismos protectores de la red.

Ante la ocurrencia de cortocircuitos en una de los dos líneas SC110-Yabú, por ejemplo la 8360-9190, los cuales debían ser limpiados por dichas protecciones ubicadas a la cabeza, se ha dado el caso de que la segunda de estas ha fallado y como consecuencia han tenido que operar los relevadores del 8400-9110 (protecciones primarias de la línea de igual nombre) y el relevador 9233 (interruptor del enlace de barra).

Dicha falla no ha quedado aislada totalmente, producto de la contribución por parte de la generación distribuida.

Por un lado por la baja de 34,5 (kV) de la subestación Santa Clara Industrial existen grupos de generación distribuida, por lo que la corriente ha continuado fluyendo, siguiendo la trayectoria de la línea SI101-9385, pasando a través de la barra SC110 hacia la baja del transformador de 25 (MVA) Figura 4, subiendo

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

por el interruptor de enlace 293 y regresando al punto de falla a través del transformador superior del esquema. Debe tenerse en cuenta que también existe contribución a través del interruptor 9125 proveniente de la planta Robustinano León (Hanabanilla) y la correspondiente a la generación distribuida de SC110.

Para evitar todo esto debía ocurrir la operación del relevador *SI101*, pero a causa de que el mismo no tiene ajuste, no puede operar, por lo que ha tenido que actuar en su lugar el totalizador 1765, ubicado por baja de la subestación de 34,5 (kV). Trayendo todo esto consigo, que se produzca la salida del servicio de una porción mayor que la mínima necesaria (casi toda la carga alimentada por 34,5 (kV), solo se puede llevar la carga que permite la generación distribuida, con los consecuentes problemas de operación en isla) para aislar a la falla en cuestión, hecho que resulta inadmisibles desde la teoría de las protecciones eléctricas (*Blackburn 2007*), (*Altuve 1991*), (*Mason 1956*), (*Westhingshouse 2002*), (*ABB*), (*Areva 2010*), (*AREVA July 2002*), pues los ajustes de las mismas no se deben pasar hacia los otros niveles de tensiones de los transformadores.

El interruptor *SI102* normalmente se encuentra abierto, en caso de salida por cualquier condición, del relevador *SI101*, existe una automática asociada, la cual cierra al primero de estos, quedando la subestación Santa Clara Industrial alimentada por una línea proveniente de la derivación que tiene la Textilera de la línea Camajuaní–Remedios. El relevador asociado a este interruptor *SI102*, tampoco tiene ajustes, se puede notar la longitud de la línea *8340-SI102* (aproximadamente 9 (km)), línea muy corta frente a la de Camajuaní–Remedios (aproximadamente 58 (km)), lo que hará que bajo estas condiciones de operación el relevador de distancia asociado a la protección *9340* por su primera zona, sea capaz de detectar fallos por la baja de Santa Clara Industrial, lo cual provocaría en ese caso un disparo incorrecto de la línea *8340-RE-105*, comprometiéndose con ello el suministro de energía a la región norte, Remedios, Caibarién y el suministro a la cayería Norte de Villa Clara.

Por todo lo anteriormente expuesto, se puede evidenciar que la solución de la problemática planteada, la cual no es sencilla, resulta un hecho impostergable para el correcto funcionamiento de la red eléctrica en general.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

2.4 Esquema de barras de la subestación Santa Clara Industrial 110 kV

En la *Figura 5* se presenta el esquema de barras que posee la subestación Santa Clara Industrial para el nivel de tensión de 110 (kV), en el mismo se puede apreciar el estado actual de operación que presentan los interruptores.

(Ver Anexo I)

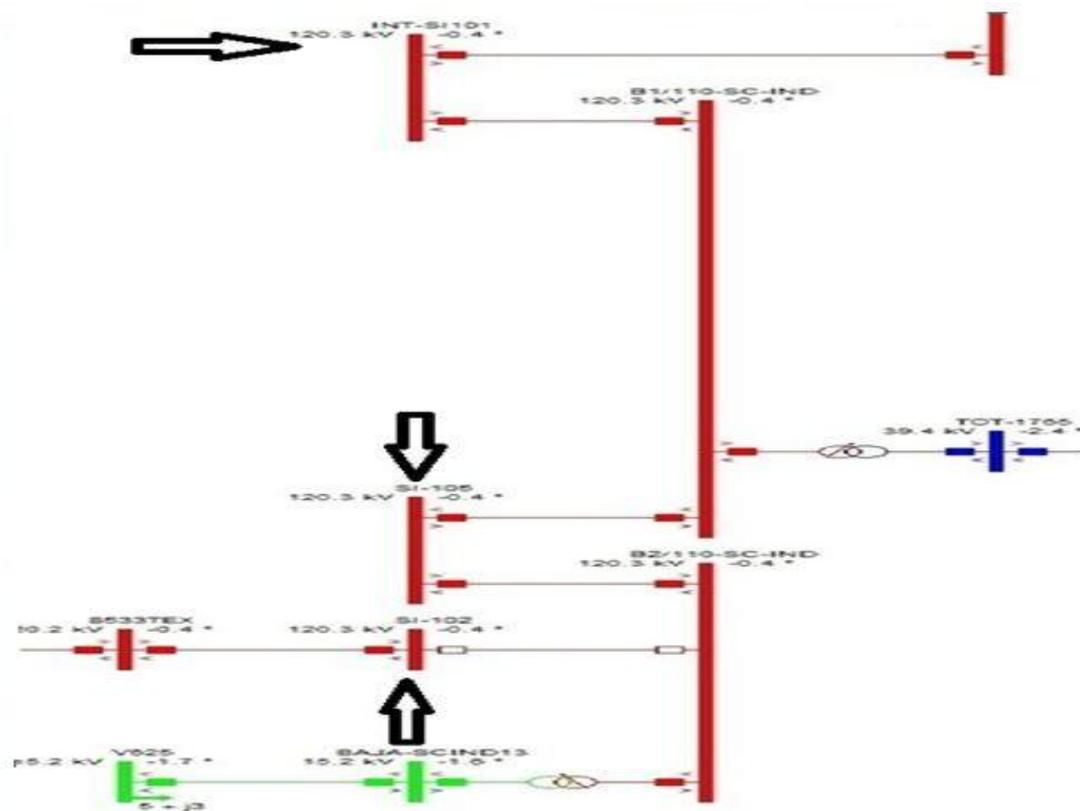


Figura 5. Esquema de barras de la subestación santa clara industrial para el nivel de tensión de 110 (kV). (González Cueto 2002)

Es necesario destacar que esta no es la única configuración de explotación posible, ya que debido a los interruptores disponibles se pueden obtener un total de cinco configuraciones de puesta en servicio de la red, las mismas son:

- Interruptores *SI101*, *SI102* y *SI105* cerrados.
- Interruptores *SI101* y *SI105* cerrados y el interruptor *SI102* abierto (estado de operación actual de la red).
- Interruptores *SI102* y *SI105* cerrados y el interruptor *SI101* abierto
- Interruptor *SI101*, *SI102* cerrados y el interruptor *SI105* abierto.
- Interruptor *SI105* cerrado y los interruptores *SI101* y *SI102* abiertos (Condición de isla).

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Todas estas configuraciones de operación de la red conllevan a valores de ajustes diferentes de las protecciones, ello se debe a que en cada uno de dichos casos las magnitudes y direcciones de las corrientes de cortocircuito son diferentes. Esto desde el punto de vista de los relevadores utilizados no resulta muy complejo, pues los mismos permiten al menos cuatro grupos de ajustes, pero siempre quedaría al menos uno sin estar programado en el relevador. La problemática mayor no es ésta, es la complejidad a la hora de realizar los ajustes de los relevadores por el número de posibilidades que existen para cada una de las variantes. Resulta imprescindible cerciorarse de que se cumplan los requerimientos, que las mismas operen en caso necesario y no operen incorrectamente, es decir, que satisfagan las exigencias de selectividad, sensibilidad y coordinación (*Blackburn 2007*), (*Altuve 1991*), (*Mason 1956*), (*Westhoushouse 2002*), (*ABB*), (*Areva 2010*), (*AREVA July 2002*), que no son fáciles de lograr en todos los escenarios posibles.

En el escenario de la problemática existente y para el caso específico que nos ocupa, se realizaran los ajustes del relevador *SI101* para los siguientes estados de operación:

- Interruptores *SI101*, *SI102* y *SI105* cerrados.
- Interruptores *SI101* y *SI105* cerrados y el interruptor *SI102* abierto (estado de operación actual de la red).

2.5 Relevadores disponibles en la subestación

Para el caso particular de la red eléctrica que nos ocupa, los relevadores de las protecciones *SI101* y *SI102* a las cuales corresponde darles valores de ajustes, son de la firma AREVA, tipos MICOM P143 y P441 (*Areva 2010*), pertenecientes a la nueva generación de relevadores digitales multifuncionales, los mismos resultan adecuados para todas las aplicaciones en donde se requiere protección de sobrecorriente y distancia. Estos son compatibles a su vez con sistemas sólidamente aterrizados, aterrizados por impedancia, aterrizados por bobina Petersen y aislados.

Esta nueva generación de los relevadores digitales multifuncionales, constituye la variante ideal para hacer frente a toda la problemática asociada con la

introducción de la generación distribuida. La política de nuestro país está encaminada a la colocación de los antes mencionados en todos los escenarios en los cuales resulte indispensable, Los mismos poseen la capacidad de incorporar diversas funciones de protección tales como: medición, control y monitoreo dentro del mismo relevador, utilizando las bondades del procesamiento digital de señales (DSP), para mejorar el desempeño de los sistemas de protección en velocidad y precisión (Areva 2010).

Estos relevadores tienen en su haber un gran número de ventajas con respecto a los relevadores tradicionales, dentro de las cuales se pueden destacar que: (Areva 2010).

- Proporcionan una solución integrada para una completa protección, control y monitoreo de líneas aéreas y cables subterráneos desde niveles de tensión de distribución hasta aquellos de transmisión.
- Amplia gama de funciones auxiliares, las que proporcionan al usuario información suficiente para mantener de manera eficiente la red de energía y sus componentes incluyendo los interruptores, transformadores de corriente (TC), transformadores de potencial (TP), etc.
- La interfaz del usuario es personalizable, amigable y multilinguaje; su esquema gráfico lógico programable, permite aplicaciones simples y flexibles en cualquier red.
- La conexión del relevador a prácticamente cualquier tipo de sistema de control digital o SCADA es posible gracias a la utilización de protocolos actualizados de comunicación así como a las opciones de interfaz que ofrece.

2.5.1 Funciones de protección de los relevadores P143 y P441

- Relevador de distancia (21): Es un relevador que opera cuando la admitancia, impedancia o reactancia del circuito aumenta o disminuye más allá de límites predeterminados.
- Relevador para sincronizar o comprobar sincronismo (25): Es un dispositivo que opera cuando dos circuitos de corriente alterna se encuentran dentro de límites deseados de frecuencia, ángulo de fase o tensión, para permitir la puesta en paralelo de estos dos circuitos.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

- Relevador de bajo voltaje (27 y 27N): Es un relevador que funciona a un valor dado de tensión debajo del predeterminado.
- Relevador de potencia direccional (32): Es un relevador que opera al existir un flujo determinado de potencia en cierta dirección, o cuando ha habido un arco inverso en los circuitos de ánodo o de cátodo de un rectificador de potencia y en consecuencia se ha presentado una inversión de potencia.
- Relevador de corriente inversa desbalance de fase (46): Es un relevador que opera cuando las corrientes polifásicas tienen su secuencia de fases invertida o cuando están desbalanceadas o contienen componentes de secuencia de fase negativa en exceso de un nivel predeterminado.
- Relevador de tensión de secuencia de fase (47): Es un relevador que opera a un valor predeterminado de tensión en la secuencia de fase deseada.
- Relevador de sobrecorriente instantáneo (50 y 50N): Es un relevador que opera instantáneamente cuando se presenta un valor excesivo de corriente, o del régimen de aumento de la misma, indicando la presencia de una falla en el circuito o aparato que está protegido.
- Relevador de sobrecorriente con retardo de tiempo (51N y 51V): Es un relevador con una característica de retardo, sea definido o inverso que opera cuando la corriente en un circuito de corriente alterna excede un valor predeterminado.
- Relevador de sobretensión (59, 59N y 59I): Es un relevador que opera a un valor dado de sobretensión.
- Relevador de balance de tensión (60FL): Es un relevador que opera a una diferencia dada de voltaje entre dos circuitos.
- Relevador de sobrecorriente direccional (67 y 67N): Es un relevador que opera a un valor definido de sobre corriente en CA fluyendo en una dirección predeterminada.
- Relevador sensible al ángulo de fase o a la salida de paso (78): Es un relevador que funciona aun ángulo de fase predeterminado entre dos tensiones o entre tensión y corriente.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

- Relevador de recierre (79): Es un relevador que controla el recierre automático y en su caso, el bloqueo en posición de fuera de interruptor de recierre.
- Relevador de frecuencia (81): Es un relevador que opera a un valor predeterminado de frecuencia, ya sea abajo o arriba de la frecuencia normal del sistema.
- Relevador de razón de cambio de frecuencia (81R): Es un relevador basado en la razón de cambio de la frecuencia, se utiliza comúnmente para detectar condiciones de isla. (Areva 2010)

2.5.2 Funciones de medición, control, monitoreo, análisis después de falla y de autodiagnóstico de los relevadores P143 y P441

- Medición de todos los valores instantáneos e integrados.
- Control de interruptores, monitoreo de estado y condición.
- Supervisión del circuito y bobina de disparo.
- Cuatro grupos de parámetros alternativos.
- Entradas de control.
- Localizador de falla.
- Esquema lógico programable.
- Distribución programable de las entradas y salidas digitales.
- Secuencia de registro de eventos.
- Registrador de perturbaciones (captura de la forma de onda).
- LEDs configurables por el usuario.
- Puertos de comunicación remota o local.
- Protocolo de comunicación múltiple y opciones de interfaz.
- Sincronización de tiempo.
- Textos de menú completamente configurables.
- Protección mediante contraseñas de nivel múltiple.
- Diagnósticos durante la puesta en marcha y auto monitoreo continuo del relevador.
- Software amigable de configuración y análisis. (Areva 2010)

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

2.6 Protecciones a ajustar y a proponer en los relevadores P143 y P441

Debido a la gran variedad de funciones de protección de que disponen dichos relevadores, se hace necesario determinar cuáles son las que resultan de mayor interés para el caso particular de la red en análisis, dada su complejidad, ya que muchas de ellas son solo aplicables a redes con características específicas.

Protecciones a ajustar:

En el Relevador P143:

- Sobrecorriente de fase 50/51P.
- Sobrecorriente de tierra 50/51N (FT).
- Direccional de fase 67P.
- Direccional de tierra 67N (FTD).

En el Relevador P441.

- Direccional sensible de tierra 67N (SEF).
- Protección de distancia de fase y tierra 21/21G.
- Sobrecorriente de fase 50/51P.
- Sobrecorriente de tierra 50/51N (FT).
- Direccional de tierra 67N (FTD).

Protecciones a proponer:

En el Relevador P143:

- Sobrecorriente controlada por voltaje 51V (SICV).
- Sobrecorriente de secuencia negativa 46 (SFI).
- Baja corriente fase y neutro 37P/37N.
- Sobre/Baja tensión 59/27.
- Sobre/Baja frecuencia 81O/U.
- Falla del interruptor 50BF.
- Autorecierre 79 (4 ciclos de autorecierre tripolar).
- Chequeo de sincronismo 25.
- Conductor roto 46BC.

En el Relevador P441.

- Sobrecorriente de secuencia negativa direccional y no direccional 67/46.
- Disparo sobre la protección de reenganche 50/27 (TOR).
- Interrupción sobre la falla 50/27 (SOFT).

- Protección de pérdida de sincronismo 78.
- Autorecierre con chequeo del sincronismo 79/25.
- Localizador de falla.

2.7 Elaboración de los diferentes regímenes de trabajo

Para llevar a cabo la ejecución del siguiente trabajo, se tuvieron en cuenta los datos de mínima y máxima demanda de energía de la región, los mismos fueron obtenidos del despacho de carga, perteneciente a la OBE provincial. (OBE 2012)

Dichos datos resultan necesarios, por el hecho de que la red puede encontrarse operando en diferentes regímenes de trabajo, tales como son: madrugada, día y pico, variando con cada uno de ellos, la potencia generada y con esta, los correspondientes valores de las corrientes de cortocircuito.

Se trabajó con los niveles de máxima y mínima demanda de energía, los cuales corresponden a los horarios pico y madrugada respectivamente, pues en dichos horarios es cuando ocurren los mayores y menores valores de las magnitudes de corrientes de fallas.

En la *Tabla 1* se pueden observar los valores correspondientes a dichos regímenes de cargas anteriormente mencionados, los intervalos de tiempo en que están presentes cada uno de estos, la cantidad de subestaciones para el nivel de tensión de 110 (kV) con que cuenta la red de la provincia así como el número de líneas que estas abastecen.

En dicha tabla se puede apreciar que los valores de potencias manejados por los diferentes circuitos de la subestación Santa Clara Industrial, son de los mayores de la región, lo que evidencia la importancia que la misma tiene dentro del correcto funcionamiento del sistema regional.

Las casillas resaltadas en color rojo, representan los valores totales de mínima y máxima generación de energía respectivamente.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Tabla 1. Regímenes de carga. (OBE 2012)

Subestación	Línea	Carga Promedio en MW		
		Madrugada	Día	Pico
		00:00-06:00	00:06-18:00	18:00-22:00
SC 110 kV	124	3.3	7.2	7.7
	129	2.8	4.6	6.6
	119	0.7	1.4	1.9
	108	2.3	5.0	5.6
	861	1.9	5.3	4.4
	881	0.05	0.1	0.1
SC Industrial	1785	3.9	7.5	9.1
	1770	0.7	2.3	1.7
	1780	1.5	2.5	2.9
	6375	4.8	11.9	12.9
Sto Dgo	1710	1.2	4.5	6.6
	1720	1.9	6.8	6.3
	1715	1.4	4.8	5.4
	1210	2.5	8.7	9.0
Sagua	1205	4.0	9.3	12.2
	1215	0.5	1.6	1.9
	1225	5.0	5.6	5.5
Calabazar	1965	1.3	4.9	6.0
	1960	0.8	2.3	5.6
	1955	2.2	7.3	7.5
Remedios	1365	1.6	4.5	5.7
	1380	3.8	7.9	9.3
	1370	1.4	5.8	6.0
	1375	0.3	0.9	1.0
Placetas	1915	0.2	0.9	0.9
	1910	3.1	7.6	9.3
	1920	3.7	12.2	13.7
La Moza	331	2.8	9.8	12.0
	332	3.6	6.6	6.2
	333	2.7	7.6	6.7
Camajuani	6463	5.0	11.0	13.2
SC Industrial13	V625	3.6	6.8	9.7
Gran Panel13	V770	4.3	7.6	11.5
Cruces	75	2.5	6.5	9.1
H. Colorado	4608	1.2	3.5	3.9
		82.45	202.80	224.10

Con la información de la tabla anterior se procede a reajustar los valores de las cargas para cada uno de los alimentadores de 110 (kV) con que cuenta la red de la región, lo anteriormente planteado se realiza tanto para los regímenes de máxima como de mínima demanda de energía eléctrica.

Luego de realizar las correspondientes corridas en el programa *PSX v2.87*, tipo de estudio, (*Flujo de Carga*), casilla (*Reporte General*), se obtuvieron los resultados mostrados en las *Tablas 2 y 3* respectivamente.

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Tabla 2. Flujo de carga para el estado de máxima generación.

Estado	Flujo de Carga (A)	Generación total de P(MW)	240.8
Iteraciones	16	Generación total de Q(MVAr)	53.4
Tiempo de corrida	0.014	Carga activa total (MW)	230.0
MVA Base	100	Carga reactiva total (MVAr)	112.2
Barras	840	Pérdidas de P total (MW)	10.8
Máquinas	115	Pérdidas de Q total (MVAr)	-58.7
Líneas	543	Costo (MP/h)	
Transformadores	319	Costo esp.(ctvs/kWh)	
R total (pu)	480.30129	Reserva(%)	
X total (pu)	2771.46233	Reserva real(%) (+pérdidas)	
Bc total (pu)	0.93927	Error(MVA)	0.01

Tabla 3. Flujo de carga para el estado de mínima generación.

Estado	Flujo de Carga (A)	Generación total de P(MW)	85.3
Iteraciones	7	Generación total de Q(MVAr)	-62.0
Tiempo de corrida	0.007	Carga activa total (MW)	83.0
MVA Base	100	Carga reactiva total (MVAr)	41.7
Barras	841	Pérdidas de P total (MW)	2.3
Máquinas	115	Pérdidas de Q total (MVAr)	-103.6
Líneas	545	Costo (MP/h)	
Transformadores	319	Costo esp.(ctvs/kWh)	
R total (pu)	480.30129	Reserva(%)	
X total (pu)	2771.46235	Reserva real(%) (+pérdidas)	
Bc total (pu)	0.93929	Error(MVA)	0.01

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Se puede apreciar de las *Tablas 2 y 3*, que los valores correspondientes a los regímenes de máxima y mínima generación de energía obtenidos por el programa, son relativamente iguales a los obtenidos por el despacho de carga, lo que evidencia la exactitud existente en el cálculo de las corrientes de cortocircuito y la consecuente fiabilidad en el ajuste conferido a los relevadores, basados en el valor de dichas corrientes de cortocircuito.

2.8 Confección de los generadores equivalentes

Con vistas a que el funcionamiento de las redes introducidas en el programa *PSX*, se acercara lo mayor posible a la realidad existente, tanto para los estados de mínima como de máxima generación de energía, se procede a la creación de los generadores equivalentes, los mismos son colocados en aquellos puntos en donde la red en cuestión enlaza con otras zonas de la red nacional.

Para obtener los valores de los generadores equivalentes antes mencionados, se pasa a realizar las correspondientes corridas de los niveles de cortocircuito en la red que simula el *Esquema Nacional*, tanto para los regímenes de mínima como de máxima generación de energía.

La red que nos ocupa tiene enlaces por 110 (kV), con las subestaciones de Tuinicú, Hoyo Colorado y Yabú, los niveles de cortocircuito que a continuación se presentan en las *Tablas 4 y 5* son vistos por dicho nivel de tensión de 110 (kV), ya que este es el nivel de potencial al cual se encuentran los relevadores a ajustar.

Tabla 4. Niveles de cortocircuitos mínimos para los generadores equivalentes.

<i>Niveles de mínima de los generadores equivalentes</i>				
Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Hoyo_Colorao	288.98	268.90	252.65	217.75
Tuinicú	455.84	467.46	403.84	467.20
Yabú	1038	1234.80	911.46	1268.60

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Tabla 5. Niveles de cortocircuitos máximos para los generadores equivalentes.

Niveles de máxima de los generadores equivalentes				
Nombre	MVA 3f	MVA 2f-T	MVA 2f	MVA 1f
Hoyo_Colorao	302.28	281.44	265.71	217.97
Tuinicú	596	592.40	543.97	558.51
Yabú	1526.70	1664.40	1394.20	1730.40

Debido a que el generador equivalente que se requiere crear es del tipo trifásico, a causa de las características de nuestra red, entonces la falla a utilizar debe ser de igual tipo.

Para la confección de estos, en la herramienta de trabajo *PSX v2.87* se exige que los parámetros sean introducidos en forma de *potencia activa (P)* y *potencia reactiva (Q)*.

Estas magnitudes de potencia fueron obtenidas a partir de los valores ya mencionados de cortocircuitos trifásicos y considerando un factor de potencia (fp) de 0.85, debido a las características que tienen dichos tipos de fallas.

A continuación en las *Tabla 6* y *7* se presentan los valores de potencias de dichos generadores equivalentes para ambos estados de cargas.

Tabla 6. Falla trifásica mínima.

Falla trifásica mínima para un $fp=0.85$			
Nombre	MVA 3f	P (MW)	Q (MW)
Hoyo_Colorao	288.98	245.633	152.23
Tuinicú	455.84	387.46	240.13
Yabú	1038	882.3	546.8

Tabla 7. Falla trifásica máxima.

Falla trifásica máxima para un $fp=0.85$			
Nombre	MVA 3f	P (MW)	Q (MW)
Hoyo_Colorao	302.28	256.94	159.24
Tuinicú	596	506.6	313.97
Yabú	1526.70	1297.69	804.24

CAPÍTULO 2. ACTUALIZACIÓN Y MODELACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SANTA CLARA INDUSTRIAL

Como se puede apreciar, el generador de Yabú es el de mayor magnitud, por lo cual es considerado como nodo de *balance*. Este por su condición antes declarada, debe ser capaz de suplir y consumir todos los excedentes o déficits existentes en la red tanto de potencia activa como reactiva.

A continuación se procede a la creación de los modelos de dichas máquinas equivalentes tal y como se muestra en las *Tablas 8 y 9*.

Tabla 8. Modelo de máquina en régimen de mínima generación.

Modelo del generador equivalente en mínima			
Nombre	Z1(pu)	Z2(pu)	Z0(pu)
Fx1_Hoyo_Colorado	1	1	1.981
Fx1_Tuinicú	1	1	0.927
Fx1_Yabú	1	1	0.455

Tabla 9. Modelo de máquina en régimen de máxima generación.

Modelo del generador equivalente en máxima			
Nombre	Z1(pu)	Z2(pu)	Z0(pu)
Fx1_Hoyo_Colorado	1	1	2.160
Fx1_Tuinicú	1	1	1.201
Fx1_Yabú	1	1	0.647

Los valores correspondientes a las impedancias de secuencia positiva (Z1) y secuencia negativa (Z2), se consideran 1 (pu), por encontrarse estas sobre sus propias bases.

Los valores de las impedancias de secuencia cero (Z0), se calculan a través de la ecuación (1) como:

$$Z0 \left(3 * \frac{MVA3\phi}{MVA1\phi} - 2 \right) \quad (1)$$

2.9 Conclusiones del Capítulo

Como bien se ha podido apreciar, la subestación Santa Clara Industrial resulta ser una pieza clave dentro del sistema eléctrico de potencia correspondiente a la provincia de Villa Clara, la misma clasifica entre las primeras de su tipo en todo el país, de ahí la gran importancia que a la esta se le confiere. Por lo que garantizar un correcto funcionamiento deviene en alternativa inmediata de solución con vistas a dar respuestas a toda las problemáticas existentes.

Resulta un hecho algo difícil de comprender, el que los relevadores asociados a los interruptores de 110 (kV) con que la misma cuenta no tengan parámetros de ajuste alguno, condición que no resulta ser relativamente nueva, pues los mismos llevan colocados alrededor de tres años en dicho lugar.

Estos relevadores tienen un elevado precio de adquisición en el mercado internacional, por lo cual resulta necesario la justificación de utilización de los mismos en los casos en que resulten necesarios, a su vez también se hace imprescindible el aprovechamiento de todas las funciones de que los anteriores disponen, con vistas a obtener un uso eficiente de las potencialidades instaladas.

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

CAPITULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENETES ESTADOS DE OPERACIÓN

3.1 Introducción.

Ya con la red eléctrica conformada, encontrándose la misma en el debido estado de operación y en perfecto cumplimiento de todas las exigencias impuestas por las condiciones de ajustes para el caso que nos ocupa. Se procede a realizar las consecuentes corridas en la herramienta de trabajo *PSX v2.87 profesional*, para cada una de las posibles configuraciones de operación de la red en cuestión.

Una vez obtenidas las magnitudes de cada uno de los parámetros necesarios para conferir ajustes a la protección, se procede a realizar los cálculos de dichos valores de ajustes para cada uno de los grupos de operación. Los criterios de ajustes seguidos para ello, son los mismos que los estudiados en clases.

En este capítulo también se hace uso de la herramienta de trabajo *MICOM s1 estudio*, en la cual se analizan los registros de fallas que presentan algunos de los relevadores que se encuentran colocados en zonas aledañas al lugar de ubicación de nuestras protecciones a ajustar, esto se realiza con la finalidad de tener un mejor conocimiento, acerca de las perturbaciones que tienen un mayor por ciento de probabilidad de ocurrencia, sirviendo todo ello de antecedente a la hora de tomar decisiones en las magnitudes de los parámetros de ajustes.

A continuación se procede a realizar los cálculos de los valores de ajustes del relevador *SI101* para todas las funciones de protección indicadas y en los dos estados de operación de la red que resultan de interés.

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

3.2 Metodología y Criterios de ajustes de las protecciones. (Altuve 1991)

En el presente capítulo se realizarán los ajustes del relevador SI101 para los dos posibles estados de operación de la red ya anteriormente señalados:

Relevadores SI101, SI105 cerrados y el Relevador SI102 abierto.

Relevadores SI101, SI102 y SI105 cerrados.

Para el caso de la protección de sobrecorriente, los primeros y segundos escalones se ajustan como tiempos constantes direccionales y los terceros y cuartos escalones se ajustan como tiempos inversos direccionales.

Criterios de ajustes seguidos:

Primer Escalón:

$T_n^I \approx 0.05$ (s) (con el fin de evitar la operación incorrecta para los cortocircuitos provocados por pararrayos o descargadores en casos de sobre voltajes transitorios).

El objetivo es brindar protección primaria al mayor por ciento de la línea protegida.

$I_{ap\ n}^I \geq k^I * I_{cc\ máx\ ext}$ donde $k^I = 1.2 \div 1.3$ (para tener en cuenta los posibles errores de los transformadores de corriente y de los relés, así como la operación incorrecta de estos debido a la componente aperiódica de la corriente de cortocircuito).

Segundo Escalón:

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} * I_{ap\ n-1}^I \quad \text{ó} \quad I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} * I_{cc\ T\ ext\ máx}$$

Se escoge la mayor de las dos, $k^{II} = 1.1 \div 1.15$ (para tener en cuenta los posibles errores de los transformadores de corriente y de los relés)

Chequeo de sensibilidad.

$$k_s^{II} = I_{cc\ mín} / I_{ap\ n}^{II} \geq 1.5 \text{ (tiene en cuenta la posibilidad de falla a través de arco)}$$

Si es sensible el tiempo se ajusta como:

$T_n^{II} = T_{n-1}^I + \Delta t$, donde Δt toma valores entre 0.3 y 0.4 (s), lo que depende de la velocidad del interruptor n-1 y del relé, además del tipo de relé.

De no ser sensible se sube el tiempo a:

$$T_n^{II} = T_{n-1}^{II} + \Delta t \text{ y el ajuste a:}$$

$$I_{ap\ n}^{II} \geq k^{II} * I_{ap\ n-1}^{II}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

Tercero y Cuarto Escalón:

Estos tienen altos valores de tiempo de operación para aquellas magnitudes de corriente que están en el orden de los del arranque de la protección.

$I_{ap\ n} \geq k * I_{c\ máx}$, donde $k = 1,5$ (además debe cumplirse que $I_{ap\ n} \geq I_{ap\ n-1}$)

El chequeo de sensibilidad se hará igual que en caso del tiempo constante, pero con el valor de corriente mínima correspondiente.

$$k_s = I_{cc\ min} / I_{ap\ n} > 1.5$$

En la protección de tiempo inverso el tiempo de operación es variable con la corriente de cortocircuito, y por tanto, con la ubicación de la falla.

En consecuencia el parámetro de ajuste no es su tiempo de operación, sino la curva de tiempo – corriente de la familia.

El proceso de coordinación entre las protecciones n y $n-1$ consiste en:

Conocida la curva de $n-1$ y su valor de ajuste y el ajuste de la n :

a) Para el cortocircuito trifásico máximo ubicado inmediatamente de $n-1$ se calculan las corrientes por n y $n-1$. Debe seleccionarse el estado de la red en que por la protección n pase la mayor corriente posible.

b) Con la curva de $n-1$ se selecciona el tiempo de operación para esta corriente de cortocircuito.

c) Se calcula el tiempo de n según la expresión $T_n = T_{n-1} + \Delta T$, donde ΔT incluye el tiempo del interruptor y del relé más un factor de seguridad.

d) Con la familia de curvas de n y la corriente de cortocircuito por n y el tiempo calculado en el inciso c), se selecciona la curva que pase por el punto o inmediatamente por encima es éste.

➤ Para el caso de la protección de impedancia, las primeras, segundas y terceras zonas se ajustan como tiempos constantes direccionales.

Criterios de ajustes seguidos:

Primera Zona:

Es de operación instantánea, depende en lo fundamental del relé, está en el orden de 0.02 a 0.05 (s).

$Z_{ap\ A}^l \leq k^l Z_{AB}$ (para que no opere para CC en la barra o subestación adyacente)

$k^l = 0.85 \div 0.9$ (tiene en cuenta posibles errores en la impedancia de arranque del relé, en el valor de la impedancia de arranque de la línea, errores en los TC y TP y la posibilidad de resistencia de falla o arco).

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

Segunda Zona:

Su objetivo principal es proteger de forma primaria el resto de la línea y la subestación adyacente (de no tener protección la barra). Debe tener retardo de tiempo para que coordine con las primeras zonas de la subestación adyacente o protecciones instantáneas

$$T_{A}^{II} = T_{B}^{I} + \Delta T$$

ΔT está en el orden de 0.3 a 1.4 (s) (incluye el tiempo del interruptor de la otra subestación, más un factor de seguridad).

La impedancia de arranque se ajusta para que cumpla dos condiciones:

1. No se solape con la segunda zona adyacente

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{ap B}^{I})$$

Donde k_{CBC} tiene en cuenta el efecto de fuente de corriente intermedia, se coge su valor máximo.

k^{II} tiene en cuenta los posibles errores que tienden a incrementar a $Z_{ap A}^{II}$ y toma valores entre 0.85 y 0.9.

k es casi siempre 0.9, considera la posible reducción de $Z_{ap A}^{II}$ por errores.

2. Que no opere para un cortocircuito en la barra de bajo voltaje del transformador que sale de la subestación adyacente.

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CT}) Z_T)$$

Donde Z_T se escoge el valor de impedancia mínimo.

De los dos se toma el menor de los calculados para el chequeo de sensibilidad, la cual se chequea como:

$$k_{S}^{II} = Z_{ap A}^{II} / Z_{AB} \geq 1.25 \text{ (en líneas cortas, menores de } 20 \text{ } (\Omega)\text{, se considera éste como } 1.5)$$

De no ser sensible, se sube el tiempo y se deja que se solapen las dos segundas zonas, pero la limitante es que no se solape con la tercera zona adyacente, lo cual se expresa como:

$$Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} \{Z_{AB} + (1 / k_{CBC}) [Z_{BC} + (1 / k_{CCD}) (k Z_{ap B}^{II} - Z_{BC})]\}$$

k_{CCD} es el coeficiente de fuente intermedia en B.

$$\text{el tiempo se ajusta a: } T_{A}^{II} = T_{B}^{II} + \Delta T$$

Tercera Zona:

Su objetivo es respaldar a las protecciones primarias de la línea adyacente (o las líneas que salen de la subestación adyacente). En el caso de una red muy

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

interconectada, como por ejemplo un anillo, se hace el cálculo del ajuste necesario para garantizar la cobertura de la línea adyacente más larga, con máximo efecto de fuente intermedia, es decir el coeficiente menor.

$$Z_{\text{ap A}}^{\text{III}} \leq k^{\text{III}} (Z_{\text{AB}} + (k / k_{\text{CBC}}) Z_{\text{AB}})$$

$k^{\text{III}} = 1.2$ ó $1,25$ (para garantizar sensibilidad).

Se comprueba de que no hay operación incorrecta por efecto de la carga máxima,

$$Z_{\text{ap A}}^{\text{III}} \leq 1 / (k * k_a * k_r) Z_{\text{Cmín}}$$

Donde $Z_{\text{Cmín}}$ se calcula como: $V_{\text{Cmín}} / I_{\text{Cmáx}}$

$V_{\text{Cmín}}$ es del orden del 90 al 95% del voltaje nominal.

El valor de k_a se justifica porque en realidad es la $Z_{\text{Cmín}}$ que transitoriamente toma la impedancia medida por efecto del autoarranque de los motores eléctricos de los consumidores después de la eliminación del cortocircuito externo. El coeficiente k_a es mayor que la unidad y tiene en cuenta precisamente esa reducción transitoria de la impedancia medida. El valor de k_r se justifica porque en realidad la que tiene que ser menor es la impedancia de reposición, pero se conoce la relación arranque reposición por este coeficiente. El coeficiente k toma un valor mayor que la unidad, casi siempre 1.1 como factor de seguridad para posibles errores.

Recordar que la impedancia de carga se calcula a partir del límite térmico de la línea o de la máxima transferencia de potencia ($I_{\text{Cmáx}}$).

3.3 Ajustes de los relés de Sobre Corriente Fase - Fase (50/51P).

Estado de Operación de la Red.

➤ **Relevadores SI101, SI105 cerrados y el Relevador SI102 abierto.**

La metodología y los pasos seguidos son los mismos para cada una de las diferentes configuraciones de operación de la red.

Los ajustes de *Fase-Fase* se efectúan con las fallas *trifásicas* y *bifásicas*.

Primer Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

$$I_{\text{apf n}}^{\text{I}} \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc máx ext}} \quad k^{\text{I}} = 1.2 \div 1.3$$

Corto Circuito en la barra 110STA-CLARA en régimen de máxima generación y ver las corrientes por la línea L=287.

$$I_{\text{cc máx ext}} = I_{\text{f } 3\phi} = 280 \text{ (A)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{\text{apf}}^I (SI101) \geq k^I I_{\text{cc}} (110\text{STA-CLARA}) \geq 1.2 * 280 = 336 \text{ (A)}$$

$$T_{(SI101)}^I \approx 0.05 \text{ s}$$

Segundo Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

$$I_{\text{apf } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf } n-1}^I \quad \text{o} \quad I_{\text{apf } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{cc T ext máx}}$$

$$I_{\text{apf}}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{\text{apf}}^I (9110,9190 \text{ o } 9125) \quad \text{o} \quad I_{\text{apf}}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{\text{apf}}^I (\text{INT-ENLACE-293})$$

$$k^{II} = 1.1 \div 1.15$$

El segundo escalón de la protección *SI101* se coordina con el que mayor valor de I_{ap}^I tiene entre las protecciones *9110,9190* y *9125* respectivamente.

De las dos variantes se toma la que mayor magnitud de falla tenga para el cálculo del ajuste.

Observando el esquema de la red se puede apreciar que los ajustes de las protecciones *9110* y *9190* son iguales, por lo que se puede coordinar indistintamente con cualquiera de las dos.

1-) Corto Circuito en la barra de la MOZA en régimen de máxima generación y ver las corrientes por la línea $L=220$ con la línea $L=229$ cerrada (corriente de ajuste del relevador *9125*).

2-) Corto Circuito en la Barra_110_Yabú en régimen de máxima generación y ver las corrientes por la línea $L=226$ con la línea $L=229$ abierta (corriente de ajuste del relevador *9110*).

Las operaciones de apertura y cierre de líneas se realizan con el objetivo de que pasen por estas los menores y mayores valores de corrientes de fallas, en dependencia de las exigencias del ajuste.

El valor de $I_{\text{ap}}^I (9125)$ es el mayor.

Variante 1.

$$I_{\text{apf}}^I (9125) \geq k^I * I_{\text{cc máx ext}}$$

$$I_{\text{apf}}^I (9125) \geq k^I * I_{\text{cc}} (\text{MOZA}) \geq 1.2 * 2863 \geq 3435 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{\text{apf}}^I (9125) \geq 1.1 * 3435 \geq 3779 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$k_{\text{sf}}^{II} = I_{\text{cc mín}} / I_{\text{apf } n}^{II} \geq 1.5$$

Corto Circuito en la barra 110STA-CLARA en régimen de mínima generación y ver las corrientes por la línea $L=287$.

$$I_{\text{cc mín}} (110\text{STA-CLARA}) = I_{\text{f } 2 \phi} = 155 \text{ (A)}$$

$$k_{\text{sf}}^{II} = I_{\text{cc mín}} (110\text{STA-CLARA}) / I_{\text{apf}}^{II} (SI101) = 155 / 3779 = 0.04 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

Hay que permitir que el segundo escalón de la protección *SI101* se monte sobre el segundo escalón de la protección *9125*.

$$I_{apf}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{apf}^{II} (9125) \quad \text{o} \quad I_{apf}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{cc} (BAJA-RUSA-13KV)$$

Corto Circuito en la barra BAJA-RUSA-13KV en régimen de máxima generación y ver las corrientes por la línea $L=220$.

Corto Circuito en la barra HANAANILLA en régimen de máxima generación y ver las corrientes por la línea $L=212$ (corriente de ajuste del relevador *LM120*).

De las dos variantes se toma la que mayor magnitud de falla tenga para el cálculo del ajuste.

El valor de $I_{apf}^I (LM120)$ es el mayor.

$$I_{apf}^{II} (9125) \geq k^{II} * I_{apf}^I (LM120)$$

$$I_{apf}^I (LM120) \geq k^I * I_{cc \text{ máx ext}}$$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_f 3 \phi = 2272 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^I (LM120) \geq k^I * I_{cc} (HANABANILLA)$$

$$I_{apf}^I (LM120) \geq 1.2 * 2272 \geq 2726 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (9125) \geq 1.1 * 2726 \geq 3000 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (SI101) \geq 1.1 * 3000 \geq 3298 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks_f^{II} = 155 / 3298 = 0.047 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$$

No se ha logrado sensibilidad para la protección *SI101* en su segundo escalón.

Se analizará la posibilidad de coordinar a la misma con el relevador *9110*, con lo que se permite que el segundo escalón de la protección *SI101* se monte sobre el primero de la protección *9125* y se reduzca con esto el alcance de dicha segunda zona.

Variante 2.

$$I_{apf}^I (9110) \geq k^I * I_{cc \text{ máx ext}}$$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_f 2 \phi = 1272 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^I (9110) \geq k^{II} * I_{cc} (Barra_{110_Yabú}) \geq 1.2 * 1272 \geq 1526 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{apf}^I (9110) \geq 1.1 * 1526 \geq 1679 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks_f^{II} = I_{cc \text{ mín (110STA-CLARA)}} / I_{apf}^{II} (SI101) = 155 / 1679 = 0.09 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

Hay que permitir que el segundo escalón de la protección *SI101* se monte sobre el segundo escalón de la protección *9110*.

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (S1101) \geq k^{\text{II}} * I_{\text{apf}}^{\text{II}} (9110)$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (9110) \geq k^{\text{II}} * I_{\text{apf}}^{\text{I}} (8340)$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{I}} (8340) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc máx ext}}$$

Corto Circuito en la barra RE105 en régimen de máxima generación y ver la corriente por la línea $L=243$.

$$I_{\text{cc máx ext}} = I_{f 3 \phi} = 2281 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{I}} (8340) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc}} (RE105) \geq 1.2 * 2281 \geq 2737 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (9110) \geq 1.1 * 2737 \geq 3010 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (S1101) \geq 1.1 * 3010 \geq 3312 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks_f^{\text{II}} = 155 / 3312 = 0.047 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$$

Debido a que ninguna de las dos variantes de ajuste de los segundos escalones da sensible, la función de protección de segundo escalón del relevador $S1101$ se bloquea para esta condición de operación.

Tercer Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad a la línea $L=187$).

$$I_{\text{apf}}^{\text{III}} (S1101) \geq k * I_{c \text{ máx}} \quad k = 1,5$$

$$I_{c \text{ máx}} = MVA / (\sqrt{3} * kV * 10^3) = 25 / (\sqrt{3} * 110 * 10^3) = 131 \text{ (A)}$$

Se toma el valor de 25 (MVA) debido a que este es el máximo flujo de potencia que puede circular por la protección $S1101$ proveniente de la generación distribuida que se encuentra por la baja de la subestación.

$$I_{\text{apf}}^{\text{III}} (S1101) \geq 1.5 * 131 = 196 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks_f^{\text{III}} = I_{\text{cc mín}} / I_{\text{apf n}}^{\text{III}} \leq 1.2$$

Corto Circuito en la barra Barra_110_Yabú en régimen de mínima generación y ver las corrientes por la línea $L=187$ con la línea $L=229$ abierta.

$$I_{\text{cc mín}} (\text{Barra}_110_Yabú) = I_{f 3 \phi} = 116 \text{ (A)}$$

$$ks_f^{\text{III}} = I_{\text{cc mín}} (\text{Barra}_110_Yabú) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (S1101) = 116 / 196 = 0.59 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

Corto Circuito en la barra la Moza en régimen de mínima generación y ver las corrientes por la línea $L=187$ con la línea $L=229$ cerrada.

$$I_{\text{cc mín}} (\text{MOZA}) = I_{f 2 \phi} = 48 \text{ (A)}$$

$$ks_f^{\text{III}} = I_{\text{cc mín}} (\text{MOZA}) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (S1101) = 48 / 196 = 0.24 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

Como se puede observar, los terceros escalones tampoco dan sensibles, por lo cual no logran su misión de ofrecer respaldo hasta la barra adyacente.

Las protecciones de distancia entraran a resolver dichos problemas de sensibilidad.

Cuarto Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad invertida).

$$I_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} \geq k * I_{\text{c máx}} \quad k = 1.5$$

$$I_{\text{c máx}} = \text{MVA} / (\sqrt{3} * \text{kV} * 10^3) = 50 / (\sqrt{3} * 110 * 10^3) = 262 \text{ (A)}$$

En este caso el flujo máximo de potencia es de 50 (MVA), valor total de la capacidad de ambos transformadores.

$$I_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} \geq 1.5 * 262 = 393 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$k_{\text{sf}}^{\text{IV}} = I_{\text{cc mín}} / I_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} \leq 1.2$$

Corto Circuito en la barra SUB-INDUSTRIAL/B33 en régimen de mínima generación y ver las corrientes por la línea $L=187$.

$$I_{\text{cc mín (SUB-INDUSTRIAL-B33)}} = I_{\text{f } 2\phi\text{-t}} = 868 \text{ (A)}$$

$$k_{\text{sf}}^{\text{IV}} = I_{\text{cc mín (SUB-INDUSTRIAL-B33)}} / I_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} = 868 / 393 = 2.21 \geq 1.2 \text{ (cumple)}$$

$$T_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} = T_{(1765)} + \Delta T$$

Donde: para obtener el $T_{(1765)}$.

1. Hay que *plotear* la curva del mismo para una palanca de tiempo (TD = 0.5).
2. Colocar una falla en la barra SUB-INDUSTRIAL-B33 (barra de 34.5 (kV)) y ver el tiempo que demora la protección 1765 en limpiar dicha falla.

$$T_{(1765)} = 0.87 \text{ (s) (Ver Anexo II)}$$

3. Obtener el tiempo de operación del relevador S1101 como:

$$T_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} = T_{\text{apf (1765)}} + \Delta T = 0.87 + 0.3 = 1.18 \text{ (s)}$$

4. Calcular la palanca de tiempo (TD) del relevador S1101 y *plotear* su curva.

$$\text{TD} = 0.43$$

5. *Plotear* la curva del relevador V625 y obtener el tiempo de operación de este para fallas en la barra BAJA-SCIND13 (barra de 13.8 (kV)).

$$T_{(1765)} = 1.5 \text{ (s)}$$

6. Chequear el tiempo de operación del relevador S1101 para fallas en dicha barra, donde tiene que cumplirse que :

$$T_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} \geq T_{\text{apf (V625)}}$$

$$T_{\text{apf (S1101)}}^{\text{IV}} = 1.3 \text{ (S) (no cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

Una vez realizado todos los pasos anteriores, se comprobó que los tiempos de operación del relevador SI101, son menores que los del relevador V625 para fallas en la barra BAJA-SCIND13.

Esto se debe a que la protección 1765 tiene tiempos muy altos en sus valores de ajustes, determinando esto el ajuste de la protección SI101.

(Ver Anexo III)

Estado de Operación de la Red.

➤ **Relevadores SI101, SI102 y SI105 cerrados.**

Primer Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f 2 \phi} = 775 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (SI101)}^I \geq k^I I_{cc (110STA-CLARA)} \geq 1.2 * 775 = 906 \text{ (A)}$$

$$T_{(SI101)}^I \approx 0.05 \text{ s}$$

Segundo Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

Variante 1.

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f 3 \phi} = 2869 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (9125)}^I \geq k^I I_{cc (MOZA)} \geq 1.2 * 2869 \geq 3442 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (SI101)}^{II} \geq k^{II} I_{apf (9125)}^I \geq 1.1 * 3442 \geq 3787 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$I_{cc \text{ mín}} (110STA-CLARA) = I_{f 2 \phi} = 420 \text{ (A)}$$

$$ks^{II} = I_{cc \text{ mín}} (110STA-CLARA) / I_{apf (SI101)}^{II} = 420 / 3787 = 0.11 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f 3 \phi} = 2275 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (LM120)}^I \geq k^I I_{cc (HANABANILLA)} \geq 1.2 * 2275 \geq 2730 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (9125)}^{II} \geq 1.1 * 2730 \geq 3003 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (SI101)}^{II} \geq 1.1 * 3003 \geq 3303 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks^{II} = 420 / 3303 = 0.127 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$$

Variante 2.

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f 2 \phi} = 1057 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (9110)}^I \geq k^I I_{cc (Barra_{110_Yabú})} \geq 1.2 * 1057 \geq 1268 \text{ (A)}$$

$$I_{apf (SI101)}^{II} \geq k^{II} I_{apf (9110)}^I \geq 1.1 * 1268 \geq 1395 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks^{II} = I_{cc \text{ mín}} (110STA-CLARA) / I_{apf (SI101)}^{II} = 420 / 1395 = 0.3 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_f 3 \phi = 1899 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^I (8340) \geq k^I * I_{cc} (RE105) \geq 1.2 * 1899 \geq 2278 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (9110) \geq 1.1 * 2278 \geq 2506 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{III} (S1101) \geq 1.1 * 2506 \geq 2757 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$ks^{II} = 420 / 2757 = 0.15 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$$

Tercer Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad a la línea L= 187).

$$I_{apf}^{III} (S1101) \geq k * I_c \text{ máx} \quad k = 1,5$$

$$I_c \text{ máx} = MVA / (\sqrt{3} * kV * 10^3) = 50 / (\sqrt{3} * 110 * 10^3) = 262 \text{ (A)}$$

Los conductores de la línea L=187 son del tipo ACSR 185 mm², los mismos admiten hasta 510 (A) de corriente en regímenes de operación continua, sin que esto llegue a dañarlos.

$$I_{apf}^{III} (S1101) \geq 1.5 * 510 = 765 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$I_{cc \text{ mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) = I_f 2 \phi = 14 \text{ (A)}$$

$$ks^{III} = I_{cc \text{ mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) / I_{apf}^{III} (S1101) = 14 / 765 = 0.018 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

$$I_{cc \text{ mín}} (\text{MOZA}) = I_f 2 \phi = 134 \text{ (A)}$$

$$ks^{III} = I_{cc \text{ mín}} (\text{MOZA}) / I_{apf}^{III} (S1101) = 134 / 765 = 0.175 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

Cuarto Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad invertida).

El ajuste de este escalón es el mismo que el del caso anterior.

$$I_c \text{ máx} = MVA / (\sqrt{3} * kV * 10^3) = 50 / (\sqrt{3} * 110 * 10^3) = 262 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{IV} (S1101) \geq 1.5 * 262 = 393 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$I_{cc \text{ mín}} (\text{SUB-INDUSTRIAL-B33}) = I_f 2 \phi^{-t} = 590 \text{ (A)}$$

$$ks^{II} = I_{cc \text{ mín}} (\text{SUB-INDUSTRIAL-B33}) / I_{apf}^{IV} (S1101) = 590 / 393 = 1.5 \geq 1.2 \text{ (cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

3.4 Ajustes de los relés de Sobre Corriente Fase - Tierra (50/51N).

Estado de Operación de la Red.

➤ **Relevadores SI101, SI105 cerrados y el Relevador SI102 abierto.**

En el caso de las protecciones de Fase-Tierra, el ajuste del relé de *Fase* se efectúa con las fallas *monofásicas y bifásicas a tierra* y el ajuste del relé de *Tierra* se efectúa con las *corrientes de secuencia cero*.

Primer Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

$$\bullet \quad I_{\text{apf } n}^I \geq k^I * I_{\text{cc máx ext}} \quad k^I = 1.2 \div 1.3$$

$$I_{\text{cc máx ext}} = I_f 2 \phi^{-t} = 308 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf (SI101)}}^I \geq k^I I_{\text{cc (110STA-CLARA)}} \geq 1.2 * 308 = 370 \text{ (A)}$$

$$\bullet \quad I_{\text{apt } n}^I \geq k^I * I_0 \text{ máx ext} \quad k^I = 1.2 \div 1.3$$

$$I_0 \text{ máx ext} = I_f 2 \phi^{-t} = 70 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt (SI101)}}^I \geq k^I I_{\text{cc (110STA-CLARA)}} \geq 1.2 * 70 = 84 \text{ (A)}$$

$$T_{\text{(SI101)}}^I \approx 0.05 \text{ s}$$

Segundo Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

$$\bullet \quad I_{\text{apf } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf } n-1}^I \quad \circ \quad I_{\text{apf } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{cc T ext máx}}$$

$$I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (9110,9190 o 9125)}}^I \quad \circ \quad I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (INT-ENLACE-293)}}^I$$

$$\bullet \quad I_{\text{apt } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apt } n-1}^I \quad \circ \quad I_{\text{apt } n}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{cc T ext máx}}$$

$$I_{\text{apt (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apt (9110,9190 o 9125)}}^I \quad \circ \quad I_{\text{apt (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apt (INT-ENLACE-293)}}^I$$

$$k^{II} = 1.1 \div 1.15$$

Variante 1.

$$\bullet \quad I_{\text{apf (9125)}}^I \geq k^I * I_{\text{cc máx ext}}$$

$$I_{\text{cc máx ext}} = I_f 2 \phi^{-t} = 2696 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf (9125)}}^I \geq k^I * I_{\text{cc (MOZA)}} \geq 1.2 * 2696 \geq 3235 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (9125)}}^I \geq 1.1 * 3235 \geq 3559 \text{ (A)}$$

$$\bullet \quad I_{\text{apt (9125)}}^I \geq k^I * I_0 \text{ máx ext}$$

$$I_0 \text{ máx ext} = I_f 1 \phi = 500 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt (9125)}}^I \geq k^I * I_0 \text{ (MOZA)} \geq 1.2 * 500 \geq 600 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (9125)}}^I \geq 1.1 * 600 \geq 660 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$\bullet \quad kS_{\text{f}}^{II} = I_{\text{cc mín}} / I_{\text{apf } n}^{II} \geq 1.5$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{cc \text{ mín (110STA-CLARA)}} = I_{f2} \phi^{-t} = 123 \text{ (A)}$$

$$kS_f^{II} = I_{cc \text{ mín (110STA-CLARA)}} / I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} = 123 / 3559 = 0.035 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

- $kS_t^{II} = I_{0 \text{ mín}} / I_{apt \ n}^{II} \geq 1.5$

$$I_{0 \text{ mín (110STA-CLARA)}} = I_{f1} \phi = 45 \text{ (A)}$$

$$kS_t^{II} = I_{0 \text{ mín (110STA-CLARA)}} / I_{apt}^{II} \text{ (SI101)} = 45 / 660 = 0.068 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} \geq k^{II} * I_{apf}^{II} \text{ (9125)} \quad \text{o} \quad I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} \geq k^{II} * I_{cc} \text{ (BAJA-RUSA-13KV)}$$

- $I_{apf}^{II} \text{ (9125)} \geq k^{II} * I_{apf}^{II} \text{ (LM120)}$

$$I_{apf}^{II} \text{ (LM120)} \geq k^I * I_{cc \text{ máx ext}}$$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f2} \phi^{-t} = 2154 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (LM120)} \geq k^I * I_{cc} \text{ (HANABANILLA)} \geq 1.2 * 2154 \geq 2585 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (9125)} \geq 1.1 * 2585 \geq 2843 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} \geq 1.1 * 2843 \geq 3127 \text{ (A)}$$

- $I_{0 \text{ máx ext}} = I_{f2} \phi^{-t} = 2154 \text{ (A)}$

$$I_{apt}^{II} \text{ (LM120)} \geq k^I * I_{0} \text{ (HANABANILLA)} \geq 1.2 * 319 \geq 383 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} \text{ (9125)} \geq 1.1 * 383 \geq 421 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} \text{ (SI101)} \geq 1.1 * 421 \geq 463 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $kS_f^{II} = 123 / 3127 = 0.039 \leq 1.5$ (aún no cumple)

- $kS_t^{II} = 45 / 463 = 0.097 \leq 1.5$ (aún no cumple)

Variante 2.

- $I_{ap}^{II} \text{ (9110)} \geq k^I * I_{cc \text{ máx ext}}$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f1} \phi = 1223 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (9110)} \geq k^{II} * I_{cc} \text{ (Barra_110_Yabú)} \geq 1.2 * 1223 \geq 1467 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} \geq k^{II} * I_{apf}^{II} \text{ (9110)} \geq 1.1 * 1467 \geq 1614 \text{ (A)}$$

- $I_{apt}^{II} \text{ (9125)} \geq k^I * I_{0 \text{ máx ext}}$

$$I_{0 \text{ máx ext}} = I_{f2} \phi^{-t} = 409 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} \text{ (9125)} \geq k^I * I_{0} \text{ (MOZA)} \geq 1.2 * 409 \geq 491 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} \text{ (SI101)} \geq k^{II} * I_{apf}^{II} \text{ (9125)} \geq 1.1 * 491 \geq 540 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $kS_f^{II} = I_{cc \text{ mín (110STA-CLARA)}} / I_{apf}^{II} \text{ (SI101)} = 123 / 1614 = 0.08 \leq 1.5$ (no cumple)

- $kS_t^{II} = I_{0 \text{ mín (110STA-CLARA)}} / I_{apt}^{II} \text{ (SI101)} = 45 / 540 = 0.08 \leq 1.5$ (no cumple)

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

- $I_{apf}^{II} (SI101) \geq k^{II} * I_{apf}^{II} (9110)$

$$I_{apf}^{II} (9110) \geq k^{II} * I_{apf}^I (8340)$$

$$I_{apf}^I (8340) \geq k^I * I_{cc \text{ máx ext}}$$

$$I_{cc \text{ máx ext}} = I_{f2} \phi^{-t} = 2200 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^I (8340) \geq k^I * I_{cc (RE105)} \geq 1.2 * 2200 \geq 2640 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (9110) \geq 1.1 * 2640 \geq 2904 \text{ (A)}$$

$$I_{apf}^{II} (SI101) \geq 1.1 * 2904 \geq 3194 \text{ (A)}$$

- $I_{0 \text{ máx ext}} = I_{f1} \phi = 393 \text{ (A)}$

$$I_{apt}^I (8340) \geq k^I * I_{0 (RE105)} \geq 1.2 * 393 \geq 472 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} (9110) \geq 1.1 * 472 \geq 518 \text{ (A)}$$

$$I_{apt}^{II} (SI101) \geq 1.1 * 518 \geq 570 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $ks_f^{II} = 123 / 2904 = 0.042 \leq 1.5$ (aún no cumple)

- $ks_t^{II} = 45 / 570 = 0.079 \leq 1.5$ (aún no cumple)

Tercer Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad a la línea L= 187).

Los ajustes de los terceros escalones son propios de cada una de las configuraciones de la red, por lo que:

$$I_{apf}^{III} (SI101) \geq 196 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

Los valores de sensibilidad cambian producto de que varían las magnitudes de las corrientes de corto circuito con cada una de las configuraciones.

- $I_{cc \text{ mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) = I_{f2} \phi^{-t} = 119 \text{ (A)}$

$$Ks_f^{III} = I_{cc \text{ mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) / I_{apf}^{III} (SI101) = 119 / 196 = 0.61 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

- $I_{cc \text{ mín}} (\text{MOZA}) = I_{f2} \phi^{-t} = 74 \text{ (A)}$

$$Ks_f^{III} = I_{cc \text{ mín}} (\text{MOZA}) / I_{apt}^{III} (SI101) = 74 / 196 = 0.38 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

El valor de ajuste del relé de Tierra se realiza con la corriente nominal del transformador de corriente (I_{nTC}).

$$I_{apt}^{III} (SI101) \geq kc * I_{nTC} * \text{donde: } kc = 0.1 \quad TC: 400/5$$

$$I_{apt}^{III} (SI101) \geq 0.1 * 400 \geq 40 \text{ (A) por primario}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_{0 \text{ mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) = I_{f2} \phi^{-t} = 32 \text{ (A)}$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$ks_t^{III} = I_{0 \text{ mín (Barra_110_Yabú)}} / I_{\text{apt (SI101)}}^{III} = 32 / 40 = 0.8 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

- $I_{0 \text{ mín (MOZA)}} = I_{f 2 \phi} = 8 \text{ (A)}$

$$ks_t^{III} = I_{0 \text{ mín (MOZA)}} / I_{\text{apt (SI101)}}^{III} = 8 / 40 = 0.2 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

Cuarto Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad invertida).

En este caso los ajustes de los relés de Fase y de Tierra son los mismos que los del tercer escalón anterior, solo que con la direccionalidad invertida.

$$I_{\text{apf (SI101)}}^{IV} \geq 196 \text{ (A)} \quad I_{\text{apt (SI101)}}^{IV} \geq 40 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_{\text{cc mín (SUB-INDUSTRIAL-B33)}} = I_{f 2 \phi -t} = 1017 \text{ (A)}$

$$ks_f^{IV} = I_{\text{cc mín (SUB-INDUSTRIAL/B33)}} / I_{\text{apf (SI101)}}^{IV} = 1017 / 196 = 5.19 \geq 1.2 \text{ (cumple)}$$

- $I_{0 \text{ mín (SUB-INDUSTRIAL-B33)}} = I_{f 2 \phi -t} = 320 \text{ (A)}$

$$ks_t^{IV} = I_{0 \text{ mín (SUB-INDUSTRIAL/B33)}} / I_{\text{apt (SI101)}}^{IV} = 320 / 40 = 1.63 \geq 1.2 \text{ (cumple)}$$

Estado de Operación de la Red.

➤ **Relevadores SI101, SI102 y SI105 cerrados.**

Primer Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

- $I_{\text{cc máx ext}} = I_{f 2 \phi -t} = 782 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apf (SI101)}}^I \geq k^I I_{\text{cc (110STA-CLARA)}} \geq 1.2 * 782 = 938 \text{ (A)}$$

- $I_{0 \text{ máx ext}} = I_{f 1 \phi} = 284 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apt (SI101)}}^I \geq k^I I_{\text{cc (110STA-CLARA)}} \geq 1.2 * 284 = 341 \text{ (A)}$$

$$T_{\text{(SI101)}}^I \approx 0.05 \text{ s}$$

Segundo Escalón (Tiempo Constante con direccionalidad a la línea L= 187).

- $I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (9110,9190 o 9125)}}^I$ O $I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apf (INT-ENLACE-293)}}^I$

- $I_{\text{apt (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apt (9110,9190 o 9125)}}^I$ O $I_{\text{apt (SI101)}}^{II} \geq k^{II} * I_{\text{apt (INT-ENLACE-293)}}^I$

$$k^{II} = 1.1 \div 1.15$$

Variante 1.

- $I_{\text{cc máx ext}} = I_{f 2 \phi -t} = 2702 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apf (9125)}}^I \geq k^{I*} I_{\text{cc (MOZA)}} \geq 1.2 * 2702 \geq 3242 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf (SI101)}}^{II} \geq k^{II*} I_{\text{apf (9125)}}^I \geq 1.1 * 3242 \geq 3566 \text{ (A)}$$

- $I_{0 \text{ máx ext}} = I_{f 1 \phi} = 502 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apt (9125)}}^I \geq k^{I*} I_{0 \text{ (MOZA)}} \geq 1.2 * 502 \geq 602 \text{ (A)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq k^{\text{II}} * I_{\text{apf}}^{\text{I}} (9125) \geq 1.1 * 602 \geq 662 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_{\text{cc mín}} (110\text{STA-CLARA}) = I_{\text{f } 2} \phi^{-\text{t}} = 532 \text{ (A)}$

$$kS_{\text{f}}^{\text{II}} = I_{\text{cc mín}} (110\text{STA-CLARA}) / I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) = 532 / 3566 = 0.15 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

- $I_{\text{0 mín}} (110\text{STA-CLARA}) = I_{\text{f } 1} \phi = 211 \text{ (A)}$

$$kS_{\text{t}}^{\text{II}} = I_{\text{0 mín}} (110\text{STA-CLARA}) / I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) = 211 / 662 = 0.32 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$$

- $I_{\text{cc máx ext}} = I_{\text{f } 2} \phi^{-\text{t}} = 2151 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apf}}^{\text{I}} (\text{LM120}) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc}} (\text{HANABANILLA}) \geq 1.2 * 2151 \geq 2581 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (9125) \geq 1.1 * 2581 \geq 2839 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq 1.1 * 2839 \geq 3123 \text{ (A)}$$

- $I_{\text{apt}}^{\text{I}} (\text{LM120}) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{0}} (\text{HANABANILLA}) \geq 1.2 * 320 \geq 384 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apt}}^{\text{II}} (9125) \geq 1.1 * 384 \geq 422 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq 1.1 * 422 \geq 465 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $kS_{\text{f}}^{\text{II}} = 532 / 3123 = 0.17 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$

- $kS_{\text{t}}^{\text{II}} = 211 / 465 = 0.45 \leq 1.5 \text{ (aún no cumple)}$

Variante 2.

- $I_{\text{cc máx ext}} = I_{\text{f } 1} \phi = 1039 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apf}}^{\text{I}} (9110) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) \geq 1.2 * 1039 \geq 1247 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq k^{\text{II}} * I_{\text{apf}}^{\text{I}} (9110) \geq 1.1 * 1247 \geq 1371 \text{ (A)}$$

- $I_{\text{0 máx ext}} = I_{\text{f } 2} \phi^{-\text{t}} = 373 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apt}}^{\text{I}} (9125) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{0}} (\text{MOZA}) \geq 1.2 * 373 \geq 448 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq k^{\text{II}} * I_{\text{apf}}^{\text{I}} (9125) \geq 1.1 * 448 \geq 492 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $kS_{\text{f}}^{\text{II}} = I_{\text{cc mín}} (110\text{STA-CLARA}) / I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) = 532 / 1371 = 0.39 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$

- $kS_{\text{t}}^{\text{II}} = I_{\text{0 mín}} (110\text{STA-CLARA}) / I_{\text{apt}}^{\text{II}} (\text{SI101}) = 211 / 492 = 0.43 \leq 1.5 \text{ (no cumple)}$

- $I_{\text{cc máx ext}} = I_{\text{f } 2} \phi^{-\text{t}} = 1802 \text{ (A)}$

$$I_{\text{apf}}^{\text{I}} (8340) \geq k^{\text{I}} * I_{\text{cc}} (\text{RE105}) \geq 1.2 * 1802 \geq 2162 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (9110) \geq 1.1 * 2162 \geq 2379 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apf}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq 1.1 * 2379 \geq 2616 \text{ (A)}$$

- $I_{\text{0 máx ext}} = I_{\text{f } 1} \phi = 325 \text{ (A)}$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$I_{\text{apt}}^{\text{I}} (8340) \geq k^{\text{I}} * I_0 (\text{RE105}) \geq 1.2 * 325 \geq 390 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt}}^{\text{II}} (9110) \geq 1.1 * 390 \geq 429 \text{ (A)}$$

$$I_{\text{apt}}^{\text{II}} (\text{SI101}) \geq 1.1 * 429 \geq 472 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $ks_f^{\text{II}} = 532 / 2616 = 0.2 \leq 1.5$ (aún no cumple)
- $ks_t^{\text{II}} = 211 / 472 = 0.45 \leq 1.5$ (aún no cumple)

Tercer Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad a la línea L= 187).

$$I_{\text{apf}}^{\text{III}} (\text{SI101}) \geq 393 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_{\text{cc mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) = I_{f 2 \phi -t} = 119 \text{ (A)}$

$$Ks_f^{\text{III}} = I_{\text{cc mín}} (\text{Barra}_{110_Yabú}) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (\text{SI101}) = 20 / 393 = 0.05 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

- $I_{\text{cc mín}} (\text{MOZA}) = I_{f 2 \phi -t} = 74 \text{ (A)}$

$$Ks_f^{\text{III}} = I_{\text{cc mín}} (\text{MOZA}) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (\text{SI101}) = 171 / 393 = 0.43 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

El valor de ajuste del relé de Tierra es el mismo que el ya calculado.

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_0 \text{ mín} (\text{Barra}_{110_Yabú}) = I_{f 2 \phi -t} = 32 \text{ (A)}$

$$Ks_t^{\text{III}} = I_0 \text{ mín} (\text{Barra}_{110_Yabú}) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (\text{SI101}) = 32 / 40 = 0.8 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

- $I_0 \text{ mín} (\text{MOZA}) = I_{f 2 \phi} = 8 \text{ (A)}$

$$Ks_t^{\text{III}} = I_0 \text{ mín} (\text{MOZA}) / I_{\text{apf}}^{\text{III}} (\text{SI101}) = 8 / 40 = 0.2 \leq 1.2 \text{ (no cumple)}$$

Cuarto Escalón (Tiempo Inverso con direccionalidad invertida).

$$I_{\text{apf}}^{\text{IV}} (\text{SI101}) \geq 196 \text{ (A)} \quad I_{\text{apt}}^{\text{IV}} (\text{SI101}) \geq 40 \text{ (A)}$$

Chequeo de Sensibilidad.

- $I_{\text{cc mín}} (\text{SUB-INDUSTRIAL-B33}) = I_{f 2 \phi -t} = 705 \text{ (A)}$

$$Ks_f^{\text{IV}} = I_{\text{cc mín}} (\text{SUB-INDUSTRIAL/B33}) / I_{\text{apf}}^{\text{IV}} (\text{SI101}) = 705 / 196 = 3.6 \geq 1.2 \text{ (cumple)}$$

- $I_0 \text{ mín} (\text{SUB-INDUSTRIAL-B33}) = I_{f 2 \phi -t} = 320 \text{ (A)}$

$$Ks_t^{\text{IV}} = I_0 \text{ mín} (\text{SUB-INDUSTRIAL/B33}) / I_{\text{apt}}^{\text{IV}} (\text{SI101}) = 224 / 40 = 5.6 \geq 12 \text{ (cumple)}$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

3.5 Ajustes de los relés de Impedancia (21).

Para el caso de los ajustes de los relés de impedancias las magnitudes de ajustes, son las mismas para ambas configuraciones de operación de la red.

Los pasos seguidos son iguales que para el caso de los relés de sobrecorriente

Primera Zona.

$$Z_{ap A}^I \leq k^I Z_{AB} \quad k^I = 1.2 \div 1.3$$

$$Z_{ap (S1101)}^I \leq k^I Z_{(L=187)} \leq 0.85 * 5.28 \leq 4.49 (\Omega)$$

$$T_{(S1101)}^I = 0.02 (s)$$

Segunda Zona.

Existen dos variantes.

$$1.6 Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{ap B}^I)$$

$$Z_{ap (S1101)}^{II} \leq k^{II} (Z_{(L=187)} + (k / k_{CBC}) Z_{ap (9110,9190 \text{ o } 9125)}^I)$$

Se escoge la protección 9110 por ser la que menor valor de ajuste posee.

Los ajustes de las protecciones 9110 y 9125 son iguales.

$$\text{Donde: } k_{CBC} = Z_{(L=226)} / (Z_{(L=226)} + Z_{(L=187)}) = 2.28 / (2.28 + 5.28) = 1.94 (\Omega) \text{ y}$$

$$Z_{ap (9110)}^I \leq k^I Z_{(L=220)} \leq 0.85 * 2.28 \leq 1.94 (\Omega)$$

$$Z_{ap (S1101)}^{II} \leq 0.85 * (5.28 + (0.9 / 0.3) * 1.94) \leq 13.65 (\Omega)$$

$$2.6 Z_{ap A}^{II} \leq k^{II} (Z_{AB} + (k / k_{CT}) Z_T)$$

$$Z_{ap (S1101)}^{II} \leq k^{II} (Z_{(L=187)} + (k / k_{CT}) Z_{(INT-ENLACE-293)})$$

$$\text{Donde: } k_{CT} = Z_T / (Z_T + Z_{(L=187)}) = 2.62 / (2.62 + 5.28) = 0.33 (\Omega) \text{ y}$$

$$Z_T = 2.62 (\Omega) \text{ (Valor de Impedancia paralela de los dos transformadores)}$$

$$Z_{ap (S1101)}^{II} \leq 0.85 * (5.28 + (0.9 / 0.33) * 2.62) \leq 17.83 (\Omega)$$

Tal y como se puede apreciar el valor de ajuste correspondiente a la primera de las variantes resulta ser la menor, por lo cual es esta la magnitud del ajuste.

Chequeo de Sensibilidad.

$$k_S^{II} = Z_{ap A}^{II} / Z_{AB} \geq 1.5 \text{ (por ser una línea de menos de } 20 (\Omega) \text{ de impedancia)}$$

$$k_S^{II} = Z_{ap (S1101)}^{II} / Z_{(L=187)} \geq 1.5$$

$$k_S^{II} = 13.65 / 5.28 = 2.58 \geq 1.5 \text{ (cumple)}$$

Tercera Zona.

$$Z_{ap A}^{III} \leq k^{III} (Z_{AB} + (k / k_{CBC}) Z_{BC})$$

$$Z_{ap (S1101)}^{III} \leq k^{III} (Z_{(L=187)} + (k / k_{CBC}) Z_{(L=226)})$$

CAPÍTULO 3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES PARA LOS DIFERENTES ESTADOS DE OPERACIÓN

$$\text{Donde: } k_{BC} = (Z_{(L=220)} + Z_{(L=215)}) / (Z_{(L=220)} + Z_{(L=215)} + Z_{(L=226)} + Z_{(L=187)}) = 17.13 / (17.13 + 2.28 + 5.28) = 0.635 (\Omega)$$

Comprobación de no operación incorrecta por efecto de la carga máxima.

$$Z_{ap A}^{III} \leq 1 / (k * k_a * k_r) Z_{C_{\min}}$$

$$\text{Donde: } Z_{C_{\min}} = V_{C_{\min}} / I_{C_{\max}}$$

$$V_{C_{\min}} = 0.9 * V_{\text{nom}} = 0.9 * 110 = 99 \text{ (kV)}$$

$$I_{C_{\max}} = 510 \text{ (Valor máximo de corriente continua por el conductor)}$$

$$Z_{C_{\min}} = 99 * 10^3 / 510 = 194 (\Omega)$$

$$Z_{ap (SI101)}^{III} = 1 / (1 * 1.1 * 1) * 194 = 176 (\Omega)$$

Chequeo de Sensibilidad.

$$k_{S}^{III} = Z_{C_{\min}} / Z_{ap A}^{III} \geq 1.2$$

$$k_{S}^{III} = Z_{C_{\min}} / Z_{(SI101)}^{III} = 194 / 141 = 1.36 \text{ (cumple)}$$

3.6 Conclusiones del Capítulo

Tal y como ha quedado demostrado en el presente capítulo, las protecciones de sobrecorriente no brindan una solución completa a la problemática existente en la red. Ello se debe a que los segundos y terceros escalones de las mismas no resultan ser sensibles, trayendo todo esto consigo que se limiten los alcances de las respectivas zonas de operación, provocando que queden porciones de líneas sin seguridad alguna.

Como alternativa a todas las deficiencias mencionadas anteriormente se presentan las protecciones de impedancia, las mismas debido a sus características de operación no se ven afectadas en mayor grado por la existencia de generación distribuida, ni por la configuración de explotación de la red. Posibilitándose con ello la operatividad del sistema para los diferentes escenarios de operación, bajo la supervisión de mecanismos protectores.

CONCLUSIONES

Una vez finalizada la ejecución del presente trabajo podemos arribar a las siguientes conclusiones.

- El estudio de las protecciones eléctricas que se hallan ubicadas en las zonas aledañas a la subestación Santa Clara Industrial, está obsoleto.

- El relevador SI101, si cuenta con las potencialidades de operación ante los nuevos escenarios de generación distribuida y cambios de configuración en la red.

- Los relés de sobrecorriente no satisfacen todos los parámetros de operación de las protecciones.

- El totalizador ubicado por baja de la subestación, correspondiente al nivel de tensión de 34,5 (kV) de nombre 1765, posee tiempos de operación muy elevados.

- La existencia de una línea corta (8340–SI102), frente a una larga (8340–RE105), dificulta la operación de las protecciones.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

El autor del presente trabajo a modo de recomendaciones propone:

- Continuar con el estudio del presente trabajo, profundizando más acerca de la influencia que tiene la generación distribuida sobre las protecciones eléctricas ya instaladas.
- Valorar la posibilidad de realizar el retiro de la línea (8340 – S1102), conectándola en otro punto en el cual se estime conveniente.
- Realizar los ajustes de las funciones de protección que fueron propuestas por el autor en el capítulo número dos.
- Reajustar los valores de los ajustes de las protecciones colocadas por baja de la subestación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB "*Integrating Distributed Generation Into the Electric Distribution System.*"
Technical Update EPRI: 6 pp.
- ABB (1994). "*Protective relaying. Theory and Applications.*"
- Altuve, H. (1991). "*Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.*" Tomo I y II: 1
- 27,361 -366.
- Areva (2010) "*Relé MiCOM 143. Relés de protección de circuitos.*" Guía Técnica.
P14x/ES T/A44 610 pp.
- AREVA (July 2002). "*Network Protection & Automation Guide.*" Barcelona España:
500 pp.
- Balaguer-Álvarez, I. J. O.-R., E. I (September 2010). "*Survey of Distributed
Generation Islanding Detection Methods.*" IEEE Latin America Transactions
vol. 8(No. 5): 565 - 570 pp
- Blackburn, T. J. (2007). "*Protective Relaying Principles and Applications*", CRC
Press Taylor & Francis Group. Third Edition: 639 pp.
- CONAE (enero, 2003) "*Generación Distribuida energía de calidad.*" Río Lerma No
302Col, 5 pp.
- González Cueto, J. G., Z (2002) "*Manual de usuario del PSX.*" Formato
Electrónico. Intranet de la Facultad de Ingeniería Eléctrica. Universidad
Central de Las Villas, Cuba, 70 pp.
- Hubertus, J., Mooney, J., & Alexander, G (2007). "*Application Considerations for
Distance Relays on Impedance-Grounded Systems.*" Schweitzer
Engineering Laboratories: 8 pp.
- HYUNDAI (2005). "*Operating Instructions Synchronous Generator.*" Catálogo del
Fabricante.
- Iriondo, A. B. "*Protecciones de Sistemas de Potencia*". Universidad del País
Vazco, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P. y Strbac, G (2000). "*Embedded Generation.*"
The Institution of Electrical Engineers

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Jones, T. y. P. E. (2000). *"Generación distribuida y compañía eléctrica virtual."* Revista ABB - nº 3
- Kari Mäki, S. R., Pertti Järventaust (2006). *"Impacts of Distributed Generation as a Part of Distribution Network Planning"*: 13 pp.
- Kasztenny B. & Finney, D. (2007). *"Fundamentals of Distance Protection."* Annual Western Protective Relay Conference 34th: 33 pp.
- Kimmo Kauhaniemi, R. K., Lauri Kumpulainen, Olof Samuelsson (Nordac 2005). *"Distributed Generation – New Technical Solutions Required In The Distribution System."* 15 pp.
- Larson, J. (2007). *"Decision Analysis Applied to Protective Relaying"*, Schweitzer Engineering Laboratories: 10 pp.
- Martínez Cabrera, L. F. (2010). *"Sistemas de protección en redes radiales de transmisión con generación distribuida."* 6 pp.
- Mason, C. R. (1956). *"El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores"*. E. Revolucionarias: 357 pp.
- OBE (2012). *"Diagrama Unifilar de la Subestación Santa Clara Industrial."* Sitio Web Despacho de Carga
- OBE (2012). *"Valores de Cargas en Líneas de 110 kV."* Sitio Web Despacho de Carga.
- Pecas Lopes, J. A., Hatzargyriou, N., Mutalev, J., Djapic, P. & Jenkins, N. (2007) *"Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities."* 1189 – 1203 pp.
- Segura Heras, I. (mayo 2005). Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en
Sistemas de Distribución primaria de Energía Eléctrica Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia.
- Westinghouse, E. C. (2002). *"Applied Protective Relaying."* 266 pp.

ANEXOS

Anexo I

Trabajo en el la herramienta PSX v2.87 profesional.

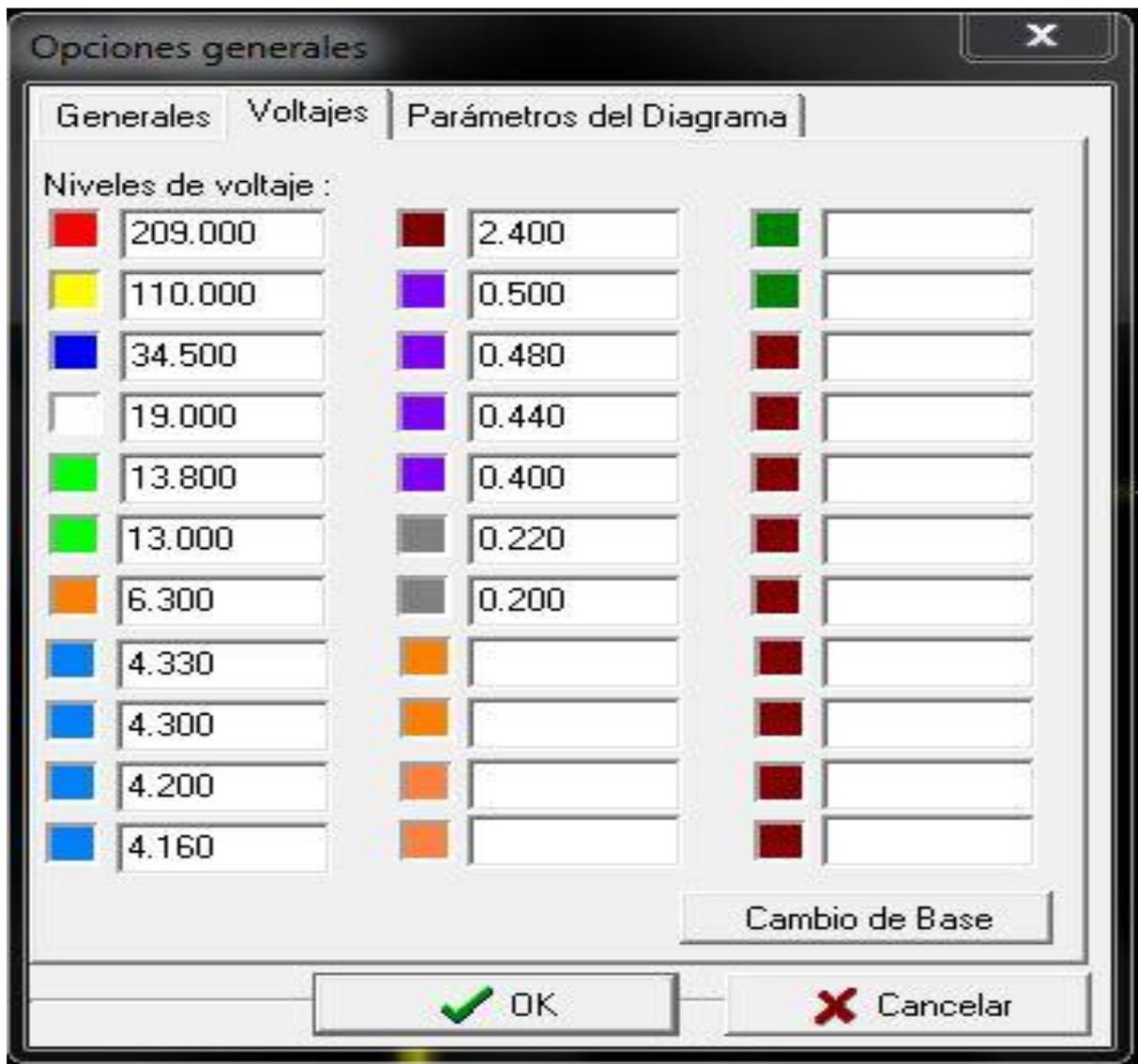


Figura 6. Leyenda de los niveles de tensión.

ANEXO 7
DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PROVINCIA DE VILLA CLARA

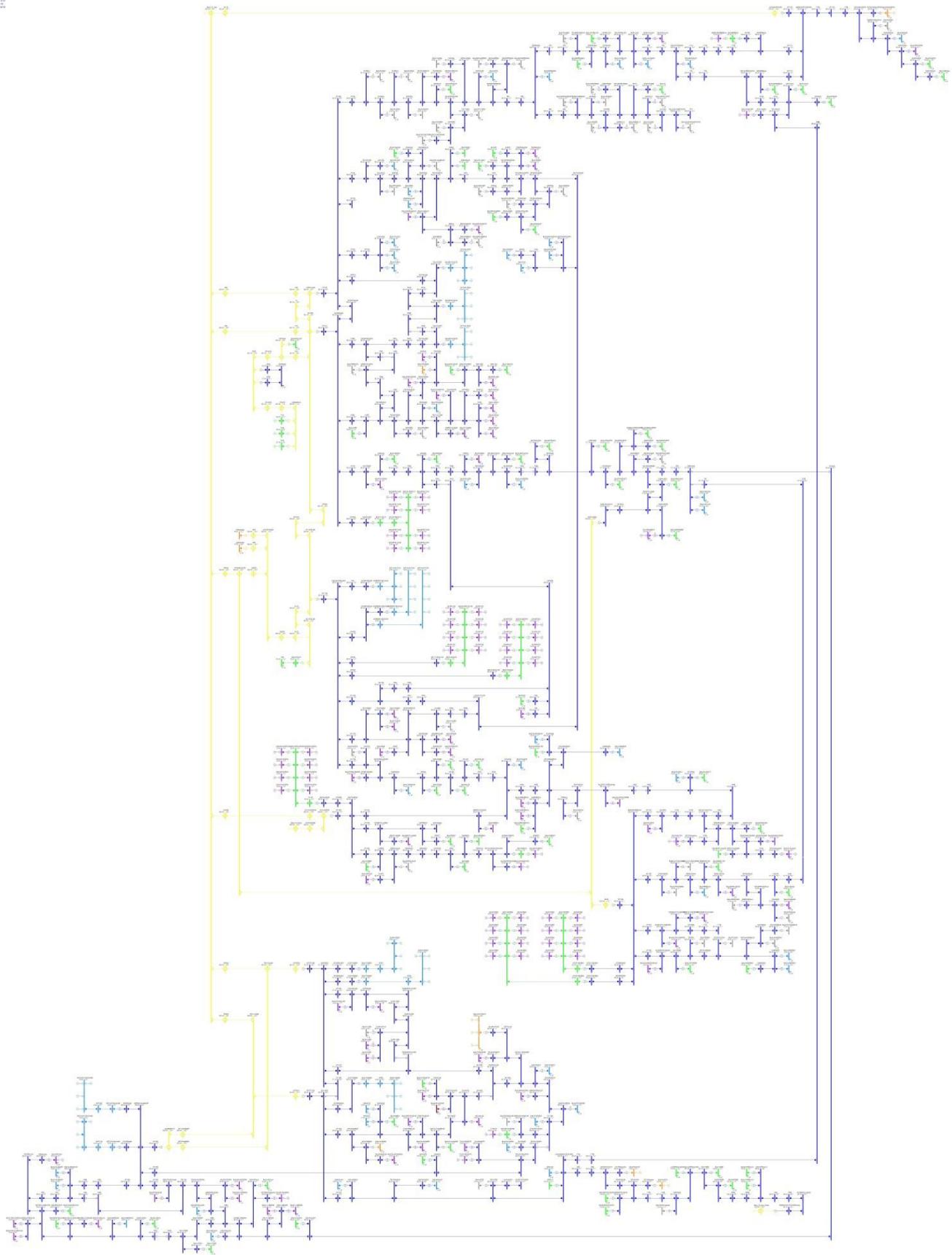


Figura 7. Diagrama unifilar de la provincia de Villa Clara.

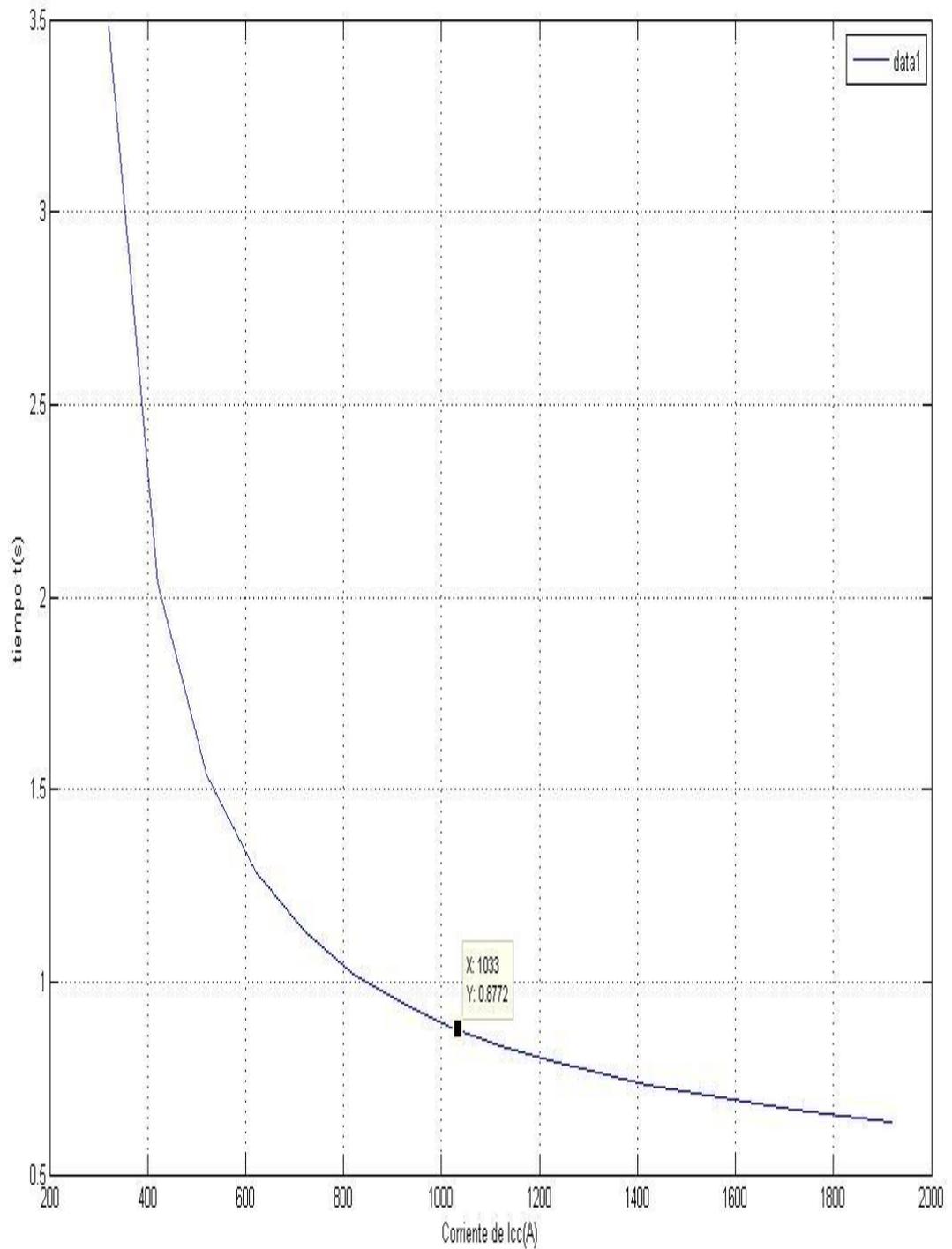
Anexo II**Coordinación por tiempo de las protecciones 1765 y SI101.**

Figura 8. Curva de operación del relevador de sobrecorriente 1765.

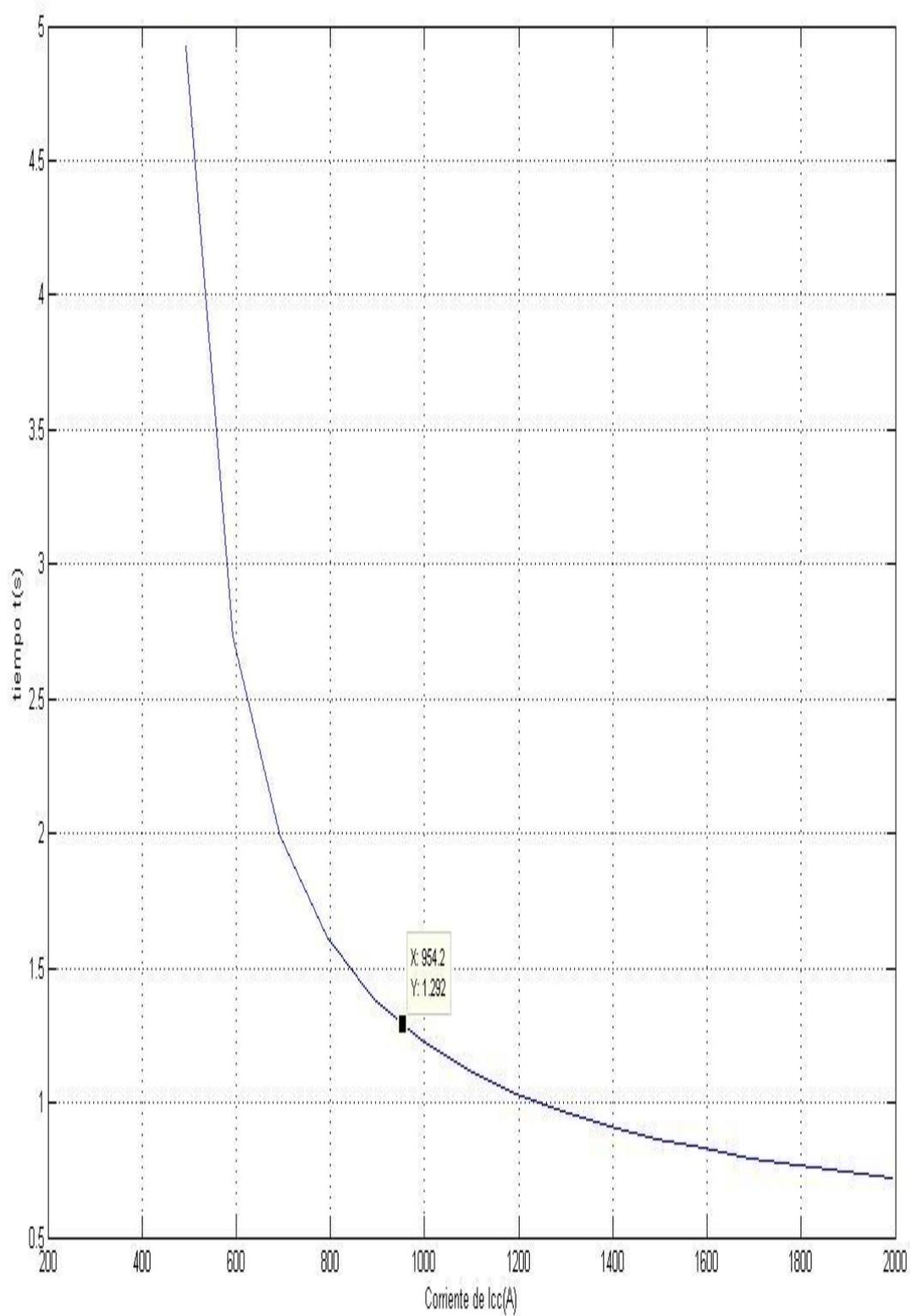


Figura 9. Curva de operación del relevador de sobrecorriente SI101.

Anexo III**Cartas de ajustes de las protecciones V625 y 1765.**

Nombre	Valor	Dirección (C.R)	Nota del usuario
Ver filtros TOS SISTEMA			
+ CONTROL INT			
+ FECHA Y HORA			
+ CONFIGURACIÓN			
+ RELACION CT Y YT			
+ PRUEBAS P.E.S.			
+ CONF SUPERV INT			
+ CONFIG ÓPTIC			
+ ENTRADAS CONTROL			
+ CONFIG ENTR.CTRL			
+ ETIQ. ENTR. CTRL			
- Grupo 1			
+ GRUPO 1 CONFIGDELSISTEMA			
- GRUPO 1 SOBREENSIDAD			
I>1 Función	Desactivado	35.23	
I>2 Función	Desactivado	35.32	
I>3 Estado	Desactivado	35.40	
I>4 Estado	Activado	35.47	
I>4 Dirección	No direccional	35.48	
I>4 Ajuste	1260 A	35.4B	
I>4 Temporiz.	1.500 s	35.4C	
I> Bloqueo	000000	35.4E	
I> Angulo Caract	45.00 deg	35.4F	
V CONTROLADO O/C		35.51	
VCO Estado	Desactivado	35.52	
+ GRUPO 1 SOBREENT SEC NEG			
+ GRUPO 1 FALLO A TIERRA 2			
+ GRUPO 1 FALLO INT y I<			
+ GRUPO 1 SUPERVISION			
+ GRUPO 1 ETIQUETAS ENTR			
+ GRUPO 1 ETIQUETAS SALIDA			

Figura 10. Ajustes del grupo 1 de sobreintensidad de la protección V625.

