

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DEFINICIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN CASO CANTARRANA (CHARALLAVE)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Veracierta M. Pedro C.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DEFINICIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN CASO CANTARRANA (CHARALLAVE)

Tutor académico:
Prof. Ing. Nerio Ojeda

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Veracierta M. Pedro C.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

CONSTANCIA DE APROBACION

Caracas, 30 de mayo de 2012


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Pedro C. Veracierta M., titulado:

**“DEFINICIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y ANÁLISIS DEL
IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE
DISTRIBUCIÓN. CASO CANTARRANA (CHARALLAVE)”**

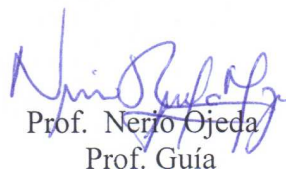
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. José Mora
Jurado



Prof. Antonio Clemente
Jurado



Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA:

A DIOS

Ser supremo creador de todo y a Quien debo mi vida.

A MI PADRE

Pedro Veracierta (Q.E.P.D). Gracias por su ejemplo de hombre trabajador, dedicado y responsable quien con su trabajo me dio la oportunidad de comenzar mi carrera. Que Dios lo tenga en su gloria y lo bendiga siempre.

A MI MADRE

Dorila Márquez de Veracierta. Madre abnegada quien siempre confió en la capacidad de sus hijos. Que Dios la bendiga siempre.

A MI ESPOSA

Eva Blanca de Veracierta por su amor y por acompañarme con gran entusiasmo en los momentos buenos y en los difíciles.

A MIS HIJAS

Sophia Pierina y Stephania del Carmen Veracierta Blanca a ellas les debo el culminar la carrera. Que Dios las bendiga y las guíe siempre por un buen camino.

AGRADECIMIENTO

- Mi agradecimiento y gratitud al Ingeniero Nerio Ojeda por aceptar ser mi Tutor Académico, que dios lo proteja.
- Mi agradecimiento a los Ingenieros Alfredo Miranda, Augusto García y Franklin Bravo por su colaboración en el desarrollo de este trabajo especial de grado.
- Mi agradecimiento a mis hermanas Nancy Miriam y Mariela y mis hermanos Ramón José y Simón⁺ por el apoyo recibido en su momento.
- Mi más alto agradecimiento a los Orichas por la ayuda recibida.
- Mi agradecimiento a todas aquellas personas que una u otra forma me apoyaron en el desarrollo de este trabajo especial de grado.

Veracierta M., Pedro C.

**DEFINICION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION Y
ANALISIS DEL IMPACTO DE LA GENERACION DISTRIBUIDA
EN LA RED DE DISTRIBUCION CASO CANTARRANA
(CHARALLAVE)**

Tutor Académico: Ing. Nerio Ojeda. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Universidad Central de Venezuela. 2012. 84h + Anexos.

Palabras Claves: Protecciones, red de distribución, generación distribuida, Cantarrana.

Resumen. La introducción de generadores adicionales en un sistema de distribución, presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos que deben ser estudiados al considerar la conexión de Generación Distribuida. Unas de las áreas críticas más afectadas es la de las protecciones eléctricas, como se afectan las protecciones existentes al trabajar con generación distribuida en la red de distribución. La conexión de la Generación Distribuida (GD) en la red de distribución convierte a un sistema simple en una red complicada. Los sistemas radiales tendrán ahora múltiples fuentes, las cuales hacen cambiar el flujo de la corriente de falla. Evaluar los esquemas de protecciones sin la generación y con la generación.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTO.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	vii
ÍNDICES DE FIGURAS.....	x
ÍNDICES DE TABLAS.....	xi
ABREVIATURAS.....	xii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	
1.1.- Introducción.....	1
1.2.-Objetivos.....	3
1.3.- Descripción general de la planta de Generación Distribuida.....	3
1.4.- Estructura.....	6
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN Y RESULTADOS.	
2.1.- Introducción.....	7
2.2.-Metodología.....	8
2.3.- Proceso de simulación.....	11
2.3.1.- Flujo de corriente.....	11
2.4.- Resultados.....	13
2.4.1.-Evaluacion del impacto de la Generación Distribuida.....	13
2.5.- Niveles de Falla.....	13
2.5.1.- Resultados.....	16
CAPÍTULO 3. SISTEMAS DE PROTECCIONES.	
3.1.- Introducción a los sistemas de protecciones.....	18
3.2.-Característica de un sistema de protección.....	18
3.3.-Alcance de los criterios de ajustes y coordinación de la protección.....	20

3.3.1.- Ajuste de protección.....	21
3.3.2.- Coordinación de protección.....	21
3.3.3.-Criterios de ajuste y coordinación de la protección.....	22
3.4.- Principios generales para el ajuste y la coordinación de la protección.....	23
3.4.1.-Sensibilidad y velocidad.....	23
3.4.2.-Selectividad de la protección.....	24
3.4.3.-Fiabilidad y seguridad de la protección.....	24
3.5.-Objetivo del ajuste y la coordinación de la protección.....	24
3.6.-Procesos de ajuste y la coordinación de protecciones.....	24
3.7.- Equipos y dispositivos de protecciones.....	26
3.7.1.- Relé de sobre corrientes.....	26
3.7.2.- Disyuntores o interruptores de potencias.....	28
3.8.- Criterio para los relé de fases.....	29
3.9.-Criterio para los relé de tierra.....	30
CAPÍTULO 4. DEFINICIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIONES.	
4.1.-Descripción de la subestación.....	32
4.2.- Cálculos de las protecciones contra las sobre cargas.....	38
4.2.1.- Cálculos de las protecciones contra corto circuito.....	42
4.2.2.- Corriente de cortocircuito que afectan a cada interruptor.....	44
4.2.3.- Cálculo del Poder de Cierre de los Interruptores.....	48
4.2.4- Calculo del Poder de Corte de los Interruptores.....	52
4.3.- Diagrama unifilar suministrado por la empresa CADAPE.....	53
4.4.- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida.....	54
4.4.1.-Cálculos de las protecciones contra las sobre cargas al conectar la Generación Distribuida.....	56
4.4.2.- Cálculos de las protecciones contra corto circuito.....	58
4.4.3.- Corriente de cortocircuito que afectan a cada interruptor.....	60
4.4.4.- Cálculo del Poder de Cierre de los Interruptores.....	67
4.4.5.- Calculo del Poder de Corte de los Interruptores.....	76

Conclusiones y Recomendaciones.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	84
ANEXOS.....	86

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Diagrama Unifilar de Generación Distribuida.....	4
Figura 1.2.- Diagrama unifilar sin la Generación Distribuida.....	5
Figura 2.1.- Diagrama unifilar sin la Generación Distribuida.....	9
Figura 2.2.- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida.....	10
Figura 2.3.- Diagrama Unifilar sin la Generación Distribuida Flujo de Corriente.....	11
Figura 2.4.- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida Flujo de Corriente.....	12
Figura 2.5.-Diagrama Unifilar sin Generación Distribuida.....	14
Figura 2.6.-Diagrama Unifilar con Generación Distribuida.....	15
Figura 3.1.- Componentes de un sistema de protección.....	23
Figura 3.2.- Tipos de protecciones.....	25
Figura 3.3.- Proceso de ajuste y coordinación de protecciones.....	31
Figura 4.1.- Diagrama unifilar sin generación distribuida.....	36
Figura 4.2.- Cortocircuito aguas abajo del interruptor.....	42
Figura 4.3.- Cortocircuito aguas arriba del interruptor.....	42
Figura 4.4- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida.....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1.- Flujo de Corriente.....	17
Tabla 3.1.- Rango de ajuste del Tap y Dial del Relé.....	27
Tabla 4.1.- Ajuste del relé de sobrecorriente del interruptor principal de 13,8kV.....	33
Tabla 4.2.- Clases de transformadores de corriente.....	36
Tabla 4.3.- Relación de los CT`s.....	36
Tabla 4.4. Poder de corte y poder de cierre ó choque de los interruptores sin la Generación.....	53
Tabla 4.5. Poder de corte y poder de cierre ó choque de los interruptores con la Generación.....	81

ABREVIATURAS Y DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.

CADAFE:	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.
CORPOELC.	Corporación Eléctrica Nacional.
C.C:	Capacidad de Cortocircuito.
F.P:	Factor de Potencia.
Carr.	Coeficiente de arranque.
Ia	Corriente de corto circuito inicial.
Iarr:	Corriente de arranque.
Ic:	Corriente de carga.
Icmáx:	Corriente de carga máxima.
I ["] k:	Corriente de cortocircuito trifásico.
I ["] k _{1Ø}	Corriente de cortocircuito monofásica.
In:	Corriente nominal.
Is:	Máxima corriente asimétrica de corto circuito.
kV:	Kilovoltio.
MVAcc _{3Ø} :	Capacidad de cortocircuito trifásico.
MVA/min:	Carga fuera de servicio.
O.A:	Ventilación Natural.
RTC:	Relación de transformación del transformador de corriente.
Scc3f:	Potencia aparente de cortocircuito trifásico.
S/E:	Subestación.
Ta:	Tiempo de apertura.
T.C:	Transformador de corriente.
Tf:	Tiempo de fusión.
T.I:	Transformador de intensidad.
T.M.D:	Tiempo máximo de despeje.
T.OP:	Tiempo de operación.
T.T.A:	Tiempo total acumulado del disyuntor.
Tta:	Tiempo total de apertura.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1.- Introducción.

Los sistemas de distribución están directamente ligados a los usuarios y por lo tanto, estos sistemas juegan un papel muy importante en la confiabilidad percibida por éstos [1]. El mejoramiento y optimización de los sistemas de protección permiten, de manera muy efectiva, reducir las interrupciones en el servicio [1].

En general los objetivos de las protecciones contra sobrecorriente en los sistemas eléctricos son los mismos en todas las áreas de la red de distribución [2]:

- Asegurar que no exista riesgo para los usuarios ni para el personal de mantenimiento involucrado en manipular las redes.
- Prevenir el daño a los equipos que hacen parte de la red.
- Mantener la prestación del servicio de energía con el menor número de interrupciones posibles.

Para diseñar las protecciones del sistema de distribución Cantarrana deben tenerse en cuenta tres consideraciones principales:

- Dónde instalar los dispositivos de protección.
- Cómo calcular los ajustes de los dispositivos de protección.
- Cómo lograr una adecuada coordinación entre dichos dispositivos.

Las etapas de planeación, diseño y operación de los sistemas de distribución son esenciales para proveer las redes con los elementos necesarios para maximizar su confiabilidad, tal como la utilización de equipos de seccionamiento, equipos de protección, elementos de medida, uso de conductores apropiados para las fases y la realización de las inspecciones periódicas de la red y el correcto mantenimiento a todos los equipos [2].

El Sistema de protección debe siempre operar correctamente. La confiabilidad se refiere a la capacidad de la protección de no sólo operar correctamente ante la

presencia de una falla, sino de garantizar que no ocurran operaciones indeseadas para fallas externas a su zona de operación [3].

La selectividad consiste en la capacidad del sistema de protección en aislar únicamente la porción del circuito que ha sido afectada por una falla. Los diferentes equipos de protección deben operar apropiadamente para que este procedimiento ocurra tan rápido como sea posible [2][3].

La sensibilidad se describe como la habilidad de la protección de operar confiablemente ante la menor condición de falla para la cual está programado o construido para operar. Por ejemplo, un relé de sobrecorriente debe operar ante la menor condición de falla esperada en el sistema [2][3].

La velocidad es la habilidad de la protección de operar en el tiempo requerido. Esta característica es muy importante ya que tiene relación directa con la cantidad de daño que puede producirse en los equipos, y en general en el sistema, debido a la falla, por lo que el fin último del sistema de protección es remover la falla tan rápido como sea posible. [2][3].

El Sistema Eléctrico Nacional ha presentado situaciones críticas para satisfacer la demanda nacional, lo que ha generado la prioridad de instalación de las Unidades de Generación, en tal sentido ha venido desarrollando las ingenierías de interconexión para la Generación Distribuida (GD) en Emplazamientos de Generación.

La Generación Distribuida (GD) representa una realidad en la Generación de energía eléctrica, entendiéndose como Generación Distribuida (GD) la Generación conectada directamente en las redes de distribución, mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas. [4].

Este tipo de generación denominada “**Generación Distribuida (GD)**” es la utilizada por la Generación Cantarrana, en donde existen unidades de Generación eléctrica, instaladas en forma aislada interconectadas a las redes de distribución a través de los circuitos Agregados Livianos y Pitahayas en la cercanía de los consumos, para mejorar la calidad de la energía entregada.

1.2.- Objetivo.

El Objetivo General del presente Trabajo Especial de Grado es diseñar el sistema de protecciones de la Generación Distribuida (GD) Cantarrana (Charallave).

Los objetivos específicos de este Trabajo Especial de Grado consiste en estudiar y analizar el impacto de la Generación Distribuida (GD) en el Sistema de Generación en la red de distribución caso Cantarrana (Charallave), evaluar las condiciones del flujo de potencia del sistema, evaluar las condiciones de falla del sistema, evaluar el esquemas de protecciones.

Para conseguir estos objetivos se desarrollan los modelos que permitan determinar en todo instante la energía eléctrica que producen y de esta forma poder evaluar en diferentes escenarios el impacto que supone la introducción de la Generación Distribuida (GD) y su esquema de protecciones en el sistema de distribución, por una parte, con respecto a la operación del sistema:

- Pérdidas en la red
- Flujos de potencia
- Variaciones de tensión
- Contribución al nivel de falla del sistema

También es importante evaluar el impacto de la introducción de la Generación Distribuida (GD) en el sistema de distribución, el cual, es un indicador de la máxima potencia que en cada escenario se puede transferir de un área a otra del sistema sin comprometer los niveles de seguridad.

1.3.- Descripción general de la planta de generación distribuida “Cantarrana”.

La Ciudad de Charallave ha experimentado un crecimiento demográfico acelerado, lo que trae como consecuencia grandes aumentos en la demanda de energía (residencial, comercial e industrial), producto de esta demanda se construye la Planta de Generación Distribuida (GD) Cantarrana, ubicada en el Municipio Cristóbal Rojas, Autopista Ocumare - Charallave Sector Cantarrana, Estado Miranda, esta planta suministrará energía eléctrica requerida a la red en las horas pico de demanda de energía en la población del municipio Cristóbal Rojas, además de atender

la demanda de seis (6) nuevos urbanismos impulsados por el estado venezolano como lo son Ciudad Miranda, Ciudad Betania, entre otros. Con la instalación de dicho grupo de generación se atenderá la demanda pico de electricidad en las localidades adyacentes a la planta, evitando incurrir en maniobras de racionamiento eléctrico.

La Planta de Generación Distribuida (GD) cuenta con ocho (8) unidades generadoras de tipo motor Diesel Modelo MTU de 2,11 MVA, con capacidad de entrega a máxima potencia 15 (MW), tal como se muestra en la figura 1.1.

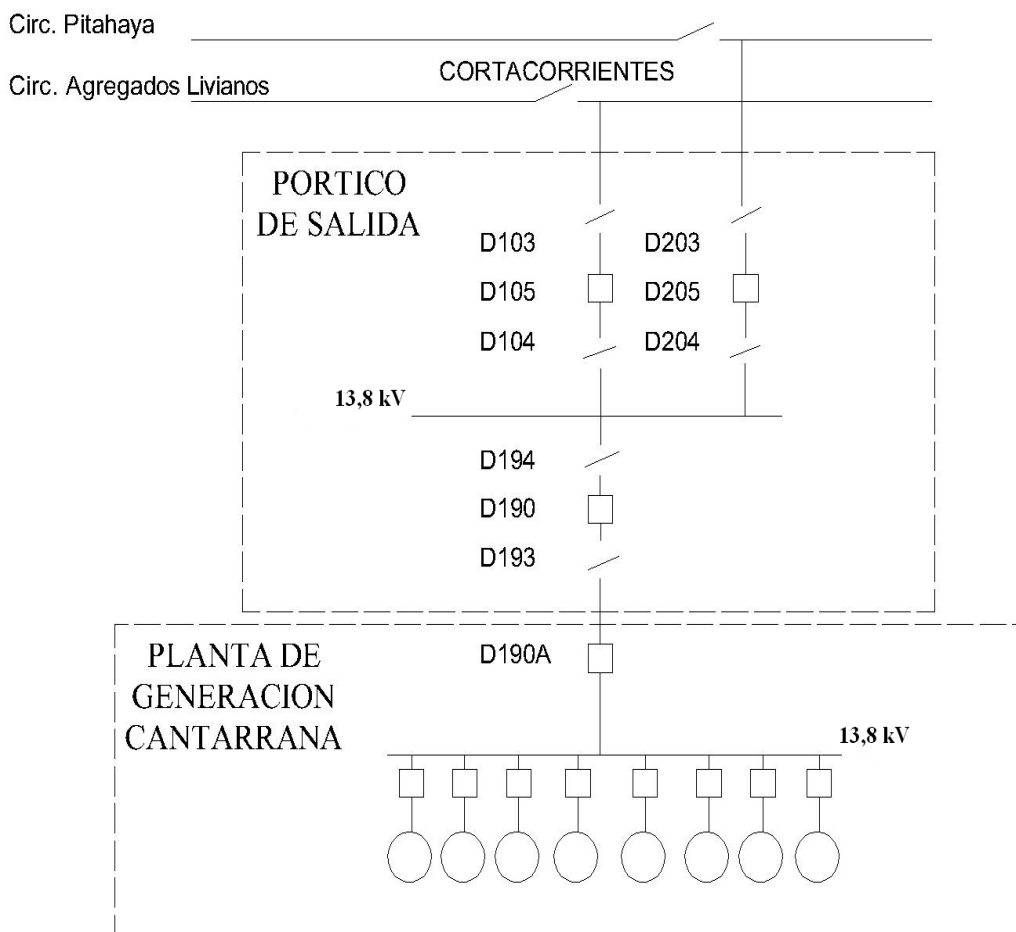


Figura 1.1. Diagrama Unifilar de Generación Distribuida

Esta planta tiene como objetivo cubrir un incremento de la demanda que está previsto con expansión de la zona residencial Matalinda, la cual se encuentra muy cercana a la planta, que no puede ser cubierta por los circuitos de distribución de 13,8kV Pitahaya y Agregados Livianos que parten desde la subestación Charallave II, figura 1.1, debido a que esto ocasionaría la sobrecarga de los circuitos y niveles de tensión muy por debajo de los operación normalmente permitido, por ésta razón la planta ha sido interconectada al Sistema de Distribución a través de estos circuitos.

Esta planta de generación cumplirá con la función de descarga a los transformadores de potencia N° 1 y N° 2 de 115/13,8 kV de la subestación Charallave, el cual se muestra en la figura 1.2.

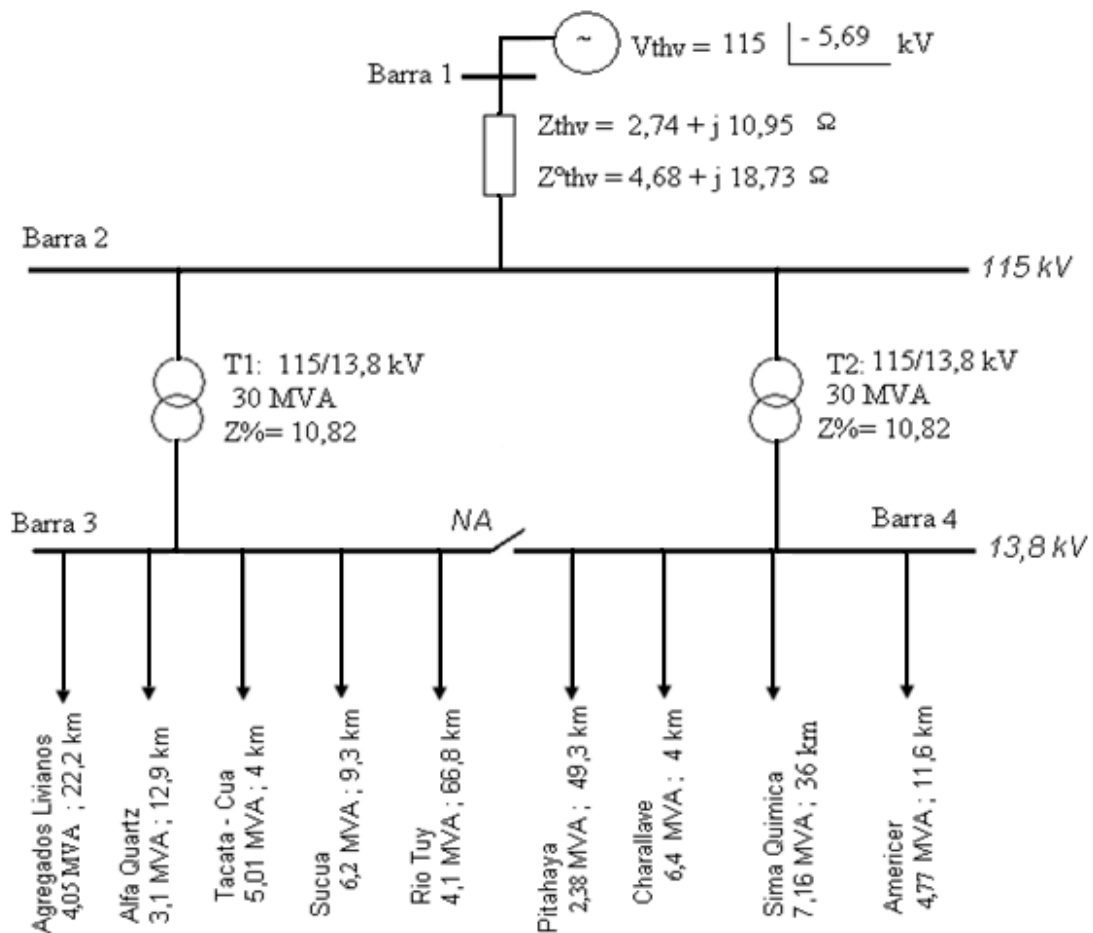


Diagrama Unifilar sin la Generación Distribuida
Figura 1.2

1.4.- Estructura.

El capítulo 1 comienza con una breve descripción general de los objetivos de las protecciones en los sistemas eléctricos y las áreas de la red de distribución, y las consideraciones necesarias para diseñar las protecciones de un sistema de distribución.

También en éste capítulo se hace una breve introducción a la Generación Distribuida (GD), el concepto de la Generación Distribuida, para explicar a continuación los objetivos que se persiguen y por último una descripción general de la planta de Generación Distribuida “Cantarrana”.

En el capítulo 2 se muestran los resultados obtenidos al estudiar el funcionamiento de los sistemas eléctricos de distribución con y sin Generación Distribuida (GD), utilizando el programa de simulación ETAP 7.5.0. Estos resultados, se utilizan para evaluar el impacto de la GD en distintos factores que influyen en el funcionamiento del sistema de distribución como el flujo de potencia, pérdidas, variaciones de tensión y su contribución al nivel de fallas, así como su impacto en la capacidad de potencia transferida del sistema.

El capítulo 3 está dedicado a las características de un sistema de protección, alcance de los criterios y principios generales, el ajuste y coordinación de las protecciones, así como el proceso de ajuste y coordinación de protecciones, análisis de operación del sistema, máxima y mínima corriente de falla, equipos y dispositivos de protección, criterios para los relés de fase y tierra y por último el criterio de ajuste según las normas CADAFE.

El capítulo 4 está dedicado a estudiar los esquemas de protección, según los diagramas unifilares dado por la empresa CADAFE y el presentado en esta trabajo, cálculo de las protecciones contra sobre cargas, contra corto circuito, las corrientes de cortocircuitos que afectan a los interruptores (corto circuito trifásico), cálculo del poder de cierre y corte de los interruptores y el cálculo de las protecciones magnéticas.

CAPÍTULO II

MÉTODOLOGIA DE SIMULACIÓN Y RESULTADOS

2.1.- Introducción.

La introducción de generadores adicionales en un sistema de distribución, presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos que deben ser estudiados al considerar la conexión de Generación Distribuida. En este capítulo, se evalúa el impacto que produce la introducción de la Generación Distribuida en parámetros del sistema de distribución como son: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de falla. [4].

Es lógico pensar que este impacto de la introducción de la GD en los sistemas de distribución, dependerá de las condiciones en las cuales se implementa la GD, es importante, por tanto, tener en cuenta los factores que influyen en los parámetros que definen el comportamiento del sistema. Los principales factores que influyen en el impacto técnico de la GD en el sistema de distribución son [5]:

- Cargas del Sistema

La generación local puede exceder el consumo local si la GD continua produciendo a sus valores nominales durante periodos de mínima carga. Como consecuencia, el flujo de potencia se invierte y puede dar lugar a inyecciones de potencia del sistema de distribución en el sistema de transporte, este absorbe el exceso de generación pero continua suministrando la potencia reactiva necesaria al sistema.

- Localización de la GD

La localización de la GD también impacta en las pérdidas en la red. Una localización estratégica de la GD puede reducir las pérdidas en la red, mientras que una localización inadecuada puede llegar a aumentarlas.

- Fuente primaria de la GD

La variabilidad de la fuente primaria de GD tendrá un impacto directo en la potencia que puede suministrar el GD a la red.

- Conexiones de los transformadores

El cambio en la dirección normal del flujo de potencia puede presentar algunas veces problemas en los transformadores, en la operación automática de regulación de tensión. La conexión del transformador, también puede limitar la magnitud de la corriente de falla en caso de cortocircuito. Sin embargo, en el caso de un falla a tierra en conexiones Y (sin tierra) – D, puede dar lugar a la aparición de altas tensiones sobre los equipos [4] [5].

Por tanto, para definir la metodología que se va a seguir para evaluar el impacto de la GD en el sistema eléctrico de distribución, es necesario considerar los anteriores factores, los cuales determinaron las condiciones de análisis del sistema.

En el siguiente apartado se describe en detalle la metodología, definiéndose el sistema eléctrico de distribución utilizado para evaluar este impacto.

2.2.- Metodología.

El primer paso para evaluar el impacto de la introducción de la GD, consiste en elegir la red de distribución [5], que está referido a la sub estación Cantarrana con los niveles o rango de tensiones normalmente de 13,8 kV a 115 kV.

El siguiente paso una vez elegido el tipo de red eléctrica donde se va a evaluar el impacto de la GD, ha sido definir el sistema sin Generación Distribuida (GD) y con Generación Distribuida (GD) y observar la distribución de corriente y la distribución de potencia en ambos casos, para ello se debe conocer el equivalente de Thevenin aguas arriba S/E Charallave, así como las características eléctrica de los conductores, transformadores T1 y T2, los cuales fueron suministrados por la Empresa CADAPE.

A continuación se muestran los sistemas, que permitirán evaluar las diferentes corrientes y potencias que se distribuyen en todo el sistema, figura 2.1 y figura 2.2.

Para determinar las impedancias de Thevenin Z_{th}^0 y Z_{th}^+ la empresa electrificadora (CADAPE) suministra la potencia de corto circuito monofásica

$MVA_{1\phi}$ y trifásica $MVA_{3\phi}$ en una subestación dada, en el caso de estudio esta subestación se refiere a la subestación Charallave, el cual será la potencia total que suministra el sistema para una falla en dichas subestación, a partir de las cuales se pueden obtener la tensión de Thevenin y calcular dichas impedancias.

Diagrama Unifilar.

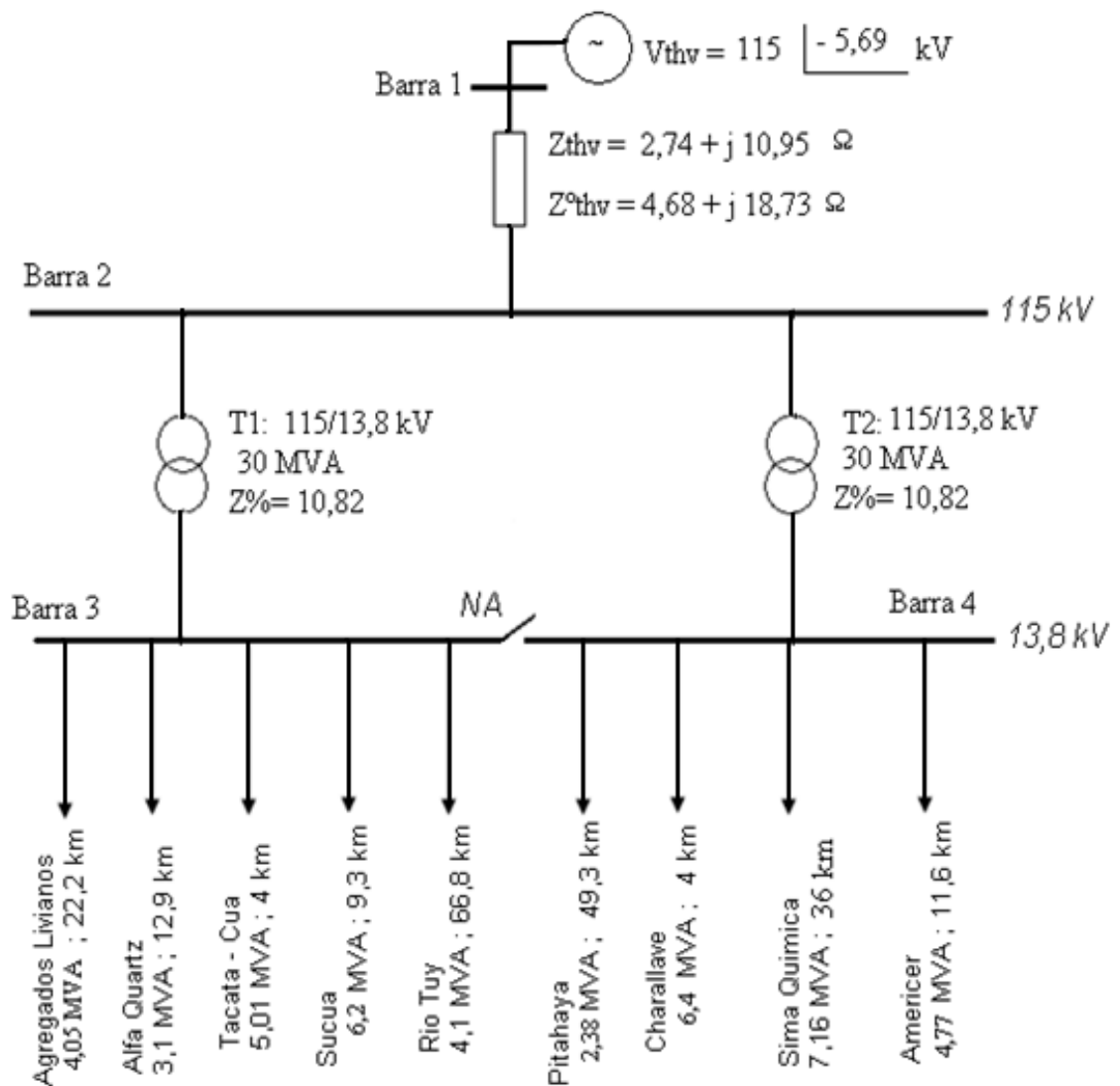


Diagrama Unifilar sin la Generación Distribuida
Figura 2.1

El sistema de la figura 2.1, se compone de tres nodos, es un sistema radial en donde se ha modelado agua arribas con su equivalente de Thevenin.

En este sistema se conecta la Generación Distribuida (GD) a través de los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, el cual están conectado a la barra 13,8 kV, compuesto por un grupo de transformadores y generadores de ocho (8) unidades, tal como se muestra en la figura 2.2.

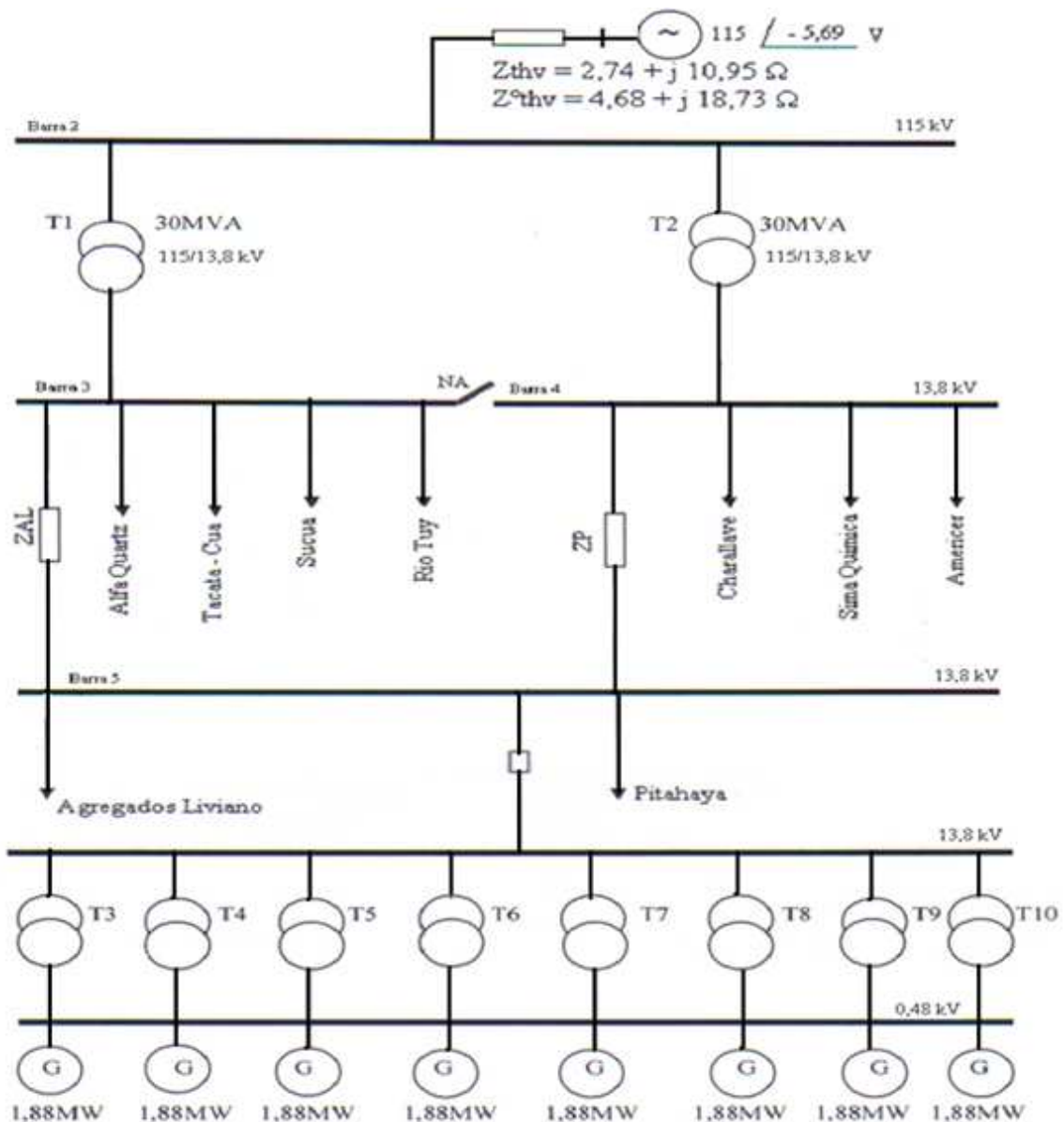


Diagrama Unifilar con la Generación Distribuida
 Figura 2.2

2.3.- Proceso de la Simulación.

El proceso de simulación se lleva a cabo utilizando simuladores de Sistemas de Potencias (Etap 7.5.0), para producir los resultados que se muestran en los apartados siguientes.

2.3.1.-Flujo de corriente, sin la Generación Distribuida.

- Flujo de corriente.

En la figura 2.3, se muestra el flujo de corriente sin la Generación Distribuida (GD).

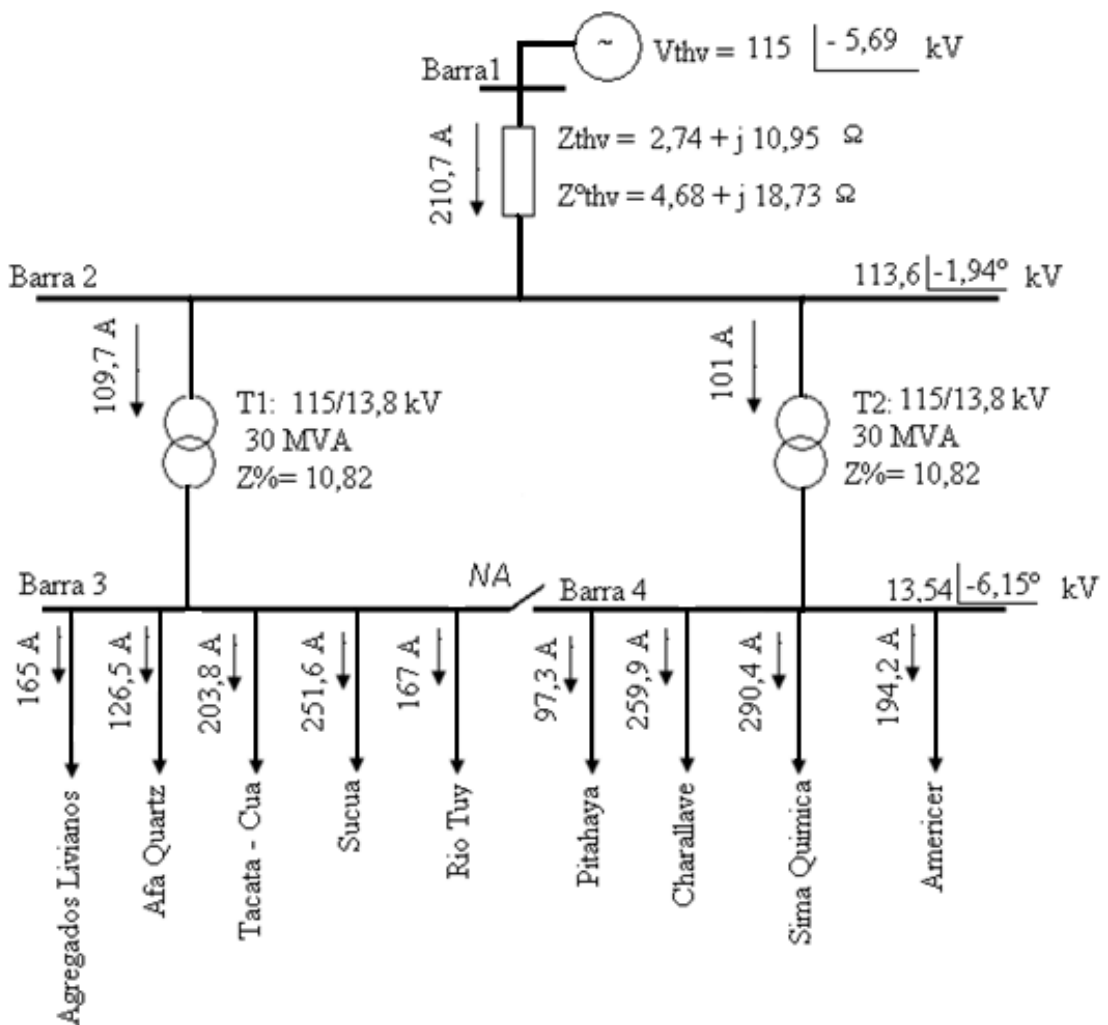


Diagrama Unifilar sin la Generación Distribuida
Flujo de Corriente
Figura 2.3

- Flujo de Corriente.

En la figura 2.6, se muestra el flujo de corriente con la Generación Distribuida (GD).

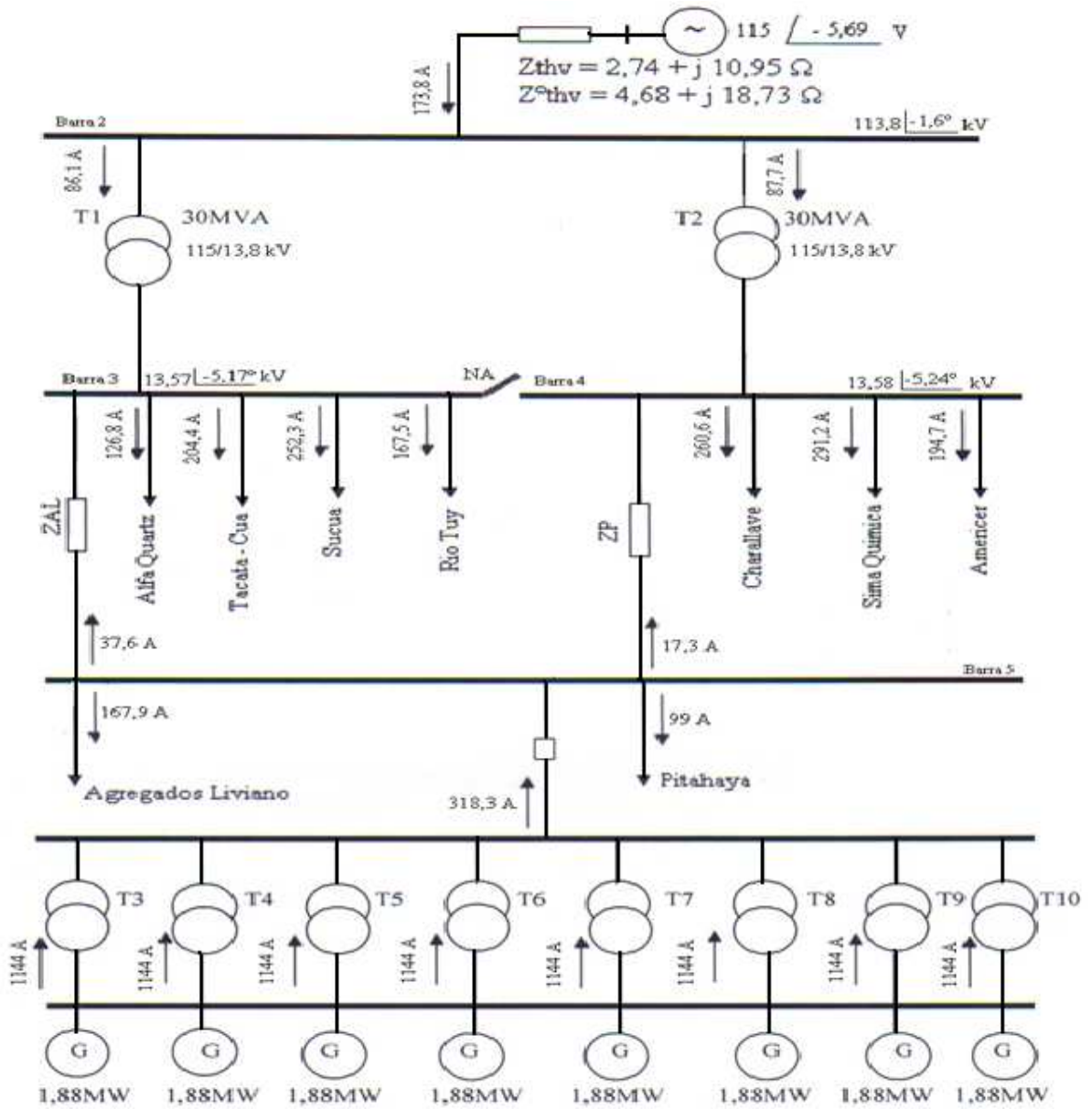


Diagrama Unifilar con Generación Distribuida Flujo de Corriente
Figura 2.4

2.4.- Resultados.

2.4.1.- Evaluación del impacto de la Generación Distribuida.

1.- Flujo de Corriente.

Flujo de Corriente	Agregados Livianos (A)	Alfa Quartz (A)	Tacata – Cua (A)	Sucua (A)	Rio Tuy (A)
Sin GD	165	126,5	203,8	251,6	167,5
Con GD	37,6	126,8	204,4	252,3	167,5
Flujo de Corriente	Pitahaya (A)	Charallave (A)	Sima Química (A)	Americer (A)	
Sin GD	97,3	259,9	290,4	194,2	
Con GD	17,3	260,6	291,2	194,7	
Flujo de Corriente	Transformador T1 (A)	Transformador T2 (A)	Equivale. Thevenin (A)		
Sin GD	109,7	101	210,7		
Con GD	86,1	87,7	173,8		

Tabla 2.1

Los resultados muestran que cuando existe GD en el sistema, disminuyen los flujos de corriente, lo que se traduce como la reducción de las pérdidas en la red.

Al colocar la planta se invierten el flujo de corrientes tal como se muestra en los circuitos Agregado Livianos y Pitahaya.

2.5.- Niveles de falla.

Para analizar la contribución al nivel de falla de la GD conectada al sistema, se consideran los siguientes casos:

- Niveles de falla sin la Generación Distribuida.

Para establecer los niveles de falla antes de conectar la planta, se procede a calcular los corto circuito en las diferentes barras del sistema, para ello se utiliza el siguiente diagrama unifilar de la figura 2.9, en donde se define como Barra 1, la barra de 115kV, Barra 2, la barra del circuito Agregados Livianos y la Barra 3, la barra del circuito Pitahaya, ambas a el nivel 13,8kV.

Diagrama Unifilar

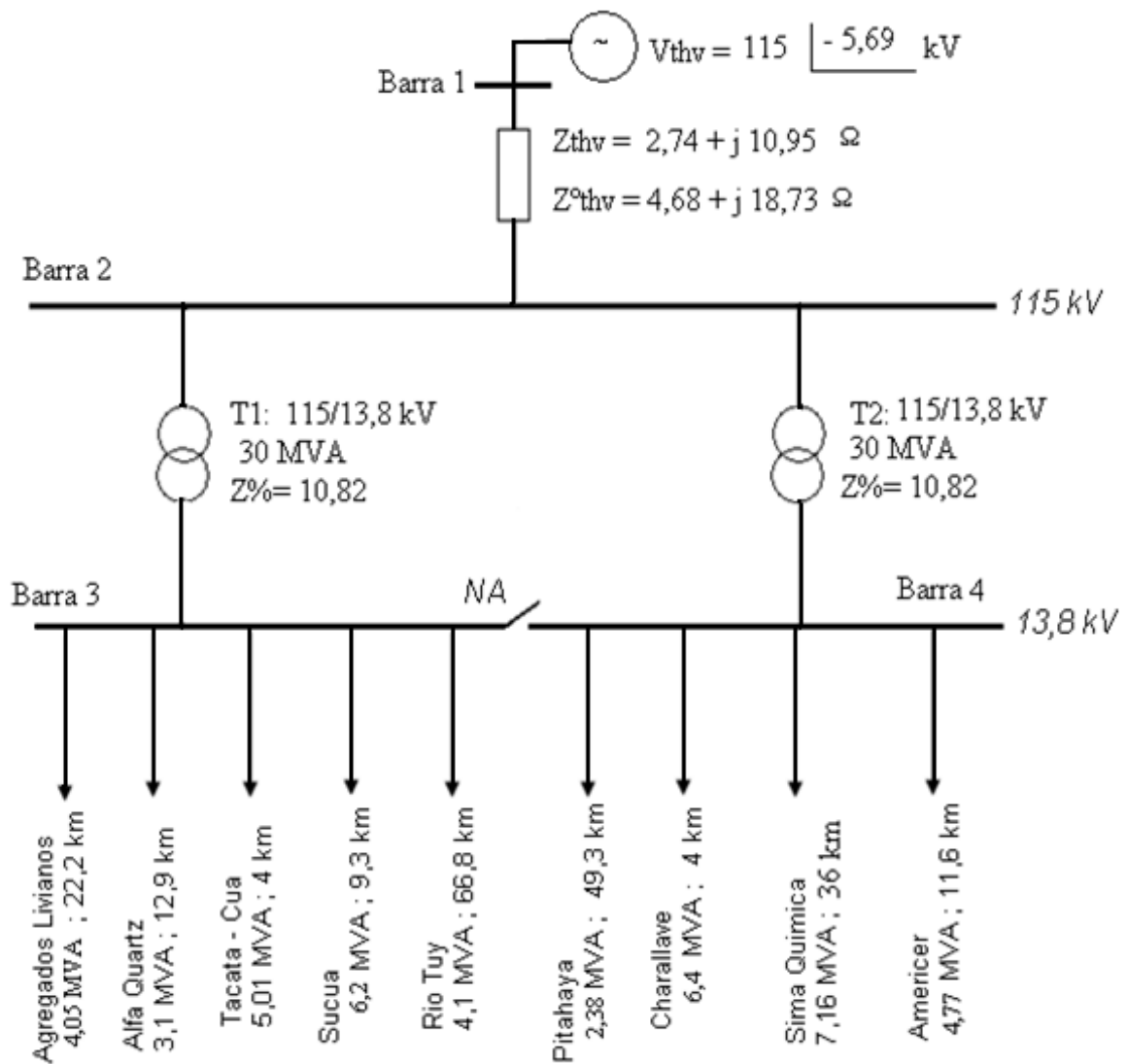


Diagrama Unifilar sin Generación Distribuida

Figura 2.5

En el siguiente cuadro se muestra los diferentes niveles de corto circuito

Barras	3 fases	Tipos de fallas	
		Línea - tierra	Línea Línea -Tierra
2	2,08 kA	2,23 kA	2,32 kA
3	7,04 kA	8,18 kA	9,61 kA
4	7,04 kA	8,18 kA	9,61 kA

Se procede igual que antes, es decir a calcular los cortos circuitos en las diferentes Barras del diagrama unifilar de la figura 2.10, en donde los resultados se muestran en el siguiente cuadro.

Barras	3 fases	Tipos de fallas	
		Línea – Tierra	Línea Línea Tierra
2	2,16 kA	2,29 kA	2,35 kA
3	7,55 kA	8,64 kA	9,95 kA
4	7,35 kA	8,46 kA	9,83 kA
5	3,43 kA	2,13 kA	1,33 kA

2.5.1.- Resultados: Estos resultados se fundamentan en la Norma IEC 6090

	Barras	3 fases	Línea - Tierra	Línea Línea Tierra
Sin la Generación Distribuida	2	2,08 kA	2,23 kA	2,32 kA
Con la Generación Distribuida	2	2,16 kA	2,29 kA	2,35 kA
Sin la Generación Distribuida	3	7,04 kA	8,18 kA	9,61 kA
Con la Generación Distribuida	3	7,55 kA	8,64 kA	9,95 kA
Sin la Generación Distribuida	4	7,04 kA	8,18 kA	9,61 kA
Con la Generación Distribuida	4	7,35 kA	8,46 kA	9,83 kA
Con la Generación Distribuida	5	3,43 kA	2,13 kA	1,33 kA

De los resultados anteriores se observa que al conectar la planta se produce un incremento en los niveles de corto circuito en los tipos de fallas especificadas.

Analizando los resultados anteriores y considerando el caso de la falla Línea a Tierra (L-T), por ser una de las más comunes, se observa que en las Barras 2 y 3, que son las barras donde se localizan los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, se produce un leve incremento en las corrientes de falla con la incorporación de la planta. Lo mismo sucede en el caso de la falla Línea Línea a Tierra (L-L-T) y en general al conectar la planta de generación se observa un aumento de la magnitud de la corriente de falla.

Como resultado del análisis del impacto de la introducción de la GD en el sistema, se puede concluir que los flujos de corriente y potencia disminuyen, ocasionando que haya una reducción en las pérdidas de la red.

Los resultados muestran que el nivel de falla aumenta, siendo la magnitud de la corriente de corto circuito mayor en la cercanía de la GD.

Analizando los resultados anteriores y considerando el caso de la falla Línea a Tierra (L-T), por ser una de las más comunes, según se muestra en el siguiente cuadro de ocurrencias de fallas para sistemas con tensiones inferiores o los 230kV:

Ocurrencias de fallas	
Tipos de fallas	probabilidad de ocurrencias
Monofásica, conductor a tierra.	70%
Entre dos fases.	15%
Entre dos fases a tierra.	10%
Trifásica.	5%

Fuente: González Longatt F. Anormalidades en los Sistemas de Potencia:
Westinghouse Electric. Transmission and Distribution Reference Book.

Se observa que en las Barras 2 y 3, que son las barras donde se localizan los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, se produce un incremento en las corrientes de falla con la incorporación de la planta.

CAPÍTULO III

SISTEMAS DE PROTECCIONES.

3.1.- Introducción a los sistemas de protección.

El Sistema de Protecciones es el conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger a un equipo o a un conjunto de equipos [2] [3]. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento del sistema eléctrico de potencia (SEP) o emitiendo una señal o ambas cosas. Bajo la perspectiva de esta definición y tratando de referirse siempre a los casos más generales, los componentes de un sistema de protecciones, tal como se muestra en la Figura 3.1, son los siguientes[6]:

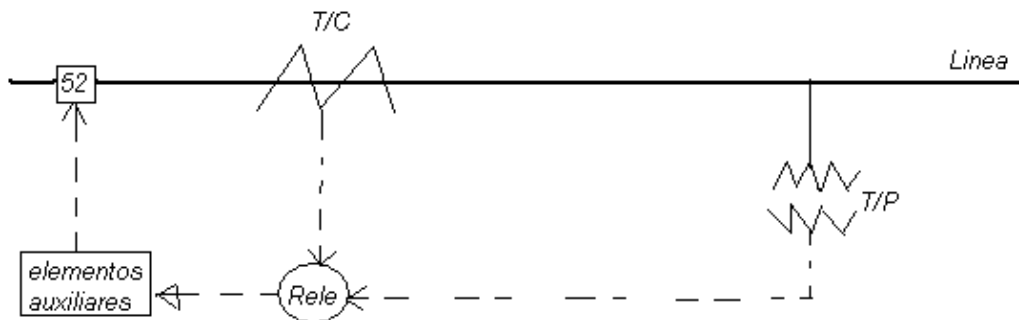


Figura 3.1.- Componentes de un Sistema de Protecciones.

3.2.- Características de un sistema de protección.

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema eléctrico de potencia tiene como objetivos [6]:

1. Detectar las fallas para aislar los equipos o instalaciones falladas tan pronto como sea posible.
2. Detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias; y de ser el caso, aislar al equipo del sistema.
3. Detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema; y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé – Interruptor.

Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias [6]:

1. Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea).

2. Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.

El Sistema de Protección está constituido por las protecciones antes mencionadas y las protecciones incorporadas en los equipos. Para cada uno de ellos se debe definir su operación, de manera de detectar las condiciones antes mencionadas, las cuales requieren de su inmediata intervención; pero, asimismo, no causando ninguna perturbación al sistema con ninguna actuación indebida durante la operación normal del sistema, bajo todas las condiciones de generación y demanda, así como en cualquier configuración posible del sistema eléctrico [7].

En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protección o como Protecciones Graduadas para detectar fallas en más de una zona de protección: Ver figura 3.2.

Las Protecciones Unitarias se caracterizan por lo siguiente [6][7]:

1. Son totalmente selectivas porque sólo detectan fallas en su zona de protección.
2. No pueden desempeñar funciones de protección de respaldo porque no son sensibles a fallas fuera de su zona de protección.
3. Operan bajo el principio diferencial calculando la diferencia entre las corrientes que entran y salen de la zona protegida, ya que esta diferencia indica que hay una corriente que fluye por una falla dentro de esta zona.

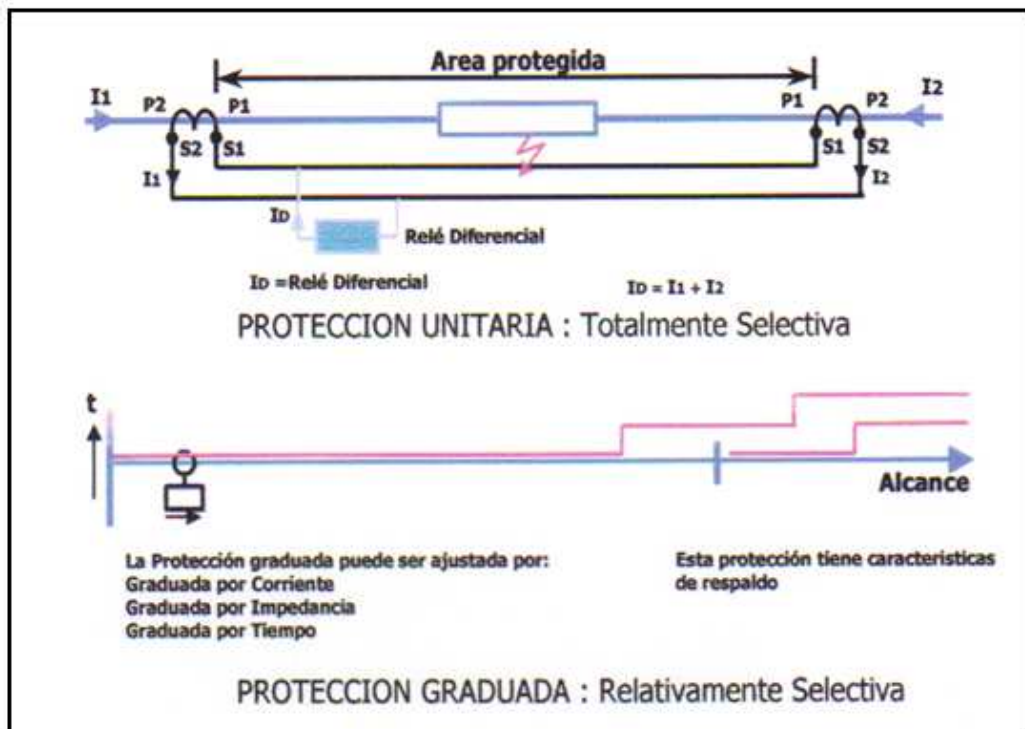


Figura 3.2 – Tipos de Protección.

Fuente: Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN Criterios de Ajustes.

Las Protecciones Graduadas se caracterizan por lo siguiente [6]:

1. Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de una zona de protección.
2. Desempeñan funciones de protección de respaldo porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.
3. Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, etc., cuya graduación es establecer el tiempo de respuesta.

3.3.- Alcance de los criterios de ajuste y coordinación de la Protección.

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; y además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas [7].

3.3.1.- Ajuste de la protección.

Ajustar la protección significa definir los límites o umbrales de su característica de operación para detectar las fallas, las condiciones anormales del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos. Es decir, ajustar la protección es definir los umbrales de las señales de entrada (o de un algoritmo de ellas), los cuales determinarán la operación de la protección.

El ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, en todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes [6] [7].

3.3.2.- Coordinación de la protección.

Coordinar las protecciones de un sistema eléctrico significa, escoger las variables tensiones, corrientes entre otras y los tiempos de respuesta de cada elemento de protección, de tal forma que sean menores cuanto más próximos están al receptor de energía eléctrica.

Cuando se habla de coordinación generalmente se hace referencia a un dispositivo protector y a un dispositivo protegido [6]. Cuando la coordinación es correcta, el primero tiene que actuar antes que el segundo. Para lograr esto, se recurre a las curvas características de tiempo-corriente para “escalonar” dichas curvas y coordinar adecuadamente los dispositivos de protección [7]. Esto implica que el dispositivo protegido debe de ser capaz de llevar la corriente de plena carga del sistema que protege y tener una curva cuyo tiempo de reacción sea mayor que la del dispositivo protector para así garantizar que el segundo actuará primero.

Normalmente se utiliza un factor de 1.25 (25%) para escalonar, en tiempo, las curvas apropiadas de ambos dispositivos de protección. Este 25% toma en cuenta la dispersión de las corrientes de respuesta de los dispositivos de protección. En el caso de los fusibles, por ejemplo, el tiempo mínimo de fusión (Minimum melting time) del fusible protegido debe ser al menos 25% mayor que el tiempo máximo de despeje de falla (Maximum clearing time) del fusible protector asegurando de esta forma que el segundo actuará antes que el primero [6][7].

La coordinación del dispositivo de protección situado justo antes del equipo que protege (transformador, motor, cables, etc.) se hace sobre la base de la curva de daño de este equipo que está siendo protegido. La curva de daño del equipo es, graficada en papel con escalas logarítmicas y relaciona el tiempo con la corriente que dañarían al equipo a causa de la energía asociada a la corriente (efecto Joule, I^2t) [7].

3.3.3.- Criterios de ajuste y coordinación de la protección.

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección [6][7] se debe considerar lo siguiente:

1. Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos; y en consecuencia, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones para este ajuste.
2. Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo a lo establecido en el presente documento.
3. Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas de acuerdo a los criterios de cada proyecto y siguiendo las recomendaciones de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías proporcionadas por éstos.

En términos generales se puede establecer la siguiente lógica de disparo de las protecciones [7]:

1. Al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.
2. Al ocurrir una falla en una zona de superposición deben operar todos los interruptores de ambas zonas.
3. La protección de respaldo remoto debe encontrarse en una estación diferente o distante.
4. El respaldo aplica únicamente para la falla de cortocircuito.
5. En todo caso se considerara un solo respaldo, es decir el respaldo siempre operara oportunamente para respaldar a la protección primaria que falló.

3.4.- Principios generales para el ajuste y la coordinación de la protección.

3.4.1.- Sensibilidad y velocidad.

Se debe definir la operación de los relés de protección para detectar las fallas, el funcionamiento anormal del sistema y las condiciones indeseadas de los equipos.

El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características [7]:

1. Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que éstas sean.
2. Velocidad para detectar estas condiciones lo más rápido posible.

En una protección unitaria que comprende solo una zona de protección, la sensibilidad debe como límite distinguir la operación normal de la condición de falla. En cambio, en una protección graduada que alcanza más de una zona, la sensibilidad tiene como límite o meta detectar las fallas con la mínima corriente de falla, la cual se produce con la mínima generación en el extremo de las zonas vecinas a la zona protegida.

La velocidad de una protección está ligada al tiempo de operación de los siguientes componentes:

1. El tiempo de operación del Relé. Cuando se aplica un esquema de tele protección se debe agregar el tiempo de transmisión de las señales.
2. El tiempo de operación del Interruptor que varía entre dos y cuatro ciclos, según el nivel de tensión.

El criterio antes mencionado es aplicable a la protección primaria que debe actuar sin ninguna temporización [6][7].

Es una buena práctica generalizada utilizar 0,5s en los diseños de seguridad de las puestas a tierra; y de otra parte, es también una práctica aplicar este mismo tiempo como límite de exigencia por cortocircuito a los equipos, con la finalidad de cuidar su vida útil. Por esta razón, es recomendable limitar los tiempos de extinción de las falla por parte de las protecciones a 30 ciclos 0,5s. Se debe notar que este tiempo incluye la apertura del interruptor [7].

3.4.2 Selectividad de la protección.

La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección; pero, también requiere una actuación debidamente coordinada.

La función objetivo del ajuste y la coordinación de la protección será la total selectividad con la máxima sensibilidad y la máxima velocidad. Sin embargo, en la realidad estas características no pueden ser todas maximizadas de manera independiente, ya que están relacionadas entre sí. Cuando se incrementa una de ellas lo más probable es que se disminuya las otras dos [6][7].

3.4.3.- Fiabilidad y seguridad de la protección

Con la finalidad de asegurar una buena fiabilidad de la protección, se recomienda que la protección principal sea redundante; es decir, se debe tener dos relés de protección físicamente diferentes (protección primaria y secundaria), los cuales deben operar de manera independiente uno del otro y contar con baterías de alimentación diferentes. Estas protecciones actuarán en paralelo; es decir, cualquiera de ellas efectuará la acción de disparo de los interruptores [6][7].

3.5.- Objetivos del ajuste y la coordinación de la protección.

El ajuste y la coordinación de la protección tienen por objetivo asegurar que se cuenta con un sistema de protección principal y de respaldo que funciona de la siguiente manera [6][7]:

1. La protección principal debe proteger totalmente el sistema eléctrico y eliminar cualquier falla en un tiempo máximo de 100 ms. Este tiempo equivale a una protección de 2 ciclos y un interruptor de 4 ciclos.

2. La protección de respaldo de la protección principal está constituida por relés físicamente diferentes a los de la protección principal. La protección de respaldo debe proteger totalmente el sistema y eliminar cualquier tipo de falla en un tiempo máximo de 500 ms.

3.6.- Proceso de ajuste y coordinación de la protección

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que comprende la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que muchas veces es

necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final. En la figura 3.3 se muestra una esquematización simplificada del proceso [6][7]. Para el ajuste de la protección se requiere determinar previamente todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales determinan el límite de la no actuación de la protección.

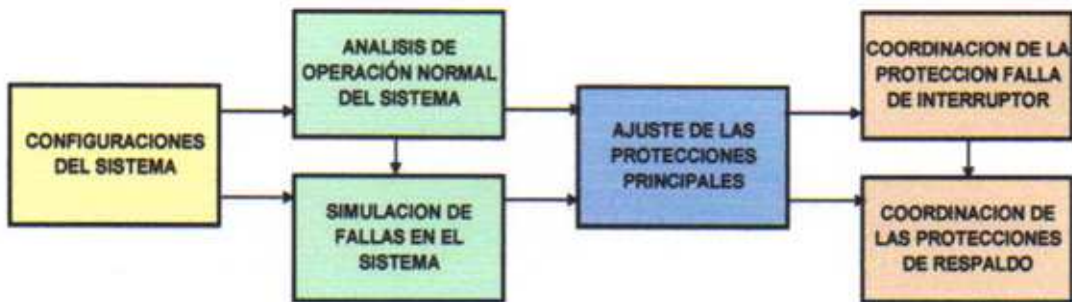


Figura 3.3.- Proceso de Ajuste y Coordinación de Protecciones

1. Configuraciones del sistema eléctrico.

Las configuraciones deben servir para analizar todas las posibilidades de conexiones del sistema eléctrico, las cuales pueden causar que se tenga distintas impedancias de la red como son: los anillos abiertos, las líneas paralelas, los transformadores en derivación, etc.

2. Análisis de la operación del sistema.

El análisis de la operación del sistema eléctrico tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla que deben servir para ajustar los relés y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección.

3. Simulación de fallas.

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla.

3.7.- Equipos y dispositivos de Protección

Se define los equipos y/o dispositivos de protección que se encuentran presentes en la red de distribución para así entender de manera clara su funcionamiento y su papel como elemento de protección.

3.7.1- Relé de Sobrecorriente.

“El uso de relés de sobrecorrientes no direccionales es muy extendido en las subestaciones de distribución como protección de alimentadores así como protección de respaldo para bancos de transformación [7].

Existen en el mercado diferentes tipos de relé de sobrecorriente, pudiéndose clasificar los mismos de acuerdo al tipo de tecnología o al tipo de característica tiempo-corriente. Según el tipo de característica tiempo-corriente empleada, se pueden clasificar en:

- a) Tiempo definido: Este tipo de curva puede aplicarse donde no hay necesidad de coordinar con otros dispositivos, y donde la corriente de cortocircuito no varía para condiciones de generación máxima y mínima ni para ubicaciones locales y remotas de la falla. En este caso el tiempo de operación del relé no cambia con la magnitud de la corriente de falla.
- b) Tiempo moderadamente inverso: Su aplicación para circuitos es mínima y solamente se usa como protección de respaldo de bancos de transformación. En este caso el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.
- c) Tiempo inverso: Se usan donde hay grandes variaciones en la corriente de falla por cambios en la generación o conexión y desconexión de líneas. Al igual que el caso anterior, el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.
- d) Tiempo muy inverso: Pueden utilizarse para coordinar con fusibles. Su utilización es conveniente donde existan variaciones pequeñas de corriente de falla y se requiera un tiempo rápido de despeje, en caso de falla cercana. Igualmente en este caso, el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

e) Tiempo extremadamente inverso. Es el que mejor coordina con fusibles y reconectadores del mismo circuito, como podrá observarse en la coordinación de los dispositivos de protección.

Un ejemplo de este tipo es el relé electromecánico CDG 64, el cual se utiliza en los circuitos de distribución de CADAFE [9].

El CDG es un relé AC de sobrecorriente con retardo de tiempo para la protección de sistemas de distribución contra fallas de sobrecorriente tanto de fase como de tierra.

Los rangos de ajuste de tap y dial disponibles para los relés de fase y tierra CDG64, se muestran en la siguiente tabla:

Relé de fase	Tap	2.5	3	3.75	5	6	7.5	10
	Dial	0.1 - 0.2 - 0.4 - 0.5 - 0.6 - 0.7 - 0.8 - 0.9 - 1						
Relé de Tierra	Tap	1	1.2	1.5	2	2.4	3	4
	Dial	0.1 - 0.2 - 0.4 - 0.5 - 0.6 - 0.7 - 0.8 - 0.9 - 1						

Tabla 3.1. Rangos de ajuste del tap y dial del relé

La calidad de ajuste de un relé de sobre corriente se debe a la relación de transformación del transformador de corriente (TC), el cual debe cumplir con los siguientes:

- El rango primario del TC debe exceder la capacidad nominal de la línea en un 200% con el objeto de no dañar dicho TC por sobrecarga.
- La relación de transformación del TC no excederá la capacidad térmica de los dispositivos conectados del lado de baja.
- Usualmente el fabricante diseña los TC para responder a un error definido a un valor de veinte veces su corriente nominal primaria (Norma ANSI), condicionado esto a la carga conectada en su secundario y a su clase de precisión. Con el fin de evitar saturación ante corriente de falla elevada, es recomendable utilizar en el TC la toma de relación más altas posibles. La saturación es variable en el caso de que la relación en el secundario cambie.

[2]

- El esquema usado actualmente en la S/E Charallave como protección de cada circuito en 13.8kV, consta de un disyuntor y de una protección de sobrecorriente con característica de tiempo extremadamente inversa, la cual está formada por dos unidades conectadas en las fases R y T que también tienen elementos instantáneos y una unidad conectada en el circuito del neutro (N) para fallas a tierra que igualmente incluye un elemento instantáneo.

La protección por norma de CADAFE cumple con los siguientes requerimientos:

- Las unidades son extraíbles por separados.
- Permite efectuar pruebas en los relés, sin necesidad de extraer el mismo de su caja, mediante la inserción de un peine de prueba (“test plug”).
- Al momento de extraer cualquier unidad, deben producirse los cortocircuitos necesarios para evitar dejar los secundarios de los transformadores de corrientes en circuito abierto.
- Al efectuar pruebas sobre el relé, debe existir la posibilidad de bloquear el disparo. [9].

3.7.2.- Disyuntor o Interruptor de potencia.

Un disyuntor o interruptor de potencia es un dispositivo cuya función consiste en interrumpir o restablecer la continuidad de corriente en un circuito.

Está diseñado para conducir altas corrientes, interrumpir en condiciones seguras las corrientes de falla y soportar los esfuerzos electrodinámicos producidos por éstas. [7]

Los diferentes tipos de interruptores que existen de acuerdo al medio de extinción del arco son:

- Soplado Magnético.
- Gran volumen de aceite.
- Pequeño volumen de aceite.
- Aire Comprimido.
- Hexafluoruro de Azufre (SF₆)

Los interruptores utilizados en la Generación Distribuida Cantarrana son los interruptores HORIZON, interruptores, tipo exterior, comprende un tanque de aluminio sellado incorporando los tres interruptores de fase y el módulo del actuador, el tanque es llenado con gas Hexafluoruro de Azufre SF₆, a una presión positiva con relación a la presión atmosférica.

El gabinete de control está montado bajo el tanque del interruptor. Este contiene los controles de operación local y el cableado de control. Donde sea aplicable, un módulo de control y/o una fuente de voltaje pueden ser incluidos junto con relés de control y protección.

Los interruptores son montados sobre una moldura soporte trifásica. Este soporte provee todas las fijaciones para los componentes mecánicos y provee aislamiento entre fases y a tierra. Los bujes que contienen los resortes de los contactos guían los contactos móviles en el interruptor. Estos resortes retienen los contactos unidos en la condición cerrada y sirven para acelerar la apertura de los contactos cuando el interruptor se dispara. Los bujes y los resortes son impulsados por el accionamiento trifásico aislado, que pivota sobre los rodamientos localizados en la moldura soporte. En posición cerrado una cantidad pequeña sobresale en el extremo del mecanismo de accionamiento para permitir chequear el desgaste de los contactos.

Los resortes de apertura están localizados entre la moldura soporte y el accionamiento, y un resorte adicional está localizado sobre el eje del actuador, dando fuerza adicional para la apertura del interruptor. El mecanismo de apertura es del tipo Actuador Magnético.

3.8.- Criterios para los relés de fase.

- ✓ Unidad temporizada.

La unidad de tiempo inverso de los relés de sobrecorriente de fase tiene dos ajustes: La corriente mínima de operación (TAP) y el Dial de la curva de tiempo (TDS).[3].

La corriente mínima de operación debe ser escogida de modo tal que el relé no opere para una corriente primaria inferior a 1.5 veces la corriente máxima de carga en

el circuito protegido; con esto se evitan operaciones innecesarias del interruptor. Este criterio puede expresarse como sigue:

$$TAP > 1.5 \frac{I_{\text{carga máxima}}}{RTC}$$

Donde RTC es la relación de transformación del transformador de corriente.

El dial de ajuste de tiempo debe ser tal que la característica de operación permita coordinación con los otros dispositivos de protección y que además sirva como respaldo efectivo de estas protecciones.

En algunos casos puede utilizarse la corriente mínima de operación para obligar a que el relé sea capaz de detectar la corriente de falla mínima en el extremo más remoto del circuito troncal, asegurando así respaldo total sobre las protecciones intermedias y fijándose de este modo un límite superior para el TAP, esto puede expresarse como:

$$1,2 \frac{I_{\text{carga máxima}}}{RTC} < TAP < \frac{I_{\text{falla mínima en el extremo remoto}}}{RTC}$$

✓ Unidad instantánea

El ajuste de la unidad instantánea debe ser tal que el relé no opere para la corriente transitoria. Además, esta unidad no debe detectar fallas que otros equipos aguas abajo puedan detectar, ya que no será posible la coordinación en tiempo.

Cuando el relé de sobrecorriente sea utilizado en alimentadores largos, la corriente de ajuste del instantáneo puede escogerse para que el mismo vea fallas hasta un 80% del tramo del circuito que va desde el punto donde se encuentra el relé hasta el punto donde se encuentra el próximo dispositivo de protección". [3]

3.9.- Criterios para los relés de tierra.

El valor mínimo de operación de los relés de tierra debe ser tal que no opere para la corriente residual producida por el máximo desbalance en el sistema. Existe un criterio que impone un ajuste del 20% de la corriente normal de carga del circuito, es decir:

$$\text{TAP} > 0.2 \frac{I_{\text{carga}}}{\text{RTC}}$$

Estos relés se ajustan hasta el mínimo permisible por el desbalance de modo que su sensibilidad sea tal que se detecten fallas de alta impedancia hasta donde sea posible. En el caso de circuitos largos la única manera de asegurar el despeje de fallas es con una impedancia a tierra.

El ajuste del dial de tiempo debe ser tal que la característica permita coordinación con otros dispositivos de protección. La unidad instantánea debe ajustarse con un criterio similar al que se tomó para los relés de fases. [3].

4.- Criterios de ajustes para los relés según Normas CADAFE.

El ajuste de los relés de fase obedecerá a los siguientes criterios:

- El ajuste del TAP deberá ser al menos un 20% mayor que la mayor carga de operación, o deberá ser ajustado a la capacidad del circuito.
- La combinación del ajuste corriente y ajuste de tiempo deberá ser tal que una corriente de arranque en frío de 300% de la carga máxima durante 2 seg. no ocasione la operación del relé.
- La unidad instantánea de fase deberá tener un ajuste no menor a la máxima cresta de la corriente de arranque en frío, la cual se asumirá igual al 400% del valor máximo de la corriente de carga.
- Se recomienda colocar el ajuste del relé para protección de fallas a tierra al 24% de la corriente de carga máxima en las fases, a menos que por razones de coordinación se deba ajustar a un nivel menor.
- La unidad instantánea de tierra no deberá ser ajustada a un valor menor del 200% de la corriente máxima de carga. [9].

En el marco de este análisis, la coordinación entre los diferentes dispositivos destinados a la protección de zonas y componentes específicos garantizan en todos los casos la seguridad de la instalación y de las personas; identificar y aislar la zona donde ha ocurrido el problema; reducir los efectos de la falla en las partes indemnes de la instalación; reducir el esfuerzo de los componentes y los daños en la zona afectada; garantizar la continuidad del servicio.

CAPÍTULO IV

ESQUEMAS DE PROTECCIONES.

4.1.- Descripción de la Sub estación.

En esta sección se analiza dos tipos de circuitos; el esquema unifilar suministrado por la empresa CADAFE y el esquema unifilar propuesto en este trabajo, en cada caso se estudiara sin la Generación Distribuida y con la Generación Distribuida.

- ❖ Circuito suministrado por la empresa CADAFE sin la Planta

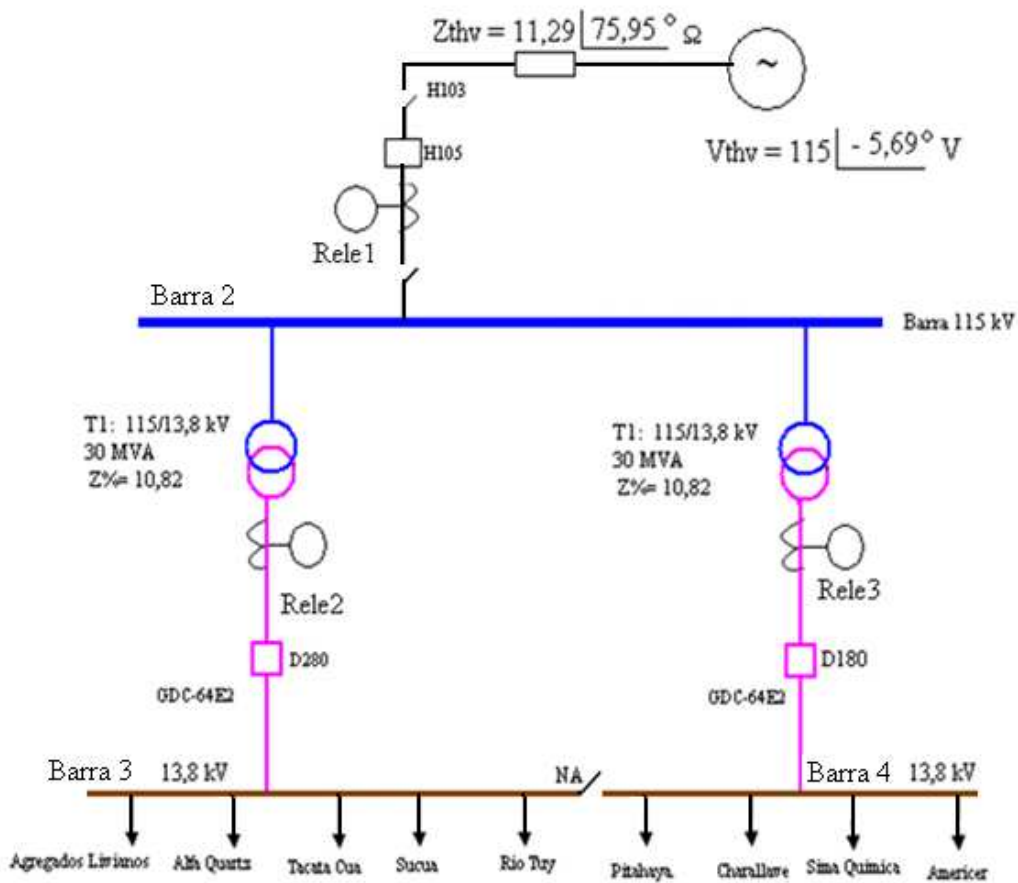


Figura 4.1 esquema unifilar de la S/E Charallave.

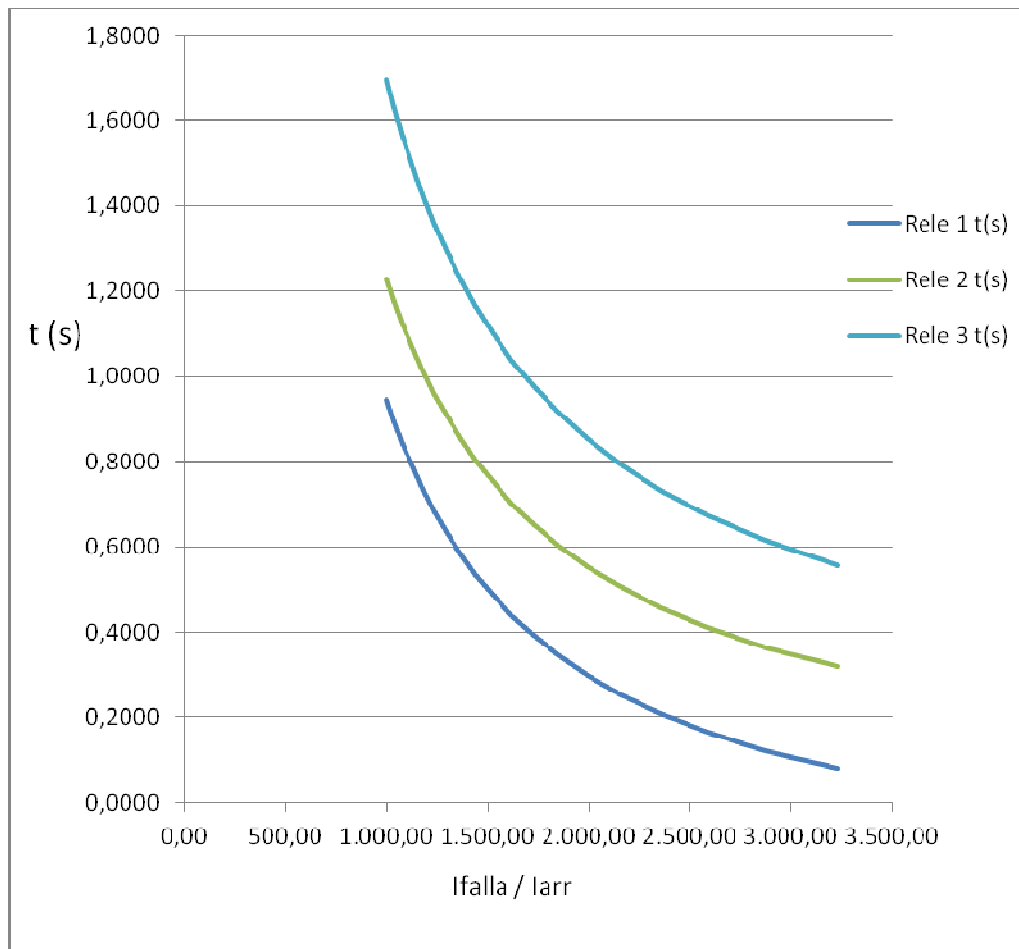
En la figura 4.1 se representa el esquema unifilar de la S/E Charallave, información suministrada por la empresa CADAPE, la cual es alimentada por una línea de 115 kV, en la llegada de la línea se observan seccionadores denominado H-103 y luego una protección (disyuntor con relé CDG64E1). El disyuntor es de bajo volumen de aceite y se denomina H-105. Después se encuentra presente una única barra principal que es común para los dos transformadores de potencia. Hacia el pósito de 13,8 kV se encuentran los transformador de potencia de 30MVA de relación 115kV/13,8 kV y luego los disyuntor principal de la barra D-280 y D-180.

El relé de sobre corriente de los transformadores se encuentra ubicado en el lado de baja tensión de él (13.8kV).

Relación de los T.C	Modelo del Relé	Ajuste del Fase	TAP Neutro	Ajuste del DIAL
400/5	CDG64	3.75	1	0.3

Tabla 4.1. Ajuste del relé de sobrecorriente del interruptor principal de 13,8kV.

Con esta información suministrada por la empresa CADAPE, se obtiene la grafica 4.1 de coordinación.



Gráfica 4.1 Coordinación Relé de sobrecorriente CDG64.

❖ Diagrama Unifilar propuesto sin la Planta

A continuación se muestra el diagrama unifilar propuesto, el mismo se compone de cinco (5) relé asociado con su interruptor, es decir se le agregaron dos relé (el N° 2 y el N° 4).

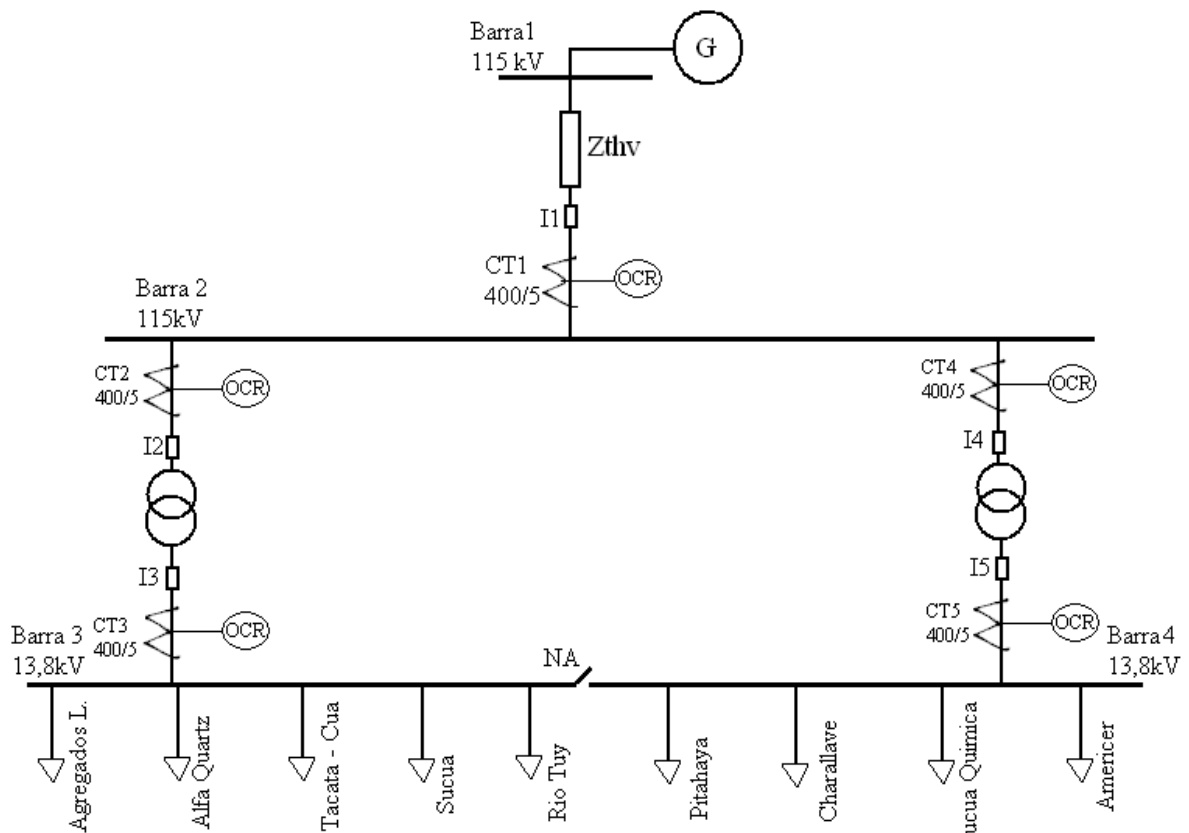


Figura 4.2 esquema unifilar de la S/E Charallave (propuesta).

Para determinar los TC'S, es necesario conocer los niveles de corto circuito en las barras 115 kV y 13,8 kV, los cuales se muestran a continuación:

Nivel de corto circuito 3Ø en 115 kV : 6.470,13 A ; $S_{cc} = 1.288,76$ MVA.

Nivel de corto circuito 3Ø en 13,8 kV 7.040 A ; $S_{cc} = 168,27$ MVA.

Datos del transformador:

$S = 30$ MVA; V Primario = 115 kV ; V Secundario = 13,8 kV

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

$$I \text{ Primario} = \frac{30\text{MVA}}{1,73 * 115\text{kV}} = 150,61 \text{ A}; \text{ Secundario} = \frac{30 \text{ MVA}}{1,73 * 13,8 \text{ kV}} = 1.255,11 \text{ A.}$$

De acuerdo con la norma ANSI C57.13, para seleccionar un transformador de corriente se debe definir las condiciones que éste debe cumplir para desempeñar con seguridad las funciones de protección del transformador. La clase de protección se asocia a una carga de norma y se define como la tensión en voltios que aparece en las terminales del secundario cuando circula por la carga una corriente igual a 20 veces la corriente nominal sin introducir un error mayor del 10%. Para transformadores con una corriente nominal de 5 amperios, la clase de protección se define para una corriente secundaria de 100 amperios.

Corriente secundaria a 100 amperios, 60 Clases de precisión para Protección Norma ANSI C57.13.			
Clase de Protección	Carga	Impedancia	Tensión Vs
C-10	B 0.1	0,1 ohmios	10 voltios
C-20	B 0.2	0,2 ohmios	20 voltios
C-50	B 0.5	0,5 ohmios	50 voltios
C-100	B 1.0	1,0 ohmios	100 voltios
C-200	B 2.0	2,0 ohmios	200 voltios
C-400	B 4.0	4,0 ohmios	400 voltios
C-500	B 8.0	8,0 ohmios	800 voltios

Tabla 4.2. Clases de transformadores de corriente.

De acuerdo con la tabla anterior se elige la clase C-10, el cual posee una impedancia de 0.1 ohmio y soporta una tensión de 10 voltios. Debido a que los relés de protección multifuncional tienen un burden alrededor de los 0.05 Ohmios.

La relación de transformación (RCT) para los CT's se define por:

$RCT \times 20 \text{ veces} \times I \text{ Nominal del secundario de los CT'S} \geq I \text{ falla Máxima o Corto Circuito}$; $RCT \times 20 \times 5 \geq I \text{ falla o de CC}$; $RCT \times 100 \geq 6.470,13 \text{ A}$.

$RCT \geq 64,7013 \text{ A}$. Por lo tanto se tiene: $64,7013 \times 5 = 323,51$.

Tomando esta relación vemos en la siguiente tabla el valor inmediato superior que es de 400:5. Para asegurar que no se saturan los CT's se toma el valor de 400:5.

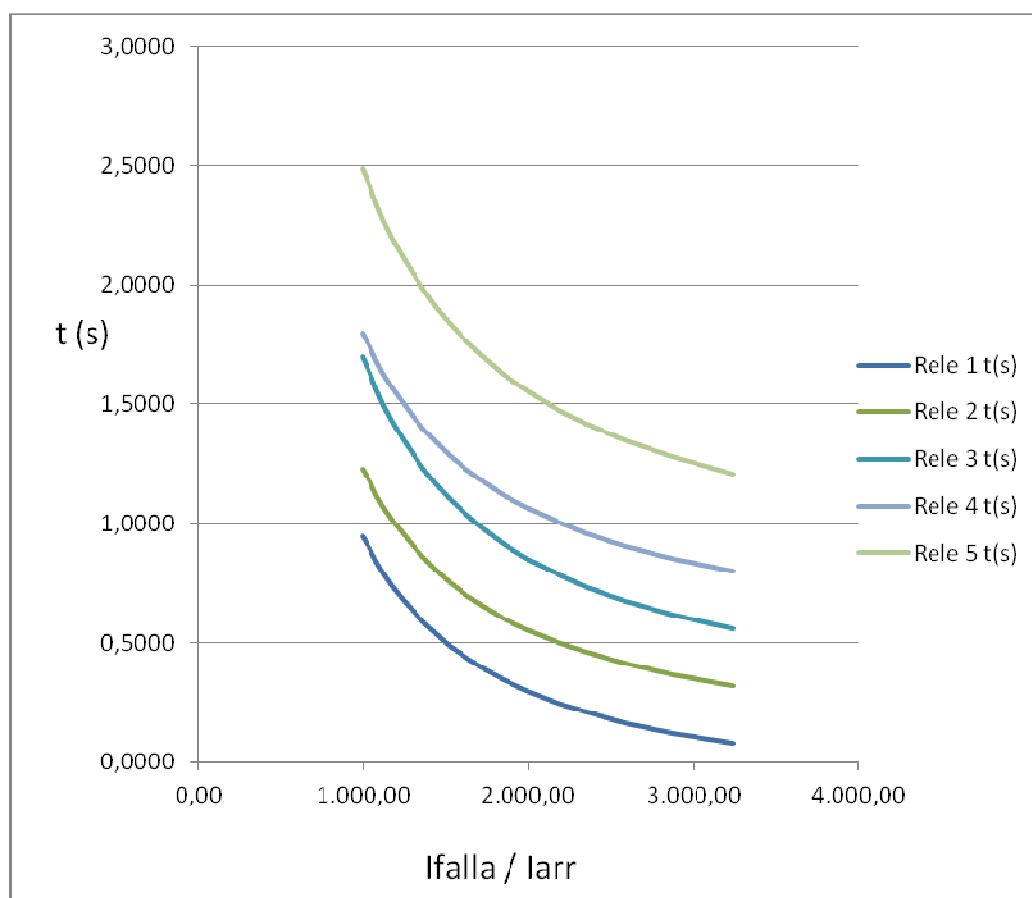
Relación de Transformadores de Corriente				
5:5	40:5	250:5	800:5	2400:5
10:5	50:5	300:5	1000:5	2500:5
20:5	75:5	400:5	1500:5	3000:5
25:5	150:5	500:5	1600:5	3200:5
30:5	200:5	600:5	2000:5	3500:5

Tabla 4.3. Relación de los CT's

De la misma forma se calcula los CT's de protección para el lado de 13,8 kV.

$$RCT \times 20 \times 5 \geq I_{\text{falla}} \text{ ó de CC}; \quad RCT \times 100 \geq 7.040 \text{ A.}$$

$RCT \geq 70,40$ por lo tanto $70,40 \times 5 = 352$. Tomando esta relación, vemos en la tabla anterior y se selecciona el transformador con la relación 400:5.



Grafica 4.2 Coordinación (propuesta) Relé de sobrecorriente CDG64.

Vistos los resultados de la grafica de coordinación 4.2, se procederá en la sección siguiente al ajuste de los relés.

4.2.- Cálculos de las protecciones contra las sobre cargas.

Al introducir la Generación Distribuida en los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, se puede presentar la situación de que el esquema de protecciones presente operaciones no deseadas, tales como la pérdida de la sensibilidad, falla del esquema de los interruptores, reducción del alcance potencial de cortocircuito, disparos incorrectos entre otros, por lo que se hace necesario redimensionar los esquemas de protecciones.

Para dimensionar las protecciones contra las sobre cargas es necesario seguir las siguientes pautas de cálculos [8]:

- Primeramente se calcula la corriente de carga máxima (la corriente de funcionamiento) del interruptor.
- Seguidamente se calcula la corriente de arranque de cada interruptor (normalmente será de entre un 10% o un 15% más elevada que la corriente de carga).

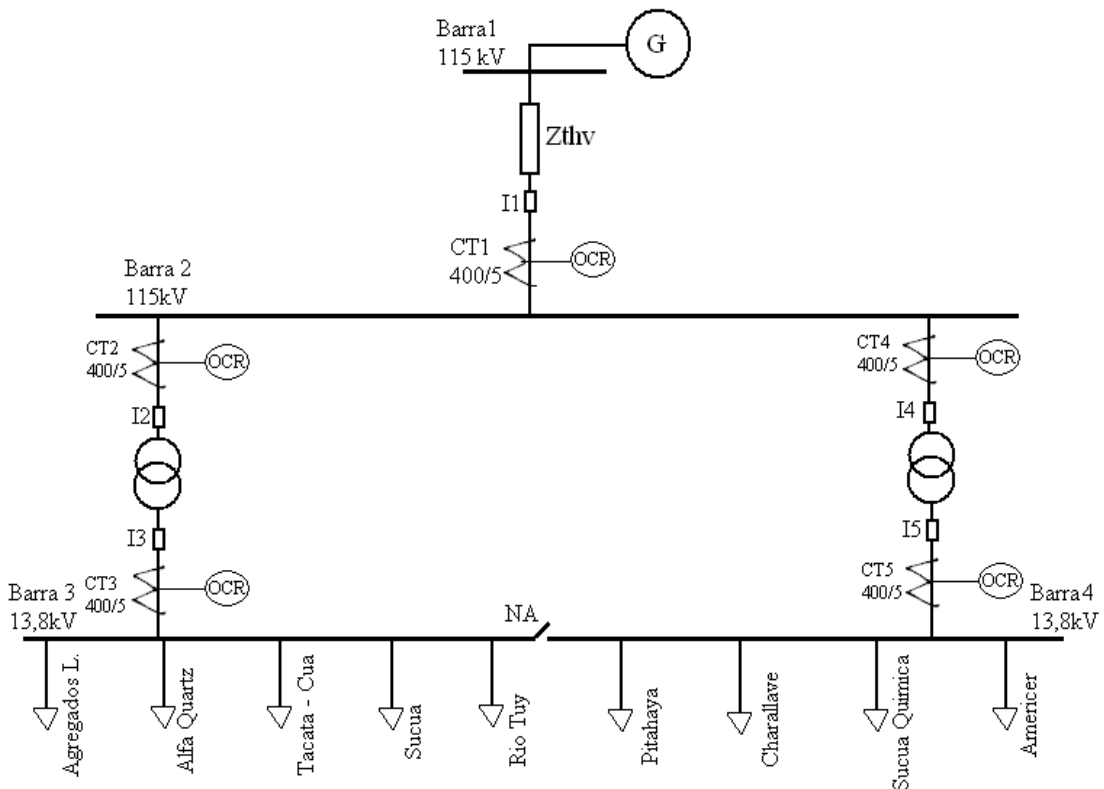


Figura 4.3- Diagrama unifilar sin la Generación Distribuida

➤ Corriente de carga.

Para calcular la corriente de carga se utiliza la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n}$$

Relé	Corriente de carga (A)
1	150,61
2	150,61
3	1.255,11
4	150,61
5	1.255,11

➤ Corriente de arranque.

$$I_{arranque} = k I_{carga}$$

El arranque debe ser mayor a la I_{carga} por un factor k que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, las corrientes de energización y el error de medida.

El rango de valores de k es $1.0 < k \leq 2.0$. Un valor típico es 1,5.

Relé	Corriente de arranque (A)
1	225,915
2	225,915
3	1.882,665
4	225,915
5	1.882,665

Para determinar los ajustes que ofrezca una correcta coordinación, empezamos a analizar el sistema desde el lugar más alejado de la fuente, es decir, para los relés 3 y 5.

En este caso los relés 3 y 5 debe proteger la barra 3 y 4 (barra de 13,8kV) de la que se sabe manejan una carga de 1.255,11 Amperios. Entonces inicialmente ajustamos la corriente de disparo con un margen del 10 %, es decir: 1.380,62 Amperios. Con el ajuste de corriente y los valores de corriente de falla calculamos el dial (TMS) a ajustar de acuerdo con los tiempos de operación deseados, despejándolo de la ecuación de la curva utilizada. Se utilizan las curvas de tiempo normal inverso para todos los relés.

$$t = \text{TMS} \frac{0,14}{(I/I_p)^{0,02} - 1} \quad \text{TMS} = t \frac{(I/I_p)^{0,02} - 1}{0,14}$$

I = Corriente de cortocircuito.

I_p = Corriente de arranque o de disparo.

t = 0,2 s.

TMS = dial.

Se debe garantizar que para cualquier falla en el sitio de ubicación del relé, es decir en la barra 3 y 4, la falla es despejada en el tiempo más rápido para la falla máxima, supongamos un tiempo de 0.2 segundos. Esta falla corresponde a 4.333,55 Amperios, por lo tanto, $I/I_p = 4.333,55/1380,62 = 3,14$.

De donde se puede obtener el dial a ajustar y el tiempo de operación al sustituir en las ecuaciones anteriores:

$$\text{TMS} = 0,2 \frac{3,14^{0,02} - 1}{0,14} = 0,03$$

El valor a ajustar el dial es de 0,03 y luego verificamos que el tiempo de operación (top) para la I máxima sea el deseado (0,2 s).

$$\text{top} = 0,03 \frac{0,14}{3,14^{0,02} - 1} = 0,2 \text{ s}$$

Finalmente se refiere el ajuste de la corriente de disparo (1.380,62 A) en amperios secundarios, sabiendo que el RCT es de 400/5, entonces el ajuste del Tap será: Tap = 1.380,62 A en amperios primarios.

Tap = 1.380,62/ 80 = 17 A en ajuste directo.

A continuación se realizan los cálculos para los relé 2, 4 y 1 en la barra 2 (barra de 115kV), que manejan una carga de 150,61 Amperios. Considerando un margen del 10%, el ajuste de corriente de disparo sería de $1,1*150,61 = 165,67\text{A}$.

Sabiendo que las corrientes de fallas en la ubicación del relé son de 6.468,98 A, se debe garantizar que el tiempo máximo de operación sea de 0.2 s, para lo cual calculamos el dial con $I/I_p = 6.468,98/165,67 = 39,05$

$$TMS = 0,2 \frac{39,05^{0,02} - 1}{0,14} = 0,11$$

Seleccionamos un dial de 0,1, se verifica el tiempo de operación con este dial para las corrientes máximas sea el deseado (0,2 s).

$$top = 0,1 \frac{0,14}{39,05^{0,02} - 1} = 0,2 \text{ s}$$

Después de esto se calculan los tiempos de operación para fallas en el extremo remoto, es decir en la barra 3 y barra 4; y se verifican que estos tiempos coordinen con los relé en 3 y 5, es decir, que los tiempos de operación sean de al menos $Tremoto1 = top + T_{coordinación} = 0,2 \text{ s} + 0,2 \text{ s} = 0,4 \text{ s}$, para lo cual calculamos $I/Ip = 4.333,55/165,67 = 26,16$.

$$Tremoto = 0,2 \frac{0,14}{26,16^{0,02} - 1} = 0,41 \text{ s} \approx 0,4 \text{ s}.$$

Finalmente referimos el ajuste de la corriente de disparo (165,67 A) en amperios secundarios sabiendo que los RTC son de 400/5, entonces el ajuste del Tap será: Tap = 165,67 A en amperios primarios

$$Tap = 165,67/80 = 2 \text{ A en ajuste directo.}$$

Por último seguimos con los cálculos para los relés 2, 4 y 1 (barra 115), en donde se calculan los tiempos de operaciones para fallas en los extremos remotos, es decir la barra 2 (115kV) y se verifica que estos tiempos coordinen con los relés 3 y 5, es decir, que los tiempos de operación sean de al menos :

$$Tremoto2 = top + T_{coordinación} = 0,2 \text{ s} + 0,2 \text{ s} = 0,4 \text{ s}$$

$$Tremoto2 = 0,2 \frac{0,14}{26,16^{0,02} - 1} = 0,41 \text{ s} \approx 0,4 \text{ s}.$$

4.2.1.- Cálculos de las protecciones contra corto circuito.

Para calcular la capacidad de interrupción de los elementos de protección se necesitan las impedancias de Thevenin entre el nodo que corresponde a dicha subestación, recordando que en estudios de corto circuito se acostumbra suponer que antes de la falla el sistema opera en condiciones balanceadas y, por tanto, solamente se presentan corrientes y voltajes en la red de secuencia positiva [8].

Para determinar las impedancias de Thevenin Z_{th}^0 y Z_{th}^+ la empresa electrificadora (CADAFE) suministra la potencia de corto circuito monofásica $MVA_{1\phi}$ y trifásica $MVA_{3\phi}$ en una subestación dada, en el caso de estudio esta subestación se refiere a la subestación Charallave, el cual será la potencia total que suministra el sistema para una falla en dichas subestación, a partir de las cuales se pueden obtener la tensión de Thevenin y calcular dichas impedancias.

El método IEC (Norma 60909) define un procedimiento que utiliza las componentes simétricas, se aplica a redes eléctricas con tensión de servicio que sea inferior a 230 kV.

Según la norma, la corriente de corto circuito trifásico se calcula con la siguiente ecuación:

$$I''_k = C \frac{V_n}{\sqrt{3} |Z_k|}$$

Donde C es un factor de tensión que considera las variaciones de tensión, los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores y los cambios subtransitorio de los generadores.

A continuación se muestra los valores del factor de tensión C (IEC 60909).

Tensión nominal V_n	Factor de tensión C para el cálculo de	
	$I_{ccm\grave{a}x}$	I_{ccmin}
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
MT y AT		
1 a 230 kV	1,1	1

Las ecuaciones que permiten determinar el equivalente de Thevenin son las, basadas en el método IEC (Norma 60909), las cuales se muestran a continuación:

- Corto circuito monofásico.

$$I''_{k1\phi} = \frac{C * V_n * \sqrt{3}}{2 Z_{th}^+ + Z_{th}^0} \quad \text{donde } C = 1,1$$

- Corto circuito trifásico

$$I''_{k3\phi} = \frac{C * V_n}{\sqrt{3} * Z_{th}^+} \quad \text{con } C = 1,1$$

Y los niveles de cortocircuito monofásico y trifásico de la subestación son los siguientes:

$$\begin{aligned} MVA_{1\phi} &= 347,009 \text{ kVA} & ; & \quad \bar{I}''_{k1\phi} = 5,226289 \angle -77,82 \text{ kA} \\ MVA_{3\phi} &= 1.288,757 \text{ MVA} & ; & \quad \bar{I}''_{k3\phi} = 6,470125 \angle -81,64 \text{ kA} \end{aligned}$$

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones anteriores y se obtiene el equivalente de Thevenin:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{\text{Thevenin}} &= 115 \angle -5,69 \text{ kV} \\ \bar{Z}_{\text{Thevenin}}^+ &= 2,74 + j 10,95 \Omega = 11,29 \angle 75,95 \Omega \\ \bar{Z}_{\text{Thevenin}}^0 &= 4,68 + j 18,73 \Omega = 19,31 \angle 75,97 \Omega \end{aligned}$$

Para el cálculo de las protecciones contra corto circuito, primeramente se hallan todas las impedancias que afectan al circuito, teniendo presente el nivel de tensión al que las calculamos, ya que cuando realizaremos los cálculos generales será imprescindible pasar todas las impedancias a un mismo nivel de tensión, el nivel que deseemos, pero siempre igual para todas (los cambios de tensión, debe recordarse que se producen siempre en los transformadores).

Las Impedancias que afectan al circuito son:

- Impedancia del circuito.

$$\bar{Z}_{thv} = \bar{Z}_{\text{Thevenin}}^+ = 2,74 + j 10,95 \Omega = 11,29 \angle 75,95 \Omega$$

- Impedancia del Transformador.

$$\bar{Z}_t = R_t + j X_t$$

$$Z_t = Z\% \frac{V_n^2}{S_n} ; R_t = \epsilon \frac{V_n^2}{S_n} \quad X_t = \sqrt{Z_t^2 - R_t^2}$$

$$Z_t = 0,1082 * \frac{(115 * 10^3)^2}{30 * 10^6} = 47,70 \Omega ; R_t = 0,005 * \frac{(115 * 10^3)^2}{30 * 10^6} = 2,2042 \Omega$$

$$X_t = \sqrt{(47,70)^2 - (2,2042)^2} = 47,65 \Omega$$

$$\bar{Z}_{t1} = \bar{Z}_{t2} = 2,2042 + j 47,65 = 47,70 \angle 87,35 \Omega$$

➤ Impedancias de los circuitos Cua – Tacata y Circuito Charallave.

Para una selección óptima se consideran estos circuitos por cuantos son los de las longitudes más cortas.

- Circuito Cua – Tacata.

Longitud: 4 km. Conductor Alliance 4/0 AWG

$$R = 0,3192 \Omega/\text{Km} ; X = 0,3921 \Omega/\text{Km}; R^\circ = 0,524 \Omega/\text{Km} ; X^\circ = 0,1282 \Omega/\text{Km}$$

$$\bar{Z}_{\text{Cua-Tacata}}^+ = \bar{Z}_{\text{Cua-Tacata}}^- = R + j X = 1,2768 + j1,5684 \Omega = 2,0224 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_{\text{Cua-Tacata}}^\circ = 2,096 + j 0,5128 \Omega = 2,1578 \angle 13,75^\circ \Omega$$

- Circuito Charallave.

Longitud: 4 km. Conductor Alliance 4/0 AWG

$$R = 0,3192 \Omega/\text{Km} ; X = 0,3921 \Omega/\text{Km}; R^\circ = 0,524 \Omega/\text{Km} ; X^\circ = 0,1282 \Omega/\text{Km}$$

$$\bar{Z}_{\text{Charallave}}^+ = \bar{Z}_{\text{Charallave}}^- = R + j X = 1,2768 + j1,5684 \Omega = 2,0224 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_{\text{Cua-Tacata}}^\circ = 2,096 + j 0,5128 \Omega = 2,1578 \angle 13,75^\circ \Omega$$

4.2.2.- Corriente de Cortocircuito que afectan a cada interruptor (cortocircuito trifásico).

Los interruptores automáticos conectados en la Generación Distribuida Cantarrana sirven para proteger un circuito contra las sobrecargas y los cortocircuitos. Pero primeramente resulta imprescindible protegerlos a ellos mismos, es por ello que se determina que poder de corte y que poder de cierre les corresponde ante los cortocircuitos más desfavorables que pueden darse (cuando se produce un cortocircuito muy cercano a ellos, ya que en éstas circunstancias la impedancia es muy pequeña, siendo la corriente la mayor posible) [8].

- Según las normas IEC 60909 (VDE 0102), (ANSI) resulta muy improbable un cortocircuito en el interior del propio interruptor, por lo que para calcular la situación más desfavorable se supone cortocircuitos justo en los bornes.
- Se desglosa, por tanto, el cálculo de la corriente de cortocircuito, por las aportaciones de corriente que llegan por su parte superior (Up) o por las aportaciones de corriente que lo hacen por su parte inferior (Down). Existiendo, pues, dos posibles aportaciones de las corrientes de cortocircuito[8]:

1. Que el cortocircuito se produzca “aguas abajo” del interruptor: en tal caso, sólo se tendrá en cuenta la aportación de corriente de cortocircuito correspondiente al tramo superior, ya que ésta será la única que pasará a través del interruptor (que es la que nos interesa, denominándose UP).

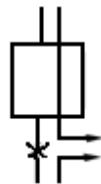


Figura 4.4. Cortocircuito aguas abajo del interruptor.

2. Que el cortocircuito se produzca “aguas arriba” del interruptor: en tal caso, sólo se tendrá en cuenta la aportación de corriente de cortocircuito correspondiente al tramo inferior, ya que ésta será la única que pasará a través del interruptor (que es la que nos interesa, denominándose DOWN).



Figura 4.5.- Cortocircuito aguas arribas del interruptor.

Teniendo presente lo expuesto en los puntos precedentes, calcularemos para cada interruptor los valores de las corrientes de cortocircuito correspondientes tanto a las aportaciones que se producen por la parte superior como a las aportaciones de corriente que se producen por la parte inferior.

➤ Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I1

- Aguas arribas

$$I''_{k3\emptyset} = 1,1 \frac{V_n}{\sqrt{3} * Z_k};$$

$$\bar{V}_{\text{Thevenin}} = 115 \angle -5,69 \text{ kV} = \bar{V}_n$$

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \bar{Z}_{\text{Tacata} - \text{Cua}} * a^2$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Thevenin}} = 11,29 \angle 75,95^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset \text{Up}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 11,29} = 6.468,98 \text{ A}$$

➤ Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I2

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \bar{Z}_{\text{Tacata} - \text{Cua}} * a^2$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

- Aguas Abajos

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Thevenin}} = 11,29 \angle 75,95^\circ \Omega$$

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Up}} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 11,29} = 6.468,98 \text{ A}$$

- Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I3

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Charallave}} = 2,0224 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 2,0224} = 4.333,55 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + Z_{\text{Thevenin}} * \frac{1}{a^2} = 47,70 \angle 87,35^\circ + 11,29 \angle 75,95^\circ \frac{1}{(115/13,8)^2}$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 0,162576 \angle 75,95^\circ = 47,86 \angle 87,31^\circ \Omega$$

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Up}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 47,86} = 183,12 \text{ A}$$

- Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I4

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \bar{Z}_{\text{Charallave}} * a^2$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ \Omega$$

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

- Aguas Abajos

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Thevenin}} = 11,29 \angle 75,95^\circ \Omega$$

$$\overline{I''}_{k3\emptyset Up} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,29} = 6.468,98 \text{ A}$$

➤ Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I5

- Aguas arribas

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{\text{Charallave}} = 2,0224 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset Dow} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2,0224} = 4.333,55 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{T1} + Z_{\text{Thevenin}} \cdot \frac{1}{a^2} = 47,70 \angle 87,35^\circ + 11,29 \angle 75,95^\circ \frac{1}{(115/13,8)^2}$$

$$\overline{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 0,162576 \angle 75,95^\circ = 47,86 \angle 87,31^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset Up} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 47,86} = 183,12 \text{ A}$$

4.2.3.- Cálculo del Poder de Cierre de los Interruptores.

Para hallar el poder de cierre de los interruptores, es necesario obtener la máxima corriente asimétrica de cortocircuito. Ésta se halla con los valores de las corrientes de cortocircuitos iniciales más desfavorables (los cortocircuitos producidos en las inmediaciones de los interruptores) multiplicados por el factor χ , el cual se obtiene gráficamente mediante la relación R/X para cada una de las impedancias de cortocircuito (gráfica XII.I de los anexos) [8].

La máxima corriente asimétrica de cortocircuito se define la se siguiente ecuación:

$$\overline{I}_s = \sqrt{2} \cdot I''_{k3\emptyset} \cdot \chi;$$
 en donde I_s es la máxima corriente asimétrica de cortocircuito, $I''_{k3\emptyset}$ es la corriente de cortocircuito trifásico, χ factor que se obtiene gráficamente mediante la relación R/X .

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I1

$$\overline{I}_s = \sqrt{2} \cdot I''_{k3\emptyset} \cdot \chi$$

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ = 90,8663 + j 156,2494 \Omega$$

$$I''_{k3\phi \text{Dow}} = 1,1 \frac{115*10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

R/X = 0,58 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,2$.

$$I_{s \text{Dow}} = \sqrt{2} * 404,06 * 1,2 \text{ A} = 685,71 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{thv} = 11,29 \angle 75,95^\circ \Omega = 2,74 + j 10,95 = R + j X$$

$$I''_{k3\phi \text{Up}} = 6.468,98 \text{ A}$$

R/X = 0,25 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$.

$$I_{s \text{Up}} = \sqrt{2} * 6.468,98 * 1,5 = 13.722,78 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I2

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \bar{Z}_{T\text{acata}} - C_{ua} * a^2$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ = 90,8664 + j 156,2494 \Omega$$

$$I''_{k3\phi \text{Dow}} = 1,1 \frac{115*10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

R/X = 0,58 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,2$.

$$I_{s \text{Dow}} = \sqrt{2} * 404,06 * 1,2 \text{ A} = 685,71 \text{ A}$$

- Aguas abajos

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{\text{Thevenin}} = 11,29 \angle 75,95^\circ = 2,740856 + j 10,95225 \Omega$$

$$\overline{I}''_{k3\phi \text{ Up}} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 11,29} = 6.468,98 \text{ A}$$

$R/X = 0,25$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$.

$$I_{s \text{ Up}} = \sqrt{2} * 6.468,98 * 1,5 = 13.722,79 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I3

- Aguas arribas

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{\text{Charallave}} = 2,0224 \angle 50,85^\circ = 1,276848 + j 1,568363 \Omega$$

$$\overline{I}''_{k3\phi \text{ Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 2,0224} = 4.333,55 \text{ A}$$

$R/X = 0,81$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,1$.

$$I_{s \text{ Dow}} = \sqrt{2} * 4.333,55 * 1,1 = 6.741,42 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{T1} + \overline{Z}_{\text{Thevenin}} * \frac{1}{a^2} = 47,70 \angle 87,35^\circ + 11,29 \angle 75,95^\circ \frac{1}{(115/13,8)^2}$$

$$\overline{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 0,162576 \angle 75,95^\circ = 47,86 \angle 87,31^\circ \Omega$$

$$\overline{Z}_k = 2,24617 + j 47,8073 \Omega$$

$$\overline{I}''_{k3\phi \text{ Up}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 47,86} = 183,12 \text{ A}$$

$R/X = 0,05$ con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,98$.

$$I_{s \text{ Up}} = \sqrt{2} * 183,12 * 1,98 = 512,76 \text{ A}$$

➤ Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I4

- Aguas arribas

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{T1} + \overline{Z}_{\text{Charallave}} * a^2$$

$$\overline{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 2,0224 \angle 50,85^\circ * (115/13,8)^2 \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 140,44 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 180,75 \angle 59,82^\circ \Omega = 90,8663 + j 156,2494 \Omega$$

$$I''_{k3\phi \text{Dow}} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 180,75} = 404,06 \text{ A}$$

R/X = 0,58 con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,2$.

$$I_{S \text{Up}} = \sqrt{2} * 404,06 * 1,2 = 685,71 \text{ A}$$

- Aguas Abajos

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Thevenin}} = 11,29 \angle 75,95^\circ = 2,74 + j 10,95 \Omega$$

$$I''_{k3\phi \text{Up}} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 11,29} = 6.468,98 \text{ A}$$

R/X = 0,25 con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$.

$$I_{S \text{Up}} = \sqrt{2} * 6.468,98 * 1,5 = 13.722,79 \text{ A}$$

➤ Corriente de la corriente de corto circuito interruptor I5

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{\text{Charallave}} = 2,0224 \angle 50,85^\circ = 1,276848 + j 1,568363 \Omega$$

$$I''_{k3\phi \text{Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 2,0224} = 4.333,55 \text{ A}$$

R/X = 0,81 con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,1$.

$$I_{S \text{Up}} = \sqrt{2} * 4.333,55 * 1,1 = 6.741,42 \text{ A}$$

- Aguas Abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + Z_{\text{Thevenin}} * \frac{1}{a^2} = 47,70 \angle 87,35^\circ + 11,29 \angle 75,95^\circ \frac{1}{(115/13,8)^2}$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + 0,162576 \angle 75,95^\circ = 47,86 \angle 87,31^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 2,24617 + j 47,8073 \Omega$$

$$I''_{k3\emptyset Up} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 47,86} = 183,12 \text{ A}$$

$R/X = 0,05$ con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,98$.

$$I_{S Up} = \sqrt{2} \cdot 183,12 \cdot 1,98 = 512,76 \text{ A.}$$

4.2.4- Cálculo del Poder de Corte de los Interruptores.

Para determinar el poder de corte debemos primeramente conocer la Corriente de cortocircuito inicial que fluirá desde cada generador, hacia el punto de cortocircuito. Una vez hallada esta corriente inicial de cortocircuito, se aplicarán los coeficientes correctores "u" y "q" dados en las gráficas XII.II y XII.III, respectivamente de los anexos.

Como no hay motores asíncronos en el sistema de potencia, el valor del coeficiente "q" será igual a la unidad, ya que como se indica en la citada tabla, este coeficiente sólo se ve afectado cuando el circuito dispone de motores asíncronos. El factor " u " lo encontramos gráficamente mediante la relación I''_{k3} / I_n (gráfica XII.II). Para ello previamente se hallan las intensidades nominales de cada fuente de energía y las aportaciones que las mismas fuentes entregan a las líneas que parten de ellas, obteniéndose así el cociente anterior: $I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset}$

1) Poder de corte de los interruptores

La corriente de corto circuito inicial se define como:

$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset}$; con $q = u = 1$; ya que los interruptores no están afectados por maquinas sincrónicas ni asíncrónicas, por lo tanto se tiene que: $I_a = I''_{k3\emptyset}$

El poder de corte de los interruptores será el doble de la corriente más alta resultando 31,5 kA.

Tabla 4.4. Poder de corte y poder de cierre ó choque de los interruptores sin la Generación.

Interruptor	Ic (A)	I arranque (A)	I''_{K3} (kA)	Is (kA)	Ia (kA)	P corte (kA)	P Cierre (kA)
I1	150,61	225,92	6,47	13,72	6,47	16	31,5
I2	150,61	225,92	6,47	13,72	6,47	16	31,5
I3	1.255,11	1.882,67	4,33	13,72	4,33	16	31,5
I4	150,61	225,92	6,47	13,72	6,47	16	31,5
I5	1.255,11	1.882,67	4,33	13,72	4,33	16	31,5

4.3.- Diagrama unifilar suministrado por la empresa CADAFE con la Planta

El diagrama unifilar que se muestra a continuación lo suministro la empresa CADAFE, se compone de seis (6) relés asociados con su interruptor, el relé asociado con el interruptor H105, con un TC 300/5, los relé asociados a los interruptores D280 y D180 con un TC de 400/5 y el resto de los relé con un TC/ de 400/5.

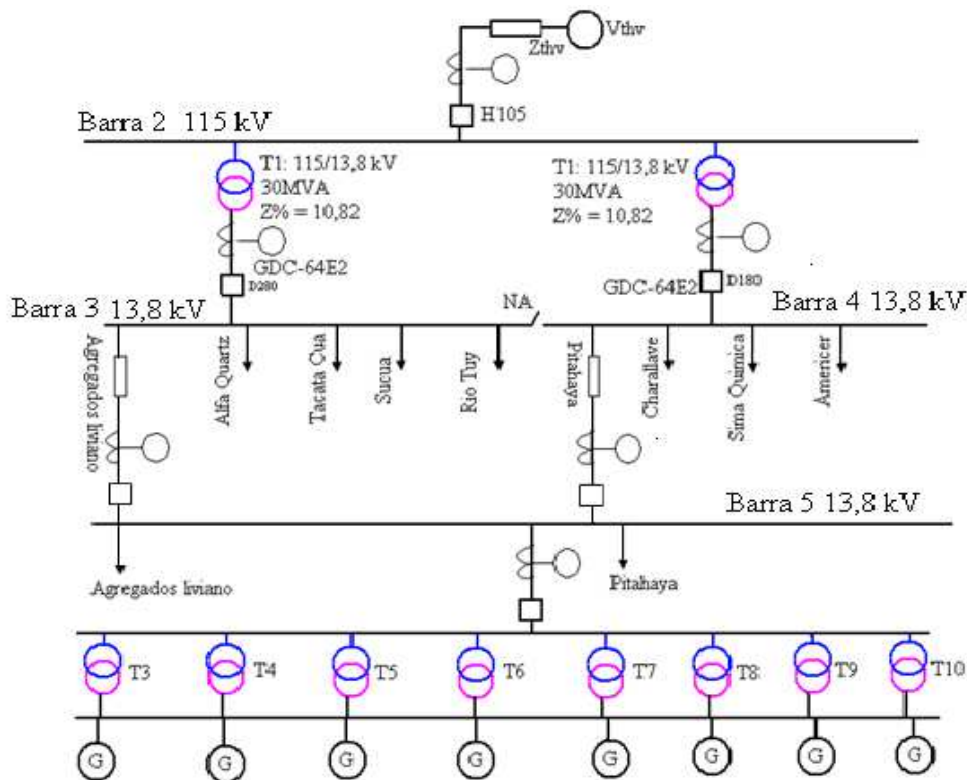
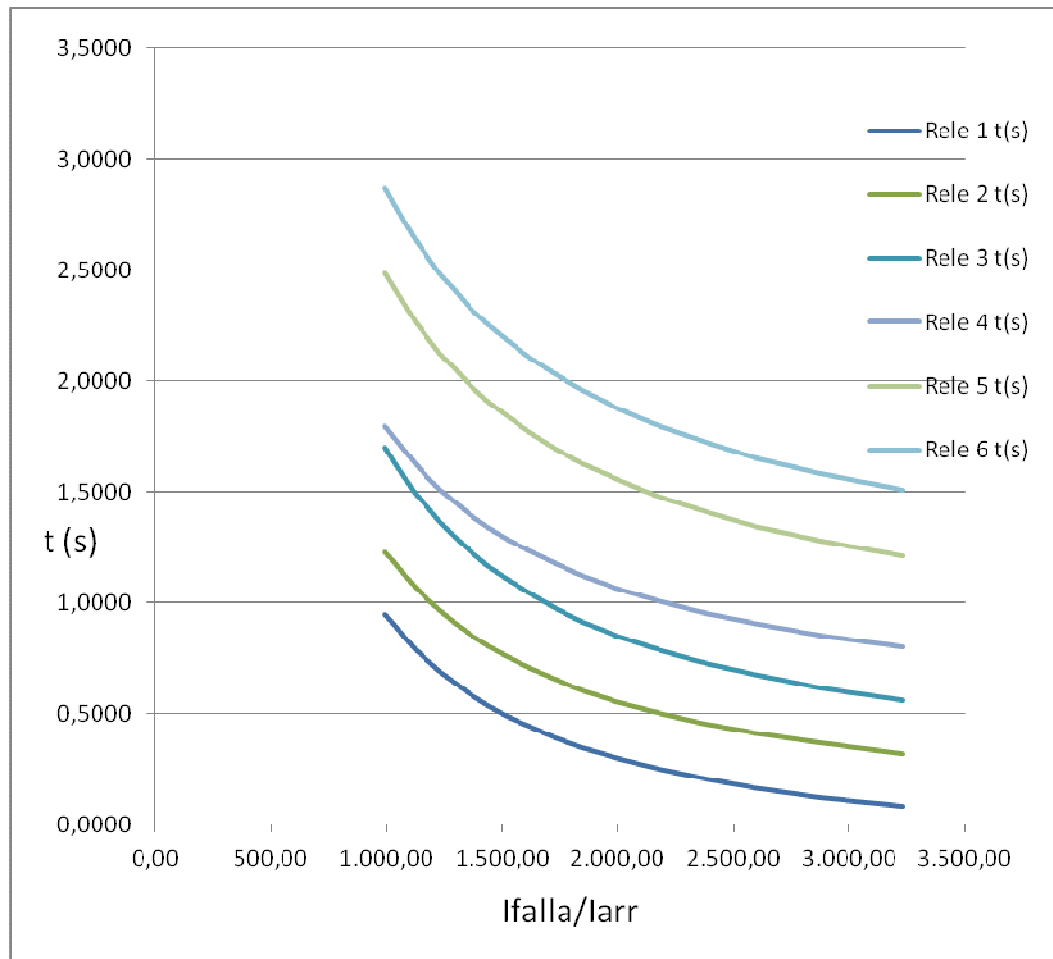


Figura 4.6. Diagrama unifilar con la planta

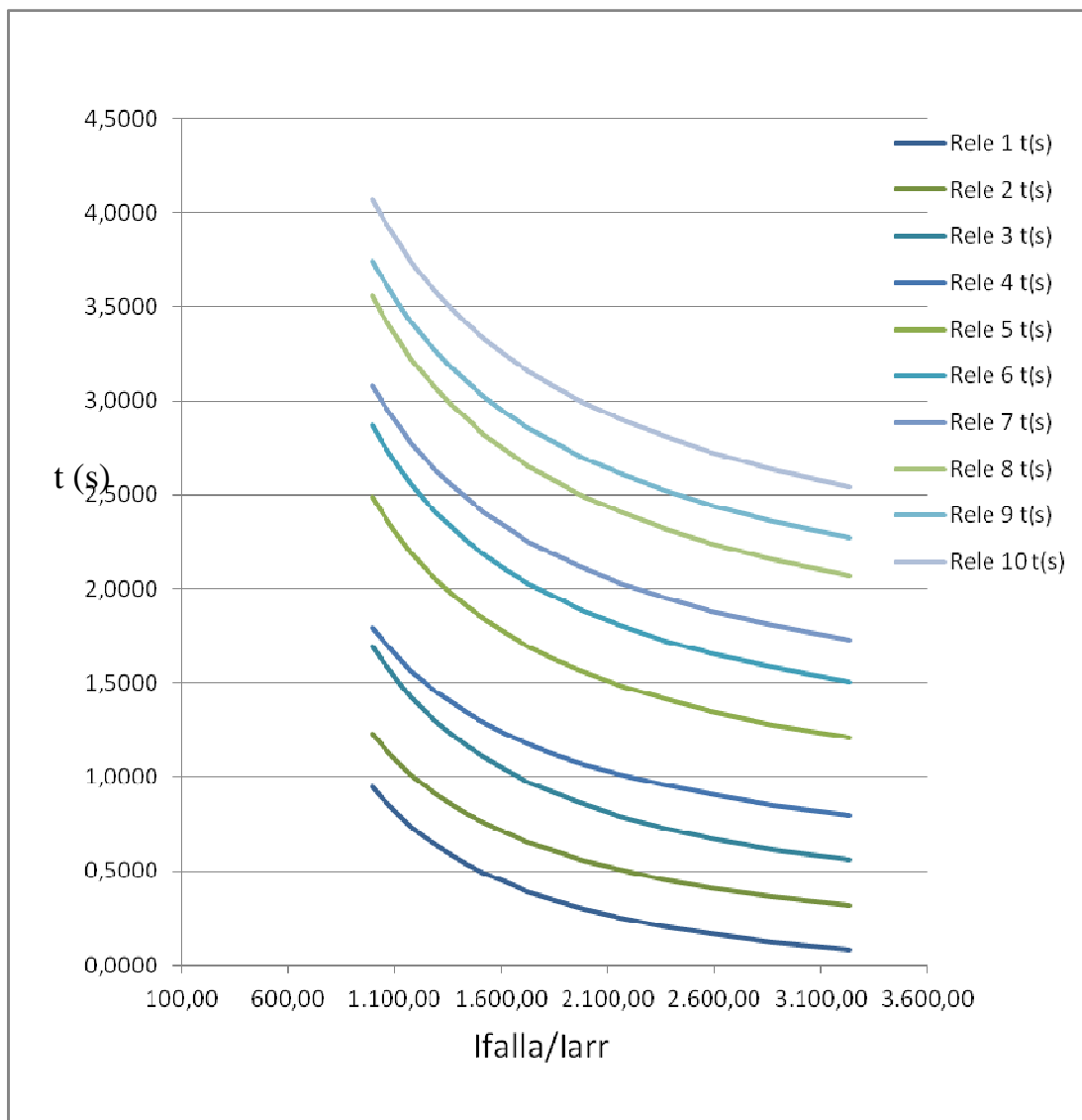
A continuación se muestra la curva de coordinación de este esquema unifilar.



Grafica 4.3. Coordinación con la Generación Distribuida conectada

4.4.- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida.

El diagrama unifilar que se muestra a continuación, se compone de diez (10) relés asociados con su interruptor, los relés conectados en la barra de 115 kV, se componen de TC de relación 400/5, los relés conectados en la barra de 13,8kV, poseen TC con relación 400/5, los relés conectados en la barra de 13,8kV en dirección hacia la planta con TC de 400/5.



Grafica N° 4. Coordinación de interruptores con la G.D. (Propuesta)

4.4.1.- Cálculos de las protecciones contra las sobre cargas al conectar la Generación Distribuida

Al introducir la Generación Distribuida en los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, el diagrama unifilar de la figura 4.1, se transforma en el esquema unifilar de la figura 4.2, a este diagrama unifilar se le determinará sus protecciones para así compararla con las protecciones antes de la conexión de la Generación Distribuida.

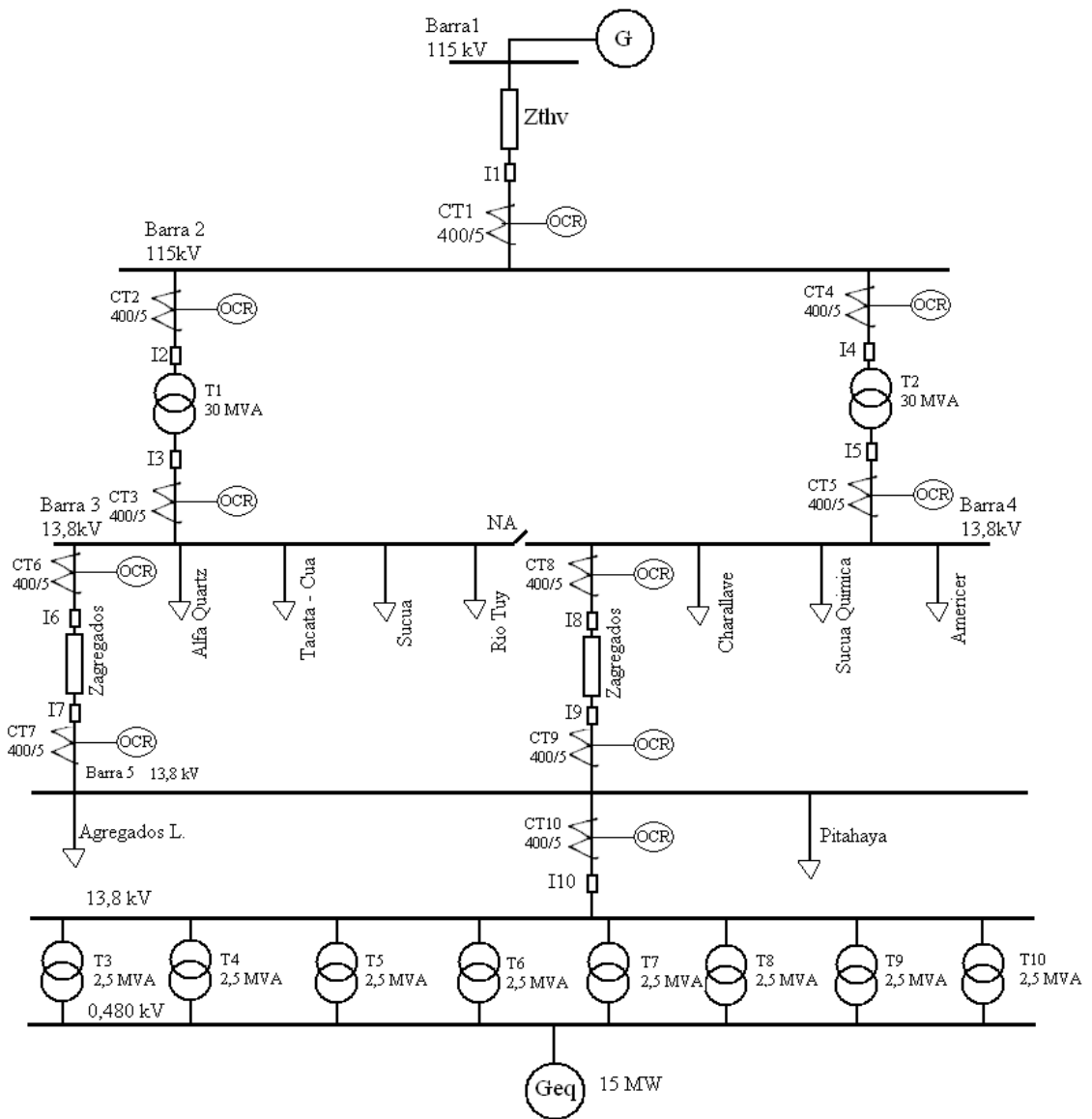


Figura 4.8- Diagrama unifilar con la Generación Distribuida

➤ Corriente de carga.

$$I_c = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_n}$$

Relé	Corriente de carga (A)
1	150,61
2	1.255,11
3	150,61
4	1.255,11
5	1.255,11
6	1.255,11
7	1.255,11
8	1.255,11
9	104,59
10	104,59

- Corriente de arranque.

$$I_{\text{arranque deseada}} = k I_{\text{carga}}$$

El arranque debe ser mayor a la I_{carga} por un factor k que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, las corrientes de energización y el error de medida.

El rango de valores de k es $1.0 < k \leq 2.0$. Un valor típico es 1,5.

Relé	Corriente de carga (A)
1	248,625
2	2.070,93
3	248,625
4	2.070,93
5	2.070,93
6	2.070,93
7	2.070,93
8	2.070,93
9	172,575
10	172,575

4.4.2.- Cálculos de las protecciones contra corto circuito.

Para determinar las protecciones contra corto circuitos se hallan todas las impedancias que afectan al circuito, teniendo presente el nivel de tensión donde se calculan.

Las Impedancias que afectan al circuito son:

- Impedancia del circuito.

$$\overline{Z}_{\text{Thevenin}} = 2,74 + j 10,95 \ \Omega = 11,29 \ /_{75,95^\circ} \ \Omega$$

➤ Impedancia del Transformador de 30MVA.

$$\overline{Z}_T = R_T + j X_T; \quad Z_T = Z\% \frac{Vn^2}{S_n}; \quad R_T = \epsilon \frac{Vn^2}{S_n}; \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

$$Z_T = 0,1082 * \frac{(115 * 10^3)^2}{30 * 10^6} = 47,70 \Omega$$

$$R_T = 0,005 * \frac{(115 * 10^3)^2}{30 * 10^6} = 2,2042 \Omega$$

$$X_T = \sqrt{(47,70)^2 - (2,2042)^2} = 47,65 \Omega$$

$$\overline{Z}_{T1} = \overline{Z}_{T2} = 2,2042 + j 47,65 = 47,70 \angle 87,35 \Omega$$

➤ Impedancia Circuito Agregados Livianos y Circuito Pitahaya.

- Circuito Agregados Livianos.

$$\overline{Z}_{CAL} = 7,0862 + j 8,7046 = 11,22 \angle 50,85 \Omega$$

- Circuito Pitahaya.

$$\overline{Z}_{CP} = 15,7365 + j 19,3305 = 24,93 \angle 50,85 \Omega$$

➤ Impedancia del Transformador de 2,5MVA.

$$\overline{Z}_T = R_T + j X_T$$

$$Z_T = Z\% \frac{Vn^2}{S_n}; \quad R_T = \epsilon \frac{Vn^2}{S_n} \quad X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$$

$$Z_T = 0,1020 * \frac{(13,8 * 10^3)^2}{2,5 * 10^6} = 7,77 \Omega$$

$$R_T = 0,005 * \frac{(13,8 * 10^3)^2}{2,5 * 10^6} = 0,3809 \Omega$$

$$X_T = \sqrt{(7,77)^2 - (0,3809)^2} = 7,7607 \Omega$$

$$\overline{Z}_T = 0,3809 + j 7,7607 = 7,77 \angle 87,19 \Omega;$$

Considerando que los transformadores son iguales, es decir:

$$T3=T4=T5=T6=T7=T8=T9=T10=T.$$

- Impedancia de los Generadores de la Planta.

$$X_G = \frac{X''_d * V_N}{S_n} ; X_G = 0,19 * \frac{(0,48 * 10^3)^2}{2,11 * 10^6} = 0,02075 \Omega$$

$$R_G = 0,07 * X_G ; R_G = 0,00145 \Omega$$

$$Z_G = R_G + X_G = 0,00145 + 0,02075 = 0,0208 \angle 86^\circ \Omega$$

Considerando que los Generadores son iguales, es decir:

$$G_1 = G_2 = G_3 = G_4 = G_5 = G_6 = G_7 = G_8 = G.$$

4.4.3.- Corriente de Cortocircuito que afectan a cada interruptor.

Para determinar las corrientes de corto circuito que afectan a cada uno de los interruptores, se considera la condición de falla de corto circuito trifásico.

- Corriente de corto circuito Interruptor II

$$\overline{I}_{K3\phi} = 1,1 \frac{\overline{V}_n}{\sqrt{3} * \overline{Z}_k}$$

- Aguas arriba.

$$\overline{Z}_G \text{ equivalente} = Z_G / 8 = 0,0026 \angle 86^\circ \Omega$$

$$\overline{Z}_{T1} = \overline{Z}_{T2} = 47,70 \angle 87,35^\circ \Omega$$

$$Z_T \text{ equivalente planta} = Z_T \text{ planta} / 8$$

$$\overline{Z}_{AL} = 11,224 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$a^2_1 = 825,56 ; a^2 = 69,44$$

$$\overline{Z}_G \text{ equivalente} * a^2_1 = 2,1465 \angle 86^\circ \Omega$$

$$\overline{Z}_T \text{ equivalente planta} = 0,92125 \angle 87,19^\circ \Omega$$

$$\overline{Z} \text{ equivalente carga}_1 = 1,1234 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\overline{Z}_{AL} // \overline{Z} \text{ equivalente carga}_1 = 1,0212 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\overline{Z}_{\text{Pitahya}} // \overline{Z}_{\text{equivalente carga}_2} = 1,3156 / \underline{50,85^\circ} \Omega$$

$$\overline{Z}_k = (\overline{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \overline{Z}_T \text{ eq planta} + \overline{Z}_{AL} // \overline{Z}_{\text{eq carga}_1}) * a^2 + \overline{Z}_{T1}$$

$$\overline{Z}_k = (2,1464 / \underline{86^\circ} + 0,92125 / \underline{87,19^\circ} + 1,0212 / \underline{50,85^\circ}) * 69,44 + 47,70 / \underline{87,35^\circ} \Omega$$

$$\overline{Z}_k = 324,42 / \underline{79,22^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{ Dow}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 324,42} = 225,12 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$Z_k = Z_{thv} = 11,2897 / \underline{75,95^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I2

- Aguas arriba

$$\overline{Z}_k = (\overline{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \overline{Z}_T \text{ eq planta} + \overline{Z}_{AL} // \overline{Z}_{\text{eq carga}_1}) * a^2 + \overline{Z}_{T1}$$

$$\overline{Z}_k = (2,1464 / \underline{86^\circ} + 0,92125 / \underline{87,19^\circ} + 1,0212 / \underline{50,85^\circ}) * 69,44 + 47,70 / \underline{87,35^\circ} \Omega$$

$$\overline{Z}_k = 324,42 / \underline{79,22^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{ Dow}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 324,42} = 225,12 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$\overline{Z}_k = \overline{Z}_{thv} = 11,2897 / \underline{75,95^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I3

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq}^* a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 / \underline{86^\circ} + 0,92125 / \underline{87,19^\circ} + 1,0212 / \underline{50,85^\circ})$$

$$\bar{Z}_k = 3,9437 / \underline{77,71^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{ Dow}} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 3,9437} = 2.222,32 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2} = 47,70 / \underline{87,35^\circ} + \frac{11,2897}{69,44} / \underline{75,95^\circ} \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,859 / \underline{87,31^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 47,859} = 183,13 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I4

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq}^* a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{pitahaya} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2) * a^2 + \bar{Z}_{T1}$$

$$\bar{Z}_k = (2,1465 / \underline{86^\circ} + 0,97125 / \underline{87,19^\circ} + 1,3156 / \underline{50,85^\circ}) * 69,44 + 47,70 / \underline{87,35^\circ}$$

$$\bar{Z}_k = 343,54 / \underline{77,59^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{ Dow}} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 343,54} = 213,22 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{thv} = 11,2897 / \underline{75,95^\circ} \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I5

- Aguas arribas.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1465 \angle 86^\circ + 0,97125 \angle 87,19^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 4,2576 \angle 76,03^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{ Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,2576} = 2.058,48 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2}$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44}$$

$$\bar{Z}_k = 47,859 \angle 87,31^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 47,859} = 183,13 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I6.

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,0212 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,9437 \angle 77,71^\circ \Omega.$$

$$I''_{K3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3,9437} = 2.222,32 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a^2} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1)$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,60^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

Corriente de corto circuito Interruptor I7.

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset \text{Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a^2_1} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1 =$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,59^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I8.

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq}^* a_1^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 4,2084 \angle 75,89^\circ \Omega.$$

$$I''_{K3\phi \text{ Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 4,2084} = 2.082,54 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a_1^2} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897}{69,44} \angle 75,95^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega.$$

$$I''_{K3\phi} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I9.

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq}^* a_1^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\phi \text{ Dow}} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a_1^2} + \bar{Z}_{pitahaya} // \bar{Z}_{eq\ carga_1}) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897}{69,44} \angle 75,95^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega.$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

➤ Corriente de corto circuito Interruptor I10.

- Aguas arribas.
 - Circuito Agregados Livianos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G eq * a_1^2 + \bar{Z}_T eq\ planta)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset\ Dow} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas arribas.
 - Circuito Pitahaya.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G eq * a_1^2 + \bar{Z}_T eq\ planta)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset\ Dow} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas abajos.
 - Circuito Agregados Livianos.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a_1^2} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z}_{eq\ carga_1} =$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,60^\circ \Omega$$

$$I''_{k3\phi} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

- Aguas abajos.
 - Circuito Pitahaya

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a_1^2} + \bar{Z}_{pitahaya} // \bar{Z}_{eq\ carga_1}) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega.$$

$$I''_{k3\phi} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

4.4.4.- Cálculo del Poder de Cierre de los Interruptores.

Para hallar el poder de cierre de los interruptores, una vez conectada la Generación Distribuida se procede igual que antes, es necesario obtener la máxima corriente asimétrica de cortocircuito.

La máxima corriente asimétrica de cortocircuito se define la se siguiente ecuación:

$I_s = \sqrt{2} * I''_{k3\phi} * \chi$; en donde I_s es la máxima corriente asimétrica de cortocircuito, $I''_{k3\phi}$ es la corriente de cortocircuito trifásico, χ factor que se obtiene gráficamente mediante la relación R/X .

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I1

$$I_s = \sqrt{2} * I''_{k3\phi} * \chi$$

- Aguas arribas

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1) * a^2 + \bar{Z}_{T1}$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,0212 \angle 50,85^\circ) * 69,44 + 47,70 \angle 87,35^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 324,42 \angle 79,22^\circ \Omega = 60,68 + j 318,69 \Omega$$

$$I''_{k3\phi} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 324,42} = 225,12 \text{ A}$$

R/X = 0,2 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,58$.

$$I_s = \sqrt{2} * 225,12 * 1,58 = 503,02 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$Z_k = Z_{thv} = 11,2897 \angle 75,95^\circ \Omega = 2,7408 + j 10,9519 \Omega$$

$$I''_{k3\phi} = 1,1 \frac{115 * 10^3}{\sqrt{3} * 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

R/X = 0,25 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$

$$I_s = \sqrt{2} * 6.469,15 * 1,5 = 13.723,14 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I2

$$\bar{I}_s = \sqrt{2} * I''_{k3\phi} * \chi$$

Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1) * a^2 + \bar{Z}_{T1}$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,0212 \angle 50,85^\circ) * 69,44 + 47,70 \angle 87,35^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 324,42 \angle 79,22^\circ \Omega = 60,6790 + j 318,69 \Omega$$

$$I'_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 324,42} = 225,12 \text{ A}$$

$R/X = 0,2$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,58$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot 225,12 \cdot 1,58 = 503,02 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{thv} = 11,2897 \angle 75,95^\circ \Omega = 2,7408 + j 10,95 \Omega$$

$$I'_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

$R/X = 0,25$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$

$$\bar{I}_s = \sqrt{2} \cdot 6.469,15 \cdot 1,5 = 13.723,14 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I3

- Aguas arriba.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,0212 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,9437 \angle 77,71 \Omega = 0,8395 + j 3,8533 \Omega$$

$$I'_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3,9437} = 2.222,32 \text{ A}$$

$R/X = 0,2$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,58$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot 2.222,32 \cdot 1,58 = 4.965,70 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2} = 47,70 \angle 87,35 + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,859 \angle 87,31^\circ \Omega = 2,2461 + j 47,81 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 47,859} = 183,13 \text{ A}$$

$R/X = 0,047$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,95$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot 183,13 \cdot 1,95 = 505,02 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I4

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2) \cdot a^2 + \bar{Z}_{T1}$$

$$\bar{Z}_k = (2,1465 \angle 86^\circ + 0,97125 \angle 87,19^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ) \cdot 69,44 + 47,70 \angle 87,35^\circ$$

$$\bar{Z}_k = 343,54 \angle 77,59^\circ \Omega = 73,8287 + j 335,513 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 343,54} = 213,22 \text{ A}$$

$R/X = 0,2$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,58$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot 213,22 \cdot 1,58 = 476,43 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{thv} = 11,2897 \angle 75,95^\circ \Omega = 2,7408 + j 10,95 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 11,2897} = 6.469,15 \text{ A}$$

$R/X = 0,25$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$

$$I_s = \sqrt{2} \cdot 6.469,15 \cdot 1,5 = 13.723,14 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I5

- Aguas arribas.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} \cdot a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1465 \angle 86^\circ + 0,97125 \angle 87,19^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 4,2576 \angle 76,03^\circ \Omega = 1,0278 + j 4,132$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 4,2576} = 2.058,48 \text{ A}$$

R/X = 0,25 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.058,48 * 1,5 = 4.366,70 \text{ A}$$

- Aguas abajo.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2}$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 47,859 \angle 87,31^\circ \Omega = 2,2461 + j 47,81$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 47,859} = 183,13 \text{ A}$$

R/X = 0,047 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,98$

$$I_s = \sqrt{2} * 183,12 * 1,98 = 512,76 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I6

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,0212 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,9437 \angle 77,71^\circ \Omega. = 0,8395 + j 3,853$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 3,9437} = 2.222,32 \text{ A}$$

R/X = 0,2 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,58$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.222,32 * 1,58 = 4.965,68 \text{ A}$$

- Aguas abajo

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a^2} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z}_{eq\ carga_1})$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ \Omega$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,60^\circ \Omega = 2,887 + j 48,59 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,85$

$$I_s = \sqrt{2} * 180,04 * 1,85 = 471,04 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I7

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega = 0,1958 + j 3,06 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,85$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.586,64 * 1,85 = 6.767,41 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a_1^2} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z}_{eq\ carga_1} =$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,60^\circ \Omega = 2,88 + j 48,59$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,85$

$$I_s = \sqrt{2} * 180,04 * 1,8 = 458,31 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I8

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \bar{Z}_T \text{ eq planta} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_2)$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 4,2084 \angle 75,89^\circ \Omega = 1,0259 + j 4,081 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 4,2084} = 2.082,54 \text{ A}$$

R/X = 0,25 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,5$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.082,54 * 1,5 = 4.417,73 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2_1} + \bar{Z}_{\text{pitahaya}} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897}{69,44} \angle 75,95^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega = 4,197 + j 48,76 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

R/X = 0,09 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,82$

$$I_s = \sqrt{2} * 179,08 * 1,82 = 460,93 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I9

- Aguas arriba

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega = 0,1953 + j 3,054 \Omega$$

$$I''_{K3\phi} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,8$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.586,64 * 1,8 = 6.584,51 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a^2_1} + \bar{Z}_{pitahaya} // \bar{Z}_{\text{eq carga}_1}) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897}{69,44} \angle 75,95^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega. = 4,223 + j 48,76 \Omega.$$

$$I''_{K3\phi} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

R/X = 0,09 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,82$

$$I_s = \sqrt{2} * 179,08 * 1,82 = 460,93 \text{ A}$$

➤ Máxima corriente asimétrica de corto circuito interruptor I10

- Aguas arriba.

- Circuito Agregados Livianos.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2_1 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega = 0,195 + j 3,054 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,8$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.586,64 * 1,8 = 6.584,51 \text{ A}$$

- Aguas arriba.
 - Circuito Pitahaya.

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_G \text{ eq} * a^2 + \bar{Z}_T \text{ eq planta})$$

$$\bar{Z}_k = (2,1464 \angle 86^\circ + 0,92125 \angle 87,19^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 3,068 \angle 86,34^\circ \Omega = 0,195 + j 3,054 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 3,068} = 2.586,64 \text{ A}$$

R/X = 0,06 ; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,8$

$$I_s = \sqrt{2} * 2.586,64 * 1,8 = 6.584,51 \text{ A}$$

- Aguas abajo.
 - Circuito Agregados Livianos.

$$\bar{Z}_k = \bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thV}}{a^2_1} + \bar{Z}_{AL} // \bar{Z} \text{ eq carga}_1 =$$

$$\bar{Z}_k = 47,70 \angle 87,35^\circ + \frac{11,2897 \angle 75,95^\circ}{69,44} + 1,0212 \angle 50,85^\circ$$

$$\bar{Z}_k = 48,68 \angle 86,60^\circ \Omega = 2,88 + j 48,59 \Omega$$

$$I''_{K3\emptyset} = 1,1 \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} * 48,68} = 180,04 \text{ A}$$

$R/X = 0,06$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,8$

$$I_s = \sqrt{2} * 180,04 * 1,8 = 458,31 \text{ A}$$

- Aguas abajo.
 - Circuito Pitahaya

$$\bar{Z}_k = (\bar{Z}_{T1} + \frac{\bar{Z}_{thv}}{a_1^2} + \bar{Z}_{pitahaya} // \bar{Z}_{eq \text{ carga}_1}) =$$

$$\bar{Z}_k = (47,70 \angle 86^\circ + \frac{11,2897}{69,44} \angle 75,95^\circ + 1,3156 \angle 50,85^\circ)$$

$$\bar{Z}_k = 48,94 \angle 85,08^\circ \Omega. = 4,197 + j 48,7597 \Omega.$$

$$I''_{k3\phi} = 1,1 \frac{13,8 * 10^3}{\sqrt{3} * 48,94} = 179,08 \text{ A}$$

$R/X = 0,09$; con este valor se entra en la grafica para obtener $\chi = 1,82$

$$I_s = \sqrt{2} * 179,08 * 1,82 = 460,93 \text{ A}$$

El poder de cierre será aproximadamente el doble de la corriente asimétrica de corto circuito más alta, en este caso es de: 31,5 kA.

4.4.5- Cálculo del Poder de Corte de los Interruptores.

Para determinar el poder de corte de los interruptores al conectar la Generación Distribuida, se debe conocer la Corriente inicial de cortocircuito que fluirá desde cada generador, hacia el punto de cortocircuito.

La corriente inicial de cortocircuito, se define según la siguiente ecuación:

$$I_a = u * q * I''_{k3\phi}$$

Siendo “ u “ el factor que se determina gráficamente mediante la relación $I''_{k3\phi} / I_n$ (grafica XII.II), el factor “ q ” está asociado con la existencias de motores asincrónico, que en el caso de estudio será igual a la unidad, $I''_{k3\phi}$ representa la corriente de corto circuito trifásico e “ I_a “ es la corriente inicial de corto circuito.

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I1

- Aguas arribas.

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 225,12 \text{ A}$$

$$\bar{I}_a = u \cdot q \cdot \bar{I}''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 225,12 = 225,12 \text{ A}$$

q=1; u= 1 no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Up}} = 6.469,15 \text{ A}$$

$$I_{nG} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_n} = \frac{2,11 \text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot 0,48 \text{ kV}} = 2.540 \text{ A}$$

$\bar{I}''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/400 = 6,4$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene

$$u = 0,73; \quad t_v = 0,1 \text{ s}$$

$$\bar{I}_a = u \cdot q \cdot \bar{I}''_{k3\emptyset} = 0,73 \cdot 1 \cdot 6.469,15 = 7.555,97 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I2

- Aguas arribas.

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 225,12 \text{ A}$$

$$\bar{I}_a = u \cdot q \cdot \bar{I}''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 225,12 = 225,12 \text{ A}$$

q=1; u= 1 no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Up}} = 6.469,15 \text{ A}$$

$\bar{I}''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se

obtiene u = 1; $t_v = 0,1 \text{ s}$

$$\bar{I}_a = u \cdot q \cdot \bar{I}''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 6.469,15 = 6.469,15 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I3

- Aguas arribas.

$$\bar{I}''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 2.222,32 \text{ A}$$

q=1; u= 1 no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

$$\bar{I}_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 2.222,32 = 2.222,32 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset Up} = 183,13 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/400 = 6,4$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene

$$u = 0,73; \quad tv = 0,1 \text{ s}$$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 0,73 * 1 * 183,13 = 133,68 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I4

- Aguas arribas.

$$I''_{k3\emptyset Dow} = 213,22 \text{ A}$$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 213,22 = 213,22 \text{ A}$$

$q=1; u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset Up} = 6.469,15 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1; \quad tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 6.469,15 = 6.469,15 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I5

- Aguas arribas.

$$I''_{k3\emptyset Dow} = 2.058,48 \text{ A}$$

$q=1; u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 2.058,48 = 2.058,48 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset Up} = 183,13 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1; \quad tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 183,12 = 183,13 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I6

- Aguas arribas.

$$I''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 2.222,32 \text{ A}$$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 2.222,32 = 2.222,32 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset \text{Up}} = 180,04 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $t_v = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 180,04 = 180,04 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I7

- Aguas arribas.

$$I''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 2.586,64 \text{ A}$$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 2.586,64 = 2.586,64 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset \text{Up}} = 180,04 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $t_v = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 180,04 = 180,04 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I8

- Aguas arribas.

$$I''_{k3\emptyset \text{Dow}} = 2.082,54 \text{ A}$$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{k3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 2.082,54 = 2.082,54 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

- Aguas abajos.

$$I''_{k3\emptyset Up} = 179,08 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 179,08 = 179,08 \text{ A}$$

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I9

- Aguas arriba

$$I''_{K3\emptyset Dow} = 2.586,64 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 2.586,64 = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas abajos.

$$I''_{K3\emptyset Up} = 179,08 \text{ A}$$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 179,08 = 179,08 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas

➤ Corriente inicial de corto circuito interruptor I10

- Aguas arribas.

- Circuito Agregados Livianos.

$$I''_{K3\emptyset Dow} = 2.586,64 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 2.586,64 = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas arribas.

- Circuito Pitahaya.

$$I''_{K3\emptyset Dow} = 2.586,64 \text{ A}$$

$I''_{k3\emptyset} / I_n = 2.540/1600 = 1,59$ con este valor se entra en la grafica y se obtiene $u = 1$; $tv = 0,1 \text{ s}$

$$I_a = u * q * I''_{k3\emptyset} = 1 * 1 * 2.586,64 = 2.586,64 \text{ A}$$

- Aguas abajos.
 - Circuito Agregados Livianos.

$$I''_{K3\emptyset U_p} = 180,04 \text{ A}$$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{K3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 180,04 = 180,04 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas

- Aguas abajos.
 - Circuito Pitahaya

$$I''_{K3\emptyset U_p} = 179,08 \text{ A}$$

$$I_a = u \cdot q \cdot I''_{K3\emptyset} = 1 \cdot 1 \cdot 179,08 = 179,08 \text{ A}$$

$q=1$; $u=1$ no está afectado por máquinas síncronas ni asíncronas.

El poder de corte de los interruptores será el doble de la corriente inicial de corto circuito más alta resultando 10 kA.

Tabla 4.5 Poder de corte y poder de cierre ó choque de los interruptores con la Generación.

Interruptor	Ic (A)	I arranque (A)	I''_{K3} (A)	Is(A)	Ia(A)	P corte (kA)	P Cierre (kA)
1	150,61	165,67	6.469,15	13.723,14	7.555,97	10	31,5
2	1.255,11	1380,62	6.469,15	13.723,14	6.469,15	10	31,5
3	150,61	165,67	2.222,32	4.965,70	2.222,32	10	31,5
4	1.255,11	1380,62	6.469,15	13.723,14	6.469,15	10	31,5
5	1.255,11	1380,62	2.058,48	4.366,70	2.058,48	10	31,5
6	1.255,11	1380,62	2.222,32	4.965,70	2.222,32	10	31,5
7	1.255,11	1380,62	2.586,64	6.767,41	2.586,64	10	31,5
8	1.255,11	1380,62	2.082,54	4.417,73	2.082,54	10	31,5
9	104,59	115,05	2.586,64	6.584,51	2.586,64	10	31,5
10	104,59	115,05	2,586,64	6.594,51	2,586,64	10	31,5

Al realizar el análisis y comparar el poder de corte y el poder de cierre de los interruptores antes y después de conectar la planta, es necesario modificar los interruptores, recalibrando y realizar las coordinaciones y ajustes de los dispositivos para que operen correctamente originando un nuevo esquema de protección.

Realizando los ajustes para los relés de sobrecorriente, se obtendrá un sistema selectivo y seguro que garantice la continuidad del suministro eléctrico.

Se adopta el criterio de la selectividad en dos niveles.

Para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, se dispone de una selectividad en dos niveles, es decir, que delante de cualquier falta actuarán como mínimo dos interruptores. Estos interruptores serán los dos más cercanos aguas arriba del punto de cortocircuito o falla, el cual seguirán la siguiente secuencia lógica de disparo:

1. Al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.
2. Al ocurrir una falla en una zona de superposición deben operar todos los interruptores de ambas zonas.
3. La protección de respaldo debe encontrarse en una estación diferente o distante.
4. El respaldo aplica únicamente para la falla de cortocircuito.
5. En todo caso se considerara un solo respaldo, es decir el respaldo siempre operara oportunamente para respaldar a la protección primaria que falló.

Al realizar el análisis y comparar el poder de corte y el poder de cierre de los interruptores antes y después de conectar la planta, se concluye que es necesario modificar los interruptores, recalibrando y realizar las coordinaciones y ajustes de los dispositivos para que operen correctamente, originando un nuevo esquema de protección, que será selectivo en dos niveles y que al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.

Conclusión.

Como resultado del análisis del impacto de la introducción de la Generación Distribuida en los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya en la red de Distribución caso Cantarrana, se puede concluir que los flujos de corriente y potencia disminuyen, ocasionando que haya una reducción en las pérdidas de la red.

Los resultados muestran que el nivel de falla aumenta, siendo la magnitud de la corriente de corto circuito mayor en la cercanía de la GD.

Analizando los resultados anteriores y considerando el caso de la falla trifásica, se observa que en las Barras 2 y 3, que son las barras donde se localizan los circuitos Agregados Livianos y Pitahaya, se produce un incremento en las corrientes de falla con la incorporación de la planta.

En el marco de este análisis, la coordinación entre los diferentes dispositivos destinados a la protección de zonas y componentes específicos garantizan en todos los casos la seguridad de la instalación y de las personas; identificar y aislar rápidamente la zona donde ha ocurrido el problema para no cortar inútilmente el suministro a las zonas no afectadas; reducir los efectos del falla en las partes indemnes de la instalación; reducir el esfuerzo de los componentes y los daños en la zona afectada y garantizar la continuidad del servicio.

Realizando los ajustes para los relés de sobrecorriente, se obtendrá un sistema selectivo y seguro que garantice la continuidad del suministro eléctrico.

Al realizar el análisis y comparar el poder de corte y el poder de cierre de los interruptores antes y después de conectar la planta, se concluye que los interruptores sean recalibrando, realizando las coordinaciones y ajustes de los dispositivos para que operen correctamente, originando un nuevo esquema de protección, que será selectivo en dos niveles y que al ocurrir una falla en una zona de protección deben operar todos los interruptores de dicha zona.

Recomendaciones.

- Estudiar el impacto en los problemas de calidad de onda: armónicos, de la introducción de la GD en el sistema eléctrico.
- Profundizar en estudios de estabilidad y fiabilidad de los sistemas con GD.

BIBLIOGRAFÍA:

- [1] Montané Paulino. Protecciones en las Instalaciones Eléctricas. Evolución y Perspectivas. Marcombo. Boixareu. Editores.1993.
- [2] Gavotti Nicolás. Guía de Sistemas de Protecciones. U.C.V. Caracas Venezuela. 1984.
- [3] Mason C Russel. El Arte y la Ciencia de las Protecciones por Relevadores. Editorial Continental. México 1982.
- [4] González Longatt F. “Generación Distribuida (GD): Nuevo Paradigma de la Industria Eléctrica, Efecto sobre las Pérdidas, la Energía Reactiva y la Tensión”. Presentado en las II Jornadas de Ingeniería Eléctrica JIELECT 2003. Puerto Ordaz Venezuela, 2003
- [5] González Longatt F “Aspectos de Regulación de la Integración de la Generación Distribuida”. Grupo de Investigaciones Avanzadas en Energía Eléctrica, Maracay Venezuela, Enero 2008.
- [6] Estudio de Coordinación de las Protecciones del SEIN Criterios de Ajuste. Transener – CESI. COES. Perú
- [7] Pérez Luis. Apuntes sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Baja y Mediana Tensión. Universidad Simón Bolívar. Caracas. Venezuela. 1995.
- [8] Mujica Ramón M. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencias. Universidad Politécnica de Catalunya, 2002.
- [9] Norma DNS-3. Diseños de Sistemas de Protecciones, Caracas: CADAPE 1980.

ANEXOS

- A1.- Diagrama Unifilar Zona Miranda.
- A2.- Niveles de Corto Circuito Monofásico de las Subestaciones
- A3.- Niveles de Corto Circuito Trifásico de las Subestaciones.
- A4.- Características eléctricas de los elementos de la subestación.
- A5.- Fórmulas, Factores correctores y tablas para el cálculo de las Corrientes de Cortocircuito Norma VDE0102.
- A6.- Cálculo de la Coordinación.

Conceptos y Definiciones.

Aguas Abajo: Hacia la carga. (Sólo en circuitos radiales)

Aguas Arriba: Hacia la generación. (Sólo en circuitos radiales)

Alimentador: Salida de los circuitos desde las S/E.

Calidad de servicio: Condiciones bajo las cuales opera un sistema eléctrico, en base a los niveles de tensión y frecuencia de la red.

Capacidad de interrupción: Capacidad nominal de corriente de cortocircuito (rms simétricos) que el interruptor puede abrir o interrumpir sin dañarse.

Es el máximo valor de corriente que puede interrumpir el dispositivo a tensión nominal.

Carga: Potencia o corriente que consume un circuito eléctrico.

Carga conectada: Sumatoria de la potencia en vatios o voltamperios de todos los equipos eléctricos (datos de placa) que se conectan a la red eléctrica. Se puede expresar en kW o kVA.

Corriente de arranque: Corriente mínima de disparo del relé.

Corriente Máxima: Máximo valor de corriente que es admisible dentro de los niveles de funcionamiento normal.

Corriente Nominal: Valor de corriente para el cual, un elemento ha sido diseñado con el fin de obtener las características óptimas de rendimiento y funcionamiento.

Corriente de Operación: Es la corriente máxima en régimen continuo a la cual el dispositivo funciona sin dispararse o fundirse.

Curva de daño del transformador: Límites de corriente, (en forma de curva) suministrada por el fabricante, que pueden soportar los transformadores en donde se indica durante cuánto tiempo puede circular un valor de sobrecorriente por el equipo sin dañarlo.

Demanda Eléctrica: Es la carga en kVA o kW que se utiliza durante cierto tiempo.

Dial: Curva característica tiempo-corriente del relé.

Diagrama Unifilar: Representación simbólica que mediante un sólo hilo muestra un sistema trifásico equilibrado y sus elementos más importantes.

Energía Eléctrica: Es la potencia eléctrica producida, transmitida o consumida en un período de tiempo.

Factor de potencia: Ángulo ($\cos\theta$) entre la potencia activa (vatios) y la potencia aparente (voltamperios).

Factor de utilización: Es la relación existente entre la demanda máxima de un equipo eléctrico y la potencia nominal del mismo.

Falla: Interrupción no prevista del funcionamiento de un componente del sistema eléctrico.

Potencia Eléctrica: Es la capacidad de producir, transmitir o consumir electricidad en forma instantánea que se mide generalmente en Kilovatios (kW).

Seccionalizador: Dispositivo de protección que aísla automáticamente la sección fallada trabajando en conjunto con el disyuntor o reconectador.

Sistema interconectado: Se dice que dos o más sistemas o compañías forman un sistema interconectado, cuando establecen conexión eléctrica entre ellas, con la finalidad de obtener beneficios económicos mutuos en la prestación del servicio eléctrico.

Software: Programas de aplicación en computadoras.

TAP: Intensidad de arranque ajustable que recibe el relé por el secundario del TC.

Tensión Eléctrica: Grado de energía eléctrica que se manifiesta en un cuerpo.

Tiempo Muerto: Es el tiempo comprendido entre una operación de apertura y la subsiguiente operación de recierre del Reconectador. También llamado intervalo de reconexión.

**Niveles de Corto Circuito Monofasico
de las Subestaciones**

Subestación	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	ip
	kA	deg	MVA	kA
Arenosa 230	37,08131	-86,9498	4924,048	97,837
A.Grande 115	0,4996846	-70,69596	33,1767	0,9566561
Acarigua 230	8,451045	-83,56525	1122,219	20,69219
Acarigua I 115	9,430332	-79,74556	626,1295	21,93656
Acarigua II 115	13,45536	-84,52174	893,3723	33,68493
Altagracia 115	1,833298	-70,67136	121,7223	3,491172
Alvarenga 115	4,287655	-76,9895	284,6801	9,850964
Aragua 115	28,31727	-84,05471	1880,133	69,97471
Aragua 230	16,6602	-83,97662	2212,317	40,70092
Araure 115	6,521938	-78,3062	433,0259	15,05662
Arenosa 115	24,56927	-88,83549	1631,284	67,43395
Arenosa 400	20,04811	-86,09355	4629,912	52,8514
Aroa 115	1,005203	-70,60227	66,7407	1,97144
Bárbula 115	5,406138	-73,90166	358,942	11,10209
Bejuma 115	2,809538	-74,49438	186,5401	5,894137
Cabruta 115	0,5008791	-66,13276	33,25601	1,227262
Cabudare 115	17,8234	-85,02531	1183,39	45,11392
Cabudare 230	13,27128	-83,25237	1762,301	32,54241
Cagua 115	9,294908	-74,84268	617,1381	19,58051
Caicara 115	0,394646	-66,08494	26,20263	0,9567835
Calabozo 115	7,161792	-84,01631	475,5092	17,47643
Calabozo 230	3,742057	-84,05859	496,9099	8,989013
Camatagua	1,70396	-71,36414	113,1349	3,306108
Camatagua 115	2,220096	-71,70013	147,4039	4,373524
Caña de Azúcar 115	18,70039	-80,58326	1241,618	42,59775
Caña de Azúcar 230	8,879996	-81,83173	1179,18	21,14381
Carabobo 115	24,97658	-81,21155	1658,327	59,89213
Carbonero 115	3,333337	-72,17398	221,3178	6,826008
Caucagua 115	4,666186	-71,71692	309,8128	9,352797
Centro 115	5,879179	-74,73566	390,3497	12,33926
Charallave 115	5,226289	-77,81984	347,0009	12,21283
Chichiriviche	1,211564	-71,8827	80,44214	2,417594
Chivacoa 115	2,551999	-71,47325	169,4407	5,122784
Ciudad Lozada 115	12,94675	-88,61029	859,6032	35,3884
Corinsa 115	7,741867	-75,36276	514,0234	16,50453
Coro I 115	3,398302	-79,43648	225,6312	7,910321
Coro II 115	5,253122	-84,68132	348,7825	13,03106
Diego Losada 400	11,00086	-84,90373	2540,541	28,13659
DiegoLozada 230	20,88903	-84,28353	2773,866	52,31192
El Isiro 115	5,495785	-85,30464	364,8942	13,72209
El Isiro 230	2,86627	-84,54837	380,6136	7,000362
El Limón 115	8,986994	-74,73917	596,694	18,7471

Niveles de Cortocircuito Trifásico de las Subestaciones

Subestación	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	ip
	kA	deg	MVA	kA
Arenosa 230	29,48368	-86,95033	11745,47	77,79108
A. Grande 115	0,8382869	-70,17997	166,9749	1,604917
Acarigua 230	9,729953	-83,59858	3876,138	23,82357
Acarigua I 115	10,325	-80,83347	2056,594	24,0177
Acarigua II 115	12,42477	-84,18349	2474,838	31,1049
Altagracia 115	2,769276	-69,20577	551,6007	5,273567
Alvarenga 115	5,504162	-80,74845	1096,351	12,64591
Aragua 115	22,96504	-83,27153	4574,31	56,74881
Aragua 230	16,95214	-83,52123	6753,254	41,41414
Araure 115	7,941517	-80,56848	1581,838	18,33388
Arenosa 115	20,22385	-88,63777	4028,305	55,50731
Arenosa 400	17,47705	-86,76635	12108,46	46,07352
Aroa 115	1,668302	-71,72912	332,3021	3,271934
Bárbula 115	7,940367	-74,53981	1581,609	16,30641
Bejuma 115	4,434635	-75,89689	883,3165	9,30343
Cabruta 115	1,364348	-83,85309	271,7589	3,342949
Cabudare 115	14,03959	-84,62008	2796,487	35,53648
Cabudare 230	13,14549	-83,62207	5236,789	32,23396
Cagua 115	11,40418	-75,50584	2271,552	24,02388
Caicara 115	1,044918	-83,38172	208,1329	2,533309
Calabozo 115	6,329302	-83,11989	1260,707	15,44496
Calabozo 230	4,06394	-82,74772	1618,959	9,762226
Camatagua	2,747762	-70,93604	547,3152	5,331344
Camatagua 115	3,616478	-71,872	720,3513	7,124356
Caña de Azúcar 115	18,50868	-79,42618	3686,667	42,16104
Caña de Azúcar 230	10,11609	-82,2727	4029,963	24,08701
Carabobo 115	25,29935	-82,43005	5039,273	60,66611
Carbonero 115	5,101998	-74,18879	1016,246	10,44787
Caucagua 115	7,056306	-72,27324	1405,516	14,1435
Centro 115	8,203769	-75,56591	1634,075	17,21812
Charallave 115	6,470125	-81,64003	1288,757	15,11943
Chichiriviche	1,91382	-72,72415	381,2058	3,818898
Chivacoa 115	4,213715	-73,15993	839,3123	8,458447
Ciudad Lozada 115	10,75697	-88,60797	2142,636	29,40289
Corinsa 115	10,12306	-76,34692	2016,371	21,58089
Coro I 115	3,288892	-81,41491	655,1008	7,655646
Coro II 115	4,145402	-84,40612	825,7054	10,28321
Diego Losada 400	10,78383	-85,73684	7471,256	27,58149
DiegoLozada 230	20,25757	-84,75024	8070,041	50,73055
El Isiro 115	4,236638	-84,70407	843,8783	10,57821
El Isiro 230	2,462228	-83,66312	980,8818	6,013559
El Limón 115	11,59384	-74,92923	2309,328	24,18503



ANEXO A4



Características eléctricas

	Transformadores				Generadores Trifásicos Sincrónicos MJB 500 MB 4, 60 Hz, 1800/min									
	MVA	Lado de alta	Lado de baja	Z%	G1=G2=G3=G4=G5=G6=G7=G8									
T1	30	115 Kv	13,8 Kv	10,82	Xd (%)	Xq (%)	X'd (%)	X''d (%)	X''q (%)	X2 (%)	X0 (%)	Vn	MVA	MW
T2	30	115 Kv	13,8 Kv	10,82	285	160	27,8	13,9	15,6	14,7	3,2	0,48 kV	2,11	1,88
T3	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	Linea de transmisión, Conductor Alliance, 4/0 AWG									
T4	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	Circuito Agregados Livianos									
T5	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	Impedancia									
T6	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	R1 (Ω/Km)	X1 (Ω/Km)	R2 (Ω/Km)	X2(Ω/Km)	R0 (Ω/Km)	X0 (Ω/Km)	Km			
T7	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	0,3192	0,3921	0,3192	0,3921	0,524	0,1282	22,2			
T8	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	Circuito Pitahaya									
T9	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	Impedancia									
T10	2,5	13,8 Kv	0,480 Kv	10,20	R1 (Ω/Km)	X1 (Ω/Km)	R2 (Ω/Km)	X2(Ω/Km)	R0 (Ω/Km)	X0 (Ω/Km)	Km			
					0,3192	0,3921	0,3192	0,3921	0,524	0,1282	49,3			

Niveles de Corto Circuito Monofásico

Subestación	I _{k''} (kA)	I _{k''} Angulo deg	S _{k''} (MVA)	i _p (kA)
Charallave 115	5,226289	-77,81984	347,0009	12,21283

Niveles de Corto Circuito Trifásico

Subestación	I _{k''} (kA)	I _{k''} Angulo deg	S _{k''} (MVA)	i _p (kA)
Charallave 115	6,470125	-81,64003	1.288,76	15,11943

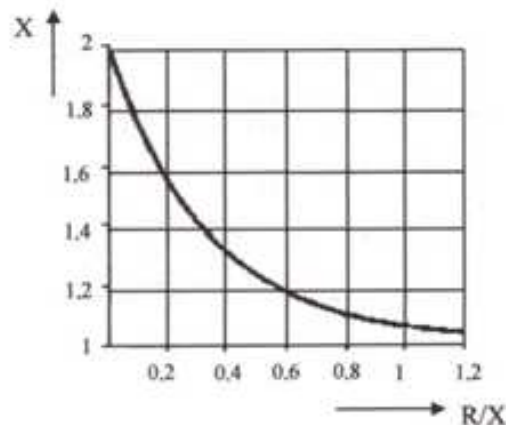
ANEXO A5

Fórmulas, Factores correctores y Tablas para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito Mediante la Norma VDE 0102

XII.I. Cálculo de las corrientes de cortocircuito I_S , I_a e I_k

Las corrientes de cortocircuito (I_S , I_a , e I_k) se calculan a partir de la corriente inicial simétrica de cortocircuito (I''_k) y de los factores indicados en las directrices VDE 0102. Si el punto de cortocircuito está alimentado directamente por las distintas fuentes de corriente de cortocircuito se cumplen las siguientes relaciones para (I_S , I_a , I_{asf} e I_k):

- **Corriente máxima asimétrica de cortocircuito (I_S):** $I_S = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I''_k$

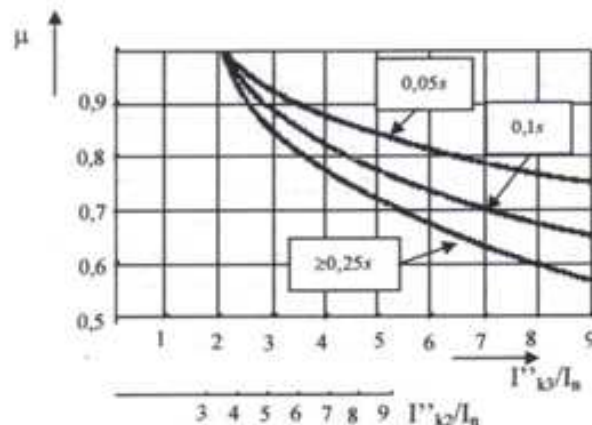


Gráfica XII.I Factor (χ) para calcular la corriente máxima asimétrica de cortocircuito (I_S). Donde (R) y (X) son la resistencia (R_k) y la reactancia (X_k) de la impedancia de cortocircuito de la red (Z_k)

El factor (χ) depende de la relación (R_k/X_k) correspondiente a los distintos elementos o dispositivos implicados en el cortocircuito y tiene presente el amortiguamiento temporal de la componente aperiódica y, en el caso de cortocircuitos próximos al generador, el de la componente simétrica.

- **Corriente simétrica de corte (I_a)**

- Máquinas sincronas: $I_a = \mu \cdot I''_k$
- Máquinas asincronas: $I_{asf} = \mu \cdot q \cdot I''_k$



Gráfica XII.II Factor (μ) para calcular la corriente simétrica de corte (I_a)

El factor (μ) depende de la relación (I''_{k2}/I_n) de los distintos generadores sincronos existentes en el circuito y del retardo mínimo de desconexión (t_v).

Anexo A6

Cálculo de la coordinación

➤ Corriente de Arranque.

La corriente de arranque es el valor a partir del cual comienza la operación temporizada del relé.

Paso 1: Ajustar la corriente de arranque real xI_n ó TAP de todos los relés, para ello se utiliza las siguientes ecuaciones:

$$xI_n = I_{\text{arranque deseada}} / (RTC * I_n)$$

$$TAP = (I_{\text{arranque deseada}}) / RTC$$

$$I_{\text{arranque deseada}} = k I_{\text{carga}}$$

I_{arranque} debe ser mayor a la I_{carga} por un factor k que tiene en cuenta las variaciones diarias en la carga, su crecimiento, las corrientes de energización y el error de medida.

El rango de valores de k es $1.0 < k \leq 2.0$. Un valor típico es 1,5.

Relé	Corriente de carga (A)	Relé	Corriente de arranque (A)
1	150,61	1	225,915
2	150,61	2	225,915
3	1.255,11	3	1.882,665
4	150,61	4	225,915
5	1.255,11	5	1.882,665

Paso 2: Se selecciona el DIAL reemplazando los siguientes valores en la ecuación característica del relé:

$$t = t_{\min} ; M = I_{\text{falla}} / I_{\text{arranque}}$$

t_{\min} es un tiempo de espera para que la falla se aclare por sí misma y desaparezcan las corrientes de energización. Valor típico: 0.1 segundos

$$t_{\text{operación}} = \text{Dial} \frac{K}{M^n - 1}$$

Donde k y n son constantes de la norma IEC para relé de sobre corriente.

$$M = I_{\text{falla}} / I_{\text{arranque}}$$

Constante de la norma IEC para relé de sobre corriente

Tipo de curva	K	n
Tiempo inverso estándar	0.14	0.02
Muy inversa	13.5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

Paso 3: Se utiliza la curva inversa estándar IEC según la siguiente tabla:

Relé	
Curva	IEC inversa estándar
In	5A
Dial	0,1 a 1 en pasos de 0,05
Iarranque	0.4 a 4.0*In en pasos de 0.05

Paso 4: se obtiene la curva de coordinación para los circuitos de la figura 4.2 y 4.7 respectivamente.

A continuación se muestran los datos que permiten determinar las curvas de coordinación, para ello se consideran la curva de la norma IEC para relé de sobre corriente y la curva inversa estándar de la IEC.

➤ Cálculo de las curvas de coordinación.

$$t_{\text{operación}} = \text{Dial} \frac{K}{M^n - 1}$$

$$M = I_{\text{falla}} / I_{\text{arr.}}$$

Tabla de datos

K	n	factor incred	Relé 1,2 y 4	Relé 3 y 5	In (A)	Ia (A)	Relé 1		Relé 2		Relé 3		Relé 4		Relé 5	
			Ifalla (A)	Ifalla (A)			M	t (s)	M	t (s)	M	t (s)	M	t (s)	M	t (s)
0,14	0,02	0,4	6470,13	4.333,55	5	2	3.235,07	0,0798	3.235,07	0,3192	2.166,78	0,5902	3.235,07	0,7980	2.166,78	1,0961
0,14	0,02	0,45	6470,13	4.333,55	5	2,3	2.875,61	0,1216	2.875,61	0,3649	1.926,02	0,6430	2.875,61	0,8514	1.926,02	1,1574
0,14	0,02	0,5	6470,13	4.333,55	5	2,5	2.588,05	0,1645	2.588,05	0,4113	1.733,42	0,6963	2.588,05	0,9048	1.733,42	1,2185
0,14	0,02	0,55	6470,13	4.333,55	5	2,8	2.352,77	0,2084	2.352,77	0,4584	1.575,84	0,7501	2.352,77	0,9585	1.575,84	1,2796
0,14	0,02	0,6	6470,13	4.333,55	5	3	2.156,71	0,2531	2.156,71	0,5062	1.444,52	0,8044	2.156,71	1,0124	1.444,52	1,3407
0,14	0,02	0,65	6470,13	4.333,55	5	3,3	1.990,81	0,2986	1.990,81	0,5546	1.333,40	0,8593	1.990,81	1,0666	1.333,40	1,4020
0,14	0,02	0,7	6470,13	4.333,55	5	3,5	1.848,61	0,3449	1.848,61	0,6036	1.238,16	0,9146	1.848,61	1,1210	1.238,16	1,4634
0,14	0,02	0,75	6470,13	4.333,55	5	3,8	1.725,37	0,3919	1.725,37	0,6532	1.155,61	0,9704	1.725,37	1,1758	1.155,61	1,5250
0,14	0,02	0,8	6470,13	4.333,55	5	4	1.617,53	0,4396	1.617,53	0,7033	1.083,39	1,0267	1.617,53	1,2308	1.083,39	1,5867
0,14	0,02	0,85	6470,13	4.333,55	5	4,3	1.522,38	0,4878	1.522,38	0,7539	1.019,66	1,0834	1.522,38	1,2861	1.019,66	1,6487
0,14	0,02	0,9	6470,13	4.333,55	5	4,5	1.437,81	0,5367	1.437,81	0,8050	963,01	1,1406	1.437,81	1,3417	963,01	1,7109
0,14	0,02	0,95	6470,13	4.333,55	5	4,8	1.362,13	0,5861	1.362,13	0,8566	912,33	1,1982	1.362,13	1,3975	912,33	1,7734
0,14	0,02	1	6470,13	4.333,55	5	5	1.294,03	0,6360	1.294,03	0,9086	866,71	1,2563	1.294,03	1,4537	866,71	1,8361
0,14	0,02	1,05	6470,13	4.333,55	5	5,3	1.232,41	0,6864	1.232,41	0,9610	825,44	1,3147	1.232,41	1,5102	825,44	1,8990
0,14	0,02	1,1	6470,13	4.333,55	5	5,5	1.176,39	0,7374	1.176,39	1,0139	787,92	1,3736	1.176,39	1,5669	787,92	1,9623
0,14	0,02	1,15	6470,13	4.333,55	5	5,8	1.125,24	0,7888	1.125,24	1,0672	753,66	1,4328	1.125,24	1,6240	753,66	2,0257
0,14	0,02	1,2	6470,13	4.333,55	5	6	1.078,36	0,8406	1.078,36	1,1208	722,26	1,4925	1.078,36	1,6813	722,26	2,0895
0,14	0,02	1,25	6470,13	4.333,55	5	6,3	1.035,22	0,8929	1.035,22	1,1749	693,37	1,5525	1.035,22	1,7389	693,37	2,1535
0,14	0,02	1,3	6470,13	4.333,55	5	6,5	995,40	0,9456	995,40	1,2293	666,70	1,6129	995,40	1,7967	666,70	2,2177

Curva de coordinación correspondiente al diagrama unifilar de la figura 4.2

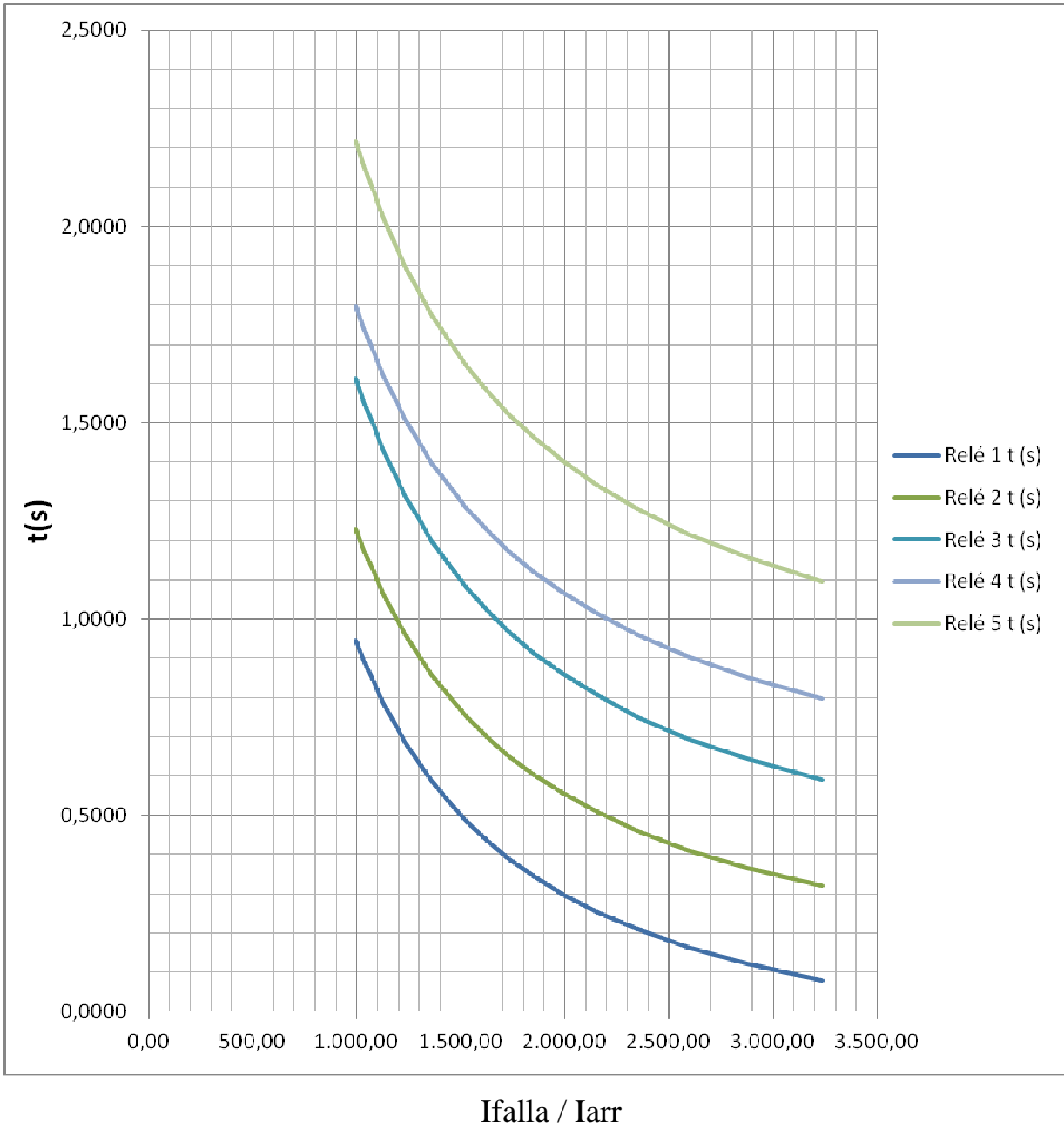
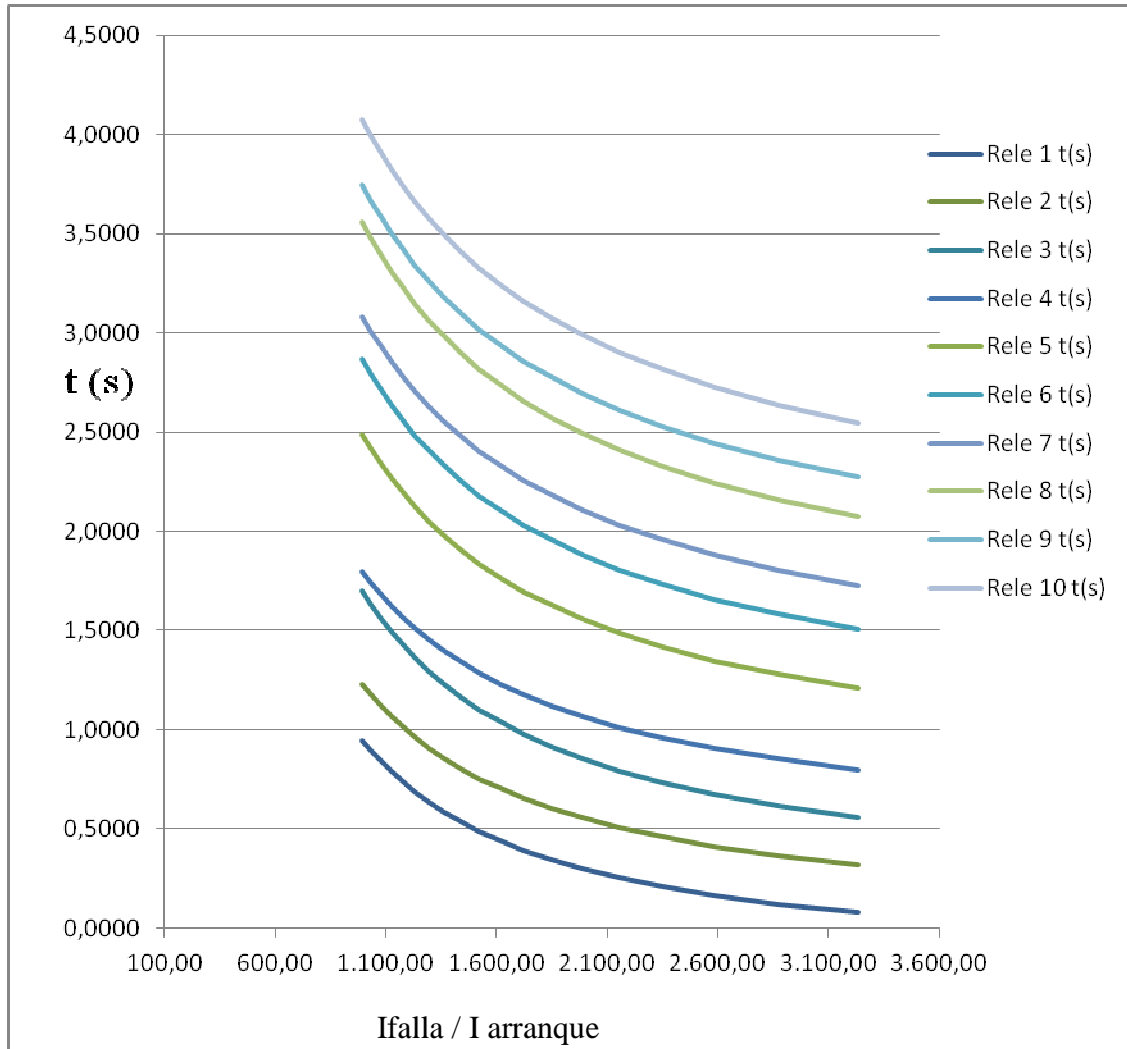


Tabla de datos

Relé 1		Relé 2		Relé 3		Relé 4		Relé 5		Relé 6		Relé 7		Relé 8		Relé 9		Relé 10	
M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)	M	t(s)
3.235,07	0,0798	3.235,07	0,3192	1.111,16	0,5579	3.235,07	0,7980	1.111,16	1,2087	1.024,24	1,5064	1.293,32	1,7264	1.024,24	2,0712	1.293,32	2,2716	1.293,32	2,5442
2.875,61	0,1216	2.875,61	0,3649	987,70	0,6154	2.875,61	0,8514	987,70	1,2782	914,88	1,5810	1.149,62	1,8036	914,88	2,1559	1.149,62	2,3586	1.149,62	2,6361
2.588,05	0,1645	2.588,05	0,4113	888,93	0,6738	2.588,05	0,9048	888,93	1,3475	823,39	1,6562	1.034,66	1,8800	823,39	2,2408	1.034,66	2,4440	1.034,66	2,7260
2.352,77	0,2084	2.352,77	0,4584	808,12	0,7329	2.352,77	0,9585	808,12	1,4169	748,54	1,7312	940,60	1,9557	748,54	2,3247	940,60	2,5281	940,60	2,8143
2.156,71	0,2531	2.156,71	0,5062	740,77	0,7927	2.156,71	1,0124	740,77	1,4864	686,16	1,8060	862,21	2,0310	686,16	2,4080	862,21	2,6113	862,21	2,9015
1.990,81	0,2986	1.990,81	0,5546	683,79	0,8533	1.990,81	1,0666	683,79	1,5560	633,38	1,8807	795,89	2,1060	633,38	2,4907	795,89	2,6938	795,89	2,9876
1.848,61	0,3449	1.848,61	0,6036	634,95	0,9146	1.848,61	1,1210	634,95	1,6259	588,14	1,9555	739,04	2,1808	588,14	2,5730	739,04	2,7756	739,04	3,0730
1.725,37	0,3919	1.725,37	0,6532	592,62	0,9765	1.725,37	1,1758	592,62	1,6960	548,93	2,0303	689,77	2,2555	548,93	2,6550	689,77	2,8570	689,77	3,1577
1.617,53	0,4396	1.617,53	0,7033	555,58	1,0391	1.617,53	1,2308	555,58	1,7664	514,62	2,1053	646,66	2,3302	514,62	2,7369	646,66	2,9381	646,66	3,2420
1.522,38	0,4878	1.522,38	0,7539	522,90	1,1023	1.522,38	1,2861	522,90	1,8371	484,35	2,1804	608,62	2,4048	484,35	2,8186	608,62	3,0188	608,62	3,3258
1.437,81	0,5367	1.437,81	0,8050	493,85	1,1661	1.437,81	1,3417	493,85	1,9081	457,44	2,2557	574,81	2,4795	457,44	2,9002	574,81	3,0994	574,81	3,4094
1.362,13	0,5861	1.362,13	0,8566	467,86	1,2305	1.362,13	1,3975	467,86	1,9795	433,36	2,3313	544,56	2,5543	433,36	2,9819	544,56	3,1799	544,56	3,4927
1.294,03	0,6360	1.294,03	0,9086	444,46	1,2955	1.294,03	1,4537	444,46	2,0511	411,70	2,4071	517,33	2,6292	411,70	3,0636	517,33	3,2603	517,33	3,5758
1.232,41	0,6864	1.232,41	0,9610	423,30	1,3610	1.232,41	1,5102	423,30	2,1232	392,09	2,4832	492,69	2,7043	392,09	3,1453	492,69	3,3406	492,69	3,6587
1.176,39	0,7374	1.176,39	1,0139	404,06	1,4271	1.176,39	1,5669	404,06	2,1955	374,27	2,5595	470,30	2,7795	374,27	3,2272	470,30	3,4209	470,30	3,7416
1.125,24	0,7888	1.125,24	1,0672	386,49	1,4937	1.125,24	1,6240	386,49	2,2682	358,00	2,6361	449,85	2,8548	358,00	3,3091	449,85	3,5012	449,85	3,8244
1.078,36	0,8406	1.078,36	1,1208	370,39	1,5609	1.078,36	1,6813	370,39	2,3413	343,08	2,7130	431,11	2,9304	343,08	3,3912	431,11	3,5816	431,11	3,9072
1.035,22	0,8929	1.035,22	1,1749	355,57	1,6285	1.035,22	1,7389	355,57	2,4147	329,36	2,7902	413,86	3,0061	329,36	3,4735	413,86	3,6620	413,86	3,9899
995,40	0,9456	995,40	1,2293	341,90	1,6967	995,40	1,7967	341,90	2,4885	316,69	2,8676	397,94	3,0820	316,69	3,5559	397,94	3,7425	397,94	4,0727

Curva de coordinación correspondiente al diagrama unifilar de la figura 4.7

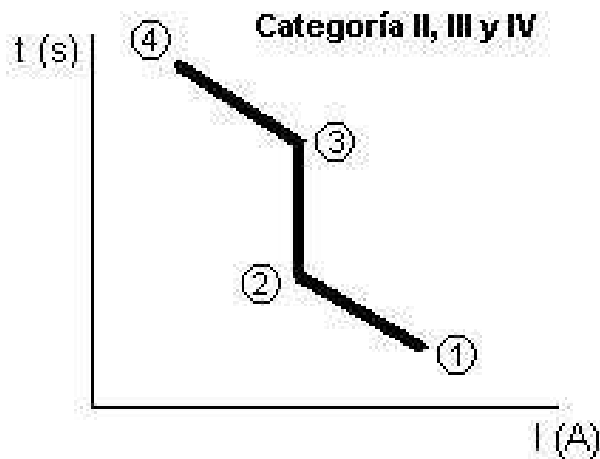


Calculo de la Curva de daño del Transformador.

Para determinar la curva de daño del el transformador se utiliza la curva ANSI (American National Standard Institute), representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la tabla:

Categoría de Transformador	
Categoría	Trifásico KVA nominales
I	15 - 500
II	501 - 5.000
III	5.001- 30.000
IV	arriba de 30.000

La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI, esta curva se presenta en la siguiente figura:



Para calcular los puntos de la curva anterior se utilizan las siguientes consideraciones:

Punto 1: Tiempo $t = 2$ (s) ; Corriente $I = I_{pc} / (Z_t + Z_s)$

Punto 2: Tiempo $t = 8$ (s) ; Corriente $I = 0,5 * I_{pc} / (Z_t + Z_s)$

Punto 3: Tiempo $t = 5.000 * (Z_t + Z_s)^2$; Corriente $I = 0,5 * I_{pc} / (Z_t + Z_s)$

Punto 4 : Tiempo $t = 50$ (s) Corriente $I = 5 * I_{pc}$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador.

$I_{pc} = I_n$ = Corriente en (A) a plena carga del transformador en base a su capacidad.

$Z_t = 0,1082$ pu.

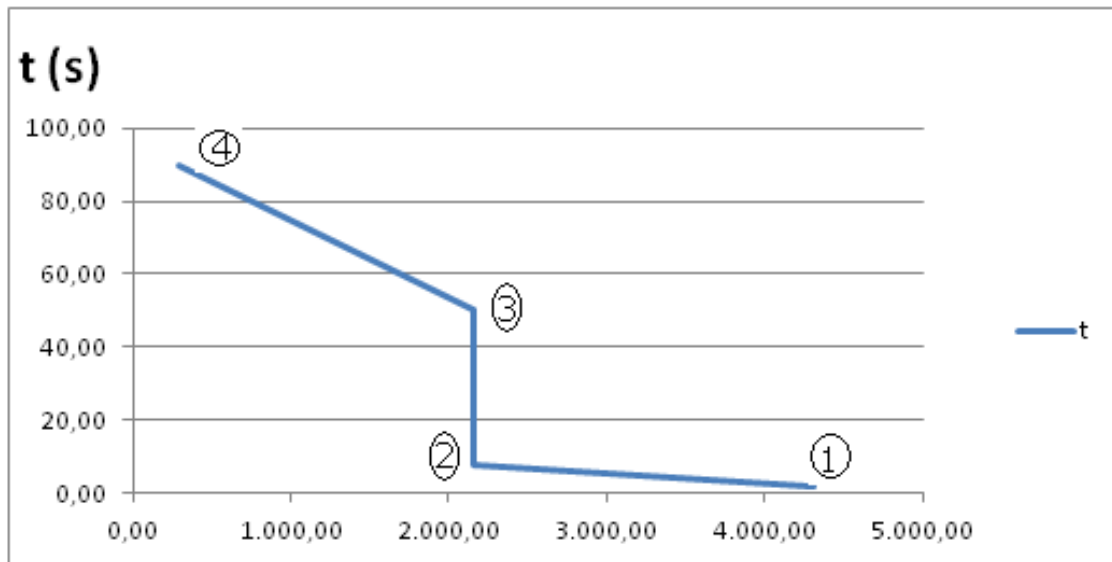
$Z_s = 0,0256$ pu.

Al realizar los cálculos se obtiene los siguientes datos:

Tabla de datos

I(A)	t (s)	Puntos
4314,87	2,00	1
2157,44	8,00	2
2157,44	50,00	3
288,67	89,51	4

Lo que permite determinar la curva de daño, que se muestra a continuación:



Si se observa estos resultados y comparándolos con los datos de las graficas de coordinación es recomendable graficar separadamente ya que por efectos de escala no se aprecia las curvas y tratar de graficarlas juntas hay una deformación que no permite identificar quien es quien; sin embargo los puntos 1 al 4 están por encima de todas las curvas de coordinación.