

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación**



**“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES USANDO TÉCNICAS  
DE OPTIMIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
CONSIDERANDO DISTINTOS ESCENARIOS INCLUYENDO  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELABORACIÓN DE  
ESQUEMA DE AUTOMATISMO PARA REPROGRAMACIÓN  
DE RELÉS DE PROTECCIÓN”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

**MAGÍSTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**ING. EDISON JAVIER MORANTE DEL ROSARIO**

**ING. PEDRO BERNARDO SALCÁN REYES**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**AÑO: 2019**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por permitirnos terminar esta gran meta en nuestras vidas, a nuestras esposas, a nuestros hijos y a nuestro tutor académico.

## **DEDICATORIA**

A todas las personas que aun creemos que la clave del crecimiento de una sociedad es su educación.

Que la educación continua y constante, nos permite tomar mejores decisiones en todos los ámbitos de nuestra vida.

# **TRIBUNAL DE EVALUACIÓN**

---

**SUBDECANO DE LA FIEC**

---

**DIRECTOR DE TRABAJO DE TITULACIÓN**

---

**MIEMBRO PRINCIPAL DEL TRIBUNAL**

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

**"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"**

---

**ING. EDISON JAVIER MORANTE DEL ROSARIO**

---

**ING. PEDRO BERNARDO SALCÁN REYES**

## RESUMEN

En el siguiente documento se presenta el desarrollo de una metodología propuesta para la coordinación de los relés de sobrecorriente considerando elementos direccionales en sistemas de distribución que incluyen generación distribuida realizando una reconfiguración de los grupos de ajustes de forma automática.

Los ajustes del relé (umbral de corriente y dial de tiempo) se definen mediante la solución de un problema de optimización lineal para cada una de las configuraciones planteadas. Estos ajustes o parametrización corresponden a escenarios de operación que se definen previamente para el sistema y para la configuración de los relés utilizando dos esquemas de comunicación propuestos.

La activación del elemento direccional en cada uno de los IEDS debe ser considerado según sea el escenario en el que se encuentren operando.

En este proyecto se selecciona cuatro casos, utilizando como base la configuración de trece barras de la IEEE [1] con algunas modificaciones mencionadas en los capítulos siguientes. Estas pequeñas variaciones son planteadas con la finalidad de buscar estados de operaciones un poco más acorde a los sistemas de distribución, tales como: mantenimiento (Subestación Principal y Subestación Alterna), operación con generación distribuida cercana a una carga crítica y/o alimentada con doble circuito (aéreo y subterráneo), este último con la finalidad de utilizar los elementos direccionales.

Los valores de flujo de carga y corriente de cortocircuito se adquieren mediante los programas ETAP® y open DSS y los valores de optimización mediante funciones solver de Excel y linprog de Matlab.

La metodología propuesta permite determinar cada uno de los ajustes óptimos para cada uno de los IEDS en cada uno de los escenarios previamente seleccionados, obteniendo así una mejor selectividad y sensibilidad en el sistema de protecciones.

## **ABSTRACT**

The following document presents the development of a proposed methodology for the coordination of overcurrent relays considering directional elements in distribution systems that include distributed generation by automatically reconfiguring the adjustment groups.

The relay settings (current threshold and time dial) are defined by solving a linear optimization problem for each of the raised configurations. These settings or parameterization correspond to operating scenarios that are previously defined for the system and for the configuration of the relays using two proposed communication schemes.

The activation of the directional element in each of the IEDS must be considered according to the scenario in which they are operating.

In this project, four cases are selected, using as a basis the configuration of thirteen bus of the IEEE [1] with some modifications mentioned in the following chapters. These small variations are proposed in order to look for operating states a bit more in line with distribution systems, such as: maintenance (Main Substation and Alternate Substation), operation with distributed generation close to a critical load and / or fed with double circuit (air and underground), the latter with the purpose of using the directional elements.

Load flow and short-circuit current values are acquired through the ETAP® and open DSS programs and optimization values through Excel and Matlab functions.

The proposed methodology allows to determine each of the optimal settings for each of the IEDS in each of the previously selected scenarios, thus obtaining a better selectivity and sensitivity in the protection system.

## INDICE GENERAL

ABSTRACT.....	viii
INDICE GENERAL .....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiv
LISTA DE ACRÓNIMOS.....	xv
LISTA DE SÍMBOLOS PRINCIPALES.....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1.....	2
FUNDAMENTACIÓN .....	2
1.1. Descripción del problema de la coordinación óptima de relés de Sobrecorriente.....	2
1.2. Solución propuesta .....	2
1.3. Metodología propuesta.....	3
1.4. Objetivos.....	3
1.4.1. Objetivo general.....	3
1.4.2. Objetivos específicos .....	3
CAPÍTULO 2.....	4
CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	4
2.1. Introducción.....	4
2.2. Modelos de los equipos .....	5
2.2.1. Transformadores.....	5
2.2.2. Líneas .....	9
2.2.3. Cargas .....	15
2.2.4. Generación Distribuida .....	18
2.3. Fundamentos del cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de distribución.....	19
2.3.1. Fallas trifásicas.....	20
2.3.2. Falla de dos fases.....	21
2.3.3. Fallas monofásicas a tierra .....	22
2.4. Comparación del cálculo de corrientes de cortocircuito en sistema de distribución utilizando ETAP y OpenDSS .....	24
2.4.1. OPENDSS.....	24
2.4.2. ETAP.....	25
2.4.3. Sistema eléctrico a ser simulado en ETAP y Open DSS. ....	26
CAPÍTULO 3.....	32
ESCENARIOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....	32



3.1. Introducción.....	32
3.2. Reconfiguración de una red de distribución .....	35
3.3. Flujos de carga y cálculos de corriente de cortocircuito.....	43
3.3.1. Valores flujo de carga .....	43
3.3.2. Cálculos de corrientes de cortocircuito para cada uno de los escenarios de estudio.....	49
CAPÍTULO 4.....	53
PROGRAMACIÓN LINEAL.....	53
4.1. Formulación del problema de optimización .....	53
4.1.1. Introducción y definiciones.....	53
4.1.2. Programación Lineal .....	54
4.1.3. Proceso de Formulación de un Problema de PL y su Aplicación.....	55
4.2. Función objetivo .....	56
4.3. Restricciones de igualdad y desigualdad.....	57
4.4. Algoritmos de solución .....	57
4.4.1. Método simplex.....	58
4.4.2. Variables de Holgura y exceso.....	58
4.5. Antecedentes de aplicación de programación lineal a la coordinación de relés de sobrecorriente .....	59
4.5.1. Coordinación óptima de relés de sobrecorriente direccionales en sistemas de poder interconectados .....	59
CAPÍTULO 5.....	64
COORDINACIÓN ÓPTIMA DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	64
5.1. Formulación de la función objetivo.....	64
5.2. Selección de las restricciones de desigualdad.....	64
5.3. Cálculo del ajuste del umbral de corriente y el dial del tiempo considerando distintas configuraciones de la red de distribución y generación distribuida .....	71
5.3.1. Cálculos en Caso 1 (Caso Base).....	71
5.3.2. Cálculos en Caso 2 (Entrada de generación distribuida).....	76
5.3.3. Cálculos en Caso 3 (Sistema de distribución débilmente mallado) .....	77
5.3.4. Cálculos en Caso 4 (Sistema de distribución alimentado por otra subestación) .....	79
5.3.5. Resumen de ajustes .....	80
5.3.6. Gráficas de ajustes por casos de estudio.....	85
5.4. Ajuste de relés numéricos de acuerdo a las distintas configuraciones de la red de distribución para su actuación automática .....	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	97

BIBLIOGRAFIA .....	99
ANEXOS .....	100
Anexo A.    Cálculos de Corriente de Cortocircuito en programa Open DSS y Etap en caso de ejemplo .....	101
Anexo B.    Comparativo de flujos de carga para los distintos casos de estudio corridos en open dss y etap .....	111
Anexo C.    Comparativo de flujos de corriente de cortocircuito para los distintos casos de estudio corridos en open dss y etap .....	116
Anexo D.    Cálculos y resultados de aplicación de método de optimización por programación lineal usando el método simplex aplicada en la función Linprog de Matlab       119	
Anexo E.    Gráficos de ajustes de Protecciones por relé.....	123

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Datos de Conductores.....	13
Tabla 2. 2 Tabla comparativa de corrientes (Falla 1F en 611) .....	28
Tabla 2. 3 Tabla comparativa de voltajes (Falla 1F en 611).....	29
Tabla 2. 4 Tabla comparativa de corrientes (Falla 3F en 675) .....	30
Tabla 2. 5 Tabla comparativa de voltajes (Falla 3F en 675).....	31
Tabla 3. 1 Configuración de líneas aéreas[1].....	33
Tabla 3. 2 Configuración de línea subterránea[1].....	33
Tabla 3. 3 Longitudes de líneas a utilizarse[1] .....	33
Tabla 3. 4 Capacitores[1] .....	34
Tabla 3. 5 Valores de carga .....	34
Tabla 3. 6 Estado de interruptores en el sistema. ....	35
Tabla 3. 7 Estados de interruptores caso 1 .....	36
Tabla 3. 8 Estados de interruptores caso 2 .....	37
Tabla 3. 9 Estados de interruptores caso 3.....	38
Tabla 3. 10 Estados de interruptores caso 3.....	40
Tabla 3. 11 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 1) .....	43
Tabla 3. 12 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 2) .....	43
Tabla 3. 13 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.1) .....	44
Tabla 3. 14 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.2) .....	44
Tabla 3. 15 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.3) .....	45
Tabla 3. 16 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.4) .....	45
Tabla 3. 17 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.5) .....	45
Tabla 3. 18 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.1) .....	46
Tabla 3. 19 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.2) .....	46
Tabla 3. 20 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.3) .....	47
Tabla 3. 21 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.4) .....	47
Tabla 3. 22 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.5) .....	47
Tabla 3. 23 Corrientes de carga observada por interruptores (Resumen de casos) .	48
Tabla 3. 24 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 1).....	49
Tabla 3. 25 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 2).....	50
Tabla 3. 26 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 3).....	51
Tabla 3. 27 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 4).....	52
Tabla 5. 1 Capacidad de conductores de alimentadores en casos de estudio.....	71
Tabla 5. 2 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 1).....	72
Tabla 5. 3 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 1 (tomando en cuenta flujo de carga de los casos 2 y 3) .....	73
Tabla 5. 4 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 1 (tomando en cuenta solo flujo de carga del caso 1).....	73
Tabla 5. 5 Ajustes de dial de Tiempo Caso 1 (tomando en cuenta flujo de carga de los casos 2 y 3) .....	73
Tabla 5. 6 Ajustes de dial de Tiempo Caso 1 (tomando en cuenta solo flujo de carga del caso 1).....	74
Tabla 5. 10 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 2).....	76
Tabla 5. 11 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 2 .....	76

Tabla 5. 12 Ajustes de dial de Tiempo Caso 2 .....	77
Tabla 5. 7 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 3).....	77
Tabla 5. 8 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 3 .....	78
Tabla 5. 9 Ajustes de dial de Tiempo Caso 3.....	78
Tabla 5. 13 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 4).....	79
Tabla 5. 14 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 4 .....	79
Tabla 5. 15 Ajustes de dial de Tiempo Caso 4 .....	80
Tabla 5. 16 Resumen de Ajustes de Umbral de Corriente .....	80
Tabla 5. 17 Resumen de Ajustes de Dial de Tiempo .....	80
Tabla 5. 18 Resumen de Ajustes de activación de función Direccional .....	81
Tabla 5. 19 Resumen de Ajustes de activación de función Direccional .....	81











## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Esquema de transformador trifásico [2].....	5
Figura 2. 2 Componentes simétricas [4].....	8
Figura 2. 3 Conexión de circuitos de secuencia para los tipos de falla considerando una falla a tierra $Z_f$ [4].....	9
Figura 2. 4 Circuitos de secuencia cero [4] .....	9
Figura 2. 5 Impedancia serie de las líneas[3].....	10
Figura 2. 6 Cálculo de matriz impedancia[2] .....	13
Figura 2. 7 Circuito de generación distribuida[5] .....	18
Figura 2. 8 Modelo de análisis de corto circuito para alimentadores desbalanceados[3] .....	19
Figura 2. 9 Circuito equivalente para analisis de falla[3] .....	19
Figura 2. 10 Representación gráfica de un sistema eléctrico en ETAP® .....	26
Figura 2. 11 Modelo IEEE de 13 nodos[1].....	27
Figura 3. 1 Esquema de distribución .....	32
Figura 3. 2 Caso 1 para simulación .....	36
Figura 3. 3 Caso 2 para simulación .....	37
Figura 3. 4 Caso 3 para simulación .....	38
Figura 3. 5 Caso 4 para simulación .....	39
Figura 3. 6 Fallas para caso 1 .....	41
Figura 3. 7 Fallas para caso 2 .....	41
Figura 3. 8 Fallas para caso 3 .....	42
Figura 3. 10 Fallas para caso 4 .....	42
Figura 4. 1 Representación del poliedro de soluciones del método simplex [6] .....	58
Figura 5.1 Hoja de datos técnica en donde se observa el tiempo de interrupción de un reconector ABB [8] .....	65
Figura 5. 2 Comparativa de ajustes de relés para interruptor 6 tomando en cuenta distintas restricciones .....	75
Figura 5. 3 Ajustes de Relé 2 para los distintos Casos de Estudio .....	82
Figura 5. 4 Ajustes de Relé 4 para los distintos Casos de Estudio .....	83
Figura 5. 5 Ajustes de Relé 3 para los distintos Casos de Estudio .....	84
Figura 5. 6 Ajustes de Relés para el Caso 1 .....	85
Figura 5. 7 Ajustes de Relés para el Caso 1' .....	86
Figura 5. 8 Ajustes de Relés para el Caso 2 .....	87
Figura 5. 9 Ajustes de Relés para el Caso 3 .....	88
Figura 5. 10 Ajustes de Relés para el Caso 4 .....	89
Figura 5. 11 Equipo de reconexión con tecnología actual .....	90
Figura 5. 12 Grupo de ajustes en relés de protección.....	90
Figura 5. 13 Arquitectura con fibra óptica.....	91
Figura 5. 14 Selección automática de grupo de ajustes.....	92
Figura 5. 15 Arquitectura con radios y antenas .....	93

## LISTA DE ACRÓNIMOS

$T_{nm}$	Es el tiempo de operación del relé de protección “n” ante una falla en la ubicación “m”
$f_{ij}$	representa las características del relé
$TDS_{ij}$	es la configuración de dial de tiempo del relé $R_{ij}$
$I_{ijk}$	representa la corriente vista por el relé $R_{ij}$ para una falla en la ubicación $k$ .
$TD_i^{(1)}$	Time dial de relé i para caso j
IED	Dispositivo electrónico inteligente
SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos.

## LISTA DE SÍMBOLOS PRINCIPALES

	Interruptor Abierto
	Interruptor Cerrado
	Seccionador Abierto
	Seccionador Cerrado
	Generación Distribuida
	Transformadores de distribución
	Nombre de Nodo
	Barra infinita / SE Principal
	Reconectores/interruptor 15 kV
	Falla en el punto A

# INTRODUCCIÓN

A nivel mundial los sistemas eléctricos han ido cambiando a través del tiempo, antes eran simples redes de distribución radiales, ahora son unas grandes redes interconectadas a las cuales se les suma el crecimiento de la generación distribuida.

Este crecimiento trae como consecuencia un cambio en la topología de red y el aumento de los niveles de cortocircuito que podrían afectar los equipos en esta red. Ahora el análisis ya no se lo hace con sólo una fuente ya que la generación distribuida involucra más fuentes.

Si bien es cierto que resulta imposible predecir la ocurrencia de fallas, la intención es disminuir el número de abonados afectados mediante la instalación de un sistema de protección efectivo que sea confiable y selectivo que cumpla con las leyes y reglamentos de cada operador local de energía.

Al tener sistemas complejos en donde la topología de red no es estática (entrada o no de generación distribuida, entrada o no de circuitos en malla) trae el problema de encontrar un ajuste óptimo para las distintas configuraciones y por consiguiente se pierde sensibilidad.

El presente trabajo plantea la obtención de ajustes óptimos de protecciones para las distintas topologías de red y el uso de las nuevas tecnologías de protecciones en donde se permite contar con varias familias de ajustes y combinar estos conceptos para optimizar el ajuste de la sensibilidad en las protecciones.



# CAPÍTULO 1

## FUNDAMENTACIÓN

En este capítulo se analiza el marco teórico para la coordinación de relés de sobrecorriente direccionales.

### 1.1. Descripción del problema de la coordinación óptima de relés de Sobrecorriente

Los relés de sobrecorriente direccional son ampliamente utilizados en sistemas de distribución, dado que permiten tener niveles de sensibilidad, selectividad y seguridad satisfactorios. Las redes de distribución se operan de forma radial, razón por la cual el flujo de corriente usualmente no cambia de sentido. Sin embargo, pueden existir condiciones operativas tales como reconfiguración de redes o introducción de generación distribuida, donde la coordinación típica de los relés puede ocasionar mala operación ante determinadas fallas. La tecnología de relés de sobrecorriente disponible en el mercado permite configurar distintas familias de ajustes para cada dispositivo, que pueden ser seleccionadas vía remota a través del SCADA de la red. Esto hace posible realizar diferentes conjuntos de ajustes para los relés de una red en función de las configuraciones posibles.

La coordinación óptima de relés de sobrecorriente ha sido utilizada para encontrar los ajustes del conjunto de dispositivos conectados a una red, esta metodología puede ser extendida estableciendo la relación entre las distintas configuraciones de una red de distribución y las familias de configuración de los relés.

### 1.2. Solución propuesta

Identificar las configuraciones disponibles en una red de distribución para realizar la coordinación óptima de los relés de sobrecorriente utilizando programación lineal.

### 1.3. Metodología propuesta

En este trabajo de titulación, se analiza los posibles casos o escenarios de una red de distribución de tal forma que los equipos IEDS se reprogramen de forma digital en base al escenario en el que se encuentran operando y utilizando estos métodos de optimización mencionados.

### 1.4. Objetivos

#### 1.4.1. Objetivo general

- Proponer una metodología para la coordinación óptima de relés de sobrecorriente direccionales en sistemas de distribución, considerando distintas configuraciones de la red y la presencia de generación distribuida.

#### 1.4.2. Objetivos específicos

- Modelar una red de distribución desequilibrada en programas computacionales para simulación de sistemas eléctricos.
- Calcular las corrientes de cortocircuito y las contribuciones por los alimentadores en una red de distribución considerando la conexión a tierra de los dispositivos, las configuraciones de la red y generación distribuida.
- Realizar la coordinación óptima de relés de sobrecorriente direccionales en el sistema de distribución utilizando técnicas de optimización lineal para definir el ajuste del tiempo de dial (*time dial setting*) y el umbral corriente (*pickup current*).
- Establecer un esquema básico de sistema de comunicaciones que permita realizar el cambio de ajustes en los relés de protección de manera automática cuando la topología de red cambie.

## **CAPÍTULO 2**

### **CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

#### **2.1. Introducción**

El análisis de los sistemas de distribución permite planificar y operar cumpliendo con los niveles de calidad, disponibilidad y seguridad requeridos por la sociedad actual. En este sentido, la continuidad de servicio representa uno de los mayores retos en virtud de la importancia de la energía eléctrica en muchos sectores de la sociedad.

Las características de los sistemas de distribución son muy particulares, entre estas se puede mencionar que poseen estructura radial, cargas de distintas naturalezas (circuitos monofásicos, dos fases o trifásicos), y actualmente la introducción del tema de generación distribuida, todo esto debe ser considerado para poder realizar un correcto análisis.

Los programas computacionales tales como ETAP, OPEN DSS, entre otros, permiten a los usuarios obtener resultados de manera confiable. Por esta razón, es importante siempre estar en conocimiento de estas herramientas y conocer sus métodos, de tal forma que permitan disminuir tiempos de cálculos operacionales y aumentar la precisión de resultados para los fines requeridos.

Con los estudios de flujo de carga y corriente de cortocircuito obtenidos de estos programas, es posible planificar de mejor forma todo el sistema de distribución ya que con estos resultados es posible obtener longitudes de alimentadoras, caídas de voltaje, selección de capacidades térmicas de equipos, dimensionamiento de conductores, así como también los estudios de coordinación de los dispositivos de protección para el despeje de las fallas temporales y permanentes del sistema.

En la siguiente parte de este capítulo, se procederá a explicar los elementos más importantes de los modelos utilizados en este trabajo para el cálculo de las corrientes de carga y cortocircuito.

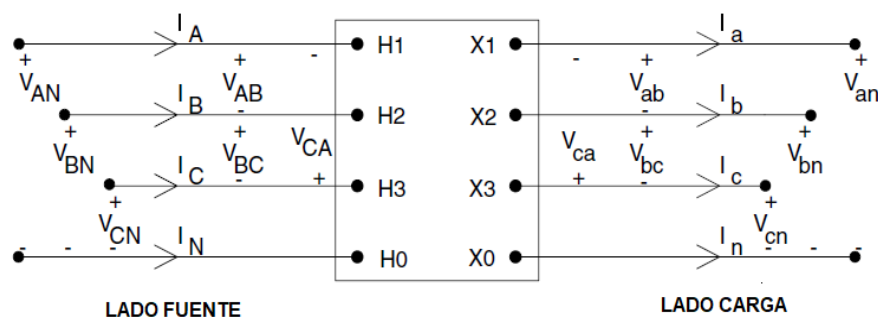
## 2.2. Modelos de los equipos

A continuación, se expondrá el concepto teórico y modelo de los siguientes equipos:

- Transformador de potencia
- Líneas de distribución aérea y/o subterránea.
- Cargas.
- Generación distribuida.

### 2.2.1. Transformadores

Los transformadores de potencia se encuentran generalmente en las subestaciones de distribución donde el voltaje es transformado de niveles de transmisión hasta los de distribución. Ver la siguiente figura.



**Figura 2. 1 Esquema de transformador trifásico [2]**

Los siguientes son los únicos modelos aplicables en los sistemas radiales de distribución.

- Delta-Estrella aterrizada
- Estrella- Delta
- Estrella aterrizada- estrella aterrizada
- Delta-Delta

A continuación, se muestran los parámetros mínimos que se requieren para el modelado de los transformadores:

- Numero de fases = (3, 2, 1 número de fases)
- Numero de devanados= Se ingresa los números de devanados que posee el transformador.
- Punto de interconexión= Barra a la cual estará conectado el transformador.
- Tipo de Conexión = Delta – estrella, estrella-estrella, etc.
- Voltajes y potencia nominal del transformador.
- Posición de cambiador de Toma (TAP).
- Reactancia de cortocircuito.

De forma que se tienen las matrices generalizadas a partir de la figura 2.2, con voltajes y corriente el nodo  $n$  como función de los voltajes y corriente del nodo  $m$  están dada por las siguientes expresiones:

$$VLN_{ABC} = [a_t][VLN_{abc}] + [b_t][I_{abc}]$$

$$VLN_{abc} = [A_t][VLN_{abc}] + [B_t][I_{abc}]$$

$$I_{abc} = [c_t][VLN_{abc}] + [d_t][I_{abc}] \quad (1)$$

Se tiene entonces términos de  $a_t, b_t, c_t, d_t, A_t$  y  $B_t$  matrices, las mismas que están en función del tipo de conexión, relación de transformación y la impedancia del transformador.

### Constantes para conexión Estrella - Estrella

$$a_t = [n_t] \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix}; \quad n_t = \frac{VLN_{\text{lado de alta}}}{VLL_{\text{lado de baja}}}$$

$$b_t = n_t \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix};$$

$$c_t = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad d_t = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A_t = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}; \quad B_t = \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix}; \quad (2)$$

### Constantes para conexión Delta – Estrella

$$a_t = \frac{-[n_t]}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix}; \quad n_t = \frac{VLN_{\text{lado de alta}}}{VLL_{\text{lado de baja}}}$$

$$b_t = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2Z_{tb} & Z_{tc} \\ Z_{ta} & 0 & 2Z_{tc} \\ 2Z_{ta} & Z_{tb} & 0 \end{bmatrix};$$

$$c_t = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad d_t = \frac{1}{[n_t]} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix};$$

$$A_t = \frac{1}{[n_t]} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}; \quad B_t = \begin{bmatrix} Z_{ta} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{tb} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{tc} \end{bmatrix}; \quad (3)$$

### Constantes para conexión Estrella – Delta

$$a_t = [n_t] \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix}; \quad n_t = \frac{VLN_{\text{lado de alta}}}{VLL_{\text{lado de baja}}}$$

$$b_t = \frac{[n_t]}{3} \begin{bmatrix} Z_{tab} & -Z_{tab} & 0 \\ Z_{tbc} & 2Z_{tbc} & 0 \\ -2Z_{tca} & -Z_{tca} & 0 \end{bmatrix};$$

$$c_t = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}; \quad d_t = \frac{1}{3[n_t]} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix};$$

$$A_t = \frac{1}{3[n_t]} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix};$$

$$B_t = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 2Z_{tab} + Z_{tbc} & 2Z_{tbc} - 2Z_{tab} & 0 \\ 2Z_{tbc} - 2Z_{tca} & 4Z_{tbc} - Z_{tca} & 0 \\ Z_{tab} - 4Z_{tca} & -Z_{tab} - 2Z_{tca} & 0 \end{bmatrix}; \quad (4)$$

## COMPONENTES SIMÉTRICAS

ETAP®. Utiliza el método de las componentes simétricas para obtener el análisis de los sistemas polifásicos. Este método consiste básicamente en dividir el sistema en tres componentes conocidos como secuencia positiva, negativa y cero. En la siguiente figura se puede observar las características de los mismos.

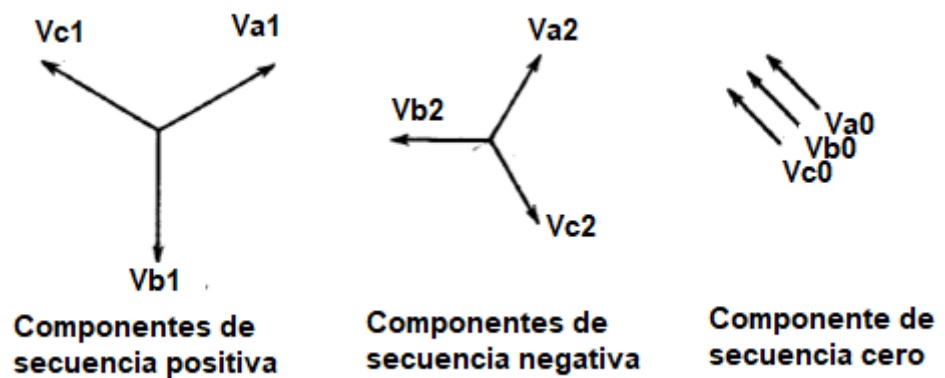


Figura 2. 2 Componentes simétricas [3]

Dependiendo del tipo de falla se hace un análisis vectorial de los voltajes y de las corrientes y con esto se puede simular la interconexión de las redes de secuencia para la obtención de la magnitud de la falla deseada.

En la siguiente gráfica, se aprecian las interconexiones de los circuitos de secuencia positiva, negativa y cero para la determinación de las corrientes de falla.

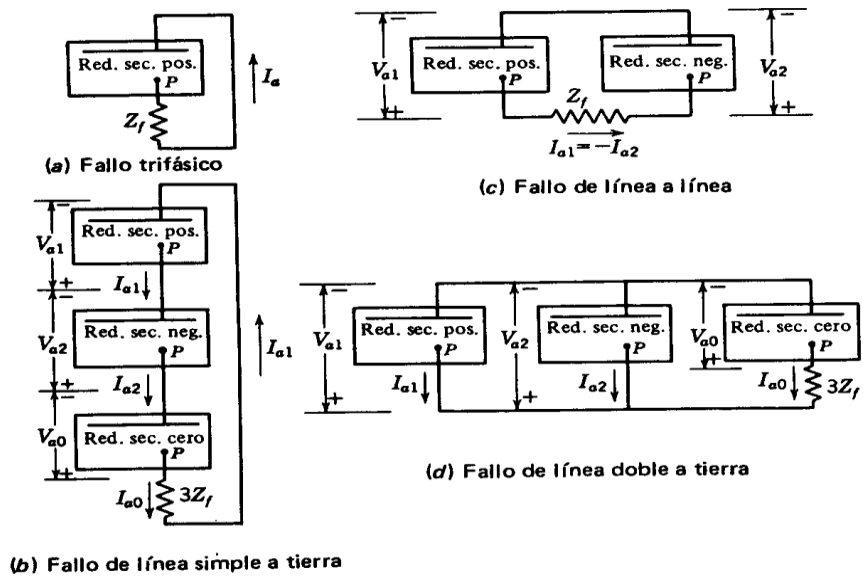


Figura 2. 3 Conexión de circuitos de secuencia para los tipos de falla considerando una falla a tierra  $Z_f$  [3]

Cuando se tiene un transformador, los terminales del mismo se interconectan dependiendo del tipo de conexión que tengan los devanados del transformador. En la figura 2.4 se tiene los equivalentes a ser considerados para la interconexión del circuito de secuencia cero al resto del sistema.

SÍMBOLOS	ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO

Figura 2. 4 Circuitos de secuencia cero [3]

### 2.2.2. Líneas

Las líneas de distribución son los componentes principales y los de mayor consideración a la hora de modelar los elementos de potencia. La



determinación de la impedancia en serie es el paso primordial y el más crítico para estos análisis.

Para su planteamiento es importante considerar siempre dos factores importantes que son: resistencia e inductancia.

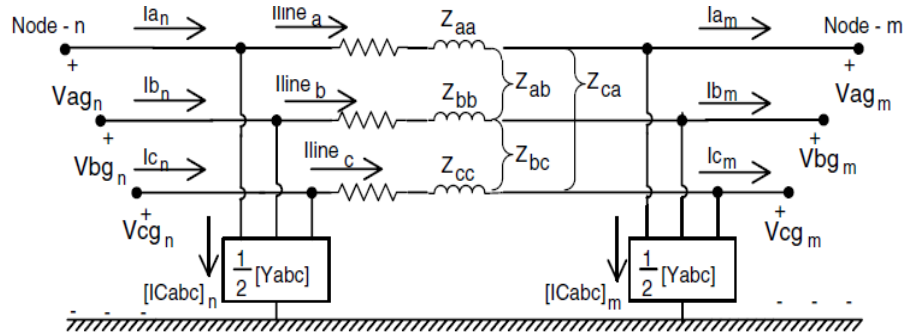


Figura 2. 5 Impedancia serie de las líneas[2]

#### RESISTENCIA E INDUCTANCIA:

Son los dos principales parámetros que se requieren para ingresar en la matriz de información o en la base de datos.

Estos circuitos pueden ser del tipo: trifásicos, de dos fases y del tipo monofásico.

Además, que no siempre los ramales trifásicos no son transpuestas, es necesario tener en cuenta los términos de las inductancias propias y mutuas del conductor, así como la ruta de retorno a tierra de las corrientes desequilibradas.

Si asumimos que la frecuencia es 60 Hz, y que la longitud del conductor se supone de una milla, con estos supuestos tenemos las ecuaciones de Carson[2].

$$Z_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{RMG_i} + 7.934 \right] \Omega/mi \quad (5)$$

$$Z_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{d_{iji}} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$Z_{ii}$  = Impedancia propia del conductor  $i$

$Z_{ij}$  = Impedancia mutua entre el conductor  $i$  y el conductor  $j$ .

$R_i$  = es la resistencia de conductor  $i$  ( $\Omega$ /millas)

$RMG_i =$  es el radio medio geométrico del conductor  $i$   $\left(\frac{\Omega}{\text{millas}}\right)$

$D_{ij} =$  Es el espaciado entre el conductor  $i$  y el conductor  $j$  (ft) (6)

Aplicando las ecuaciones anteriores, a una línea trifásica con el conductor neutro el resultado es una matriz de impedancia primitiva de 4x4, como se muestra en la ecuación siguiente:

$$[Z_{prim}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Aplicando nuevamente a las leyes de Kirchhoff en el nodo  $n$  de la figura 3 se plantea lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (8)$$

O también puede ser planteado de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [Z_{ij}] & [Z_{in}] \\ [Z_{nj}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (9)$$

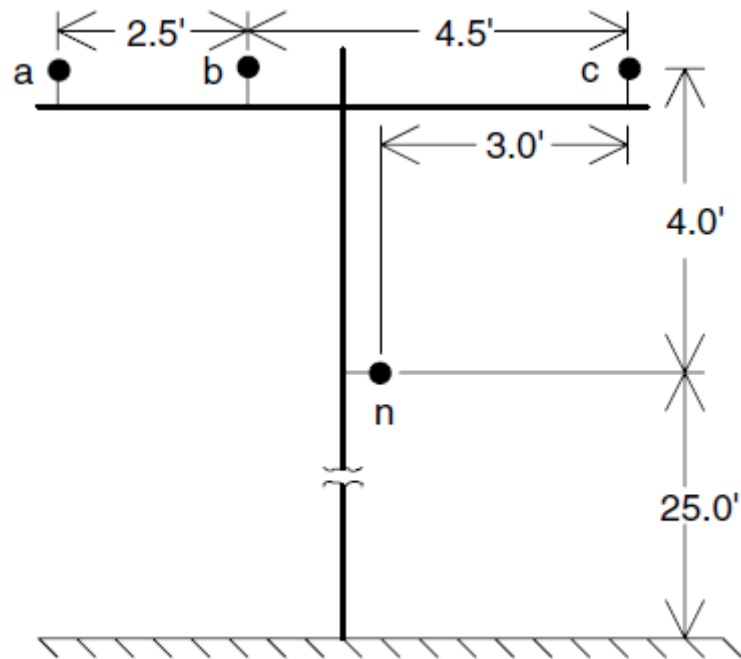
$$[V_{abc}] = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [Z_{ij}] & [Z_{in}] \\ [Z_{nj}] & [Z_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_n \end{bmatrix} \quad (10)$$

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}][Z_{nn}]^{-1}[Z_{nj}] \quad (11)$$

Este último término se conoce también como la matriz de impedancia de fase. Como se puede apreciar entonces, cada vez que se tenga una configuración diferente en un tramo de línea de distribución se tendrá un  $Z$  equivalente

diferente, es por eso que el primer paso es identificar los diferentes tipos de configuración utilizados en la red de estudio, luego identificarlos para determinar  $Z_{abc}$  de cada uno de los tramos.

A continuación, se realizará un ejemplo para el cálculo de los valores y obtención de la matriz  $Z_{abc}$ . Ver figura.

**EJEMPLO:****Figura 2. 6 Cálculo de matriz impedancia[2]****CALCULOS:**

Los valores de configuración mostrada en la figura 2.6 se muestran a continuación:

Config.	Conductores	Fase	Neutro	Distancia
		ACSR	ACSR	ID
Ejemplo 1	ABCN	336,4 26/7	4/0 6/1	Mostrada en la fig 2.6

**Tabla 2. 1 Datos de Conductores****FASE**

GMR = 0.0244 ft.

Resistencia = 0.306  $\Omega$ /milla;

**NEUTRO**

GMR = 0.00814 ft.

Resistencia = 0.5920  $\Omega$ /milla;

Entonces se tiene que:

$$D_{ab} = 2.5 \text{ ft} \quad D_{bc} = 4.5 \text{ ft} \quad D_{ca} = 7 \text{ ft}$$

$$D_{an} = 5.6569 \text{ ft} \quad D_{bn} = 4.272 \text{ ft} \quad D_{cn} = 5.0 \text{ ft}$$

$$Z_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{RMG_i} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{aa} = 0.306 + 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{0.0244} + 7.934 \right]$$

$$Z_{aa} = 0.4013 + j1.4133 \Omega/mi$$

$$Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = 0.4013 + j1.4133 \Omega/mi$$

$$Z_{nn} = 0.5920 + 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{0.00814} + 7.934 \right]$$

$$Z_{nn} = 0.6873 + j1.5465 \Omega/mi$$

Ahora procedemos a determinar las impedancias

$Z_{ab}$ ,  $Z_{bc}$ , y  $Z_{ca}$ .

(12)

$$Z_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{d_{iji}} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{ab} = Z_{ba} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{2.5} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{ab} = Z_{ba} = 0.0953 + j0.8515$$

$$Z_{bc} = Z_{cb} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{4.5} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{bc} = Z_{cb} = 0.0953 + j0.7802$$

$$Z_{ac} = Z_{ca} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{7} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{ac} = Z_{ca} = 0.0953 + j0.7266$$

$$Z_{an} = Z_{na} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{5.6569} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{an} = Z_{na} = 0.0953 + j0.7524$$

$$Z_{bn} = Z_{nb} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{4.272} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{bn} = Z_{nb} = 0.0953 + j0.7865$$

$$Z_{cn} = Z_{nc} = 0.0953 + j0.12134 \left[ \ln \frac{1}{5} + 7.934 \right] \Omega/mi$$

$$Z_{cn} = Z_{nc} = 0.0953 + j0.7674$$

Ahora se tiene la ecuación de reducción de KRON:

$$[Z_{abc}] = [Z_{ij}] - [Z_{in}][Z_{nn}]^{-1}[Z_{nj}]$$

$$Z_{ij} = \begin{bmatrix} 0.4013 + j1.4133 & 0.0953 + j0.8515 & 0.0953 + j0.7266 \\ 0.0953 + j0.8515 & 0.4013 + j1.4133 & 0.0953 + j0.7802 \\ 0.0953 + j0.7266 & 0.0953 + j0.7802 & 0.4013 + j1.4133 \end{bmatrix} \Omega/mi$$

$$Z_{in} = \begin{bmatrix} 0.0953 + j0.7524 \\ 0.0953 + j0.7865 \\ 0.0953 + j0.7674 \end{bmatrix} \Omega/mi$$

$$Z_{nn} = [0.6873 + j1.5465] \Omega/mi$$

$$Z_{nj} = [0.0953 + j0.7524 \quad 0.0953 + j0.7865 \quad 0.0953 + j0.7674] \Omega/mi$$

De los cálculos obtenidos de las ecuaciones anteriores se obtiene lo siguiente:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} 0.4576 + j0.780 & 0.1560 + j0.5017 & 0.1535 + j0.3849 \\ 0.1560 + j0.5017 & 0.4666 + j1.0482 & 0.1580 + j0.4236 \\ 0.1535 + j0.3849 & 0.1580 + j0.4236 & 0.4615 + j1.0651 \end{bmatrix} \Omega/mi$$

### 2.2.3. Cargas

Los comportamientos de los sistemas de distribución están directamente relacionados con el tipo de carga del sistema.

No existe carga constante, es por eso que se realizó una clasificación de las mismas para poder introducir los cambios de la misma en los siguientes términos:

#### CLASIFICACION POR:

#### MODELO DE POTENCIA CONSTANTE (Estrella o Delta)

De la fórmula de potencia aparente se tiene lo siguiente:

$$\mathbf{I}_a = \left( \frac{\mathbf{S}_a}{\mathbf{V}_{an}} \right)^* = \left( \frac{S_a}{V_{an}} \angle \delta_a - \theta_a \right) = I_a \angle \alpha_a \quad (13)$$

$$\mathbf{I}_b = \left( \frac{\mathbf{S}_b}{\mathbf{V}_{bn}} \right)^* = \left( \frac{S_b}{V_{bn}} \angle \delta_b - \theta_b \right) = I_b \angle \alpha_b \quad (14)$$

$$\mathbf{I}_c = \left( \frac{\mathbf{S}_c}{\mathbf{V}_{cn}} \right)^* = \left( \frac{S_c}{V_{cn}} \angle \delta_c - \theta_c \right) = I_c \angle \alpha_c \quad (15)$$

Como se puede apreciar el valor de potencia se mantiene constante por lo que el valor del voltaje línea a neutro se deberá cambiar durante cada iteración hasta lograr la convergencia.

Para el caso de conexión Delta, el voltaje que itera es el de Línea a Línea y los valores de corrientes están determinadas por  $ab, bc, ca$  (corrientes de la delta), así como también los ángulos siempre son referidos entre línea a línea.

### **MODELO DE IMPEDANCIA CONSTANTE (Estrella o Delta)**

Para este modelo de impedancia conocido como impedancia constante primero se realiza el valor de la misma con sus valores nominales. (16) – (18).

$$\mathbf{Z}_a = \left( \frac{V_{an}^2}{S_a^*} \right) = Z_a \angle \theta_{zan} \quad (16)$$

$$\mathbf{Z}_b = \left( \frac{V_{bn}^2}{S_b^*} \right) = Z_b \angle \theta_{zbn} \quad (17)$$

$$\mathbf{Z}_c = \left( \frac{V_{cn}^2}{S_c^*} \right) = Z_c \angle \theta_{zcn} \quad (18)$$

Es decir, primero se obtiene el valor de la impedancia constante dada el valor de línea a neutro nominal y el valor de la potencia aparente. Con esto se vuelve a representar en las ecuaciones:

$$\mathbf{I}_a = \frac{\mathbf{V}_{an}}{\mathbf{Z}_a} = \left( \frac{V_{an}}{Z_a} \angle \delta_a - \theta_a \right) \quad (19)$$

$$\mathbf{I}_b = \frac{\mathbf{V}_{bn}}{\mathbf{Z}_b} = \left( \frac{V_{bn}}{Z_b} \angle \delta_b - \theta_b \right) \quad (20)$$

$$\mathbf{I}_c = \frac{\mathbf{V}_{cn}}{\mathbf{Z}_c} = \left( \frac{V_{cn}}{Z_c} \angle \delta_c - \theta_c \right) \quad (21)$$

Como se puede apreciar el valor de la impedancia se mantiene constante por lo que el valor del voltaje línea a neutro se deberá cambiar durante cada iteración hasta lograr la convergencia.

Para el caso de conexión Delta, el voltaje que itera es el de Línea a Línea y los valores de corrientes están determinadas por  $ab, bc, ca$  (corrientes de la delta), así como también los ángulos siempre son referidos entre línea a línea.

### **MODELO DE CORRIENTE CONSTANTE (delta-estrella)**

Otro de los tipos de modelado de carga para estas parametrizaciones es el tipo corriente y factor de potencia constante. Y su carga puede estar conectada en Estrella o también en conexión Delta.

$$\mathbf{I}_a = I_a \angle \delta_a - \theta_a \quad (22)$$

$$\mathbf{I}_b = I_b \angle \delta_b - \theta_b \quad (23)$$

$$\mathbf{I}_c = I_c \angle \delta_c - \theta_c \quad (24)$$

Para el caso de la conexión delta, se tiene lo siguiente:



$$I_{ab} = I_{ab} \angle \delta_{ab} - \theta_{ab} \quad (25)$$

$$I_{bc} = I_{bc} \angle \delta_{bc} - \theta_{bc} \quad (26)$$

$$I_{ca} = I_{ca} \angle \delta_{ca} - \theta_{ca} \quad (27)$$

#### 2.2.4. Generación Distribuida

La Generación distribuida o DER por sus siglas en inglés (Distributed energy resources), es definida como la producción de electricidad en instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se pueden conectar en cualquier punto de un sistema eléctrico.

La representación de un DER, es considerada como una fuente y una resistencia equivalente. Las potencias equivalentes de cortocircuito considerablemente menor que la fuente de referencia.

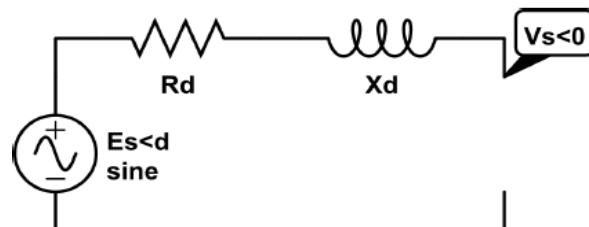


Figura 2. 7 Circuito de generación distribuida[4]

Sus valores a definir serian entonces los siguientes:

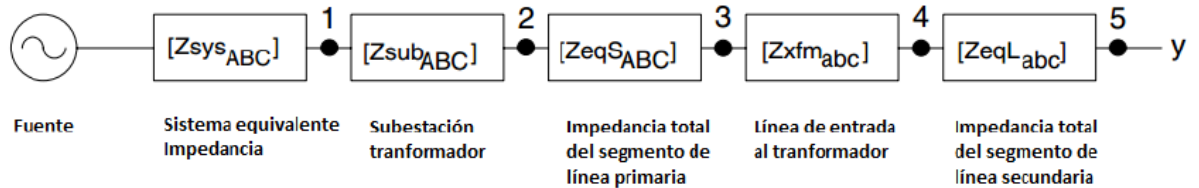
- Numero de fases = (3, 2, 1 número de fases)
- Punto de interconexión = Barra a la cual estará conectado el generador.
- Conexión de devanados = Delta – estrella.
- Voltaje y Potencia nominal del generador
- Reactancia, estado estable, transitoria y sub–transitoria. La cual se simulará con un valor constante.

- Modelo= Existen modelos de generador previamente definidos, ejemplo, factor de potencia constante, impedancia constante, todo esto se debe asimilar para la respectiva programación de los mismos.
- PF= factor de potencia del generador.

**2.3. Fundamentos del cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de distribución**

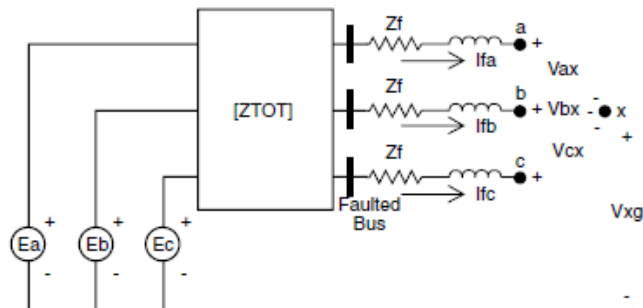
Para el análisis de cortocircuitos en sistemas de distribución considerando desbalances, se utiliza el método estructura de fase y que se explicara a continuación. (phase frame). [2]

La falla en el sistema puede ocurrir en cualquiera de los cinco puntos mostrado a continuación. Ver figura



**Figura 2. 8 Modelo de análisis de corto circuito para alimentadores desbalanceados[2]**

Aplicando leyes de voltaje de Kirchoff se tiene:



**Figura 2. 9 Circuito equivalente para analisis de falla[2]**

$$\begin{bmatrix} E_a \\ E_b \\ E_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{xg} \\ V_{xg} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Con esto se puede reducir a:

$$[E_{abc}] = [Z_{TOT}][I_{abc}] + [Z_f][I_{abc}] + [V_{abcx}] + [V_{xg}] \quad (29)$$

Se puede dejar en términos de una Impedancia equivalente, y además dividiendo todo para Z equivalente y dejando en términos de matriz admitancia Y se tiene:

$$[E_{abc}] - [V_{abcx}] - [V_{xg}] = [Z_{eq}][I_{abc}] \quad (30)$$

$$[I_{abc}] = [E_{abc}][Y_{eq}] - [V_{abcx}][Y_{eq}] - [V_{xg}][Y_{eq}] \quad (31)$$

Si se define una variable en términos de la matriz Y equivalente y el voltaje de la fuente se tiene que:

$$[IP_{abc}] = [Y_{eq}][E_{abc}] \quad (32)$$

Entonces el resultado final sería:

$$\begin{aligned} I_a &= IP_a - (Y_{aa}V_{ax} + Y_{ab}V_{bx} + Y_{ac}V_{cx}) - Y_aV_{xg} \\ I_b &= IP_b - (Y_{ba}V_{ax} + Y_{bb}V_{bx} + Y_{bc}V_{cx}) - Y_bV_{xg} \\ I_c &= IP_c - (Y_{ca}V_{ax} + Y_{cb}V_{bx} + Y_{cc}V_{cx}) - Y_cV_{xg} \end{aligned} \quad (33)$$

Esta formulación o planteamiento de ecuaciones sirven para realizar ahora las simplificaciones respectivas de acuerdo a las condiciones en cada uno de los tipos de falla para realizar los cálculos de las corrientes de cortocircuito.

### 2.3.1. Fallas trifásicas

Para toda falla trifásica se tiene que los voltajes en el punto de falla son igual a cero este criterio anula el segundo término en (33) y se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} I_a &= IP_a - Y_aV_{xg} \\ I_b &= IP_b - Y_bV_{xg} \\ I_c &= IP_c - Y_cV_{xg} \end{aligned} \quad (34)$$

Además, por leyes de Kirchhoff las sumatorias de corriente dan cero (falla simétrica).

$$0 = (IP_a + IP_b + IP_c) - (Y_a + Y_b + Y_c)V_{xg} \quad (35)$$

$$V_{xg} = (IP_a + IP_b + IP_c)/(Y_a + Y_b + Y_c) \quad (36)$$

Al obtener el voltaje de  $V_{xg}$  se retorna a (33) para obtener las corrientes de falla en la fase  $a, b$  y  $c$ .

**En caso de ser una corriente de falla trifásica a tierra** se considera adicionalmente que  $V_{xg} = 0$  y se tiene tres circuitos monofásicos para el cálculo respectivo de las corrientes.

$$\begin{aligned} I_a &= IP_a \\ I_b &= IP_b \\ I_c &= IP_c \end{aligned} \quad (37)$$

### 2.3.2. Falla de dos fases

Asumamos la falla en fase  $b$  y  $c$ . Por lo tanto, el voltaje en  $V_{bx}$  y  $V_{cx}$  son iguales a cero. Además, se tiene que la corriente en la fase  $a$  es despreciable y que la corriente  $I_b + I_c = 0$  por lo que:

$$\begin{aligned} 0 &= IP_a - (Y_{aa}V_{ax}) - Y_a V_{xg} \\ I_b &= IP_b - (Y_{ba}V_{ax}) - Y_b V_{xg} \\ I_c &= IP_c - (Y_{ca}V_{ax}) - Y_c V_{xg} \end{aligned} \quad (38)$$

Al resumirlo de forma matricial obtenemos un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas para determinar  $V_{ax}$  y  $V_{xg}$ . Y al ingresar en (37) se obtiene la corriente de falla en la fase  $b$  y en la fase  $c$ .

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b + IP_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_a \\ (Y_{ba} + Y_{ca}) & (Y_b + Y_c) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ax} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (39)$$

**Para el caso de dos fases a tierra** entonces  $V_{xg}$  se tiene que es igual a cero

$$\begin{aligned} 0 &= IP_a - (Y_{aa}V_{ax}) \\ I_b &= IP_b - (Y_{ba}V_{ax}) \\ I_c &= IP_c - (Y_{ca}V_{ax}) \end{aligned} \quad (40)$$

Entonces para obtener los valores de falla de la fase  $b$  y  $c$ , se halla  $V_{ax}$  a partir de (39) y se reemplaza en las ecuaciones siguientes obteniendo los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} V_{ax} &= IP_a / Y_{aa} \\ I_b &= IP_b - \left( \frac{Y_{ba} IP_a}{Y_{aa}} \right) \\ I_c &= IP_c - \left( \frac{Y_{ca} IP_a}{Y_{aa}} \right) \end{aligned} \quad (41)$$

### 2.3.3. Fallas monofásicas a tierra

Se asume falla  $a$  hacia tierra. Por lo tanto,  $V_{ax} = V_{xg} = 0$  y además la corriente en las fases  $b$  y  $c$  también son de magnitud despreciable.

$$\begin{aligned} I_a &= IP_a - (Y_{ab}V_{bx} + Y_{ac}V_{cx}) \\ 0 &= IP_b - (Y_{bb}V_{bx} + Y_{bc}V_{cx}) \\ 0 &= IP_c - (Y_{cb}V_{bx} + Y_{cc}V_{cx}) \end{aligned} \quad (42)$$

Se tiene entonces tres sistemas de ecuaciones con tres incógnitas por lo cual se puede calcular la corriente de falla en la fase  $a$ .

Todas las fallas se consideran con una impedancia de falla  $Z_{falla}$  es por eso que si se desea despreciar se le resta este valor en la matriz  $Z$  equivalente en la diagonal principal de los términos  $Z_{aa}$ ,  $Z_{bb}$  y  $Z_{cc}$ .

Resumiendo, entonces, para cualquier tipo de falla, ya sea trifásica monofásica o de dos fases e involucren o no tierra se tiene una matriz generalizada y se la plantea de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{s1} \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{s2} \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Y_{s3} \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \\ - & - & - & - & - & - & - \end{bmatrix} \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix} \quad (44)$$

Reescribiéndola entonces tendríamos:

$$IP_{abc} = [C][X] \quad (45)$$

Siendo la matriz desconocida  $X$  se tiene

$$[X] = [C]^{-1}[IP_{abc}] \quad (46)$$

Las cuatro últimas filas de la matriz  $C$  deben ser llenadas dependiendo del tipo de falla. Es decir, para una falla del tipo trifásica a tierra reemplazando en (45) se tiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} IP_a \\ IP_b \\ IP_c \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & Y_{1,1} & Y_{1,2} & Y_{1,3} & Y_{s1} \\ 0 & 1 & 0 & Y_{2,1} & Y_{2,2} & Y_{2,3} & Y_{s2} \\ 0 & 0 & 1 & Y_{3,1} & Y_{3,2} & Y_{3,3} & Y_{s3} \\ - & - & - & 1 & - & - & 0 \\ - & - & - & - & 1 & - & 0 \\ - & - & - & - & - & 1 & 0 \\ - & - & - & - & - & - & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} If_a \\ If_b \\ If_c \\ V_{ax} \\ V_{bx} \\ V_{cx} \\ V_{xg} \end{bmatrix}$$

## **2.4. Comparación del cálculo de corrientes de cortocircuito en sistema de distribución utilizando ETAP y OpenDSS**

Para el desarrollo de esta tesis, es necesario primero calcular los valores de corrientes a plena carga (flujo de carga) y los valores de cortocircuito (flujo de cortocircuito) del sistema y sus variantes a estudiar; para esto se simulará el sistema en estudio en dos programas computacionales para su comparación y posterior uso en este proyecto. Los programas a utilizarse serán el OpenDSS de la EPRI por sus siglas en inglés (Electric Power Research Institute) que es un software de libre uso y el ETAP®. A continuación, se hablará brevemente de estos dos programas.

### **2.4.1. OPENDSS**

Según EPRI el programa OpenDSS se caracteriza por:

“OpenDSS es un simulador de sistemas de distribución de energía eléctrica (DSS Distribution System Simulator). Permite a los ingenieros realizar análisis complejos utilizando una plataforma flexible, personalizable y fácil de usar, diseñada específicamente para enfrentar los desafíos actuales y futuros de los sistemas de distribución, y proporciona una base para comprender e integrar nuevas tecnologías y recursos”.

El OpenDSS utiliza comandos para describir los componentes del sistema tales como transformadores, líneas, cargas, etc. También los comandos se los usa para definir que cálculo se desea hacer.

Por ejemplo, para definir una fuente o barra infinita se lo hace de la siguiente manera:

```
new circuit.IEEE13Nodeckt
~ basekv=115 pu=1.03 phases=3 bus1=SourceBus
~ Angle=32.7
~ MVAsc3=20000 MVASC1=21000
```

Para definir un transformador se lo hace de la siguiente manera:

```
New Transformer.Sub Phases=3 Windings=2 XHL=8
~ wdg=1 bus=SourceBus conn=delta kv=115 kva=5000 %r=0.5
~ wdg=2 bus=650          conn=wye kv=4.16 kva=5000 %r=0.5
```

El OpenDSS utiliza el método KERSTING – IEEE [2] el cual se explicó en este mismo capítulo.

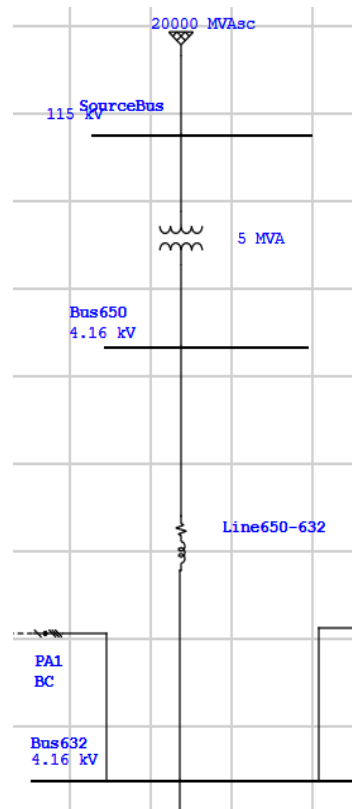
#### **2.4.2. ETAP**

El ETAP® es un software propietario desarrollado por una compañía que tiene el mismo nombre. Según la empresa ETAP este programa se caracteriza por :

“ETAP es una compañía de software de ingeniería analítica de espectro completo que se especializa en el análisis, simulación, monitoreo, control, optimización y automatización de sistemas de energía eléctrica. El software ETAP® ofrece el mejor y más completo conjunto de soluciones integradas para sistemas de energía que abarca desde el modelado hasta la operación.”.

El ETAP® usa una interfaz gráfica para describir los componentes del sistema tales como transformadores, líneas, cargas, etc. A continuación, se muestra una figura con esta descripción:



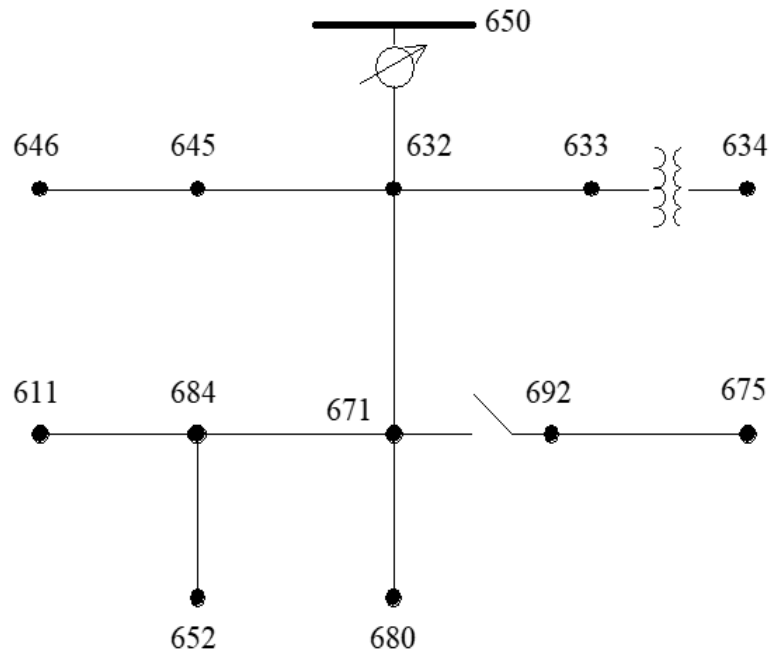


**Figura 2. 10 Representación gráfica de un sistema eléctrico en ETAP®**

El ETAP® utiliza el método de componentes simétricas para el cálculo de cortocircuito balanceado, pero en las últimas versiones ha incorporado un nuevo módulo de flujo de carga y cortocircuito en un sistema eléctrico desbalanceado en donde se utiliza el método KERSTING – IEEE [2] el cual se explicó en este mismo capítulo.

### **2.4.3. Sistema eléctrico a ser simulado en ETAP y Open DSS.**

En este documento todas las simulaciones se realizaron en un sistema eléctrico modificado del caso presentado por la IEEE de 13 Nodos[1]. No se considera la carga distribuida ni el regulador de voltaje.



**Figura 2. 11 Modelo IEEE de 13 nodos[1]**

En particular se realizaron dos simulaciones la primera una falla monofásica en la fase C del nodo 611 y la segunda una falla trifásica en el nodo 675. Los resultados se los presentan en las siguientes tablas:

**Corrientes de Falla**  
(Corrientes hacia el elemento desde la barra indicada)

OPEN DSS				ETAP		% Dif. Ref. OPENDSS
Barra	Fase	Magnitud [A]	Áng	Magnitud [KA]	Áng	% Dif Magnitud If
ELEMENTO = "Vfuente.FUENTE"						
Fuente	a	2,02E-03	-73,5	0	-61,65	--
Fuente	b	39,948	52,8	0,04	52,77	0,13%
Fuente	c	39,946	-127	0,04	-127,2	0,14%
ELEMENTO = "Transformador.SUB"						
Fuente	a	2,02E-03	106,5	0	118,35	--
Fuente	b	39,948	-127	0,04	-127,2	0,13%
Fuente	c	39,946	52,8	0,04	52,76	0,14%
-----						
650	a	8,14E-02	-98,8	0	-93,25	--
650	b	4,25E-02	162,2	0	155,84	--
650	c	1912,7	-127	1,911	-127,2	0,09%
ELEMENTO = "Linea.650632"						
650	a	8,14E-02	81,2	0	86,75	--
650	b	4,25E-02	-17,8	0	-24,16	--
650	c	1912,7	52,8	1,911	52,76	0,09%
-----						
632	a	8,02E-02	-98,9	0	-95,03	--
632	b	4,13E-02	162,5	0	157,94	--
632	c	1912,8	-127	1,911	-127,2	0,09%
ELEMENTO = "Linea.632671"						
632	a	8,00E-02	81	0	84,8	--
632	b	4,07E-02	-17,4	0	-21,95	--
632	c	1912,8	52,8	1,911	52,76	0,09%
-----						
671	a	0,078836	-99,2	0	-97,54	--
671	b	0,039461	162,9	0	161,07	--
671	c	1912,8	-127	1,911	-127,2	0,09%
ELEMENTO = "Linea.671684"						
671	a	3,91E-02	80,3	0	80,28	--
671	c	1912,8	52,8	1,911	52,76	0,09%
-----						
684	a	3,89E-02	-99,7	0	-99,65	--
684	c	1912,8	-127	1,911	-127,2	0,09%
ELEMENTO = "Linea.684611"						
684	c	1912,8	52,8	1,911	52,76	0,09%
-----						
611	c	1912,8	-127	1,911	-127,2	0,09%
ELEMENTO = "Falla.F1"						
611	c	1912,8	52,8	1,911	52,76	0,09%
-----						
611	0	1912,8	-127	1,911	-127,2	0,09%

**Tabla 2. 2 Tabla comparativa de corrientes (Falla 1F en 611)**

Voltajes de cortocircuito en Barras						
OPEN DSS				ETAP		% Dif. Ref. OPENDSS
Barra	Fase	pu	Áng	pu	Áng	%Dif
Fuente	a	1.03	32.7	1.03	32.7	0.10%
	b	1.0297	-87.3	1.03	-87.31	0.07%
	c	1.0296	152.7	1.03	152.71	0.06%
650	a	1.0299	2.7	1.03	2.71	0.09%
	b	1.0299	-117	1.03	-117.3	0.09%
	c	0.81453	119.2	0.81	119.2	0.08%
633	a	1.1037	-3.5	1.1	-3.45	0.06%
	b	1.1006	-112	1.1	-111.8	0.05%
	c	0.48821	115.6	0.49	115.59	0.08%
634	a	1.1037	-3.5	1.1	-3.45	0.06%
	b	1.1006	-112	1.1	-111.8	0.05%
	c	0.48821	115.6	0.49	115.59	0.08%
632	a	1.1037	-3.5	1.1	-3.45	0.06%
	b	1.1006	-112	1.1	-111.8	0.05%
	c	0.48821	115.6	0.49	115.59	0.08%
671	a	1.1887	-8.8	1.19	-8.79	0.06%
	b	1.1804	-107	1.18	-106.9	0.12%
	c	0.17135	98.2	0.17	98.17	0.15%
680	a	1.1887	-8.8	1.19	-8.79	0.06%
	b	1.1804	-107	1.18	-106.9	0.12%
	c	0.17135	98.2	0.17	98.17	0.15%
645	b	1.1006	-112	1.1	-111.8	0.05%
	c	0.48821	115.6	0.49	115.59	0.08%
646	b	1.1006	-112	1.1	-111.8	0.05%
	c	0.48821	115.6	0.49	115.59	0.08%
692	a	1.1887	-8.8	1.19	-8.79	0.06%
	b	1.1804	-107	1.18	-106.9	0.12%
	c	0.17135	98.2	0.17	98.17	0.15%
675	a	1.1887	-8.8	1.19	-8.79	0.06%
	b	1.1804	-107	1.18	-106.9	0.12%
	c	0.17135	98.2	0.17	98.17	0.15%
684	a	1.2026	-9.7	1.2	-9.65	0.05%
	c	0.08571	98.2	0.09	98.16	0.12%
611	c	7.96E-05	52.8	0	--	--
652	a	1.2026	-9.7	1.2	-9.65	0.03%

**Tabla 2. 3 Tabla comparativa de voltajes (Falla 1F en 611)**

Corrientes de Falla (Corrientes hacia el elemento desde la barra indicada)						
OPEN DSS				ETAP		% Error Ref. OPENDSS
Barra	Fase	Magnitud [A]	Áng	Magnitud [KA]	Áng	% Dif Magnitud If
ELEMENTO = "Vfuente.FUENTE"						
Fuente	1	120.41	138.6	0.12	138.59	0.34%
Fuente	2	107.83	15.4	0.108	15.44	0.16%
Fuente	3	109.22	-97.2	0.109	-97.2	0.20%
ELEMENTO = "Transformador.SUB"						
Fuente	1	120.41	-41.4	0.12	-41.41	0.34%
Fuente	2	107.83	-165	0.108	-164.6	0.16%
Fuente	3	109.22	82.8	0.109	82.8	0.20%
-----						
650	1	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
650	2	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
650	3	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%
ELEMENTO = "Línea.650632"						
650	1	3208.9	-67.4	3.207	-67.36	0.06%
650	2	3203.6	164.5	3.202	164.58	0.05%
650	3	2920.2	49.7	2.919	49.68	0.04%
-----						
632	1	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
632	2	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
632	3	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%
ELEMENTO = "Línea.632671"						
632	1	3208.9	-67.4	3.207	-67.36	0.06%
632	2	3203.6	164.5	3.202	164.58	0.05%
632	3	2920.2	49.7	2.919	49.68	0.04%
-----						
671	1	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
671	2	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
671	3	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%
ELEMENTO = "Línea.692675"						
692	1	3208.9	-67.4	3.207	-67.36	0.06%
692	2	3203.6	164.5	3.202	164.58	0.05%
692	3	2920.2	49.7	2.919	49.68	0.04%
-----						
675	1	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
675	2	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
675	3	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%
ELEMENTO = "Línea.671692"						
671	1	3208.9	-67.4	3.207	-67.36	0.06%
671	2	3203.6	164.5	3.202	164.58	0.05%
671	3	2920.2	49.7	2.919	49.68	0.04%
-----						
692	1	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
692	2	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
692	3	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%
ELEMENTO = "Falla.F1"						
675	1	3208.9	-67.4	3.207	-67.36	0.06%
675	2	3203.6	164.5	3.202	164.58	0.05%
675	3	2920.2	49.7	2.919	49.68	0.04%
-----						
675	0	3208.9	112.6	3.207	112.64	0.06%
675	0	3203.6	-15.5	3.202	-15.42	0.05%
675	0	2920.2	-130	2.919	-130.3	0.04%

**Tabla 2. 4** Tabla comparativa de corrientes (Falla 3F en 675)

Voltajes de cortocircuito en Barras						
OPEN DSS				ETAP		% Dif. Ref. OPENDSS
Barra	Fase	pu	Áng	pu	Áng	%Dif
Fuente	a	1.0288	32.7	1.029	32.7	0.02%
	b	1.0289	-87.3	1.029	-87.31	0.01%
	c	1.0289	152.7	1.029	152.69	0.01%
650	a	0.67037	-4.4	0.6707	-4.38	0.05%
	b	0.65861	-120	0.6588	-120	0.03%
	c	0.6971	117.9	0.6972	117.92	0.01%
633	a	0.37342	-7	0.3739	-7.07	0.13%
	b	0.35919	-124	0.3595	-123.7	0.09%
	c	0.38397	115.8	0.3842	115.76	0.06%
634	a	0.37342	-7	0.3739	-7.07	0.13%
	b	0.35919	-124	0.3595	-123.7	0.09%
	c	0.38397	115.8	0.3842	115.76	0.06%
632	a	0.37342	-7	0.3739	-7.07	0.13%
	b	0.35919	-124	0.3595	-123.7	0.09%
	c	0.38397	115.8	0.3842	115.76	0.06%
671	a	0.083263	-29	0.084	-29.04	0.89%
	b	0.074026	-158	0.0748	-158.1	1.05%
	c	0.07597	95.6	0.0764	95.61	0.57%
680	a	0.083263	-29	0.084	-29.04	0.89%
	b	0.074026	-158	0.0748	-158.1	1.05%
	c	0.07597	95.6	0.0764	95.61	0.57%
645	b	0.35919	-124	0.3595	-123.7	0.09%
	c	0.38397	115.8	0.3842	115.76	0.06%
646	b	0.35919	-124	0.3595	-123.7	0.09%
	c	0.38397	115.8	0.3842	115.76	0.06%
692	a	0.083263	-29	0.084	-29.64	0.89%
	b	0.074026	-158	0.0748	-158.1	1.05%
	c	0.07597	95.6	0.0764	95.61	0.57%
675	a	1.34E-04	-67.4	0	--	--
	b	1.33E-04	164.5	0	--	--
	c	1.22E-04	49.7	0	--	--
684	a	0.083263	-29	0.084	-29.04	0.89%
	c	0.07597	95.6	0.0764	95.61	0.57%
611	c	0.07597	95.6	0.0764	95.61	0.57%
652	a	0.083263	-29	0.084	-29.04	0.89%

**Tabla 2. 5** Tabla comparativa de voltajes (Falla 3F en 675)

Se puede apreciar que la diferencia en el cálculo de la corriente de falla usando los dos programas es menor al 0.15% con esto se da validación a los resultados para los casos que se palntean en el siguiente capítulo.

## CAPÍTULO 3

### ESCENARIOS DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

#### 3.1. Introducción

En este capítulo, presentaremos los casos que se analizarán para el sistema de distribución. El esquema es presentado en el documento de la IEEE denominado “13 node test feeder”, con modificaciones para simular situaciones de interés para este trabajo.

A continuación, se explica en detalle el sistema de distribución mencionado:

Se tiene una fuente (barra de oscilación) ubicado en el nodo 650. La misma que posee un valor de potencia de cortocircuito trifásica de 20 kA y una potencia de cortocircuito monofásica de 21 kA. Su valor de voltaje nominal es de 115 kV con un valor nominal de 1.03 pu conectada a un transformador reductor a 4.16 kV. Ver figura 3.1

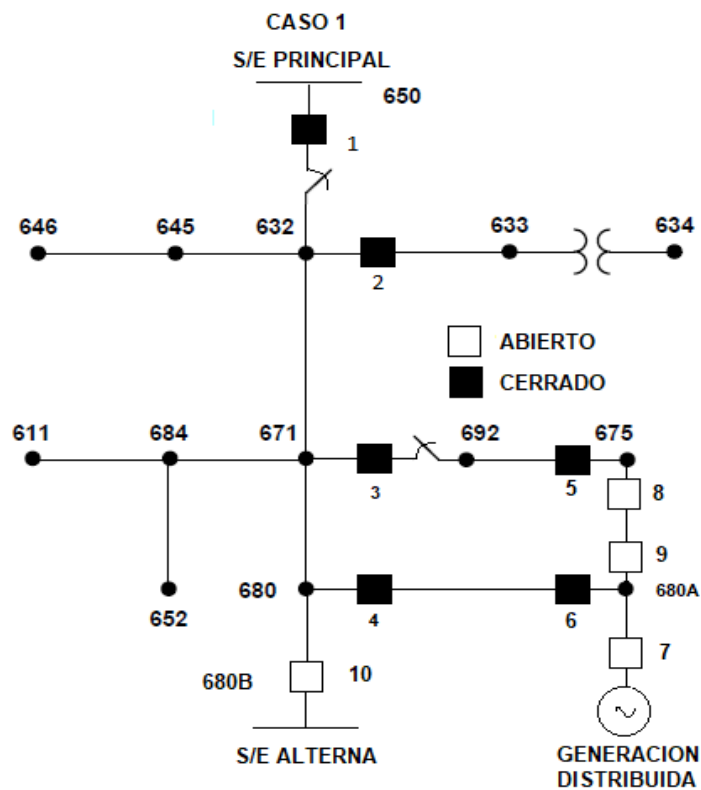


Figura 3. 1 Esquema de distribución

El Angulo de fase en la barra de oscilación se lo simula a -30 grados para obtener el ángulo referencial de 0 grados en la barra de 4.16 kV (debido a condición delta –estrella) del transformador.

Los parámetros y elementos a utilizarse son los escritos en las tablas 3.1 – 3.5.

<b>Config.</b>	<b>Fases</b>	<b>Fase</b>	<b>Neutro</b>	<b>Distancia</b>
		<b>ACSR</b>	<b>ACSR</b>	<b>ID</b>
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

**Tabla 3. 1 Configuración de líneas aéreas[1]**

<b>Config.</b>	<b>Fases</b>	<b>Fase</b>	<b>Neutro</b>	<b>Distancia</b>
606	A B C N	250,000 AA, CN	Ninguno	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

**Tabla 3. 2 Configuración de línea subterránea[1]**

<b>Nodo A</b>	<b>Nodo B</b>	<b>Long(ft.)</b>	<b>Config.</b>
650	--	0	Subestación principal
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606
680	680A	500	602
680	680B	5000	601
680A	--	0	Generador Distribuido
680B	--	0	Subestación Alterna

**Tabla 3. 3 Longitudes de líneas a utilizarse[1]**



Para efectos de cálculo, se ha omitido el regulador de voltaje y la carga distribuida.

Se detallan los capacitores:

<b>NODO</b>	<b>FASE A</b>	<b>FASE B</b>	<b>FASE C</b>
	<b>kvar</b>	<b>kvar</b>	<b>kvar</b>
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

**Tabla 3. 4 Capacitores[1]**

Se detallan las cargas conectadas al sistema (Z constante Y=estrella – D=delta):

<b>NODO</b>	<b>LOAD</b>	<b>FASE 1</b>	<b>FASE 1</b>	<b>FASE 2</b>	<b>FASE 2</b>	<b>FASE 3</b>	<b>FASE 3</b>
	<b>Modelo</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>	<b>kW</b>	<b>kvar</b>
634	Y-Z	160	110	120	90	120	90
645	Y-Z	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-Z	385	220	385	220	385	220
675	Y-Z	485	190	68	60	290	212
692	D-Z	0	0	0	0	170	151
611	Y-Z	0	0	0	0	170	80
680A	Y-Z	300	120	300	120	300	120
	<b>TOTAL</b>	<b>1458</b>	<b>726</b>	<b>1273</b>	<b>747</b>	<b>1435</b>	<b>873</b>

**Tabla 3. 5 Valores de carga**

Para efectos de cálculo de corriente de cortocircuito se desconectarán las cargas en el open DSS, para obtener valores similares, con respecto al método del software ETAP®, el cual no considera el flujo de carga previo a la falla. Además, todas las cargas son del tipo constante. Además, se agrega una línea de la barra 680 a la barra 680 A y una carga detalla en la tabla 3.5, considerada como una carga crítica del sistema. Una línea de la barra 680 a la 680B también es agregada y servirá para el futuro ingreso de una fuente alterna.

### 3.2. Reconfiguración de una red de distribución

A continuación, se presenta los cuatros escenarios seleccionados para este proyecto:

CASO 1: Alimentadora común radial

CASO 2: Alimentadora común radial agregando un generador distribuido

CASO 3: Alimentadora + generación distribuida + malla (elementos direccionales)

CASO 4: Alimentadora generación distribuida+ malla (elementos direccionales) + ingreso de una fuente alterna o subestación de respaldo ubicada lejos de la carga (Línea 680-680B)

El estado de los interruptores ya sea abierto o cerrado, quedarían en las siguientes posiciones para cada uno de los casos (1-4) mencionados en el párrafo anterior.

EQUIPO	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	
INTERRUPTOR 1	Cerrado	Cerrado	Cerrado	Abierto	
INTERRUPTOR 2	--	--	--	Se toma en cuenta todas las condiciones	
INTERRUPTOR 3	--	--	--		
INTERRUPTOR 4	---	--	--		
INTERRUPTOR 5	--	--	--		
INTERRUPTOR 6	--	--	--		
INTERRUPTOR 7	Abierto	Cerrado	--		
INTERRUPTOR 8	Abierto	Abierto	Cerrado		
INTERRUPTOR 9	Abierto	Abierto	Cerrado		
INTERRUPTOR 10	Abierto	Abierto	Abierto		Cerrado

Tabla 3. 6 Estado de interruptores en el sistema.

## CASO 1

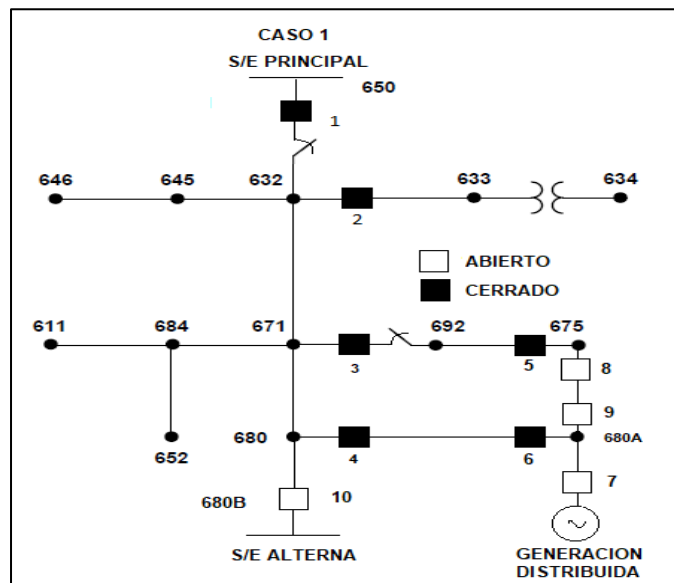


Figura 3. 2 Caso 1 para simulación

EQUIPO	CASO 1
INTERRUPTOR 1	Cerrado
INTERRUPTOR 2	--
INTERRUPTOR 3	--
INTERRUPTOR 4	---
INTERRUPTOR 5	--
INTERRUPTOR 6	--
INTERRUPTOR 7	Abierto
INTERRUPTOR 8	Abierto
INTERRUPTOR 9	Abierto
INTERRUPTOR 10	Abierto

Tabla 3. 7 Estados de interruptores caso 1

Si hay un despeje de interruptores 2, 3 o 4, 5 o 6 no hay cambios de ajustes o reconfiguración para el resto del sistema. Por lo que, los estados de los interruptores 2, 3, 4 o 6 no tiene relevancia para permanecer en el esquema de programación denominado "caso 1".

La corriente de enganche será seleccionada para el caso más extremos que es el tener estos interruptores cerrados (flujo de carga máximo).





Si se produce una apertura o falla del interruptor 3 y/o 5, la carga colocada en 675 será alimentada por la generación distribuida y por la fuente por medio de la línea 680-680A. Esto llevará a que esta línea incremente su carga.

Si se produce una apertura o falla del interruptor 4 y/o 6, la carga colocada en 680A será alimentada por la generación distribuida y por la fuente por medio de la línea 671-675. Esto llevara a que esta línea incremente su carga.

Por lo tanto, hay que hacer el análisis de flujo de corriente para el interruptor 3 y para el 4 en el caso de disparo o falla de cualquiera de las dos líneas mencionadas.

Se considera el caso más crítico la salida de la generación distribuida.

#### CASO 4

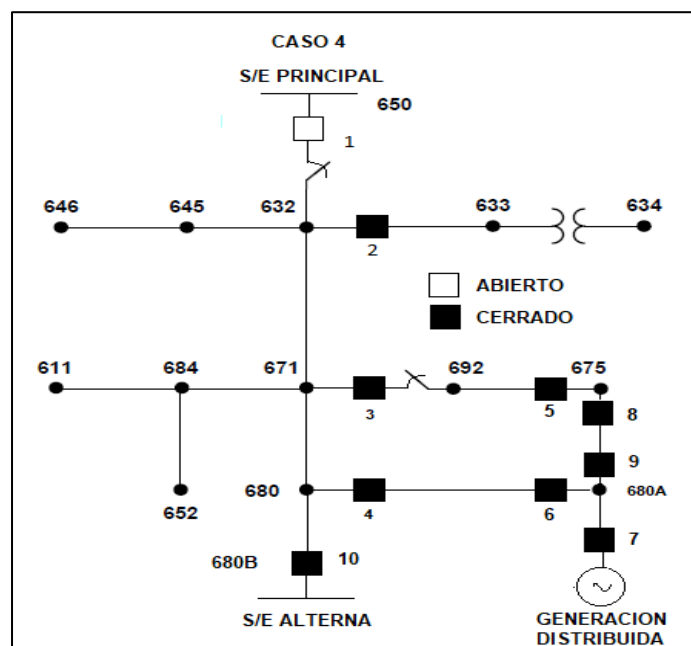


Figura 3. 5 Caso 4 para simulación

Finalmente, ingresa una subestación alterna en la barra 680B, en lugar de la subestación 650, esto puede suceder cuando existen transferencia de subestaciones de distribución, la única diferencia será que existirá un cambio

en la impedancia Thevenin ya que los valores al estar más lejano serán de menor potencia.

Además, se utilizará la combinación de todos los casos para determinar el más crítico en el momento de los análisis. La tabla 3.10 se muestra entonces de la siguiente forma.

<b>EQUIPO</b>	<b>CASO 4</b>
<b>INTERRUPTOR 1</b>	Abierto
<b>INTERRUPTOR 2</b>	Se toma en cuenta todas las condiciones
<b>INTERRUPTOR 3</b>	
<b>INTERRUPTOR 4</b>	
<b>INTERRUPTOR 5</b>	
<b>INTERRUPTOR 6</b>	
<b>INTERRUPTOR 7</b>	
<b>INTERRUPTOR 8</b>	
<b>INTERRUPTOR 9</b>	
<b>INTERRUPTOR 10</b>	Cerrado

**Tabla 3. 10 Estados de interruptores caso 3**

Los estados de los interruptores serán determinados y definidos al momento de realizar las respectivas simulaciones.

### POSICION DE FALLA PARA CADA UNO DE LOS CASOS:

Para el caso 1, se plantea 5 lugares para análisis de falla. Para posición de A, B y C se debe obtener coordinación entre los elementos 2, 3, 4 con el interruptor principal 1. Para fallas en D y E se debe coordinar interruptores 5 con 3 y 6 con 4 respectivamente. No se utiliza elementos direccionales.

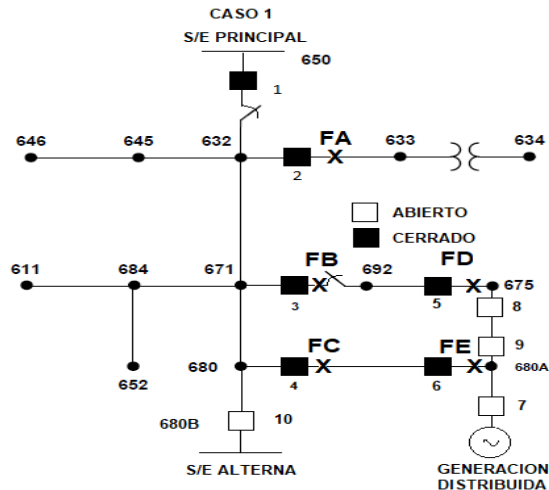


Figura 3. 6 Fallas para caso 1

Para el caso 2, se plantea los mismos lugares de falla. Se activa la generación distribuida.

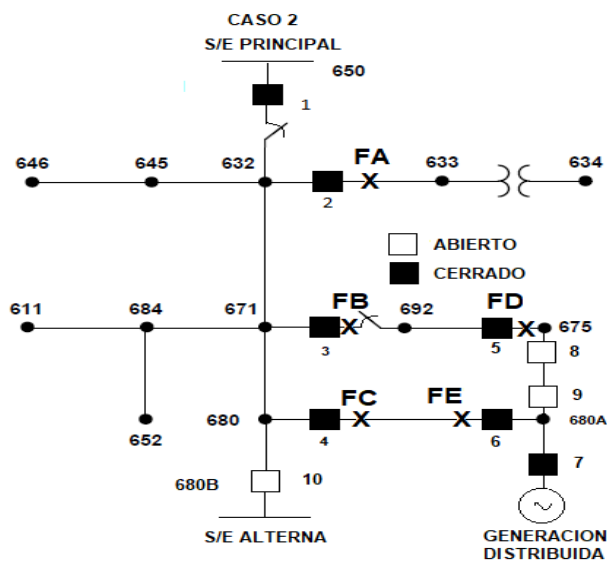
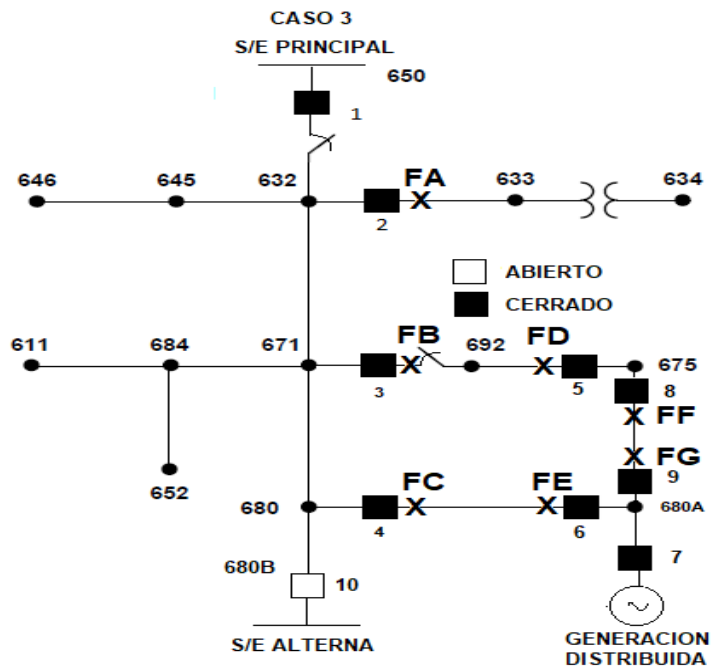


Figura 3. 7 Fallas para caso 2

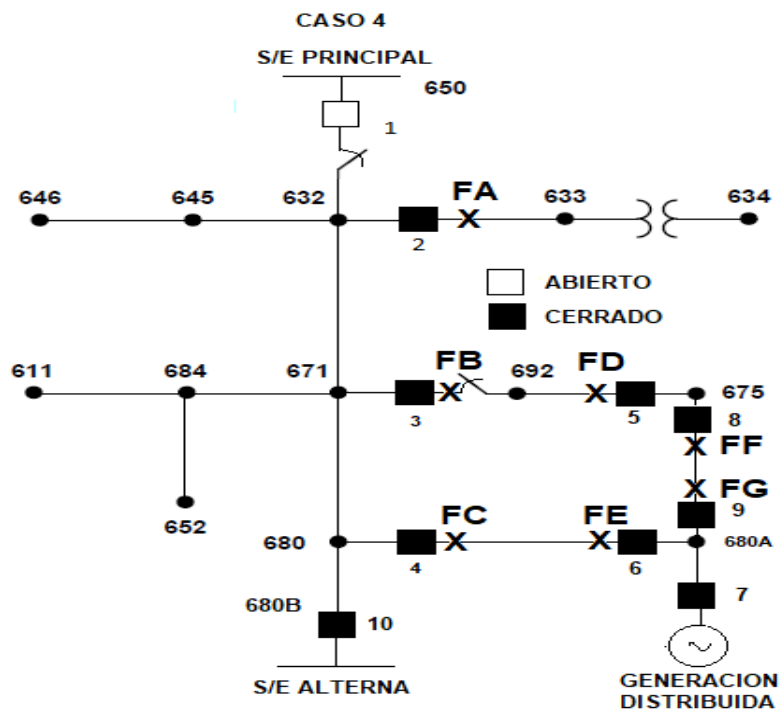
Para el caso 3, se plantea dos casos adicionales de falla que es el F y el G. Los elementos direccionales son activados para los relés 3, 4, 5, 6, 8 y 9.





**Figura 3. 8 Fallas para caso 3**

Para el caso 4, se plantea los mismos lugares de falla con la excepción que se tiene una nueva fuente alterna en sustitución de la fuente principal. Los elementos direccionales también se encuentran activados.



**Figura 3. 9 Fallas para caso 4**

### 3.3. Flujos de carga y cálculos de corriente de cortocircuito.

A continuación, se presentan los flujos de carga de los cuatros escenarios:

#### 3.3.1. Valores flujo de carga

##### CASO 1

		Corrientes de Carga en A Caso 1 (software)			
Interruptor	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	545	426	531	544.6
2	632-633	74.7	60.9	58.2	74.7
3	671-692	206	65.2	160	205.5
4 y 6	680-680A	41.3	43.2	42.2	43.2
5	692-675	184	65.2	110	184
7	Gen Dist	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	-	-	-	-
10	680B-680	-	-	-	-

Tabla 3. 11 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 1)

##### CASO 2

		Corrientes de Carga en A Caso 2 (software)			
Interruptor	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	322	247	317	322.3
2	632-633	77.6	61.9	60.4	77.6
3	671-692	217	66.4	170	217.3
4 y 6	680-680A	207	145	197	207
5	692-675	195	66.4	117	194.9
7	Gen Dist	251	191	242	251.2
8 y 9	675-680A	-	-	-	-
10	680B-680	-	-	-	-

Tabla 3. 12 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 2)

##### CASO 3

Para el caso 3, se ha realizado varios análisis en caso de tener aperturas de interruptores que provoquen cambios de flujos. Al final se escogerá el máximo valor de corriente visto en cada ramal en los distintos análisis.

Caso 3.1 (Interruptor del 1 al 9 cerrado) Lazo cerrado con generador

		<b>Corrientes de Carga en A Caso 3.1 (software)</b>			
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	314.7	247.2	314.5	314.7
2	632-633	78	62	60.7	78
3	671-692	65.8	100.4	60.2	100.4
4 y 6	680-680A	62.4	62.1	74.8	74.8
5	692-675	82.8	100.4	52.8	100.4
7	Gen Dist	266	194	253.9	266
8 y 9	675-680A	165.1	95.9	139	165.1
10	680B-680	-	-	-	-

**Tabla 3. 13 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.1)**

Caso 3.2 (Interruptores 1,2,3,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador

		<b>Corrientes de Carga en A Caso 3.2 (software)</b>			
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	317.8	249.1	316.4	317.8
2	632-633	77.8	61.9	60.5	77.8
3	671-692	57.9	153.4	84.2	153.4
4 y 6	680-680A	-	-	-	-
5	692-675	103.9	153.4	111.4	153.4
7	Gen Dist	259.5	190	246.3	259.5
8 y 9	675-680A	215.6	143.7	202.3	215.6
10	680B-680	-	-	-	-

**Tabla 3. 14 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.2)**

En el Caso 3.3 (Interruptores 1,2,3,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador

		<b>Corrientes de Carga en A Caso 3.3 (software)</b>			
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	543.7	427.4	529.9	543.7
2	632-633	74.7	60.9	58.2	74.7
3	671-692	245.4	81.7	199.9	245.4
4 y 6	680-680A	-	-	-	-

5	692-675	221.7	81.7	149.5	221.7
7	Gen Dist	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	40.7	45	40.9	45
10	680B-680	-	-	-	-

**Tabla 3. 15 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.3)**

En el Caso 3.4 (Interruptores 1,2,4,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador.

		<b>Corrientes de Carga en A Caso 3.4 (software)</b>			
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	311.4	256.3	312.8	312.8
2	632-633	77.9	61.8	60.7	77.9
3	671-692	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	60.2	147.5	92.2	147.5
5	692-675	53.5	-	53.5	53.5
7	Gen Dist	267.2	182.7	252.1	267.2
8 y 9	675-680A	219.2	67.5	170.7	219.2
10	680B-680	-	-	-	-

**Tabla 3. 16 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.4)**

En el Caso 3.5 (Interruptores 1,2,4,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador.

		<b>Corrientes de Carga en A Caso 3.5 (software)</b>			
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	540.7	428.2	526.3	540.7
2	632-633	74.6	60.9	58.2	74.6
3	671-692	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	241.6	82.8	195.8	241.6
5	692-675	49.4	-	49.4	49.4
7	Gen Dist	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	201.7	66	156.7	201.7
10	680B-680	-	-	-	-

**Tabla 3. 17 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 3.5)**

## CASO 4

Para el caso 4 (Alimentación de energía desde otra subestación), se ha realizado varios análisis en caso de tener aperturas de interruptores que provoquen cambios de flujos. Al final se escogerá el máximo valor de corriente visto en cada ramal en los distintos análisis.

Caso 4.1 (Interruptor del 2 al 10 cerrado) Lazo cerrado con generador

		Corrientes de Carga en A Caso 4.1 (software)			
Int.	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-
2	632-633	69.4	56.7	53.9	69.4
3	671-692	55.7	161.3	80.9	161.3
4 y 6	680-680A	79.9	69.2	84.1	84.1
5	692-675	100.2	161.3	126.4	161.3
7	Gen Dist	282	237.9	285.2	285.2
8 y 9	675-680A	250.4	172.7	228.4	250.4
10	680B-680	254	167.3	233.7	254

**Tabla 3. 18 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.1)**

Caso 4.2 (Interruptores 10,2,3,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador

		Corrientes de Carga en A Caso 4.2 (software)			
Int.	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-
2	632-633	68.57	57.87	53.83	68.57
3	671-692	83.52	225.43	119.74	225.43
4 y 6	680-680A	-	-	-	-
5	692-675	129.97	225.43	150.51	225.43
7	Gen Dist	267.87	251.11	271.92	271.92
8 y 9	675-680A	228.85	208.18	232.31	232.31
10	680B-680	258.57	172.385	239.54	258.57

**Tabla 3. 19 Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.2)**

En el Caso 4.3 (Interruptores 10,2,3,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador

		Corrientes de Carga en A Caso 4.3 (software)			
Int.	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-
2	632-633	63.4	54.4	49.5	63.4
3	671-692	217	73.6	177.4	217
4 y 6	680-680A	-	-	-	-
5	692-675	196.7	73.6	133	196.7
7	Gen Dist	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	36.1	40.5	36.4	40.5
10	680B-680	480.1	382	462.4	480.1

**Tabla 3. 20** Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.3)

En el Caso 4.4 (Interruptores 10,2,4,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador.

		Corrientes de Carga en A Caso 4.4 (software)			
Int.	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-
2	632-633	69.2	56.2	53.9	69.2
3	671-692	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	102.5	200.3	138	200.3
5	692-675	48.9	-	48.9	48.9
7	Gen Dist	283.5	233.3	285.7	285.7
8 y 9	675-680A	200.9	62.2	156.5	200.9
10	680B-680	252.9	168.5	232.8	252.9

**Tabla 3. 21** Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.4)

En el Caso 4.5 (Interruptores 10,2,4,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador.

		Corrientes de Carga en A Caso 4.5 (software)			
Int.	Línea de Distribución	a	b	c	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-
2	632-633	63.9	54	50	63.9
3	671-692	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	220.3	74.6	179.2	220.3
5	692-675	44.8	-	44.8	44.8
7	Gen Dist	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	183.7	59.4	143.3	183.7
10	680B-680	485.3	381.1	465.5	485.3

**Tabla 3. 22** Corrientes de carga observada por interruptores (Caso 4.5)

A continuación, se muestra el resumen de las máximas corrientes de carga para cada uno de los escenarios

		Corriente de carga máxima observada en interruptores A			
Int.	Línea de Distribución	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
1	650-632	544.6	322.3	543.7	-
2	632-633	74.7	77.6	78	69.4
3	671-692	205.5	217.3	245.4	225.43
4 y 6	680-680A	43.2	207	241.6	220.3
5	692-675	184	194.9	221.7	225.43
7	Gen Dist	-	251.2	267.2	285.7
8 y 9	675-680A	-	-	219.2	250.4
10	680B-680	-	-	-	485.3

**Tabla 3. 23 Corrientes de carga observada por interruptores (Resumen de casos)**

Con esta tabla se puede concluir lo siguiente:

- Para el interruptor 1, existirá un solo ajuste para todos los casos.
- Para el interruptor 2, existirá un solo ajuste para todos los casos.
- Para el interruptor 3 existirá un solo ajuste para todos los casos.
- Para el interruptor 4 y 6 se observa un cambio de ajuste para el grupo de ajuste 1 y otro ajuste para los casos 2, 3 y 4. Más adelante se hará el análisis respectivo de realizar este cambio de carga.
- Para el interruptor 5 existirá un solo ajuste para todos los casos.
- Para el interruptor 7 existirá un solo ajuste para todos los casos.
- Para interruptor 8, 9 y 10 existirá un solo ajuste para todos los casos.

**3.3.2. Cálculos de corrientes de cortocircuito para cada uno de los escenarios de estudio.**

**CASO 1**

A continuación, se presenta el flujo de Corto Circuito para el caso de estudio 1 corridos en ETAP y OpenDSS

		<b>Corrientes de Falla en A Caso 1 (software)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (a/b/c)</b>
A	1	4956	3619
	2	4956	3619
B	1	3443	2269
	3	3443	2269
C	1	2987	1912
	4	2987	1912
D	3	3207	2145
	5	3207	2145
E	4	2721	1740
	6	2721	1740

**Tabla 3. 24 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 1)**



## CASO 2

		<b>Corrientes de Falla en A Caso 2 (software)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (a/b/c)</b>
A	1	4956	3717
	6	1048	914
	2	5798	4415
B	1	3443	2448
	6	1154	1071
	3	4361	3273
C	1	2987	2127
	4	2987	2127
D	3	4047	3041
	5	4047	3041
E	7	1260	1260
	6	1260	1260

**Tabla 3. 25 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 2)**

## CASO 3

		Corrientes de Falla en A Caso 3 (software)	
		Falla 3F	Falla 1F
Falla en:	Obs. por Interruptor:	máx (abc)	máx (a/b/c)
A	1	4956	3734
	5	638	597
	6	477	413
	2	5831	4493
B	1	3443	2479
	6	527	490
	3	3779	2763
C	1	3098	2205
	5	913	707
	4	2389	1688
D	9	1459	1248
	5	1459	1248
E	7	1259	1259
	8	1783	1360
	6	2773	2314
F	3	2954	2207
	8	2954	2207
G	4	1350	946
	7	1259	1259
	9	2487	2071
B'	1	3443	2448
	6	1154	1071
	3	4360	3273
C'	1	2909	1975
	5	1008	917
	4	3649	2616
D'	9	3256	2543
	5	3256	2543
E'	7	1259	1259
	8	2900	2146
	6	3884	3096
F'	3	4046	3040
	8	4046	3040
G'	4	2721	1967
	7	1259	1259
	9	3709	2946

Tabla 3. 26 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 3)

## CASO 4

		<b>Corrientes de Falla en A Caso 3 (software)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>
A	10	2274	1292.2
	5	1254	951.78
	6	344	252
	2	3147	2096
B	10	3169	2004.7
	6	538	337
	3	2633	1789
C	10	3588.2	2306.5
	5	322.64	299.4
	4	3842.8	2597.9
D	9	2384	1841
	5	2384	1841
E	7	1225.5	1217.2
	8	877	545.5
	6	1939.9	1760.5
F	3	1941	1299
	8	1941	1299
G	4	2465.5	1605
	7	1225.5	1217
	9	3525	2822
B'	10	2960	1774
	6	1047	958
	3	3934	2724
C'	10	3588	2267
	5	1134	1070
	4	4630	3329.8
D'	9	3872	2860
	5	3872	2860
E'	7	1239.3	1231
	8	2640	1751
	6	3721	2982
F'	3	3672.2	2562
	8	3672.2	2562
G'	4	3206	2099
	7	1227	1219
	9	4252	3316

Tabla 3. 27 Corrientes de Falla observada en interruptores (Caso 4)

# CAPÍTULO 4

## PROGRAMACIÓN LINEAL

### 4.1. Formulación del problema de optimización

#### 4.1.1. Introducción y definiciones

Este trabajo busca reducir los tiempos de operación de los relés de protección a lo mínimo posible manteniendo coordinación entre ellos. Todo esto se resume en optimizar los recursos que se tienen para que el resultado sea el mejor posible.

Para lograr esto es necesario primero construir un modelo matemático formado por una ecuación de igualdad, desigualdad o conjunto de los anteriores y aplicar algún método de optimización para hallar la solución ideal a nuestro problema.

Existen dos categorías de modelos matemáticos en la que se puede clasificar los problemas de toma de decisiones: modelos determinísticos y modelos probabilísticos o estocásticos. En el modelo determinístico se tiene en cuenta que los parámetros asociados al mismo se los conocen con una certeza total, en cambio en los modelos estocásticos, una parte o la totalidad de los parámetros tienen una distribución probabilística. Este trabajo se enfoca en el uso de la programación lineal, que es un método determinístico, para la coordinación de relés de sobrecorriente.

La función objetivo es un modelo matemático que mide el rendimiento de lo que se intenta mejorar por ejemplo incrementar ganancias, reducir pérdidas, reducir tiempo de operación de relés, etc. Este modelo debe tomar en cuenta aquellas variables que hacen que esta medida cambie. En la vida real es muy complicado encontrar la relación adecuada entre todas las variables para formar la función objetivo a través de una ecuación matemática por eso el trabajo del analista es identificar las variables más relevantes que produzcan

cambios considerables en la medición de rendimiento y construir la ecuación que las involucre.

El proceso que trata de determinar los valores de las variables para obtener el mayor valor posible en la expresión matemática se denomina maximización y cuando se trata de obtener el menor valor numérico posible se denomina minimización. Estos procesos de maximización o minimización son conocidos como procesos de optimización.[5]

La optimización es usada para obtener el valor adecuado que deben tener las variables para obtener el mejor resultado. Esto involucra que para tener el mejor resultado se tendrán que usar de una manera más eficiente los recursos tales como dinero, tiempo personal, etc.

#### **4.1.2. Programación Lineal**

La programación lineal es un método de optimización que maximiza o minimiza el resultado de una función objetivo de características lineales, sujeta a restricciones lineales de igualdad o desigualdad. El método tradicional que se usa para resolver este tipo de problemas es el método simplex.

En general cuando se plantea un problema de programación lineal se deben tener las siguientes condiciones[5]:

- a) La función objetivo debe ser lineal, es decir que todas las variables estén elevadas a la primera potencia y sus múltiplos solo se deben sumar o restar.  
Ej.  $5x + 4y$
- b) El objetivo debe ser la maximización o la minimización de la función lineal
- c) Las restricciones de igualdad (=) o desigualdad ( $\leq$ ,  $\geq$ ) también deben ser lineales

### 4.1.3. Proceso de Formulación de un Problema de PL y su Aplicación

Los problemas de programación lineal constan de cuatro partes: Variables de decisión, parámetros no controlados (constantes), función objetivo y conjunto de restricciones de igualdad o desigualdad. Por lo tanto, se sugiere el siguiente proceso para poder formular este problema.[5]

- a) Defina las variables de decisión que son las entradas que el analista puede controlar
- b) Defina los parámetros que son las entradas que le analista no puede controlar. Normalmente son las constantes.
- c) Defina la función objetivo que no es más que el enlace entre las variables y los parámetros en una ecuación que represente la meta del analista. Definir si se quiere maximizar o minimizar.
- d) Piense en las restricciones es decir los requerimientos que se deben cumplir, las limitaciones y la región factible

A continuación, se presenta un ejemplo para explicar esto último:

La lavandería de Carlos se especializa en lavados de carros y tiene dos tipos de servicios el primero es una lavada normal (lavado por fuera y aspirado por dentro) y un lavado completo (incluye el lavado normal + lavado de motor). El beneficio por el lavado normal es de \$3 y por el lavado completo es de \$10. Carlos tiene un cliente fijo que le garantiza 20 lavados normales semanales. Cada lavado normal requiere de 30 min de trabajo y \$1 de insumos. Un lavado completo toma una hora de trabajo y gasta \$5 de insumos. Actualmente Carlos emplea a dos trabajadores que trabajan 40 horas por semana. Carlos realiza la compra de los insumos por un valor de \$400 semanales. Carlos desea maximizar el beneficio total.

- a) Variables de decisión

$x_1 = \text{Número de lavadas normales}$

$x_2 = \text{Número de lavadas completas}$

- b) Parámetros

Beneficio de lavado normal: \$3

Beneficio de lavado completo: \$10

Tiempo lavado normal: 30 min

Tiempo lavado completo: 60 min

Insumos usados en lavado normal: \$1

Insumos usados en lavado completo: \$5

c) Función objetivo

Se desea maximizar las ganancias

$$\text{máx}(3x_1 + 10x_2)$$

d) Restricciones

- Cliente garantiza 20 lavados normales:

$$x_1 \geq 20$$

- *Tiempo de trabajo* = (40 h)(2 empleados) = 80 h = 4800 min:

$$30x_1 + 60x_2 \leq 4800$$

- Materias Primas:

$$1x_1 + 5x_2 \leq 400$$

- El número de lavadas es un valor positivo

$$x_1 \geq 0; x_2 \geq 0$$

## 4.2. Función objetivo

En la sección anterior ya se mencionó algo sobre la función objetivo, sin embargo, aquí se lo analizará más a fondo.

La función objetivo relaciona matemáticamente las variables de decisión, los parámetros (constantes no controlables) y el objetivo que se quiere lograr en el sistema. En general es la medición del rendimiento o la efectividad del modelo formulado en función de las variables de decisión. Esta función determina lo que se va a optimizar (Maximizar o Minimizar)

Cuando se ha optimizado (maximizado o minimizado) el valor de la función objetivo con valores factibles de las variables, entonces se puede decir que se ha encontrado la solución óptima. En otras palabras, luego de obtener en el proceso de optimización los valores de las variables  $x_1, x_2, \dots, x_n$  sujeta a las

restricciones y al reemplazarlas en la función objetivo  $Z = f(c_1x_1, c_2x_2, \dots, c_nx_n)$  se obtiene la solución óptima de lo que se requiere.

### 4.3. Restricciones de igualdad y desigualdad

En la sección anterior ya se mencionó algo sobre el tema de las restricciones, sin embargo, aquí se hará un análisis detallado

Usualmente cuando se plantean problemas de optimización existen recursos limitados, por lo tanto, se deben tomar en cuenta las restricciones o limitantes que se generan por esta falta de recursos. Estas restricciones pueden ser de igualdad o desigualdad.

En muchas ocasiones en la vida real las variables de decisión son no negativas entonces en el desarrollo de la solución de la programación lineal se debe añadir la restricción de no negatividad es decir  $x_i \geq 0$

Las restricciones entonces pueden tener las siguientes formas:

$$\sum_{i=1}^n ((a_i)(X_i)) = R \text{ (Tipo 1: Restricción de igualdad)} \quad (47)$$

$$\sum_{i=1}^n ((b_i)(X_i)) \geq R \text{ (Tipo 2: Restricción de desigualdad)} \quad (48)$$

$$\sum_{i=1}^n ((b_i)(X_i)) \leq R \text{ (Tipo 3: Restricción de desigualdad)} \quad (49)$$

### 4.4. Algoritmos de solución

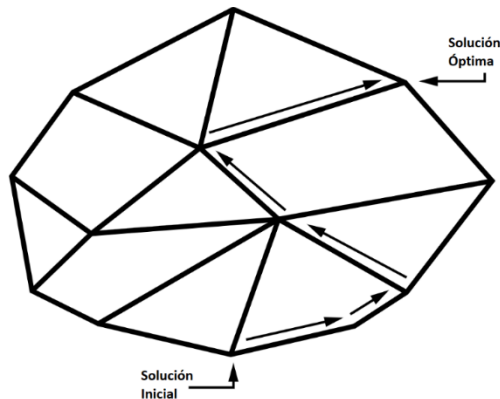
En esta sección se tratará sobre el método simplex que es un algoritmo ampliamente usado y que se lo empleará en el desarrollo de los siguientes capítulos



#### 4.4.1. Método simplex

El método simplex permite solucionar problemas de programación lineal y es capaz de resolver problemas más complejos que los que se pueden hacer con el método gráfico. El método simplex es un método analítico.

El algoritmo Simplex fue desarrollado por el matemático norteamericano George Dantzig y el ruso Leonid Vitalievich Kantorovich en 1947, y procede examinando vértices adyacentes del poliedro de soluciones. Un algoritmo Simplex es un algoritmo de pivote.[6]



**Figura 4. 1 Representación del poliedro de soluciones del método simplex [6]**

El método Simplex es un método iterativo que mejora la solución en cada paso de iteración ya que el método pasa de un vértice de un poliedro a un vértice cercano de manera que la función objetivo se maximice o se minimice de acuerdo a la necesidad, puesto que el número de vértices que puede presentar un poliedro es finito siempre se encontrará solución.

#### 4.4.2. Variables de Holgura y exceso

Como se discutió anteriormente la programación lineal se compone de 4 elementos importantes: Variables, parámetros, función objetivo y restricciones. El método simplex se basa en la solución de un sistema de ecuaciones, pero las restricciones de la programación lineal no son expresiones de igualdad son inecuaciones. Por tal motivo es necesario transformar estas ecuaciones en inecuaciones usando unas variables artificiales llamadas variables de holgura y exceso. Estas variables suelen

estar representadas por la letra "S", se suman si la restricción es de signo " $\leq$ " y se restan si la restricción es de signo " $\geq$ ".

Por ejemplo:

Inecuaciones de programación lineal

$$3x_1 + 2x_2 \leq 200$$

$$1x_1 + 4x_2 \leq 300$$

Inecuaciones de programación lineal transformada en ecuaciones para método simplex

$$3x_1 + 2x_2 + 1S_1 + 0S_2 = 200$$

$$3x_1 + 2x_2 + 0S_1 + 1S_2 = 300$$

#### **4.5. Antecedentes de aplicación de programación lineal a la coordinación de relés de sobrecorriente**

En este capítulo se mencionará una metodología en la que se basará el cálculo de la tesis planteada.

##### **4.5.1. Coordinación óptima de relés de sobrecorriente direccionales en sistemas de poder interconectados**

El trabajo "coordinación óptima de relés de sobrecorriente en sistemas de potencia interconectados"[7] desarrollado por los Ingenieros Alberto J. Urdaneta, Ramón Nadira y Luis G. Pérez Jiménez presenta una nueva metodología basada en los principios de la teoría de la optimización para tratar el problema de la coordinación óptima de los relés de sobrecorriente direccionales en sistemas de alimentación interconectados. Con la aplicación de la técnica propuesta, este problema de coordinación se presenta como un problema de optimización de parámetros que, en general, es de gran dimensión, especialmente cuando se deben considerar muchas configuraciones y perturbaciones diferentes del sistema.

A continuación, se presentan datos relevantes del artículo

## Introducción

El problema de coordinar los relés de protección en los sistemas de energía eléctrica consiste en seleccionar la configuración adecuada para que su función principal que la de protección se cumpla con los requisitos de sensibilidad, selectividad, confiabilidad y velocidad. Estos requisitos deben cumplirse para una variedad de condiciones y configuraciones del sistema, y pueden traducirse a condiciones tales como: (i) los relés apropiados deben detectar una variedad de condiciones de falla, (ii) los relés ubicados más cerca de la falla deben tener prioridad de operación, (iii) si un relé primario falla, un relé de respaldo debe operar, y (iv) la operación del relé debe ser lo más rápida posible para evitar daños al equipo, y debe ocurrir solo en presencia de operaciones anormales que comprometen la integridad del sistema.[7]

## El problema de coordinación óptima de los relés de protección

El problema de coordinación de los relés de protección en los sistemas de energía se presenta en este artículo como un problema de optimización de la siguiente forma:

$$\min_{s \in S} (z(s, p)) \quad (50)$$

donde  $z$  representa la función objetivo que en este caso son los tiempos de operación del relé de protección,  $s$  representa la configuración del dispositivo de protección,  $S$  es el conjunto de configuraciones permisibles y  $p$  representa las perturbaciones o condiciones de falla.

Cada una de las perturbaciones relevantes  $p_k^* \in P^*, k = 1, \dots, np$ , define un problema de optimización separado con su propio conjunto de objetivos y restricciones, de modo que, en esencia, el problema indicado se puede formular como un problema de optimización de objetivos múltiples en términos de la configuración, de la siguiente manera:

$$\min (z(s, p_1^*), \dots, z(s, p_{np}^*)) \quad (51)$$

$$s \in S_1, \dots, s \in S_{np}$$

donde  $S_k, k = 1, \dots, np$ , representa el conjunto de ajustes factibles para las perturbaciones o escenarios relevantes. Asumiendo un objetivo por perturbación, este problema puede formularse como un problema de optimización de la forma:

$$\begin{aligned} & \min \left( z_1(s, T), \dots, z_{np}(s, T) \right) \\ (a) \quad & h(T) \leq 0 \quad \text{(criterios de coordinación)} \\ (b) \quad & s_{min} \leq s \leq s_{max} \quad \text{(límites en los ajustes del relé)} \\ & T_{min} \leq T \leq T_{max} \quad \text{(límites en los tiempos de operación)} \\ (c) \quad & T = f(s) \quad \text{(características del relé)} \end{aligned} \quad (52)$$

Un relé típico de sobrecorriente de tiempo inverso consta de dos elementos, una unidad instantánea y una unidad de sobrecorriente de tiempo inverso. La unidad de sobrecorriente tiene dos valores que deben configurarse, el valor de la corriente de arranque ( $I_p$ ) y el ajuste del dial de tiempo ( $TDS$ )

En general los relés de protección de sobrecorriente tienen una función característica del tipo:

$$T = f(TDS, I_p, I) \quad (53)$$

que, bajo supuestos simplistas, puede ser aproximado por:

$$T = K_1 \frac{TDS}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{K_2} + K_3} \quad (54)$$

donde  $K_1, K_2$  y  $K_3$  son constantes que dependen del dispositivo específico que se simula.

En este problema de optimización se tiene lo siguiente:

(a) criterios de coordinación,  $h(T) \leq 0$ , que para una configuración dada pueden describirse mediante:

$$T_{nmk} \geq T_{ijk} + \Delta T_{mj} \quad (55)$$

donde  $T_{nmk}$  es el tiempo de operación del primer respaldo del relé  $R_{ij}$  para una falla en la zona de protección  $k$ , y  $\Delta T_{mj}$  es el intervalo de tiempo de coordinación para las zonas  $m$  y  $j$ . Este intervalo de tiempo de coordinación depende de los tiempos de operación de los interruptores de potencia, los criterios de operación y otros parámetros del sistema.  $\Delta T_{mj}$  se puede asumir como datos dados con el fin de calcular la configuración del relé, y se asume que es una constante (C) para todo el sistema.

(b) límites en la configuración del relé y los tiempos de operación:

$$\begin{aligned} TDS_{ij \min} &\leq TDS_{ij} \leq TDS_{ij \max} \\ Ip_{ij \min} &\leq Ip_{ij} \leq Ip_{ij \max} \\ T_{ijk \min} &\leq T_{ijk} \leq T_{ijk \max}; \end{aligned} \quad (56)$$

(c) características del relé,  $T = f(TDS, Ip)$ , o más específicamente:

$$\begin{aligned} T_{ijk} &= f_{ij}(TDS_{ij}, Ip_{ij}, I_{ijk}) \\ T'_{ijk} &= f_{ij}(TDS_{ij}, Ip_{ij}, I'_{ijk}) \end{aligned} \quad (57)$$

Donde:

$f_{ij}$  representa las características del relé

$TDS_{ij}$  es la configuración de dial de tiempo del relé  $R_{ij}$ ,  $Ip_{ij}$  es la corriente de activación del relé  $R_{ij}$ , e  $I_{ijk}$  representa la corriente vista por el relé  $R_{ij}$  para una falla en la ubicación  $k$ .

Es importante mencionar que teóricamente es posible plantear el problema en una forma reducida, es decir, exclusivamente en función de los ajustes  $TDS$  e  $Ip$ , eliminando así las restricciones de igualdad del problema representado por la ecuación.

Por último, en este documento se asumirá que el problema de determinar la corriente de ajuste del relé  $I_p$  ( $I_{pickup}$ ) ya se lo ha determinado quedando que la optimización es una función lineal que depende de la variable  $TDS$  (time dial). Entonces esto se traduce que, para minimizar los tiempos de operación de todos los relés en análisis, se debe hallar el valor óptimo  $TDS$  para cada relé.

## CAPÍTULO 5

### COORDINACIÓN ÓPTIMA DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

#### 5.1. Formulación de la función objetivo

La función objetivo para los casos planteados será minimizar la suma de los tiempos de operación de los relés de protección cuando una falla ocurre en cualquiera de los puntos planteados para cada caso. Por lo cual se tendrá cuatro funciones objetivo que son los siguientes:

Caso 1

$$T_{2A} + T_{3B} + T_{4C} + T_{5D} + T_{6E} \quad (58)$$

Caso 2

$$T_{2A} + T_{3B} + T_{4C} + T_{5D} + T_{6E} \quad (59)$$

Caso 3

$$T_{2A} + T_{3B} + T_{4C} + T_{5D} + T_{6E} \quad (60)$$

Caso 4

$$T_{2A} + T_{3B} + T_{4C} + T_{5D} + T_{6E} \quad (61)$$

Donde:

$T_{nm}$  es el tiempo de operación del relé de protección "n" ante una falla en la ubicación "m"

#### 5.2. Selección de las restricciones de desigualdad

Como se mencionó en el capítulo 4 en el método de programación lineal se deben definir las restricciones de desigualdad y para este documento se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- a) Tiempo de coordinación entre dos relés en serie: Para coordinar la función de sobrecorriente entre dos relés de protección se debe considerar el tiempo de retraso de disparo del relé (trip delay time) más el tiempo que se demora en cerrar el contacto del relé más el tiempo que demora el interruptor en abrir el circuito más un tiempo adicional de seguridad.

En la configuración del relé de protección eléctrico, el tiempo de retraso de disparo de este va desde los 20 a los 40 ms; este valor puede ser adquirido en la hoja de datos técnicos que vienen generalmente en las primeras hojas de los manuales de los fabricantes de estos equipos. Para efectos de cálculos utilizaremos un valor prudente de 40 ms.

De acuerdo a varios fabricantes, el tiempo que se demora en cerrar el contacto de salida del relé de protección eléctrico una vez recibida la orden de disparo es de alrededor de 1 ciclo, es decir, 16.67 ms.

El tiempo que demora un interruptor de potencia para abrir un circuito en falla es alrededor de los 27 ms para disyuntores a 69 kV ABB y Crompton Greaves, en reconectadores hasta 34.5 kV es 35 ms en marca Cooper y hasta 50 ms en reconectadores ABB. Con lo mencionado anteriormente se escoge el peor caso que es 50 ms[8].

## Technical data

Nom. operating voltage:	2.4-14.4	24.9	34.5	kV
Rated max. voltage:	15.5	27	38	kV
Rated power frequency:	50/60	50/60	50/60	Hz
Rated continuous current:	800/1000/1250	800/1000/1250	800/1000/1250	A
Rated symmetrical interrupting current:	12.5/16	12.5/16	12.5/16	kA
Rated lightning impulse withstand (BIL):	110/125	125/150	150/170	kV
Dry withstand 60 Hz 1 Min.:	50	60	70	kV
Wet withstand 60 Hz 10 Sec.:	45	50	60	kV
Phase spacing	15.50 (394)	15.50 (394)	15.50 (394)	inches (mm)
External creep distance, H2-ground:	38.00 (960)	38.00 (960)	50.70 (1288)	inches (mm)
External creep distance, H1-H2:	45.00 (1160)	45.00 (1160)	49.80 (1260)	inches (mm)
Min. external strike distance:	9.50 (240)	9.50 (240)	14.40 (367)	inches (mm)
Max. interrupting time:	0.050	0.050	0.050	sec max
Max. closing time:	0.055	0.055	0.055	sec max

**Figura 5.1** Hoja de datos técnica en donde se observa el tiempo de interrupción de un reconectador ABB [8]



Si se suman los tiempos de coordinación mencionados en los párrafos anteriores se tiene:  $40 + 16.67 + 50 = 106.67$  ms y a esto hay que sumarle un tiempo de seguridad por cualquier otro retraso que para fines prácticos será de 40 ms entonces el tiempo total de coordinación será 146.67 ms el cual se redondeará a 150 ms es decir 9 ciclos.

- b) Conocer cuál es el Dial de Tiempo (TD) mínimo y máximo que permite la configuración del relé de protección: De acuerdo al tipo de curva que se va a escoger ya sea de la familia ANSI (Muy inversa, inversa, extremadamente inversa, etc.) o de la familia IEC el ajuste mínimo o máximo del Dial de Tiempo podría variar de acuerdo a la marca del Relé.

En este proyecto se trabajará con la curva ANSI muy inversa el cual el Dial de Tiempo va desde 0.5 a 15.

Entonces considerando estos puntos mencionados, las restricciones serán las siguientes:

### Caso 1

Los TD de todos los relés deben ser mayores iguales a 0.5

$$TD_i^{(1)} \geq 0.5 \quad i = 1, \dots, 6 \quad (62)$$

Restricciones de coordinación entre relés

$$\begin{aligned} T_{1A}^{(1)} - T_{2A}^{(1)} &\geq 0.15 \\ T_{1B}^{(1)} - T_{3B}^{(1)} &\geq 0.15 \\ T_{1C}^{(1)} - T_{4C}^{(1)} &\geq 0.15 \\ T_{3D}^{(1)} - T_{5D}^{(1)} &\geq 0.15 \\ T_{4E}^{(1)} - T_{6E}^{(1)} &\geq 0.15 \end{aligned} \quad (63)$$

Donde:

$$\begin{aligned} T_{1A}^{(1)} &= 0.175279937TD_1 \\ T_{2A}^{(1)} &= 0.097880323TD_2 \\ T_{1B}^{(1)} &= 0.263596581TD_1 \\ T_{3B}^{(1)} &= 0.116865227TD_3 \\ T_{1C}^{(1)} &= 0.321769864TD_1 \\ T_{4C}^{(1)} &= 0.123671226TD_4 \\ T_{3D}^{(1)} &= 0.120022532TD_3 \\ T_{5D}^{(1)} &= 0.120022532TD_5 \\ T_{4E}^{(1)} &= 0.129332112TD_4 \\ T_{6E}^{(1)} &= 0.129332112TD_6 \end{aligned} \quad (64)$$

## Caso 2

Los TD de todos los relés deben ser mayores iguales a 0.5

$$TD_i^{(2)} \geq 0.5 \quad i = 1, \dots, 7 \quad (65)$$

Restricciones de coordinación entre relés

$$\begin{aligned} T_{1A}^{(2)} - T_{2A}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{6A}^{(2)} - T_{2A}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{1B}^{(2)} - T_{3B}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{6B}^{(2)} - T_{3B}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{1C}^{(2)} - T_{4C}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{3D}^{(2)} - T_{5D}^{(2)} &\geq 0.15 \\ T_{7E}^{(2)} - T_{6E}^{(2)} &\geq 0.15 \end{aligned} \quad (66)$$

Donde:

$$\begin{aligned} T_{1A}^{(2)} &= 0.175279937TD_1 \\ T_{2A}^{(2)} &= 0.097454528TD_2 \\ T_{6A}^{(2)} &= 0.330417652TD_6 \\ T_{1B}^{(2)} &= 0.263596581TD_1 \\ T_{3B}^{(2)} &= 0.109092904TD_3 \\ T_{6B}^{(2)} &= 0.287362829TD_6 \\ T_{1C}^{(2)} &= 0.321769864TD_1 \\ T_{4C}^{(2)} &= 0.123671226TD_4 \\ T_{3D}^{(2)} &= 0.111162977TD_3 \\ T_{5D}^{(2)} &= 0.111162977TD_5 \\ T_{7E}^{(2)} &= 0.329473077TD_7 \\ T_{6E}^{(2)} &= 0.255305967TD_6 \end{aligned} \quad (67)$$

### Caso 3

Los TD de todos los relés deben ser mayores iguales a 0.5

$$TD_i^{(3)} \geq 0.5 \quad i = 1, \dots, 9 \quad (68)$$

Restricciones de coordinación entre relés

$$\begin{array}{lll}
 T_{1A}^{(3)} - T_{2A}^{(3)} \geq 0.15 & T_{7E}^{(3)} - T_{6E}^{(3)} \geq 0.15 & T_{5C}'^{(3)} - T_{4C}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{5A}^{(3)} - T_{2A}^{(3)} \geq 0.15 & T_{8E}^{(3)} - T_{6E}^{(3)} \geq 0.15 & T_{9D}'^{(3)} - T_{5D}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{6A}^{(3)} - T_{2A}^{(3)} \geq 0.15 & T_{3F}^{(3)} - T_{8F}^{(3)} \geq 0.15 & T_{7E}'^{(3)} - T_{6E}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{1B}^{(3)} - T_{3B}^{(3)} \geq 0.15 & T_{4G}^{(3)} - T_{9G}^{(3)} \geq 0.15 & T_{8E}'^{(3)} - T_{6E}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{6B}^{(3)} - T_{3B}^{(3)} \geq 0.15 & T_{7G}^{(3)} - T_{9G}^{(3)} \geq 0.15 & T_{3F}'^{(3)} - T_{8F}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{1C}^{(3)} - T_{4C}^{(3)} \geq 0.15 & T_{1B}'^{(3)} - T_{3B}'^{(3)} \geq 0.15 & T_{4G}'^{(3)} - T_{9G}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{5C}^{(3)} - T_{4C}^{(3)} \geq 0.15 & T_{6B}'^{(3)} - T_{3B}'^{(3)} \geq 0.15 & T_{7G}'^{(3)} - T_{9G}'^{(3)} \geq 0.15 \\
 T_{9D}^{(3)} - T_{5D}^{(3)} \geq 0.15 & T_{1C}'^{(3)} - T_{4C}'^{(3)} \geq 0.15 & 
 \end{array} \quad (69)$$

Donde:

$$\begin{array}{ll}
 T_{1A}^{(3)} = 0.175279937TD_1 & T_{7G}^{(3)} = 0.329865941TD_7 \\
 T_{5A}^{(3)} = 0.800128829TD_5 & T_{9G}^{(3)} = 0.13590691TD_9 \\
 T_{6A}^{(3)} = 1.565738705TD_6 & T_{1B}'^{(3)} = 0.263596581TD_1 \\
 T_{2A}^{(3)} = 0.097441493TD_2 & T_{6B}'^{(3)} = 0.287362829TD_6 \\
 T_{1B}^{(3)} = 0.263596581TD_1 & T_{3B}'^{(3)} = 0.109098792TD_3 \\
 T_{6B}^{(3)} = 1.223006903TD_6 & T_{1C}'^{(3)} = 0.334776291TD_1 \\
 T_{3B}^{(3)} = 0.113355436TD_3 & T_{5C}'^{(3)} = 0.350609097TD_5 \\
 T_{1C}^{(3)} = 0.305048646TD_1 & T_{4C}'^{(3)} = 0.114598157TD_4 \\
 T_{5C}^{(3)} = 0.410798443TD_5 & T_{9D}'^{(3)} = 0.119309695TD_9 \\
 T_{4C}^{(3)} = 0.139259732TD_4 & T_{5D}'^{(3)} = 0.119309695TD_5 \\
 T_{9D}^{(3)} = 0.213666291TD_9 & T_{7E}'^{(3)} = 0.329865941TD_7 \\
 T_{5D}^{(3)} = 0.213666291TD_5 & T_{8E}'^{(3)} = 0.125350614TD_8 \\
 T_{7E}^{(3)} = 0.329865941TD_7 & T_{6E}'^{(3)} = 0.112441963TD_6 \\
 T_{8E}^{(3)} = 0.174109426TD_8 & T_{3F}'^{(3)} = 0.111170353TD_3 \\
 T_{6E}^{(3)} = 0.128094818TD_6 & T_{8F}'^{(3)} = 0.111170353TD_8 \\
 T_{3F}^{(3)} = 0.124290622TD_3 & T_{4G}'^{(3)} = 0.129332112TD_4 \\
 T_{8F}^{(3)} = 0.124290622TD_8 & T_{7G}'^{(3)} = 0.329865941TD_7 \\
 T_{4G}^{(3)} = 0.234084091TD_4 & T_{9G}'^{(3)} = 0.114008251TD_9
 \end{array} \quad (70)$$

#### Caso 4

Los TD de todos los relés deben ser mayores iguales a 0.5

$$TD_i^{(3)} \geq 0.5 \quad i = 2, \dots, 10 \quad (71)$$

Restricciones de coordinación entre relés

$$\begin{array}{lll}
 T_{10A}^{(4)} - T_{2A}^{(4)} \geq 0.15 & T_{7E}^{(4)} - T_{6E}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{5C}{}^{(4)} - T'_{4C}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{5A}^{(4)} - T_{2A}^{(4)} \geq 0.15 & T_{8E}^{(4)} - T_{6E}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{9D}{}^{(4)} - T'_{5D}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{6A}^{(4)} - T_{2A}^{(4)} \geq 0.15 & T_{3F}^{(4)} - T_{8F}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{7E}{}^{(4)} - T'_{6E}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{10B}^{(4)} - T_{3B}^{(4)} \geq 0.15 & T_{4G}^{(4)} - T_{9G}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{8E}{}^{(4)} - T'_{6E}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{6B}^{(4)} - T_{3B}^{(4)} \geq 0.15 & T_{7G}^{(4)} - T_{9G}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{3F}{}^{(4)} - T'_{8F}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{10C}^{(4)} - T_{4C}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{10B}{}^{(4)} - T'_{3B}{}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{4G}{}^{(4)} - T'_{9G}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{5C}^{(4)} - T_{4C}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{6B}{}^{(4)} - T'_{3B}{}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{7G}{}^{(4)} - T'_{9G}{}^{(4)} \geq 0.15 \\
 T_{9D}^{(4)} - T_{5D}^{(4)} \geq 0.15 & T'_{10C}{}^{(4)} - T'_{4C}{}^{(4)} \geq 0.15 & 
 \end{array} \quad (72)$$

Donde:

$$\begin{array}{ll}
 T_{10A}^{(4)} = 0.5024459374TD_{10} & T_{7G}^{(4)} = 0.3436350130TD_7 \\
 T_{5A}^{(4)} = 0.2568943248TD_5 & T_{9G}^{(4)} = 0.1159147819TD_9 \\
 T_{6A}^{(4)} = 4.4393761516TD_6 & T'_{10B}{}^{(4)} = 0.3261467044TD_{10} \\
 T_{2A}^{(4)} = 0.1002217236TD_2 & T'_{6B}{}^{(4)} = 0.3308921338TD_6 \\
 T_{10B}^{(4)} = 0.2953251619TD_{10} & T'_{3B}{}^{(4)} = 0.1120325980TD_3 \\
 T_{6B}^{(4)} = 1.1648455443TD_6 & T'_{10C}{}^{(4)} = 0.2498238455TD_{10} \\
 T_{3B}^{(4)} = 0.1315974278TD_3 & T'_{5C}{}^{(4)} = 0.2945090079TD_5 \\
 T_{10C}^{(4)} = 0.2498060545TD_1 & T'_{4C}{}^{(4)} = 0.1076453477TD_4 \\
 T_{5C}^{(4)} = 5.9261076580TD_5 & T'_{9D}{}^{(4)} = 0.1125425910TD_9 \\
 T_{4C}^{(4)} = 0.1127914248TD_4 & T'_{5D}{}^{(4)} = 0.1125425910TD_5 \\
 T_{9D}^{(4)} = 0.1394421274TD_9 & T'_{7E}{}^{(4)} = 0.3378164093TD_7 \\
 T_{5D}^{(4)} = 0.1394421274TD_5 & T'_{8E}{}^{(4)} = 0.1314088011TD_8 \\
 T_{7E}^{(4)} = 0.3436350130TD_7 & T'_{6E}{}^{(4)} = 0.1138937024TD_6 \\
 T_{8E}^{(4)} = 0.4394786694TD_8 & T'_{3F}{}^{(4)} = 0.1143666080TD_3 \\
 T_{6E}^{(4)} = 0.1618279307TD_6 & T'_{8F}{}^{(4)} = 0.1143666080TD_8 \\
 T_{3F}^{(4)} = 0.1617524274TD_3 & T'_{4G}{}^{(4)} = 0.1200374236TD_4 \\
 T_{8F}^{(4)} = 0.1617524274TD_8 & T'_{7G}{}^{(4)} = 0.3429922260TD_7 \\
 T_{4G}^{(4)} = 0.1366079008TD_4 & T'_{9G}{}^{(4)} = 0.1097595075TD_9
 \end{array} \quad (73)$$

### **5.3. Cálculo del ajuste del umbral de corriente y el dial del tiempo considerando distintas configuraciones de la red de distribución y generación distribuida**

En este capítulo se presentan los valores definidos para la corriente de enganche (pickup) y el cálculo óptimo del dial de tiempo (Time dial) de los distintos relés de protección en cada uno de los casos de estudio.

Para el ajuste del umbral de corriente (Pickup) se tomará en cuenta el estudio de flujo de carga que se mostró en el capítulo 2 y la capacidad máxima de las líneas de distribución de los casos de estudio.

Conductor	Capacidad Máxima
556 ACSR	726 A
4/0 ACSR	357 A
250 AA aislado a 5KV	250 A

**Tabla 5. 1 Capacidad de conductores de alimentadores en casos de estudio**

Con los valores de umbral de corriente definidos, las ecuaciones de tiempo de operación de los relés se vuelven de la forma lineal y con esto se puede aplicar el método de optimización por programación lineal para obtener los valores de dial de tiempo que garanticen una operación rápida y coordinación óptima.

Para hallar la solución al problema de optimizar el tiempo de operación de los relés de protección se usará la técnica del método simplex aplicado en el software Excel y los resultados se los comprobará con la función Linprog del programa computacional Matlab®

#### **5.3.1. Cálculos en Caso 1 (Caso Base)**

En este que es el primer caso de estudio se deben tener unas consideraciones adicionales para la obtención de los valores de umbral de corriente.

Las corrientes obtenidas en el flujo de carga son:

Caso 1	Corriente vista por interruptor	
	I Carga A	I Carga x 1.25 A
Brk1	544.6	680.75
Brk2	74.7	93.375
Brk3	205.5	256.875
Brk4	43.2	54
Brk5	184	230
Brk6	43.2	54

**Tabla 5. 2 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 1)**

Como se puede observar, las corrientes en los interruptores 4 y 6 son menores a 50 A, por lo tanto, se puede pensar que el ajuste de esos relés podría ser 100 y 60 A. Sin embargo, en el momento de analizar el flujo de potencia del caso 2 cuyos datos se mostraron antes en el capítulo 3, se identifica que la corriente que pasará por esos mismos interruptores 4 y 6 es alrededor de 200 A, por lo tanto, se genera el siguiente escenario: Si en el caso 1 se ajusta el umbral de corriente de los relés de los interruptores 4 y 6 de 100 y 60 A respectivamente, provocará que en el momento que entre el sistema de generación distribuida (caso 2), la protección que aún sigue con los ajustes de caso 1 se active y como consecuencia habría un riesgo de disparo en falso ya que el cambio de ajustes de relés entre las distintas topologías de red (casos) se programará con un retraso de tiempo para tomar en cuenta los estados transitorios.

Con esta disyuntiva se pueden plantear dos soluciones:

- La primera es que para los ajustes de umbral de corriente se tome en cuenta el flujo de carga de los casos 2, 3 y 4, entonces el ajuste del umbral de corriente tomará como **referencia el valor máximo de corriente entre todos los casos de estudio.**
- La segunda es que se mantenga un ajuste más sensible de umbral de corriente de 100 y 60 A para interruptores 4 y 6 pero se deberá considerar una restricción adicional que para una corriente de 200 A **el tiempo de disparo sea mayor a la suma del tiempo de retraso en el cambio de ajustes del relé al**

**pasar de un** estado a otro (1 al 2 o 3) y adicionar un tiempo como factor de seguridad.

Estas dos soluciones fueron analizadas y se presentan en detalle en los anexos.

Los ajustes de umbral de corriente quedan así:

Interruptor	I ajuste A
Brk1	700
Brk2	100
Brk3	250
Brk4	250
Brk5	250
Brk6	250

**Tabla 5. 3 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 1 (tomando en cuenta flujo de carga de los casos 2 y 3)**

Interruptor	I ajuste A
Brk1	700
Brk2	100
Brk3	250
Brk4	100
Brk5	250
Brk6	60

**Tabla 5. 4 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 1 (tomando en cuenta solo flujo de carga del caso 1)**

Aplicando el método simplex de programación lineal para el caso 1 tomando en cuenta las restricciones y usando la herramienta solver de Excel o linprog de Matlab se tienen los siguientes ajustes de dial de tiempo para los distintos relés:

TD1 s	TD2 s	TD3 s	TD4 s	TD5 s	TD6 s
1.34	0.50	1.75	1.66	0.50	0.50

**Tabla 5. 5 Ajustes de dial de Tiempo Caso 1 (tomando en cuenta flujo de carga de los casos 2 y 3)**



Cabe indicar que para el cálculo de Dial de Tiempo de la variante del caso 1 en donde el ajuste de umbral de corriente es cercano a su valor de corriente de carga se debe añadir la siguiente restricción:

$$T_{6 I=250A}^{(1)} \geq 1 \quad (74)$$

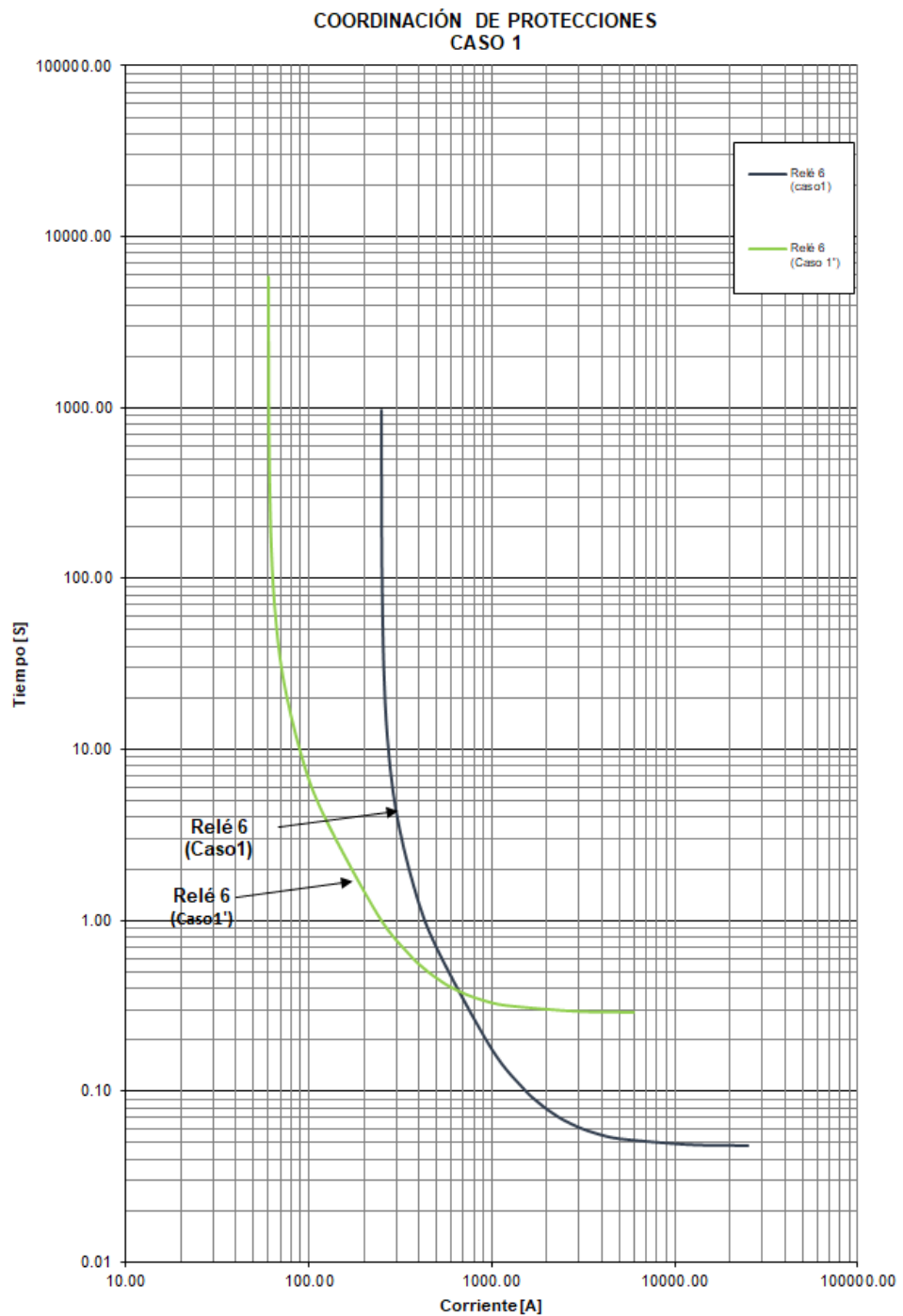
Es decir que el tiempo de operación del relé 6 debe ser mayor igual a 1 s cuando la corriente que lea el relé sea 250A. Con esto se busca que no dispare el relé ante el cambio de la topología de red. Lo que si cabe recordar es que el relé se activará y estará haciendo el conteo para disparar por incremento de flujo de corriente, pero este no terminará de disparar porque se aumenta esta restricción.

Los resultados del cálculo del Dial de tiempo son:

TD1	TD2	TD3	TD4	TD5	TD6
s	s	s	s	s	s
1.84	0.50	1.75	4.38	0.50	3.00

**Tabla 5. 6 Ajustes de dial de Tiempo Caso 1 (tomando en cuenta solo flujo de carga del caso 1)**

Finalmente queda a criterio del diseñador elegir cualquiera de estas dos opciones como ajustes principales para el sistema con topología del caso 1, sin embargo, a nuestro parecer si se elige la segunda opción con el aumento de la restricción adicional provocará una penalidad en los tiempos de operación de los relés de protección. Este tema se puede ver en la siguiente figura



**Figura 5. 2 Comparativa de ajustes de relés para interruptor 6 tomando en cuenta distintas restricciones**

En esta gráfica se puede observar claramente que si bien el umbral de corriente para la curva del caso 1' es cercano a la corriente de flujo de carga (60A), la restricción adicional de aumentar el tiempo de disparo a 1 segundo para una corriente de 250 A hace que esta curva sea más lenta y por consiguiente esto les afecta a las demás curvas de los relés aguas arriba.

### 5.3.2. Cálculos en Caso 2 (Entrada de generación distribuida)

En este segundo caso se contempla el ingreso de la generación distribuida al sistema presentado al inicio de este estudio y esto plantea nuevos retos ya que ahora el flujo de potencia se hace bidireccional y se debe introducir el concepto de protección direccional. Así mismo, las ecuaciones de restricción cambian, así como se puede observar en este mismo capítulo en la sección de análisis de restricciones.

Primero se determina el ajuste de umbral de corriente para esto se presenta el resumen del flujo de carga.

Caso 2	Corriente vista por interruptor	
	I carga A	I Carga x 1.25 A
Brk1	322.3	402.9
Brk2	77.6	97.0
Brk3	217.3	271.6
Brk4	207.3	259.1
Brk5	194.9	243.6
Brk6	207.3	259.1
Brk7	251.2	314.0

**Tabla 5. 7 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 2)**

Considerando este análisis de flujo de carga se definen los siguientes ajustes

Interruptor	I Ajuste A
Brk1	700
Brk2	100
Brk3	250
Brk4	250
Brk5	230
Brk6	250
Brk7	300

**Tabla 5. 8 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 2**

Aplicando el método simplex de programación lineal para el caso 2 tomando en cuenta las restricciones y usando la herramienta *solver* de Excel o *linprog* de Matlab se tienen los siguientes ajustes de dial de tiempo para los distintos relés:

TD1	TD2	TD3	TD4	TD5	TD6	TD7
s	s	s	s	s	s	s
1.33	0.50	1.85	0.50	0.50	1.22	1.40

**Tabla 5. 9 Ajustes de dial de Tiempo Caso 2**

### 5.3.3. Cálculos en Caso 3 (Sistema de distribución débilmente mallado)

En este tercer caso se contempla un cambio en la topología de la red de distribución en donde se forma un pequeño anillo y esto también provoca que el flujo de potencia se haga bidireccional en un sector del sistema y se debe introducir el concepto de protección direccional. Así mismo las ecuaciones de restricción cambian, cosa que se puede observar en este mismo capítulo en la sección de análisis de restricciones.

Primero se determina el ajuste de umbral de corriente para esto se presenta el resumen del flujo de carga.

Caso 3	Corriente vista por interruptor	
	lcarga A	lcarga x 1.25 A
Brk1	543.7	680
Brk2	78	98
Brk3	245.4	307
Brk4	241.6	302
Brk5	221.7	277
Brk6	241.6	302
Brk7	267.2	334
Brk8	219.2	274
Brk9	219.2	274

**Tabla 5. 10 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 3)**

Considerando este análisis de flujo de carga se definen los siguientes ajustes

Interruptor	I ajuste A
Brk1	700
Brk2	100
Brk3	250
Brk4	250
Brk5	250
Brk6	250
Brk7	300
Brk8	250
Brk9	250

**Tabla 5. 11 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 3**

Aplicando el método simplex de programación lineal para el caso 3 tomando en cuenta las restricciones y usando la herramienta *so/ver* de Excel o *linprog* de Matlab se tienen los siguientes ajustes de dial de tiempo para los distintos relés:

TD1 s	TD2 s	TD3 s	TD4 s	TD5 s	TD6 s	TD7 s	TD8 s	TD9 s
2.53	0.50	4.57	3.72	1.64	2.26	1.65	3.22	2.90

**Tabla 5. 12 Ajustes de dial de Tiempo Caso 3**

Usando el software Matlab y la función *linprog* se tiene el siguiente resultado que es idéntico al presentado por Excel

### 5.3.4. Cálculos en Caso 4 (Sistema de distribución alimentado por otra subestación)

En este cuarto caso se contempla un cambio en la topología de la red de distribución en donde se forma un pequeño anillo y esto también provoca que el flujo de potencia se haga bidireccional en un sector del sistema y se debe introducir el concepto de protección direccional. Así mismo las ecuaciones de restricción cambian, cosa que se puede observar en este mismo capítulo en la sección de análisis de restricciones. Primero se determina el ajuste de umbral de corriente para esto se presenta el resumen del flujo de carga.

Caso 4	Corriente vista por interruptor	
Interruptor	I carga A	I carga x 1.25 A
Brk1	-	-
Brk2	69.4	87
Brk3	217	271
Brk4	220.3	275
Brk5	221.7	277
Brk6	196.7	246
Brk7	267.2	334
Brk8	250.4	313
Brk9	250.4	313
Brk10	485.3	607

**Tabla 5. 13 Corriente de carga vista en interruptores (Caso 4)**

Considerando este análisis de flujo de carga se definen los siguientes ajustes

Interruptor	I ajuste A
Brk1	-
Brk2	100
Brk3	250
Brk4	250
Brk5	250
Brk6	250
Brk7	300
Brk8	250
Brk9	250
Brk10	700

**Tabla 5. 14 Ajustes de Umbral de Corriente para Caso 4**

Aplicando el método simplex de programación lineal para el caso 4 tomando en cuenta las restricciones y usando la herramienta *solver* de Excel o Linprog de Matlab se tienen los siguientes ajustes de dial de tiempo para los distintos relés:

TD10 s	TD2 s	TD3 s	TD4 s	TD5 s	TD6 s	TD7 s	TD8 s	TD9 s
2.59	0.50	4.03	4.41	2.12	1.82	1.60	2.72	3.45

**Tabla 5. 15 Ajustes de dial de Tiempo Caso 4**

### 5.3.5. Resumen de ajustes

Tomando en cuenta los análisis anteriores se tiene el siguiente resumen de ajustes:

<b>Umbral de Ajuste de Corriente A</b>					
Interruptor	Caso1	Caso 1'	Caso2	Caso3	Caso4
Brk1	700	700	700	700	-
Brk2	100	100	100	100	100
Brk3	250	250	250	250	250
Brk4	250	100	250	250	250
Brk5	250	250	250	250	250
Brk6	250	60	250	250	250
Brk7	-	-	300	300	300
Brk8	-	-	-	250	250
Brk9	-	-	-	250	250
Brk10	-	-	-	-	700

**Tabla 5. 16 Resumen de Ajustes de Umbral de Corriente**

<b>Dial de Tiempo s</b>					
Interruptor	Caso1	Caso 1'	Caso2	Caso3	Caso4
Brk1	1.34	1.84	1.33	2.53	-
Brk2	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Brk3	1.75	1.75	1.85	4.57	4.03
Brk4	1.66	4.38	0.50	3.72	4.41
Brk5	0.50	0.50	0.50	1.64	2.12
Brk6	0.50	3.00	1.22	2.26	1.82
Brk7	-	-	1.40	1.65	1.60
Brk8	-	-	-	3.22	2.72
Brk9	-	-	-	2.90	3.45
Brk10	-	-	-	-	2.59

**Tabla 5. 17 Resumen de Ajustes de Dial de Tiempo**

Analizando la tabla de Dial de Tiempo se puede observar que los ajustes obtenidos para el caso 3 y 4, son mayores en comparación con el caso 1 y 2. También se indica que las restricciones del caso 3 contemplaban a parte de las restricciones de su misma topología unos estados transitorios que asemejaban a la topología de los casos 1 y 2 por lo que se puede decir que el caso 3 es una combinación de 3 casos o en otras palabras es el ajuste que involucra todas las topologías. Finalmente se concluye que los ajustes de los casos 1 y 2 son más sensibles y brindan una mejor protección.

Interruptor	Direccionalidad (67) activada				
	Caso1	Caso 1'	Caso2	Caso3	Caso4
Brk1	no	no	no	no	-
Brk2	no	no	no	no	no
Brk3	no	no	no	si	si
Brk4	no	no	si	si	si
Brk5	no	no	no	si	si
Brk6	no	no	si	si	si
Brk7	-	-	no	no	no
Brk8	-	-	-	si	si
Brk9	-	-	-	si	si
Brk10	-	-	-	-	no

**Tabla 5. 18 Resumen de Ajustes de activación de función Direccional**

Interruptor	Tipo de Curva				
	Caso1	Caso 1'	Caso2	Caso3	Caso4
Brk1	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	-
Brk2	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk3	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk4	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk5	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk6	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk7	-	-	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk8	-	-	-	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk9	-	-	-	Ansi Muy Inversa (U3)	Ansi Muy Inversa (U3)
Brk10	-	-	-	-	Ansi Muy Inversa (U3)

**Tabla 5. 19 Resumen de Ajustes de activación de función Direccional**



A continuación, se presentan tres gráficas de ajustes por relé que son típicas en este estudio:

### TIPO 1

Este tipo de curvas no presentan cambios en ninguno de los casos y se encuentra normalmente en ramales que no tienen cambios de cargas, generación distribuida o a un anillo. Ejemplo: interruptor BRK2

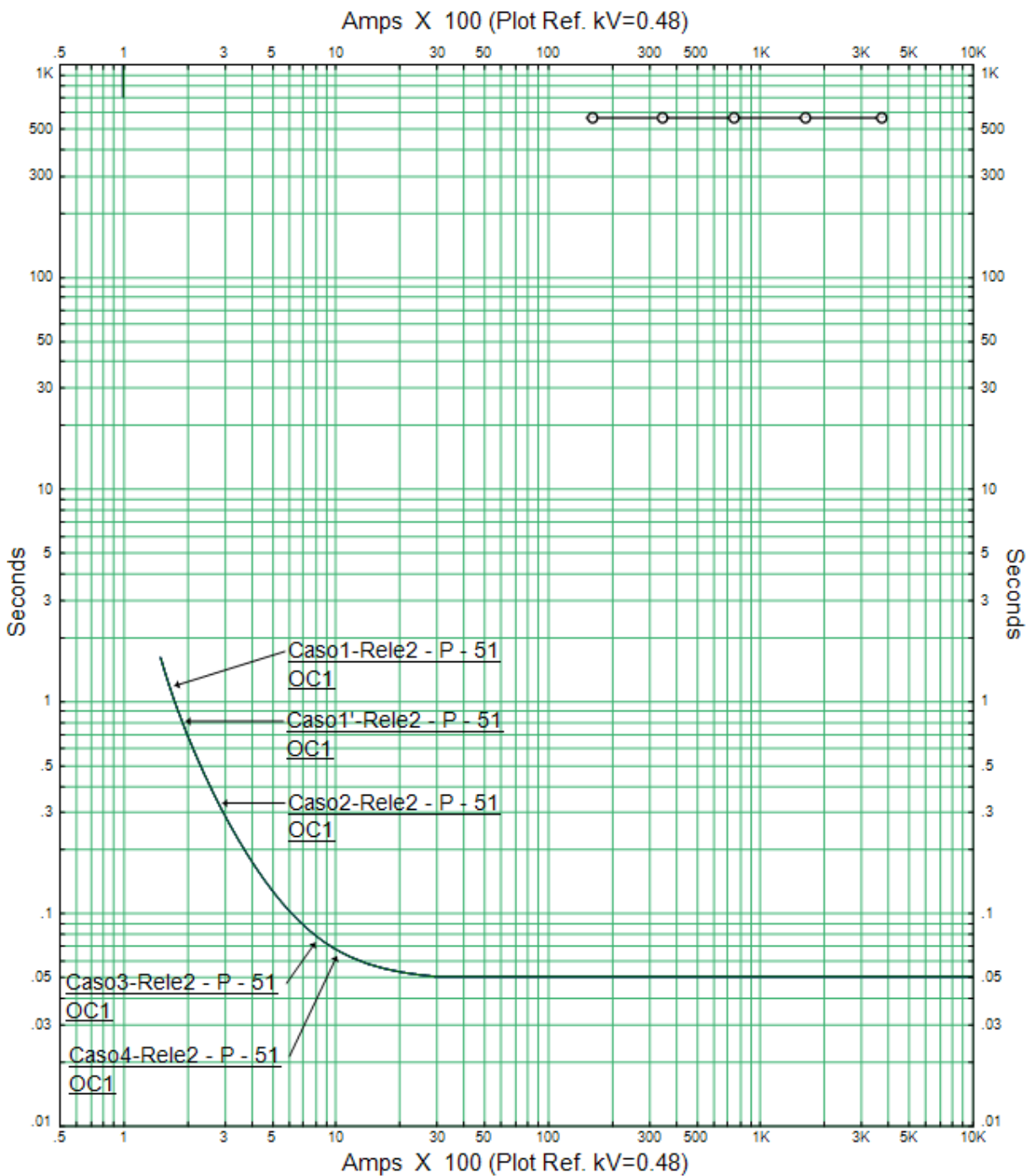


Figura 5. 3 Ajustes de Relé 2 para los distintos Casos de Estudio

## TIPO 2

Este tipo de curvas presentan no solo cambios en los DIALES de tiempos sino también en el corriente umbral (pick up) y es donde se debe aumentar las restricciones y condiciones previo a la optimización. Ejemplo: Interruptor 4 y 6

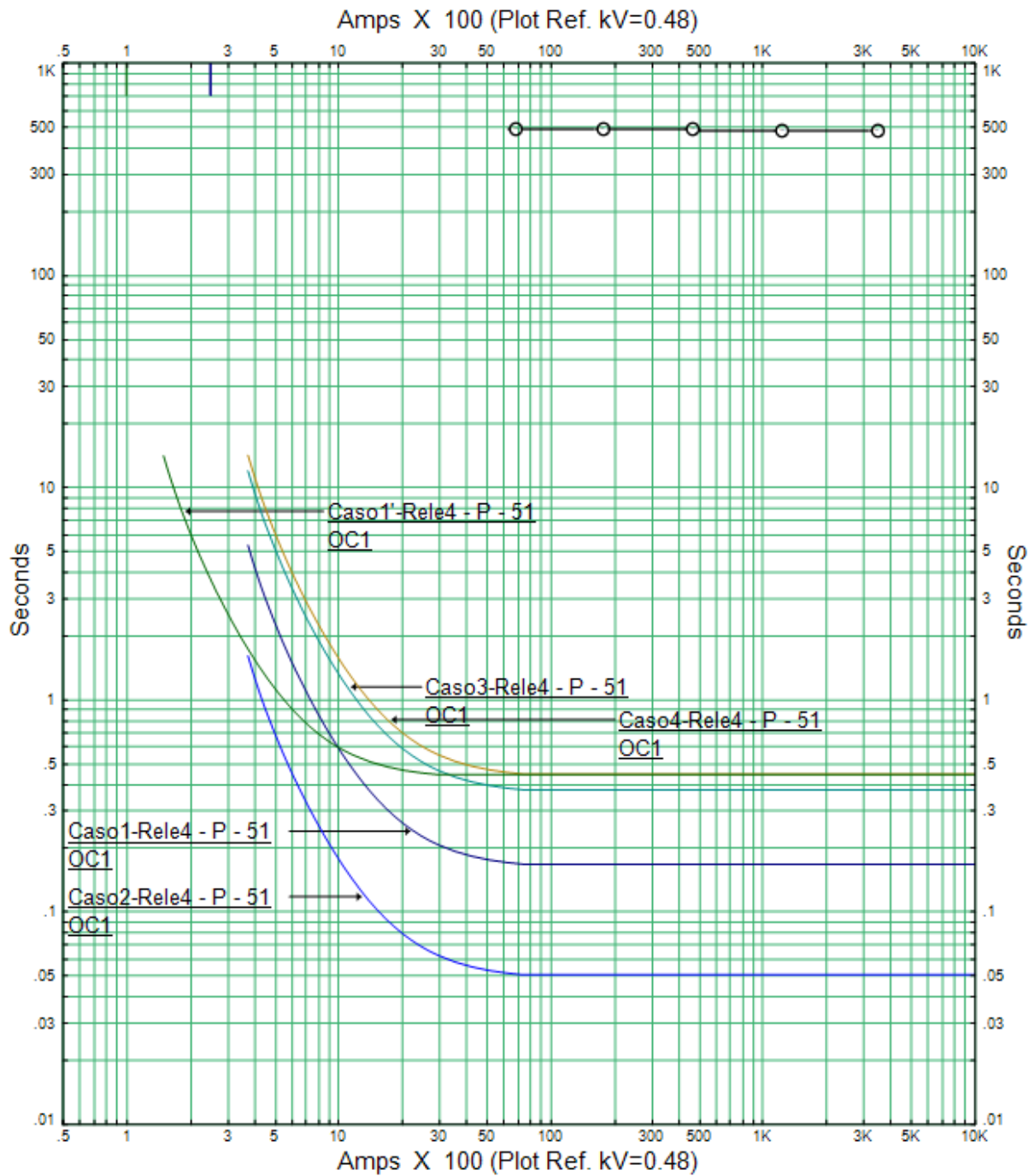


Figura 5. 4 Ajustes de Relé 4 para los distintos Casos de Estudio

### TIPO 3

Este tipo de curvas presentan cambios solamente en los DIALES de tiempo. No existen cambios bruscos de flujo de corriente y cambias sus diales para cada caso

Ejemplo: Interruptor 3

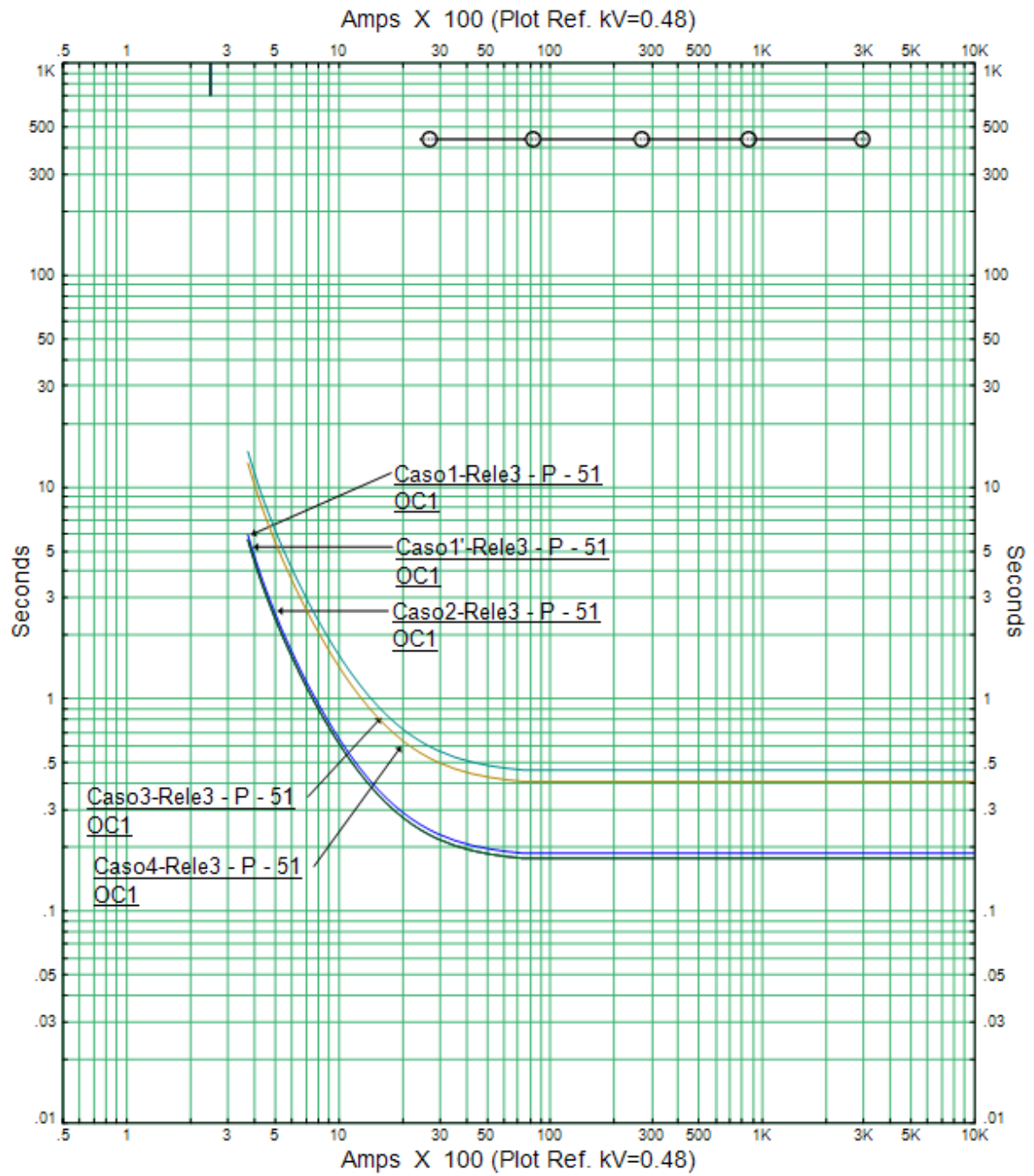


Figura 5. 5 Ajustes de Relé 3 para los distintos Casos de Estudio

### 5.3.6. Gráficas de ajustes por casos de estudio

Tomando en cuenta el resumen de ajustes se tienen las siguientes gráficas:

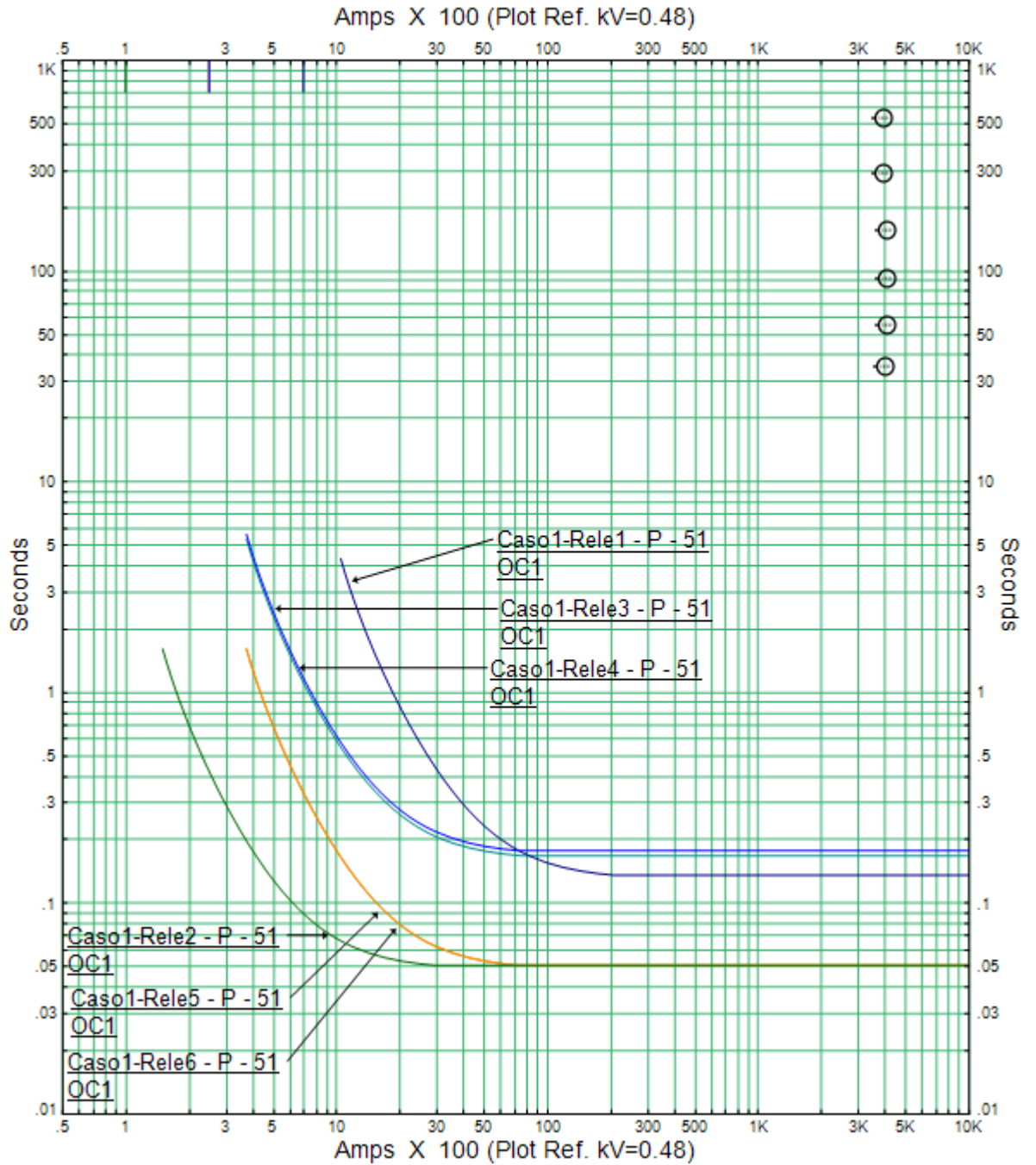
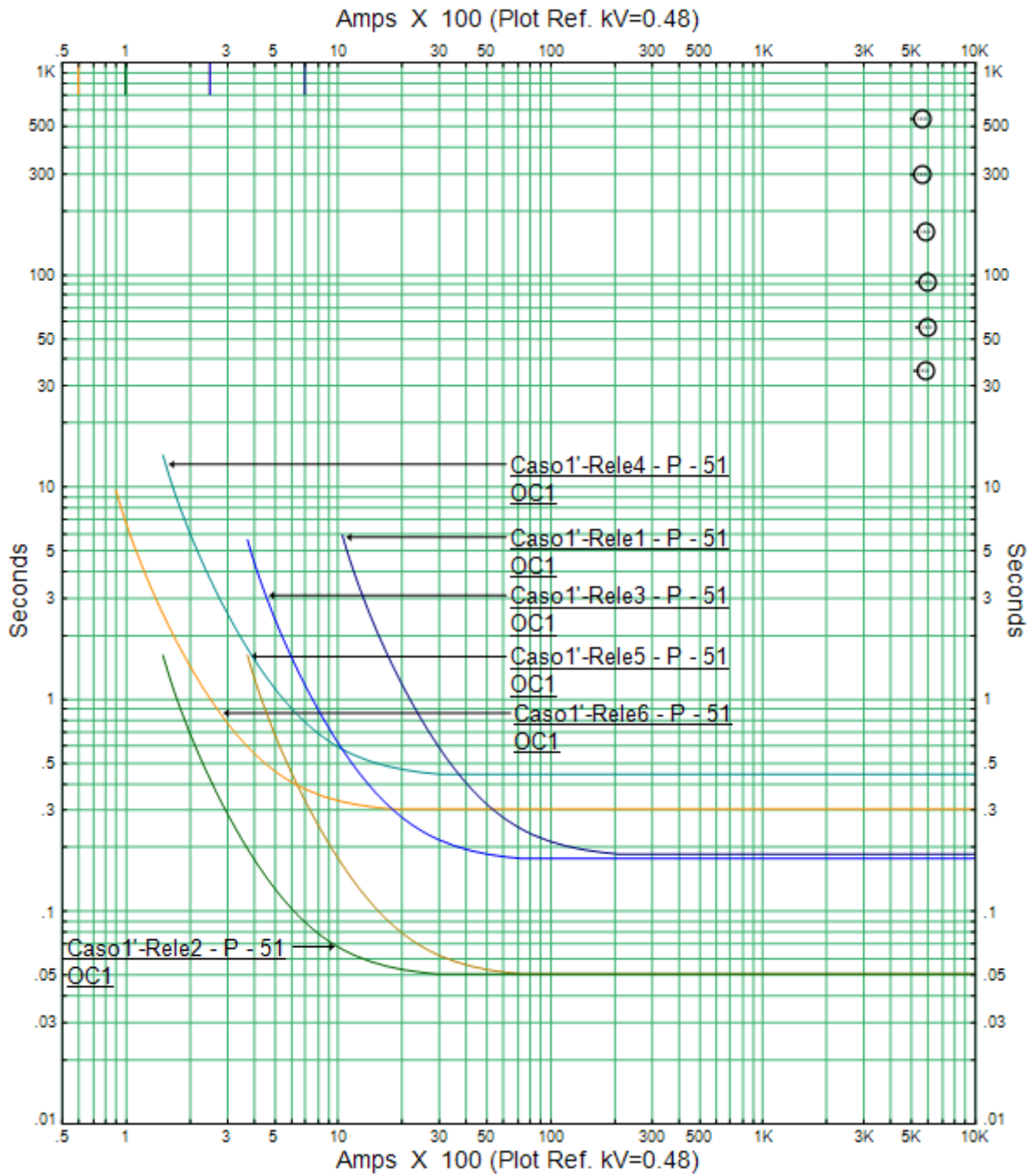
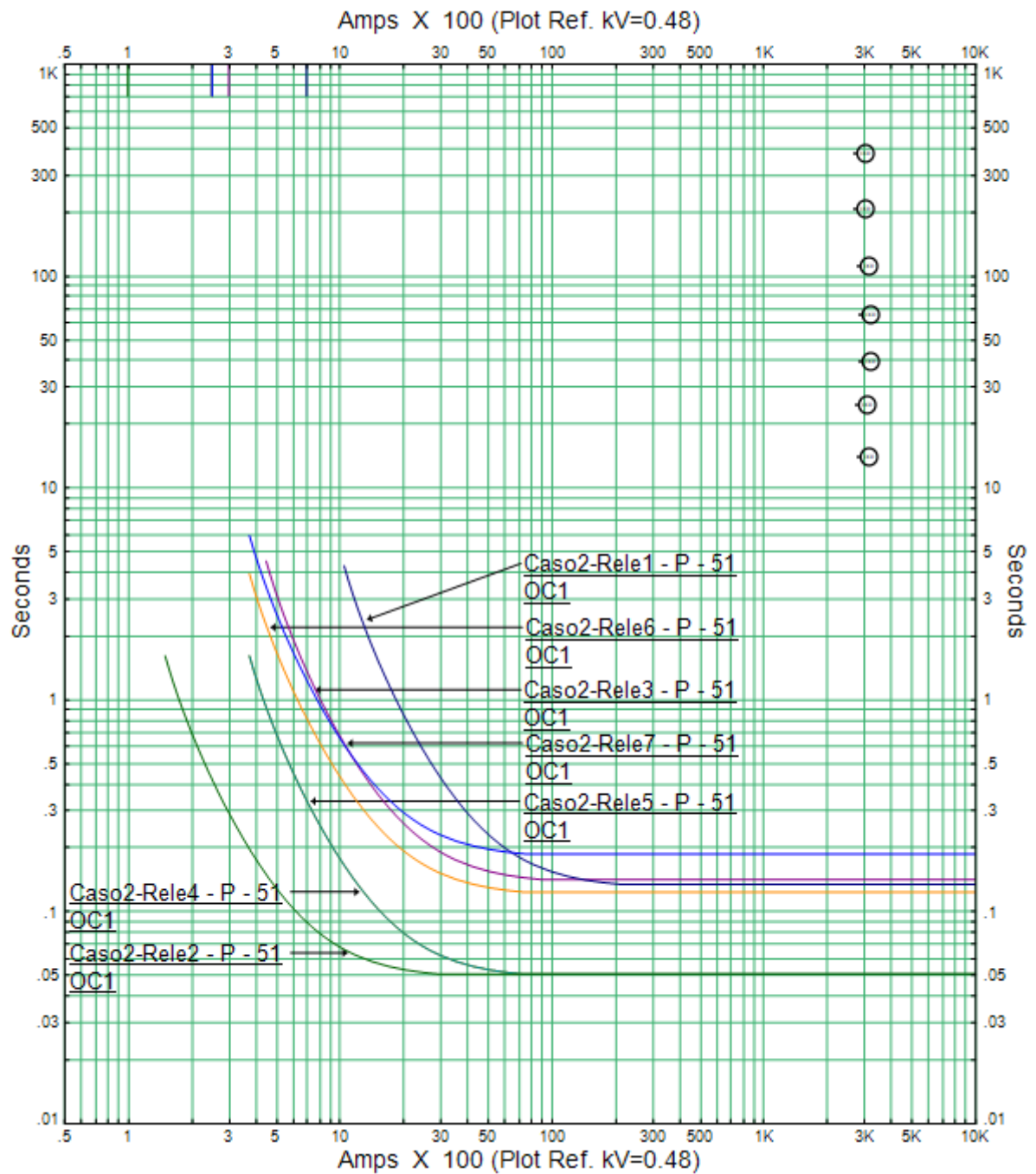


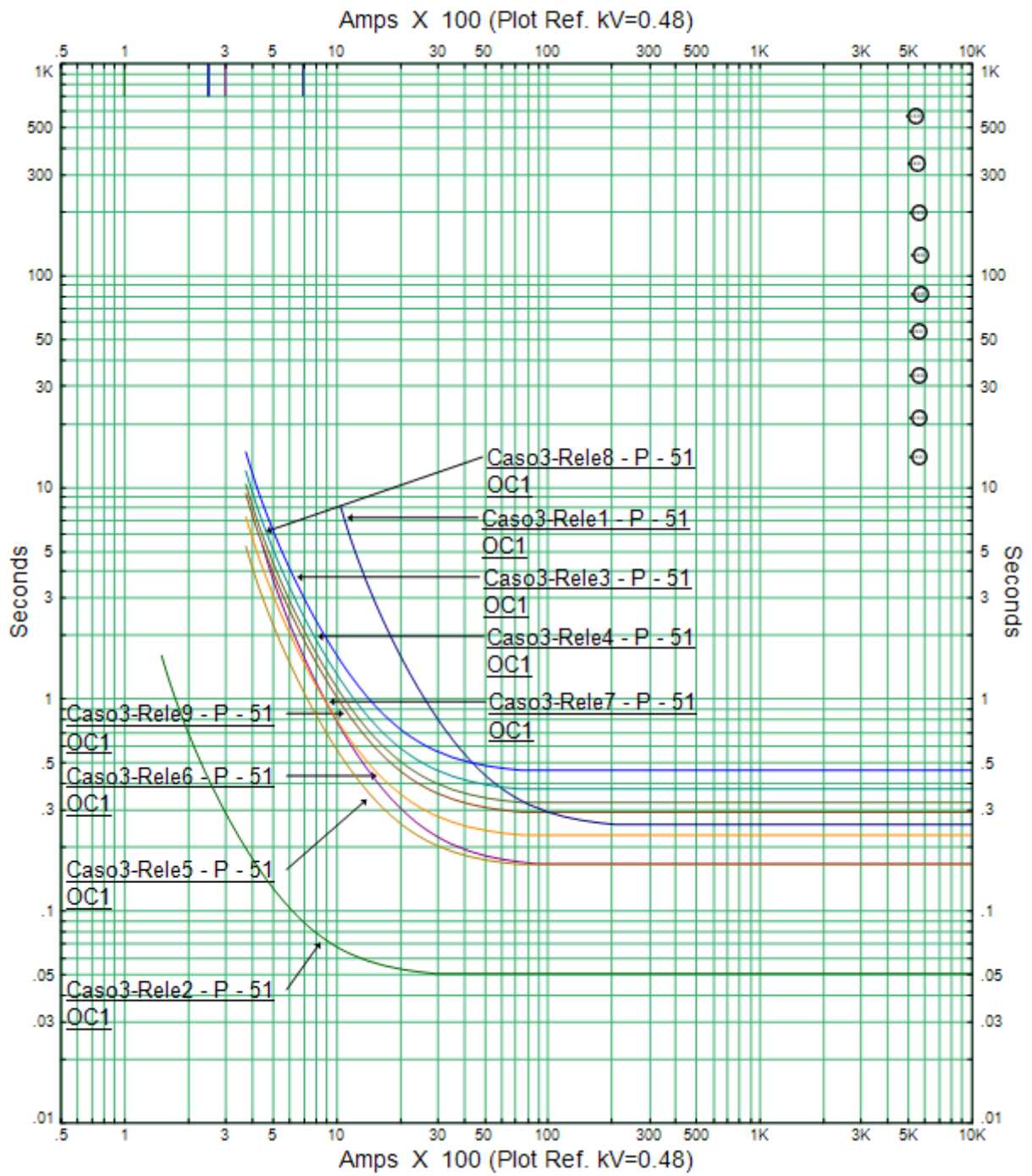
Figura 5. 6 Ajustes de Relés para el Caso 1



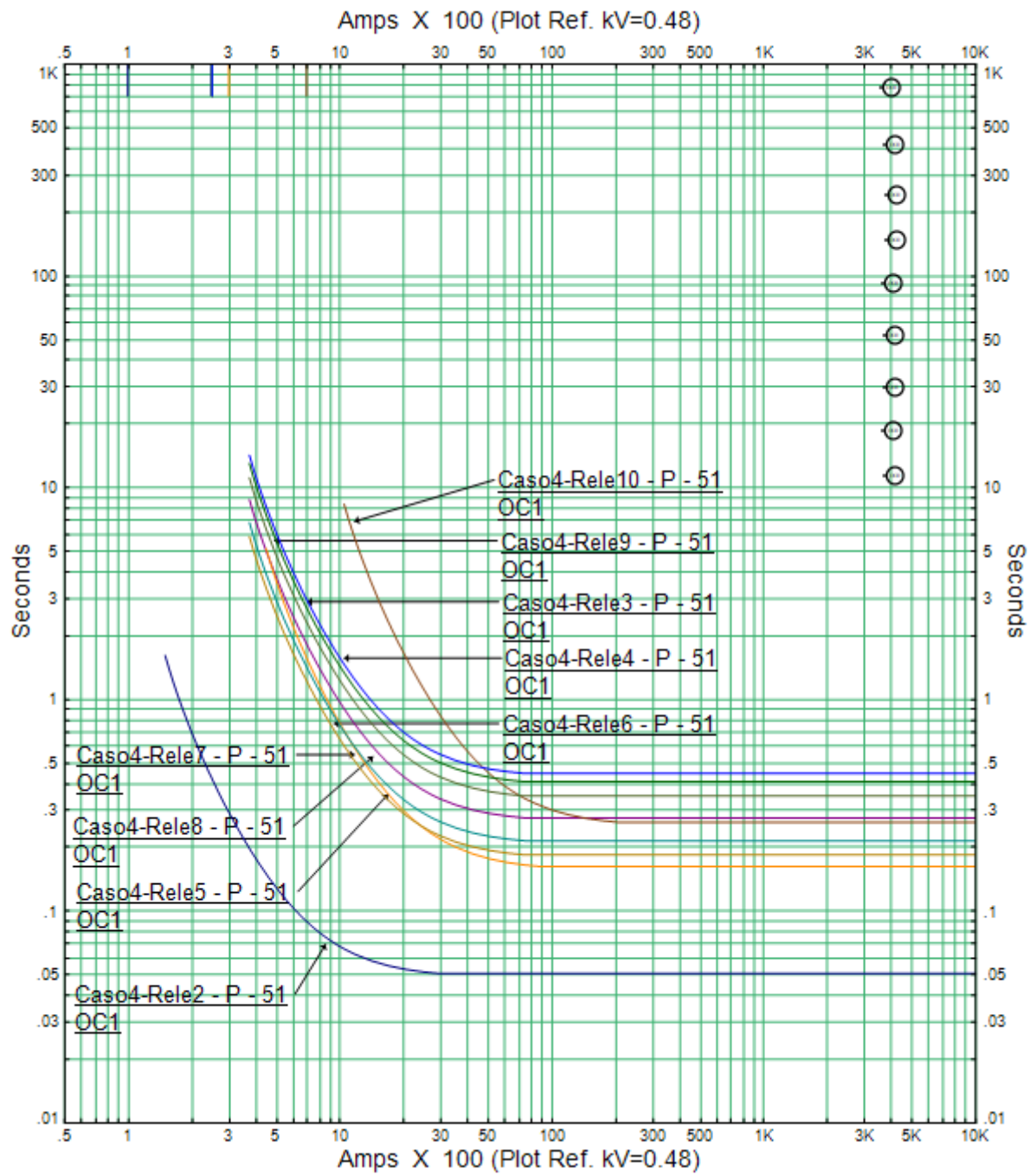
**Figura 5. 7 Ajustes de Relés para el Caso 1'**



**Figura 5. 8 Ajustes de Relés para el Caso 2**



**Figura 5. 9** Ajustes de Relés para el Caso 3



**Figura 5. 10** Ajustes de Relés para el Caso 4



#### 5.4. Ajuste de relés numéricos de acuerdo a las distintas configuraciones de la red de distribución para su actuación automática

Los relés numéricos a utilizar deben poseer al menos cuatro grupos de ajustes o llamados también familia de ajustes para poder adaptar las configuraciones de umbral de corriente y diales de tiempo para cada uno de los casos.

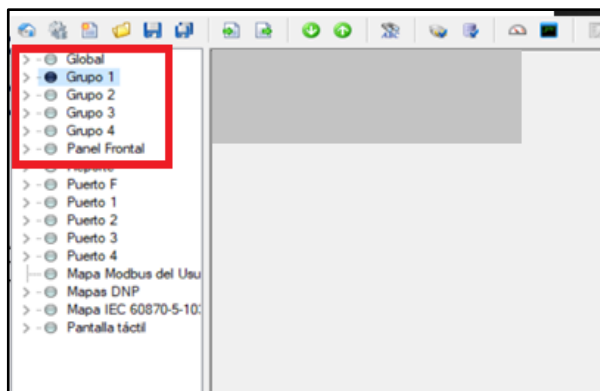
En caso de que se requiera más casos modelos, existen equipos que tienen hasta 7 grupos de ajustes o también se podría realizar un esquema de relés en paralelo que se comuniquen vía IEC 61850.

Otro parámetro importante de selección del equipo son los protocolos de comunicaciones, que deberían ser al menos DNP3 e IEC61850.



**Figura 5. 11** Equipo de reconexión Trimod 600R con controlador SEL651R (foto tomada de la página oficial Joslyn)

A continuación, un ejemplo con un relé en donde se aprecia los cuatro grupos de ajustes que serán activados dependiendo en el caso que se encuentre la red.



**Figura 5. 12** Grupo de ajustes en relés de protección.

A continuación, se presenta dos opciones de conexión para el sistema de adquisición de datos.

### PRIMERA OPCION – ANILLO FIBRA OPTICA 24 HILOS

Se tiene planeado la instalación de un anillo de fibra óptica de 24 Hilos. En la caja de control de los reconectores deberán ser colocados a los SWITCH de comunicaciones con puertos de conexión ETHERNET FIBRA.

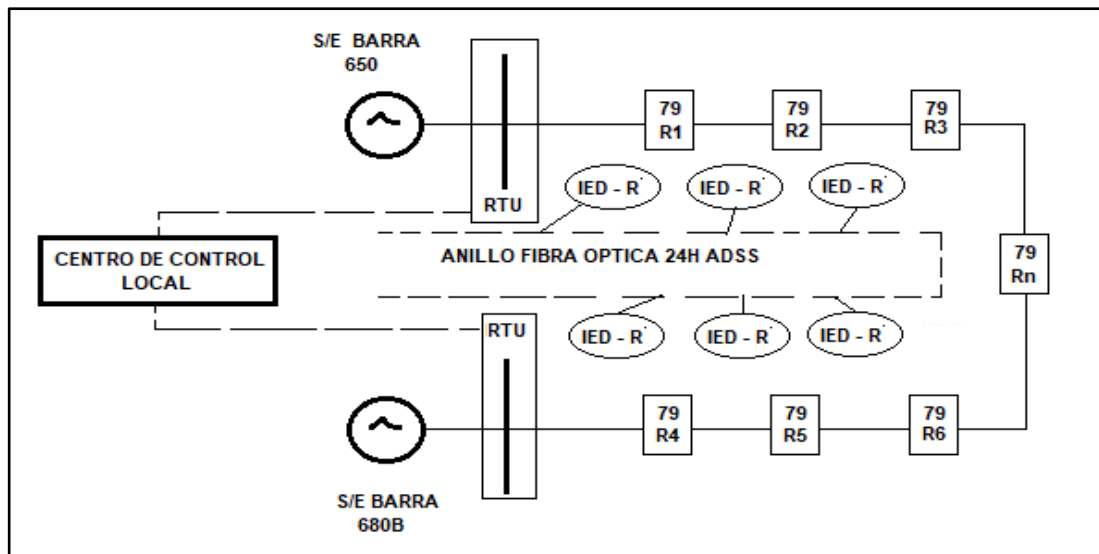


Figura 5. 13 Arquitectura con fibra óptica

El anillo de fibra óptica le llevara la información a los RTU'S colocados en las subestaciones principal (barra 650) y de respaldo (barra 680B). Estos equipos actualmente ya se encuentran monitoreados a través del hilo de guarda de fibra óptica y en lugares donde no se tiene aún instalado, se utiliza IP servidor /cliente tipo privado para conexión a Internet de la empresa eléctrica distribuidora.

Finalmente, estas señales al estar almacenadas en el centro de cómputo por el RTU principal y los servidores de la empresa eléctrica distribuidora es posible visualizar el estado de los interruptores de esta subestación de distribución y sus alimentadoras y así mismo enviar señales remotas de operación para maniobras de apertura, cierres, transferencia, revisión de alarmas, disparos etc.

En el SCADA del centro de cómputo es posible realizar de forma manual, remota o automática la configuración para cada uno de los casos, de esta forma se tiene que enviar señales a todos los IEDS dependiendo de la configuración que se tenga en el sistema.

Los estados de todos los interruptores le llegan al Sistema Centralizado y se puede indicar mediante la tabla 3.6 en que caso debe estar configurados los equipos.

El SCADA tendrá que enviar por medio de mensajes GOOSE o IEC 61850 a la casilla de ecuaciones de los IEDS, para indicarles en que GRUPO DE PARAMETROS deben ajustarse de tal forma que se encuentren en la coordinación óptima para cada uno de los casos.

**Selección de Grupo de Ajustes**

TGR Retraso Cambio de Grupo (segundos)  
3 Rango = 0 a 400

SS1 Ecuación de Selección de Grupo de Configuraciones 1 (SELogic)  
1

SS2 Ecuación de Selección de Grupo de Configuraciones 2 (SELogic)  
0

SS3 Ecuación de Selección de Grupo de Configuraciones 3 (SELogic)  
0

SS4 Ecuación de selección de grupo de configuraciones 4 (SELogic)  
0

**Figura 5. 14** Selección automática de grupo de ajustes.

Para lo cual se tiene:

SS1=1 para caso 1

SS2=1 para caso 2

SS3=1 para caso 3

SS4=1 para caso 4.

A continuación, se proponen la segunda arquitectura:

## **SEGUNDA OPCION – COMUNICACIÓN VIA RADIO**

Otra forma de realizar la interconexión de los reconectores con el centro de cómputo es enviar las señales vía RADIO.

Estas señales son interconectadas en cada uno de los recloser para que puede instalar un receptor(antena) en cada uno de los equipos, que deben estar instalados en los postes de media tensión.

Además, se utilizará una radio y una antena por cada equipo Reconectador. Las antenas deberán ser de OMNIDIRECCIONAL y un equipo ETHERNET RADIO. Este método tiene la restricción de operar entre Antena –Radio de 25 kilómetros.

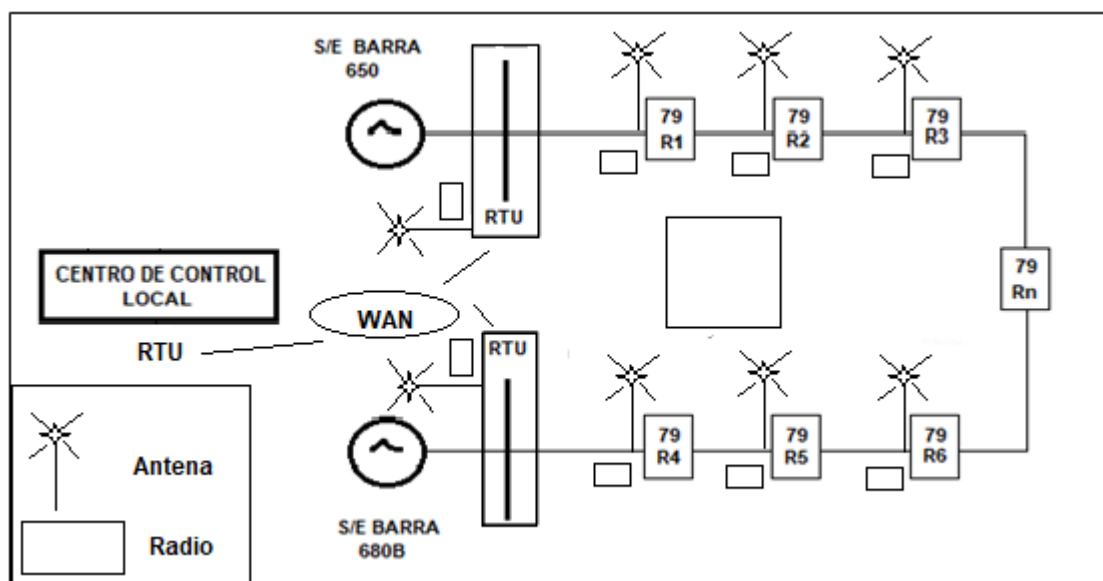


Figura 5. 15 Arquitectura con radios y antenas

A continuación, se presentan las lógicas narrativas que tendrá el sistema SCADA para poder reconfigurar estos esquemas y las lógicas utilizadas para en análisis de selección de cada caso en particular:

## LOGICAS NARRATIVAS – AUTOMATIZACION

### CASO 1

- Se declara caso 1: interruptor fuente principal cerrado BRK1. Se declara estado de fuente de generación distribuida y fuente alterna BRK7 y BRK 10 abiertos.
- En el caso de que BRK8 o BRK9 sea cerrado por error de maniobra o durante la transición, permanece el ajuste para el caso 1.

- El estado de los interruptores 2, 3 y 4 no tiene relevancia en qué estado se encuentren pues su flujo no afecta la coordinación entre los interruptores principales.
- Los relés son programados con elementos no direccionales.

## CASO 2

- Sería de igual condiciones del caso 1, pero con el interruptor BRK7 del generador distribuido cerrado, siempre y cuando los interruptores 8 y 9 se encuentren abiertos (lazo abierto).
- Para el caso 2, en caso de un disparo del interruptor 1, podemos apreciar que el sistema de automatización programado debería enviar una señal para realizar la operación de apertura a los interruptores 6 y 9 para que el generador opere en forma de isla y alimente la carga crítica declarada en la barra 680A. Sin embargo, para nuestro caso, es un criterio para el control mas no para el de protecciones y no se incluye como caso adicional.
- En caso de apertura del interruptor 5, no tiene relevancia ni debe proceder a un cambio.
- En caso de apertura del interruptor 6, continua en caso 2.

## CASO 3

- En interruptor BRK1 en condición cerrado.
- Los interruptores BRK8 y BRK9 deben estar en condiciones de cerrado formando así un lazo en el sistema de distribución. La fuente de generación distribuida podría estar activa o no.
- Se activan los elementos direccionales para los interruptores 3,4,5,6,8 y 9
- **Para este caso, también se considera en caso de una apertura de los interruptores 5 y 6, se mantiene CASO 3. Esta condición si será considerada en el flujo ya que si existe un cambio en el flujo que es equivalente a tener una línea bajo esquema de falla que podría ser la subterránea o la línea área.**

#### CASO 4

- Ingreso de la fuente alterna BRK10, se analiza todas las condiciones de los casos 1, 2 y 3.
- Se aplican todas las condiciones del caso anterior. Incluso se debe analizar la transición entre el interruptor 1 y el interruptor 10.

Debido a todos estos análisis se tiene el resumen de programación de estado de los interruptores para que se activen la respectiva lógica para cada uno de los casos analizados. Ver tabla siguiente.

Caso	Ecuaciones digitales
1	$=BRK1x \ !(BRK8xBRK9)x \ !B7!B10$
2	$=BRK1x \ !(BRK8xBRK9)x \ B7!B10$
3	$=BRK1x \ (BRK8xBRK9)x \ !B10$
4	$=!BRK1xBRK10$

Con todo estos análisis, se puede obtener la siguiente metodología para la coordinación óptima de los sistemas de distribución:

1. Establecer los escenarios que se desee optimizar el sistema de potencia. Para esto es necesario realizar lógicas de programación automática del controlador de los IED's en el sistema SCADA.
2. Establecer posición de los interruptores para la respectiva automatización e ingreso de los datos determinantes para cada uno de los casos. Hay interruptores cuyo estado no tiene relevancia y a pesar de su posición estado o abierto no genera cambios en la configuración o escenario planteados. Se deben identificar.
3. Con esta tabla de posiciones por caso, se construye los escenarios en el sistema de adquisición de datos de tal forma que se pueda definir de forma automática el grupo de ajuste en el cual debe operar el sistema de protecciones.
4. Realizar el estudio de flujos de carga y cortocircuito en algún software que tengas la metodología o los módulos requeridos para cargas desbalanceadas o para sistemas de distribución.

5. Para obtener el ajuste de cada uno de los casos, se hizo un previo análisis de la corriente de enganche, así como también las diferencias mínimas para que existan coordinación de protecciones, en base a tiempos máximos de operación de los equipos de potencia con tecnología actualizada.
6. Formular la función objetivo y las ecuaciones de igualdad y restricción para cada caso.
7. Los valores del tiempo DIAL de cada escenario deberán ser obtenidas mediante la ayuda de métodos de optimización lineal explicados en el capítulo 4 y con el uso de los programas Excel y MATLAB.
8. **Debido a estos análisis de transición fue posible** crear otras restricciones adicionales al sistema de ecuaciones para la resolución de la optimización lineal. Esto sirve para restringir disparos por cambios de escenarios en transición.
9. Seleccionar un valor de tiempo para cambio de escenarios que sea mayor a 0.5 segundos, para evitar reconfiguración en transitorios de fallas o arranques.
10. Ajustar las curvas en base a las corrientes de enganche y a los Dial obtenidos para cada caso, así como también definir la direccionalidad establecida de operación de cada relé para cada uno de los casos.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## CONCLUSIONES

- Dentro de los análisis expuestos en los capítulos presentados, es posible realizar una metodología que permite determinar los distintos ajustes para los escenarios que se desea plantear en un sistema de distribución incluyendo aquellos que posean generación distribuida.
- Los resultados obtenidos para cada uno de los casos, deben ser reajustados de forma automática mediante el análisis y lógicas de control descrita en el capítulo anterior. Estos equipos deberán estar comunicados a través de un sistema de adquisición de datos que le permita obtener los datos que necesita del sistema (estado de interruptores) para la selección del escenario de operación.
- Esta metodología no solo mejora la sensibilidad y selectividad de los ajustes de los relés, sino que también permite utilizar los ajustes óptimos para cada uno de los casos seleccionados y no solo del escenario más extremo como se realizaba convencionalmente.
- Para el caso 3 de este estudio, los resultados obtenidos son producto del análisis de las restricciones propias del caso 3 incluyendo las restricciones del caso 2, es decir, si se realiza un análisis de la forma convencional, los valores obtenidos en el caso 1 o en el caso 2 nunca hubieran existido en el análisis para optimización según la metodología convencional; de esta forma se obtuviera lo siguiente:
  - METODOLOGIA PLANTEADA IEEE [7] (sin considerar caso 4)

	<b>Dial de Tiempo s</b>
<b>IINTERRUPTOR</b>	<b>SOLUCION SISTEMA</b>
Brk1	2.53
Brk2	0.50
Brk3	4.57
Brk4	3.72
Brk5	1.64
Brk6	2.26
Brk7	1.65
Brk8	3.22
Brk9	2.90
Brk10	-



- METODOLOGIA PROPUESTA (sin considerar caso 4)

	<b>Dial de Tiempo</b>		
	<b>s</b>		
<b>Interruptor</b>	<b>Caso1</b>	<b>Caso2</b>	<b>Caso3</b>
Brk1	1.34	1.33	2.53
Brk2	0.50	0.50	0.50
Brk3	1.75	1.85	4.57
Brk4	1.66	0.50	3.72
Brk5	0.50	0.50	1.64
Brk6	0.50	1.22	2.26
Brk7	-	1.40	1.65
Brk8	-	-	3.22
Brk9	-	-	2.90
Brk10	-	-	-

- Al obtener valores con restricciones para caso 1 y caso 2, se mejora la selectividad en los interruptores 1, 3, 4, 5, 6 ya que funcionan con menor dial de tiempo en ciertos estados de operación del sistema.
- Se define también tres tipos curvas típicas para el análisis de estos sistemas:
  - Tipo 1.- Curvas que no sufren cambios, debido a su interacción en la red ejemplo de esto son los relés que protegen ramales de carga
  - Tipo 2.- Curvas que cambian aparte del dial, el umbral de corriente.
  - Tipo 3.- Curvas que solo cambian el dial de tiempo.
- De igual forma, se concluye que, se debe realizar un análisis de la filosofía de operación del sistema o creación de una lógica narrativa de control, es decir que para cada caso y/o escenario planteado se debe crear una lógica de operación que se alinee a los fundamentos básicos de los sistemas de protecciones.

## **RECOMENDACIONES**

- En la metodología generalizada, como un paso adicional, establecer ciertas cargas de capacidad relativamente baja y asignar fusibles en especial para ramales monofásicos o dos fases, de esta forma se puede ir disminuyendo la

complejidad en los análisis, cuando se analice un sistema con mayor cantidad de ramales.

- Se debe realizar análisis cada dos o tres años sobre la carga máxima proyectada, tener estudios a 5 o 10 años pueden sobreestimar estos valores, aumentando así los tiempos que se pretenden reducir en esta metodología.
- Se debe estar evaluando de manera frecuente la evolución de la tecnología respecto a los tiempos de apertura en los interruptores, o tiempos de apertura de contactos en los relés, etc. Actualmente se está utilizando 150 ms, con los equipos de tecnología actual, pero se espera que con la evolución de la tecnología estos tiempos también continúen disminuyendo.

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] D. S. A. Subcomitee, "IEEE 13 Node Test Feeder," *IEEE Power Engineering society*. p. 11, 2010.
- [2] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*. .
- [3] W. Stevenson, "Análisis De Sistemas Electricos De Potencia.PDF." .
- [4] D. R. DE SOUZA, "MANUAL OPEN DSS - POR JOSE PARRA," *IOSR J. Econ. Financ.*, vol. 3, no. 1, p. 56, 2016.
- [5] Profesor Hossein Arsham, "Modelos Deterministas : Optimización Lineal," pp. 1–74, 2014.
- [6] [https://es.wikipedia.org/wiki/Algoritmo\\_simplex#mw-head](https://es.wikipedia.org/wiki/Algoritmo_simplex#mw-head), "Algoritmo simplex," pp. 1–5, 2019.
- [7] A. J. Urdaneta, R. Nadira, and L. G. Pérez Jiménez, "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays in Interconnected Power Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, 1988.
- [8] ABB, "GridShield® outdoor vacuum reclosers 15-38 kV Making distribution networks more reliable."

## **ANEXOS**

## Anexo A. Cálculos de Corriente de Cortocircuito en programa Open DSS y Etap en caso de ejemplo

### Cálculos en Open DSS (Falla 1F en Barra 611)

LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE

Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	68.387 /_	32.7	1.03	115.000	1-2	118.44 /_	62.7	1.0299
-	2	68.366 /_	-87.3	1.0297	115.000	2-3	118.4 /_	-57.3	1.0295
-	3	68.363 /_	152.7	1.0296	115.000	3-1	118.43 /_	-177.3	1.0299
650 .....	1	2.4735 /_	2.7	1.0299	4.160	1-2	4.2848 /_	32.7	1.03
-	2	2.4736 /_	-117.3	1.0299	4.160	2-3	3.91 /_	-92.7	0.93992
-	3	1.9563 /_	119.2	0.81453	4.160	3-1	3.7762 /_	155.1	0.90774
633 .....	1	2.6509 /_	-3.5	1.1037	4.160	1-2	4.2915 /_	32.3	1.0316
-	2	2.6435 /_	-111.8	1.1006	4.160	2-3	3.5446 /_	-97.7	0.85206
-	3	1.1726 /_	115.6	0.48821	4.160	3-1	3.3792 /_	158.9	0.81231
634 .....	1	0.30587 /_	-3.5	1.1037	0.480	1-2	0.49517 /_	32.3	1.0316
-	2	0.30502 /_	-111.8	1.1006	0.480	2-3	0.40899 /_	-97.7	0.85206
-	3	0.1353 /_	115.6	0.48821	0.480	3-1	0.38991 /_	158.9	0.81231
632 .....	1	2.6509 /_	-3.5	1.1037	4.160	1-2	4.2915 /_	32.3	1.0316
-	2	2.6435 /_	-111.8	1.1006	4.160	2-3	3.5446 /_	-97.7	0.85206
-	3	1.1726 /_	115.6	0.48821	4.160	3-1	3.3792 /_	158.9	0.81231
671 .....	1	2.8549 /_	-8.8	1.1887	4.160	1-2	4.2984 /_	32.0	1.0333
-	2	2.835 /_	-106.9	1.1804	4.160	2-3	3.2125 /_	-103.8	0.77223
-	3	0.41154 /_	98.2	0.17135	4.160	3-1	3.001 /_	163.7	0.72138
680 .....	1	2.8549 /_	-8.8	1.1887	4.160	1-2	4.2984 /_	32.0	1.0333
-	2	2.835 /_	-106.9	1.1804	4.160	2-3	3.2125 /_	-103.8	0.77223
-	3	0.41154 /_	98.2	0.17135	4.160	3-1	3.001 /_	163.7	0.72138
645 .....	2	2.6435 /_	-111.8	1.1006	4.160	2-3	3.5446 /_	-97.7	0.85206
-	3	1.1726 /_	115.6	0.48821	4.160				
646 .....	2	2.6435 /_	-111.8	1.1006	4.160	2-3	3.5446 /_	-97.7	0.85206
-	3	1.1726 /_	115.6	0.48821	4.160				
692 .....	1	2.8549 /_	-8.8	1.1887	4.160	1-2	4.2984 /_	32.0	1.0333
-	2	2.835 /_	-106.9	1.1804	4.160	2-3	3.2125 /_	-103.8	0.77223
-	3	0.41154 /_	98.2	0.17135	4.160	3-1	3.001 /_	163.7	0.72138
675 .....	1	2.8549 /_	-8.8	1.1887	4.160	1-2	4.2984 /_	32.0	1.0333
-	2	2.835 /_	-106.9	1.1804	4.160	2-3	3.2125 /_	-103.8	0.77223
-	3	0.41154 /_	98.2	0.17135	4.160	3-1	3.001 /_	163.7	0.72138
684 .....	1	2.8885 /_	-9.7	1.2026	4.160				
-	3	0.20584 /_	98.2	0.085705	4.160	3-1	2.958 /_	166.5	0.71105
611 .....	3	0.00019128 /_	52.8	7.9639E-005	4.160				
652 .....	1	2.8885 /_	-9.7	1.2026	4.160				

CIRCUIT ELEMENT CURRENTS

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	0.0020166 /_	-73.5 =	0.00057418 +j	-0.0019331	
SOURCEBUS	2	39.948 /_	52.8 =	24.149 +j	31.822	
SOURCEBUS	3	39.946 /_	-127.2 =	-24.15 +j	-31.82	
-----						
SOURCEBUS	0	0.0020166 /_	106.5 =	-0.00057418 +j	0.0019331	
SOURCEBUS	0	39.948 /_	-127.2 =	-24.149 +j	-31.822	
SOURCEBUS	0	39.946 /_	52.8 =	24.15 +j	31.82	
ELEMENT = "Transformer.SUB"						
SOURCEBUS	1	0.0020166 /_	106.5 =	-0.00057418 +j	0.0019331	
SOURCEBUS	2	39.948 /_	-127.2 =	-24.149 +j	-31.822	
SOURCEBUS	3	39.946 /_	52.8 =	24.15 +j	31.82	
SOURCEBUS	0	0 /_	0.0 =	0 +j	0	
-----						
650	1	0.081374 /_	-98.8 =	-0.012407 +j	-0.080423	
650	2	0.042496 /_	162.2 =	-0.040457 +j	0.013004	
650	3	1912.7 /_	-127.2 =	-1156.3 +j	-1523.7	
650	0	1912.8 /_	52.8 =	1156.4 +j	1523.7	
ELEMENT = "Transformer.XFM1"						
633	1	7.659E-005 /_	-93.5 =	-4.617E-006 +j	-7.6451E-005	
633	2	7.6376E-005 /_	158.2 =	-7.0933E-005 +j	2.8316E-005	
633	3	3.3878E-005 /_	25.6 =	3.0559E-005 +j	1.4625E-005	
633	0	2.805E-005 /_	36.7 =	2.2496E-005 +j	1.6755E-005	
-----						
634	1	4.0674E-012 /_	116.6 =	-1.819E-012 +j	3.638E-012	
634	2	3.7499E-012 /_	14.0 =	3.638E-012 +j	9.0949E-013	
634	3	0 /_	0.0 =	0 +j	0	
634	0	0.0002431 /_	-143.3 =	-0.00019496 +j	-0.00014521	

ELEMENT = "Line.650632"

650	1	0.081374 /_	81.2 =	0.012407 +j	0.080423
650	2	0.042496 /_	-17.8 =	0.040457 +j	-0.013004
650	3	1912.7 /_	52.8 =	1156.3 +j	1523.7

-----

632	1	0.080223 /_	-98.9 =	-0.01248 +j	-0.079247
632	2	0.041323 /_	162.5 =	-0.039411 +j	0.012424
632	3	1912.8 /_	-127.2 =	-1156.3 +j	-1523.7

ELEMENT = "Line.632671"

632	1	0.080009 /_	81.0 =	0.012498 +j	0.079027
632	2	0.040652 /_	-17.4 =	0.038788 +j	-0.01217
632	3	1912.8 /_	52.8 =	1156.3 +j	1523.7

-----

671	1	0.078836 /_	-99.2 =	-0.012538 +j	-0.077832
671	2	0.039461 /_	162.9 =	-0.037718 +j	0.011599
671	3	1912.8 /_	-127.2 =	-1156.3 +j	-1523.7

ELEMENT = "Line.671680"

671	1	0.00060203 /_	91.1 =	-1.1467E-005 +j	0.00060192
671	2	0.0006107 /_	-27.6 =	0.000541 +j	-0.00028333
671	3	0.00023718 /_	-155.8 =	-0.00021634 +j	-9.7214E-005

-----

680	1	5.5439E-012 /_	-118.1 =	-2.6148E-012 +j	-4.8885E-012
680	2	1.8367E-012 /_	-68.2 =	6.8212E-013 +j	-1.7053E-012
680	3	3.9119E-012 /_	125.5 =	-2.2737E-012 +j	3.1832E-012

ELEMENT = "Line.632633"

632	1	0.00022068 /_	94.8 =	-1.8576E-005 +j	0.00021989
632	2	0.00022553 /_	-30.8 =	0.00019372 +j	-0.00011549
632	3	0.00014948 /_	-151.4 =	-0.00013118 +j	-7.1662E-005

-----

633	1	7.659E-005 /_	86.5 =	4.617E-006 +j	7.6451E-005
633	2	7.6376E-005 /_	-21.8 =	7.0933E-005 +j	-2.8316E-005
633	3	3.3878E-005 /_	-154.4 =	-3.0559E-005 +j	-1.4625E-005

ELEMENT = "Line.632645"

632 3 0.0002577 /\_ -169.4 = -0.00025331 +j -4.7372E-005  
632 2 0.000451 /\_ -18.0 = 0.00042891 +j -0.0001394

-----  
645 3 9.6637E-005 /\_ 10.6 = 9.499E-005 +j 1.7765E-005  
645 2 0.00016912 /\_ 162.0 = -0.00016084 +j 5.2275E-005

ELEMENT = "Line.645646"

645 3 9.6637E-005 /\_ -169.4 = -9.499E-005 +j -1.7765E-005  
645 2 0.00016912 /\_ -18.0 = 0.00016084 +j -5.2275E-005

-----  
646 3 0 /\_ 0.0 = 0 +j 0  
646 2 4.0674E-012 /\_ 153.4 = -3.638E-012 +j 1.819E-012

ELEMENT = "Line.692675"

692 1 0.039133 /\_ 81.2 = 0.005984 +j 0.038673  
692 2 0.03886 /\_ -16.9 = 0.037178 +j -0.01131  
692 3 0.0056411 /\_ -171.8 = -0.0055838 +j -0.00080173

-----  
675 1 1.6413E-011 /\_ 15.7 = 1.5802E-011 +j 4.4338E-012  
675 2 9.1318E-012 /\_ -161.1 = -8.6402E-012 +j -2.9559E-012  
675 3 3.1832E-012 /\_ 180.0 = -3.1832E-012 +j 0

ELEMENT = "Line.671684"

671 1 0.039112 /\_ 80.3 = 0.0065644 +j 0.038557  
671 3 1912.8 /\_ 52.8 = 1156.3 +j 1523.7

-----  
684 1 0.038939 /\_ -99.7 = -0.0065329 +j -0.038387  
684 3 1912.8 /\_ -127.2 = -1156.3 +j -1523.7

ELEMENT = "Line.684611"

684 3 1912.8 /\_ 52.8 = 1156.3 +j 1523.7

-----  
611 3 1912.8 /\_ -127.2 = -1156.3 +j -1523.7

ELEMENT = "Line.684652"

684 1 0.038939 /\_ 80.3 = 0.0065329 +j 0.038387

-----  
652 1 9.0949E-013 /\_ 90.0 = 0 +j 9.0949E-013

ELEMENT = "Line.671692"

671	1	0.039133	/_	81.2	=	0.0059814	+j	0.038673
671	2	0.03886	/_	-16.9	=	0.037179	+j	-0.011307
671	3	0.005641	/_	-171.8	=	-0.0055836	+j	-0.00080204
-----								
692	1	0.039133	/_	-98.8	=	-0.0059814	+j	-0.038673
692	2	0.03886	/_	163.1	=	-0.037179	+j	0.011307
692	3	0.005641	/_	8.2	=	0.0055836	+j	0.00080204

ELEMENT = "Fault.F1"

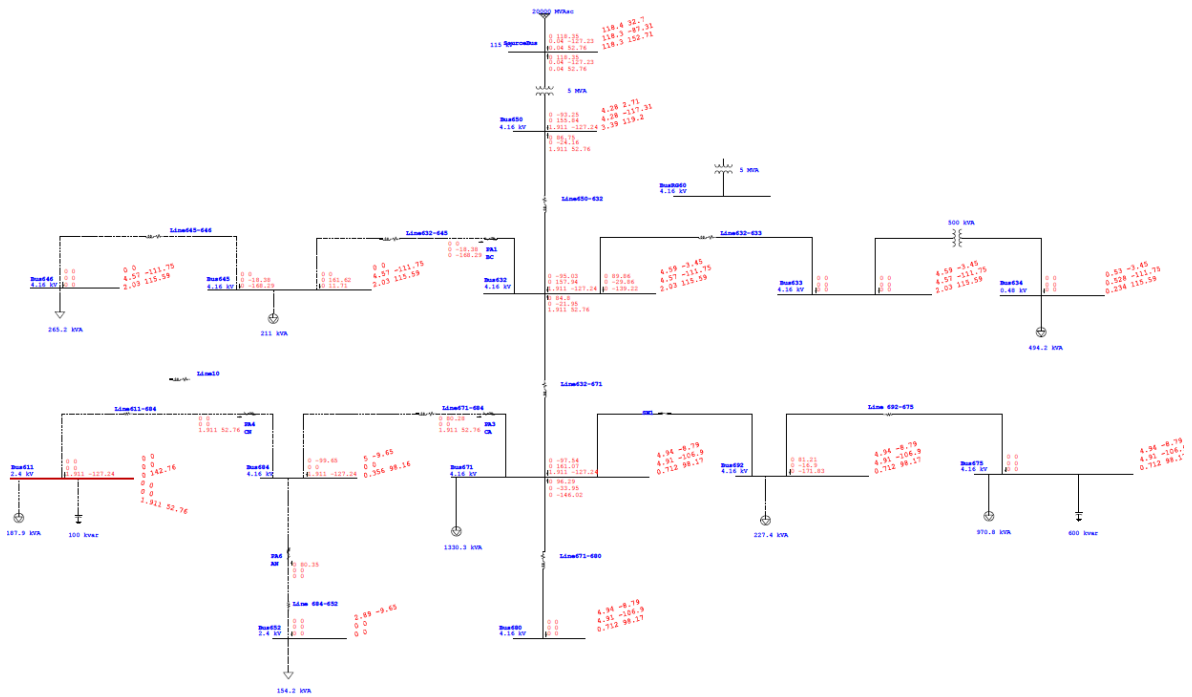
611	3	1912.8	/_	52.8	=	1156.3	+j	1523.7
-----								
611	0	1912.8	/_	-127.2	=	-1156.3	+j	-1523.7

=====

Power Conversion Elements

Bus Phase Magnitude, A Angle (Real) +j (Imag)

Cálculos en ETAP (Falla 1F en Barra 611)





## Cálculos en OPENDSS (Falla 3F en Barra 675)

### LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE

Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	68.308 /_	32.7	1.0288	115.000	1-2	118.32 /_	62.7	1.0288
-	2	68.316 /_	-87.3	1.0289	115.000	2-3	118.33 /_	-57.3	1.029
-	3	68.315 /_	152.7	1.0289	115.000	3-1	118.32 /_	-177.3	1.0288
650	..... 1	1.6101 /_	-4.4	0.67037	4.160	1-2	2.7007 /_	27.5	0.64921
-	2	1.5818 /_	-120.0	0.65861	4.160	2-3	2.8498 /_	-90.1	0.68506
-	3	1.6743 /_	117.9	0.6971	4.160	3-1	2.8769 /_	146.2	0.69157
633	..... 1	0.89688 /_	-7.0	0.37342	4.160	1-2	1.4968 /_	24.0	0.3598
-	2	0.8627 /_	-123.6	0.35919	4.160	2-3	1.5509 /_	-92.8	0.37282
-	3	0.92221 /_	115.8	0.38397	4.160	3-1	1.5973 /_	143.9	0.38397
634	..... 1	0.10349 /_	-7.0	0.37342	0.480	1-2	0.17271 /_	24.0	0.3598
-	2	0.099542 /_	-123.6	0.35919	0.480	2-3	0.17895 /_	-92.8	0.37282
-	3	0.10641 /_	115.8	0.38397	0.480	3-1	0.18431 /_	143.9	0.38397
632	..... 1	0.89688 /_	-7.0	0.37342	4.160	1-2	1.4968 /_	24.0	0.3598
-	2	0.8627 /_	-123.6	0.35919	4.160	2-3	1.5509 /_	-92.8	0.37282
-	3	0.92221 /_	115.8	0.38397	4.160	3-1	1.5973 /_	143.9	0.38397
671	..... 1	0.19998 /_	-29.0	0.083263	4.160	1-2	0.34101 /_	-5.1	0.081974
-	2	0.17779 /_	-158.0	0.074026	4.160	2-3	0.28847 /_	-120.6	0.069344
-	3	0.18246 /_	95.6	0.07597	4.160	3-1	0.33883 /_	124.7	0.081449
680	..... 1	0.19998 /_	-29.0	0.083263	4.160	1-2	0.34101 /_	-5.1	0.081974
-	2	0.17779 /_	-158.0	0.074026	4.160	2-3	0.28847 /_	-120.6	0.069344
-	3	0.18246 /_	95.6	0.07597	4.160	3-1	0.33883 /_	124.7	0.081449
645	..... 2	0.8627 /_	-123.6	0.35919	4.160	2-3	1.5509 /_	-92.8	0.37282
-	3	0.92221 /_	115.8	0.38397	4.160				
646	..... 2	0.8627 /_	-123.6	0.35919	4.160	2-3	1.5509 /_	-92.8	0.37282
-	3	0.92221 /_	115.8	0.38397	4.160				
692	..... 1	0.19998 /_	-29.0	0.083263	4.160	1-2	0.34101 /_	-5.1	0.081973
-	2	0.17779 /_	-158.0	0.074026	4.160	2-3	0.28847 /_	-120.6	0.069344
-	3	0.18246 /_	95.6	0.07597	4.160	3-1	0.33883 /_	124.7	0.081448
675	..... 1	0.00032089 /_	-67.4	0.00013361	4.160	1-2	0.00057653 /_	-41.4	0.00013859
-	2	0.00032036 /_	164.5	0.00013338	4.160	2-3	0.00051633 /_	-164.6	0.00012412
-	3	0.00029202 /_	49.7	0.00012159	4.160	3-1	0.00052297 /_	82.8	0.00012571
684	..... 1	0.19998 /_	-29.0	0.083263	4.160				
-	3	0.18246 /_	95.6	0.07597	4.160	3-1	0.33883 /_	124.7	0.081449
611	..... 3	0.18246 /_	95.6	0.07597	4.160				
652	..... 1	0.19998 /_	-29.0	0.083263	4.160				

CIRCUIT ELEMENT CURRENTS

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	120.41 /_	138.6 =	-90.251	+j	79.707
SOURCEBUS	2	107.83 /_	15.4 =	103.96	+j	28.653
SOURCEBUS	3	109.22 /_	-97.2 =	-13.707	+j	-108.36
-----						
SOURCEBUS	0	120.41 /_	-41.4 =	90.251	+j	-79.707
SOURCEBUS	0	107.83 /_	-164.6 =	-103.96	+j	-28.653
SOURCEBUS	0	109.22 /_	82.8 =	13.707	+j	108.36
ELEMENT = "Transformer.SUB"						
SOURCEBUS	1	120.41 /_	-41.4 =	90.251	+j	-79.707
SOURCEBUS	2	107.83 /_	-164.6 =	-103.96	+j	-28.653
SOURCEBUS	3	109.22 /_	82.8 =	13.707	+j	108.36
SOURCEBUS	0	0 /_	0.0 =	0	+j	0
-----						
650	1	3208.9 /_	112.6 =	-1233.7	+j	2962.3
650	2	3203.6 /_	-15.5 =	3087.6	+j	-854.15
650	3	2920.2 /_	-130.3 =	-1890	+j	-2226.1
650	0	123.33 /_	73.0 =	36.072	+j	117.94
ELEMENT = "Transformer.XFM1"						
633	1	2.5913E-005 /_	-97.0 =	-3.178E-006	+j	-2.5717E-005
633	2	2.4925E-005 /_	146.4 =	-2.0762E-005	+j	1.3792E-005
633	3	2.6645E-005 /_	25.8 =	2.3994E-005	+j	1.1586E-005
633	0	1.72E-007 /_	99.1 =	-2.7109E-008	+j	1.6986E-007
-----						
634	1	4.5475E-013 /_	0.0 =	4.5475E-013	+j	0
634	2	1.819E-012 /_	180.0 =	-1.819E-012	+j	0
634	3	9.0949E-013 /_	180.0 =	-9.0949E-013	+j	0
634	0	1.4907E-006 /_	-80.9 =	2.3495E-007	+j	-1.4721E-006

ELEMENT = "Line.650632"

650	1	3208.9	/	-67.4	=	1233.7	+j	-2962.3
650	2	3203.6	/	164.5	=	-3087.6	+j	854.15
650	3	2920.2	/	49.7	=	1890	+j	2226.1

-----

632	1	3208.9	/	112.6	=	-1233.7	+j	2962.3
632	2	3203.6	/	-15.5	=	3087.6	+j	-854.15
632	3	2920.2	/	-130.3	=	-1890	+j	-2226.1

ELEMENT = "Line.632671"

632	1	3208.9	/	-67.4	=	1233.7	+j	-2962.3
632	2	3203.6	/	164.5	=	-3087.6	+j	854.15
632	3	2920.2	/	49.7	=	1890	+j	2226.1

-----

671	1	3208.9	/	112.6	=	-1233.7	+j	2962.3
671	2	3203.6	/	-15.5	=	3087.6	+j	-854.15
671	3	2920.2	/	-130.3	=	-1890	+j	-2226.1

ELEMENT = "Line.671680"

671	1	4.9217E-005	/	60.4	=	2.4327E-005	+j	4.2785E-005
671	2	4.3144E-005	/	-66.9	=	1.6955E-005	+j	-3.9672E-005
671	3	4.3504E-005	/	-174.7	=	-4.3318E-005	+j	-4.0141E-006

-----

680	1	3.8132E-013	/	116.6	=	-1.7053E-013	+j	3.4106E-013
680	2	2.7992E-013	/	-66.0	=	1.1369E-013	+j	-2.558E-013
680	3	2.2737E-013	/	0.0	=	2.2737E-013	+j	0

ELEMENT = "Line.632633"

632	1	8.2708E-005	/	82.9	=	1.0214E-005	+j	8.2075E-005
632	2	7.9965E-005	/	-33.7	=	6.6503E-005	+j	-4.4403E-005
632	3	8.5369E-005	/	-154.1	=	-7.677E-005	+j	-3.734E-005

-----

633	1	2.5913E-005	/	83.0	=	3.178E-006	+j	2.5717E-005
633	2	2.4925E-005	/	-33.6	=	2.0762E-005	+j	-1.3792E-005
633	3	2.6645E-005	/	-154.2	=	-2.3994E-005	+j	-1.1586E-005

ELEMENT = "Line.632645"

632	3	0.00016454 /_	-163.1 =	-0.00015745 +j	-4.7774E-005
632	2	0.00015647 /_	-23.6 =	0.00014339 +j	-6.2606E-005
-----					
645	3	6.1703E-005 /_	16.9 =	5.9045E-005 +j	1.7915E-005
645	2	5.8674E-005 /_	156.4 =	-5.3773E-005 +j	2.3477E-005

ELEMENT = "Line.645646"

645	3	6.1703E-005 /_	-163.1 =	-5.9045E-005 +j	-1.7915E-005
645	2	5.8674E-005 /_	-23.6 =	5.3773E-005 +j	-2.3477E-005
-----					
646	3	1.3831E-012 /_	80.5 =	2.2737E-013 +j	1.3642E-012
646	2	6.8212E-013 /_	-90.0 =	0 +j	-6.8212E-013

ELEMENT = "Line.692675"

692	1	3208.9 /_	-67.4 =	1233.7 +j	-2962.3
692	2	3203.6 /_	164.5 =	-3087.6 +j	854.15
692	3	2920.2 /_	49.7 =	1890 +j	2226.1
-----					
675	1	3208.9 /_	112.6 =	-1233.7 +j	2962.3
675	2	3203.6 /_	-15.5 =	3087.6 +j	-854.15
675	3	2920.2 /_	-130.3 =	-1890 +j	-2226.1

ELEMENT = "Line.671684"

671	1	0.0027092 /_	60.9 =	0.0013166 +j	0.0023678
671	3	2.3445E-005 /_	-169.2 =	-2.3029E-005 +j	-4.3976E-006
-----					
684	1	0.0026959 /_	-119.0 =	-0.0013085 +j	-0.002357
684	3	1.0944E-005 /_	5.6 =	1.0891E-005 +j	1.0752E-006

ELEMENT = "Line.684611"

684	3	1.0944E-005 /_	-174.4 =	-1.0891E-005 +j	-1.0752E-006
-----					
611	3	0 /_	0.0 =	0 +j	0

ELEMENT = "Line.684652"

684	1	0.0026959 /_	61.0 =	0.0013085 +j	0.002357
-----					
652	1	1.1369E-013 /_	180.0 =	-1.1369E-013 +j	0







<b>Caso 3.4 (Interruptores 1,2,4,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	311.4	256.3	312.8	312.8	333.1	228.8	315.6	333.1	6.08%
2	632-633	77.9	61.8	60.7	77.9	77.8	62.9	60.6	77.8	0.12%
3	671-692	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	60.2	147.5	92.2	147.5	79.4	203.1	98.5	203.1	27.37%
5	692-675	53.5	-	53.5	53.5	53.7	-	53.7	53.7	0.37%
7	Gen Dist	267.2	182.7	252.1	267.2	250.8	227.9	251.1	251.1	6.42%
8 y 9	675-680A	219.2	67.5	170.7	219.2	219.6	69.9	170.2	219.6	0.17%
10	680B-680	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<b>Caso 3.5 (Interruptores 1,2,4,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	540.7	428.2	526.3	540.7	540.92	428.29	526.49	540.9	0.04%
2	632-633	74.6	60.9	58.2	74.6	74.662	60.93	58.27	74.7	0.08%
3	671-692	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	241.6	82.8	195.8	241.6	241.84	82.85	195.93	241.8	0.10%
5	692-675	49.4	-	49.4	49.4	49.4	-	49.4	49.4	0.00%
7	Gen Dist	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	201.7	66	156.7	201.7	201.96	66	156.83	201.9	0.13%
10	680B-680	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<b>Caso 4.1 ( Interruptor del 2 al 10 cerrados) Lazo cerrado con generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	632-633	69.4	56.7	53.9	69.4	68.6	57.6	53.7	68.6	1.21%
3	671-692	55.7	161.3	80.9	161.3	53.2	165.9	77.1	165.9	2.80%
4 y 6	680-680A	79.9	69.2	84.1	84.1	67.9	93.8	71.9	93.8	10.34%
5	692-675	100.2	161.3	126.4	161.3	96.6	165.9	122.9	165.9	2.80%
7	Gen Dist	282	237.9	285.2	285.2	268.1	253.9	270.5	270.5	5.43%
8 y 9	675-680A	250.4	172.7	228.4	250.4	247.2	174.7	225.1	247.2	1.28%
10	680B-680	254	167.3	233.7	254	257.6	167.3	239.0	257.6	1.40%



<b>Caso 4.2 (Interruptores 10,2,3,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	632-633	68.57	57.87	53.83	68.6	68.6	57.9	53.8	68.6	0.00%
3	671-692	83.52	225.4	119.7	225.4	83.5	225.4	119.7	225.4	0.00%
4 y 6	680-680A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	692-675	130	225.4	150.5	225.4	129.9	225.4	150.5	225.4	0.00%
7	Gen Dist	267.9	251.1	271.9	271.9	267.9	251.1	271.9	271.9	0.00%
8 y 9	675-680A	228.9	208.2	232.3	232.3	228.9	208.2	232.3	232.3	0.00%
10	680B-680	258.6	172.4	239.5	258.6	258.6	172.4	239.5	258.6	0.00%

<b>Caso 4.3 (Interruptores 10,2,3,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	632-633	63.4	54.4	49.5	63.4	63.4	54.4	49.5	63.4	0.09%
3	671-692	217	73.6	177.4	217	217.2	73.6	177.5	217.2	0.07%
4 y 6	680-680A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	692-675	196.7	73.6	133	196.7	196.9	73.6	133.1	196.9	0.08%
7	Gen Dist	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	36.1	40.5	36.4	40.5	36.1	40.5	36.4	40.5	0.05%
10	680B-680	480.1	382	462.4	480.1	480.3	382	462.5	480.3	0.04%

<b>Caso 4.4 (Interruptores 10,2,4,5,6,7,8,9 cerrados) Lazo Abierto con generador</b>										
<b>Corriente de carga observada en interruptores</b>										
		<b>Cálculos en ETAP</b>				<b>Cálculos en Open DSS</b>				<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>
<b>Int.</b>	<b>Línea de Distribución</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>máx (abc)</b>	<b>máx (abc)</b>
1	650-632	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	632-633	69.2	56.2	53.9	69.2	68.4	57.0	53.6	68.4	1.21%
3	671-692	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	102.5	200.3	138	200.3	82.7	226.7	118.9	226.7	11.65%
5	692-675	48.9	-	48.9	48.9	48.6	-	48.6	48.6	0.71%
7	Gen Dist	283.5	233.3	285.7	285.7	268.7	252.0	271.0	271.0	5.42%
8 y 9	675-680A	200.9	62.2	156.5	200.9	198.7	63.2	155.7	198.7	1.11%
10	680B-680	252.9	168.5	232.8	252.9	257.6	165.6	237.7	257.6	1.84%

**Caso 4.5 (Interruptores 10,2,4,5,6,8,9 cerrados) Lazo Abierto sin generador**

**Corriente de carga observada en interruptores**

Int.	Línea de Distribución	Cálculos en ETAP				Cálculos en Open DSS				% de Dif (Ref. Open DSS)
		a	b	c	máx (abc)	a	b	c	máx (abc)	máx (abc)
1	650-632	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	632-633	63.9	54	50	63.9	63.9	54.1	49.9	63.9	0.13%
3	671-692	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 y 6	680-680A	220.3	74.6	179.2	220.3	220.5	74.6	179.3	220.5	0.08%
5	692-675	44.8	-	44.8	44.8	44.8	-	44.8	44.8	0.07%
7	Gen Dist	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8 y 9	675-680A	183.7	59.4	143.3	183.7	183.9	59.4	143.4	183.9	0.13%
10	680B-680	485.3	381.1	465.5	485.3	485.5	381.1	465.6	485.5	0.05%

Anexo C. Comparativo de flujos de corriente de cortocircuito para los distintos casos de estudio corridos en open dss y etap

		<b>Caso 1</b>					
		<b>Corriente de Falla observada en interruptores</b>					
		<b>Cálculos en ETAP</b>		<b>Cálculos en Open DSS</b>		<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>
A	1	4956	3619	4955	3619	0.02%	0.00%
	2	4956	3619	4955	3619	0.02%	0.00%
B	1	3443	2269	3443	2269	0.00%	0.00%
	3	3443	2269	3443	2269	0.00%	0.00%
C	1	2987	1912	2987	1912	0.00%	0.00%
	4	2987	1912	2987	1912	0.00%	0.00%
D	3	3207	2145	3208	2145	0.03%	0.00%
	5	3207	2145	3208	2145	0.03%	0.00%
E	4	2721	1740	2720	1740	0.04%	0.00%
	6	2721	1740	2720	1740	0.04%	0.00%

		<b>Caso 2</b>					
		<b>Corriente de Falla observada en interruptores</b>					
		<b>Cálculos en ETAP</b>		<b>Cálculos en Open DSS</b>		<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>
A	1	4956	3717	4955	3637	0.02%	2.20%
	6	1048	914	1059	936	1.04%	2.35%
	2	5798	4415	5877	4562	1.34%	3.22%
B	1	3443	2448	3442	2350	0.03%	4.17%
	6	1154	1071	1148	1059	0.52%	1.13%
	3	4361	3273	4446	3402	1.91%	3.79%
C	1	2987	2127	2986	2024	0.03%	5.09%
	4	2987	2127	2986	2024	0.03%	5.09%
D	3	4047	3041	4187	3158	3.34%	3.70%
	5	4047	3041	4187	3158	3.34%	3.70%
E	7	1260	1260	1233	1195	2.19%	5.44%
	6	1260	1260	1233	1195	2.19%	5.44%

		<b>Caso 3</b>					
		<b>Corriente de Falla observada en interruptores</b>					
		<b>Cálculos en ETAP</b>		<b>Cálculos en Open DSS</b>		<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>
A	1	4956	3734	4955	3652	0.02%	2.25%
	5	638	597	637	619	0.16%	3.55%
	6	477	413	475	404	0.42%	2.23%
	2	5831	4493	5892	4650	1.04%	3.38%
B	1	3443	2479	3442.8	2379.8	0.01%	4.17%
	6	527	490	515	466	2.33%	5.15%
	3	3779	2763	3904	2844.5	3.20%	2.87%
C	1	3098	2205	3085	2084	0.42%	5.81%
	5	913	707	900	710	1.44%	0.42%
	4	2389	1688	2352	1669	1.57%	1.14%
D	9	1459	1248	1368	1210	6.65%	3.14%
	5	1459	1248	1368	1210	6.65%	3.14%
E	7	1259	1259	1226	1188	2.69%	5.98%
	8	1783	1360	1777	1276	0.34%	6.58%
	6	2773	2314	2880	2462	3.72%	6.01%
F	3	2954	2207	2916	2170	1.30%	1.71%
	8	2954	2207	2916	2170	1.30%	1.71%
G	4	1350	946	1346	900	0.30%	5.11%
	7	1259	1259	1226	1188	2.69%	5.98%
	9	2487	2071	2352	2073	5.74%	0.10%
B'	1	3443	2448	3442	2349	0.03%	4.21%
	6	1154	1071	1147	1059	0.61%	1.13%
	3	4360	3273	4446	3345	1.93%	2.15%
C'	1	2909	1975	2854	1825	1.93%	8.22%
	5	1008	917	1034	926	2.51%	0.97%
	4	3649	2616	3824	2741	4.58%	4.56%
D'	9	3256	2543	3490	2669	6.70%	4.72%
	5	3256	2543	3490	2669	6.70%	4.72%
E'	7	1259	1259	1231	1193	2.27%	5.53%
	8	2900	2146	2901	2032	0.03%	5.61%
	6	3884	3096	3951	3224	1.70%	3.97%
F'	3	4046	3040	4181	3158	3.23%	3.74%
	8	4046	3040	4181	3158	3.23%	3.74%
G'	4	2721	1967	2720	1864	0.04%	5.53%
	7	1259	1259	1233	1195	2.11%	5.36%
	9	3709	2946	3755	3056	1.23%	3.60%

		<b>Caso 4</b>					
		<b>Corriente de Falla observada en interruptores</b>					
		<b>Cálculos en ETAP</b>		<b>Cálculos en Open DSS</b>		<b>% de Dif (Ref. Open DSS)</b>	
		<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>	<b>Falla 3F</b>	<b>Falla 1F</b>
<b>Falla ocurrida en:</b>	<b>Observada por Interruptor:</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>	<b>máx (abc) A</b>	<b>máx (a/b/c) A</b>
A	10	2289	1410	2274	1292.2	0.66%	9.12%
	5	1233	953	1254	951.78	1.67%	0.13%
	6	363	414	344	252	5.52%	64.29%
	2	3109	2091	3147	2096	1.21%	0.24%
B	10	3165	2107	3169	2004.7	0.13%	5.10%
	6	529	452	538	337	1.67%	34.12%
	3	2665	1847	2633	1789	1.22%	3.24%
C	10	3588	2423	3588.2	2306.5	0.01%	5.05%
	5	329	296	322.64	299.4	1.97%	1.14%
	4	3790	2620	3842.8	2597.9	1.37%	0.85%
D	9	2214	1710	2384	1841	7.13%	7.12%
	5	2214	1710	2384	1841	7.13%	7.12%
E	7	1259	1259	1225.5	1217.2	2.73%	3.43%
	8	876	584	877	545.5	0.11%	7.06%
	6	2043	1725	1939.9	1760.5	5.31%	2.02%
F	3	1933	1307	1941	1299	0.41%	0.62%
	8	1933	1307	1941	1299	0.41%	0.62%
G	4	2467	1698	2465.5	1605	0.06%	5.79%
	7	1259	1259	1225.5	1217	2.73%	3.45%
	9	3395	2661	3525	2822	3.69%	5.71%
B'	10	3016	1928	2960	1774	1.89%	8.68%
	6	1022	946	1047	958	2.39%	1.25%
	3	3764	2591	3934	2724	4.32%	4.88%
C'	10	3588	2378	3588	2267	0.00%	4.90%
	5	1131	1037	1134	1070	0.26%	3.08%
	4	4484	3171	4630	3329.8	3.15%	4.77%
D'	9	3614	2701	3872	2860	6.66%	5.56%
	5	3614	2701	3872	2860	6.66%	5.56%
E'	7	1259	1259	1239.3	1231	1.59%	2.27%
	8	2638	1862	2640	1751	0.08%	6.34%
	6	3630	2813	3721	2982	2.45%	5.67%
F'	3	3504	2428	3672.2	2562	4.58%	5.23%
	8	3504	2428	3672.2	2562	4.58%	5.23%
G'	4	3206	2213	3206	2099	0.00%	5.43%
	7	1259	1259	1227	1219	2.61%	3.28%
	9	4163	3161	4252	3316	2.09%	4.67%

Anexo D. Cálculos y resultados de aplicación de método de optimización por programación lineal usando el método simplex aplicada en la función Linprog de Matlab

**Caso 1 (V0)**

$$A = \begin{bmatrix} -0.175279 & 0.097880 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.263596 & 0 & 0.1168652 & 0 & 0 & 0 \\ -0.321769 & 0 & 0 & 0.1236712 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0.120022 & 0 & 0.1200225 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.1293321 & 0 & 0.1293321 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \end{bmatrix}$$

$$f = [0 \quad 0.09788032 \quad 0.116865227 \quad 0.123671226 \quad 0.120022532 \quad 0.12933211]$$

$$x = \text{linprog}(f, A, b)$$

$$x = \begin{bmatrix} 1.3448 \\ 0.5000 \\ 1.7498 \\ 1.6598 \\ 0.5000 \\ 0.5000 \end{bmatrix}$$

## Cálculos y resultado en Matlab:

### Caso 2

$$A = \begin{bmatrix} -0.1753 & 0.0975 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.0975 & 0 & 0 & 0 & -0.3304 & 0 \\ -0.3304 & 0 & 0.1091 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.1091 & 0 & 0 & -0.2874 & 0 \\ -0.2874 & 0 & 0 & 0.1237 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0.12374 & 0 & 0.1112 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.2553 & -0.3295 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.15 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \end{bmatrix}$$

$$f = [0 \quad 0.0975 \quad 0.1091 \quad 0.1237 \quad 0.1112 \quad 0.2553]$$

$$x = \text{linprog}(f, A, b)$$

$$x = \begin{bmatrix} 1.3344 \\ 0.5000 \\ 1.8494 \\ 0.5000 \\ 0.5000 \\ 1.2241 \\ 1.4038 \end{bmatrix}$$

## Cálculos y resultado en Matlab:

### Caso 3

$$A = \begin{bmatrix} -0.175 & 0.097 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.097 & 0 & 0 & -0.800 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.097 & 0 & 0 & 0 & -1.566 & 0 & 0 & 0 \\ -0.264 & 0 & 0.113 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.113 & 0 & 0 & -1.223 & 0 & 0 & 0 \\ -0.305 & 0 & 0 & 0.139 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.139 & -0.411 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.214 & 0 & 0 & 0 & -0.214 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.128 & -0.330 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.128 & 0 & -0.174 & 0 \\ 0 & 0 & -0.124 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.124 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.234 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.136 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.330 & 0 & 0.136 \\ -0.264 & 0 & 0.109 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.109 & 0 & 0 & -0.287 & 0 & 0 & 0 \\ -0.335 & 0 & 0 & 0.115 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.115 & -0.351 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.119 & 0 & 0 & 0 & -0.119 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.112 & -0.330 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.112 & 0 & -0.125 & 0 \\ 0 & 0 & -0.111 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.111 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.129 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.114 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.330 & 0 & 0.114 \\ -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$



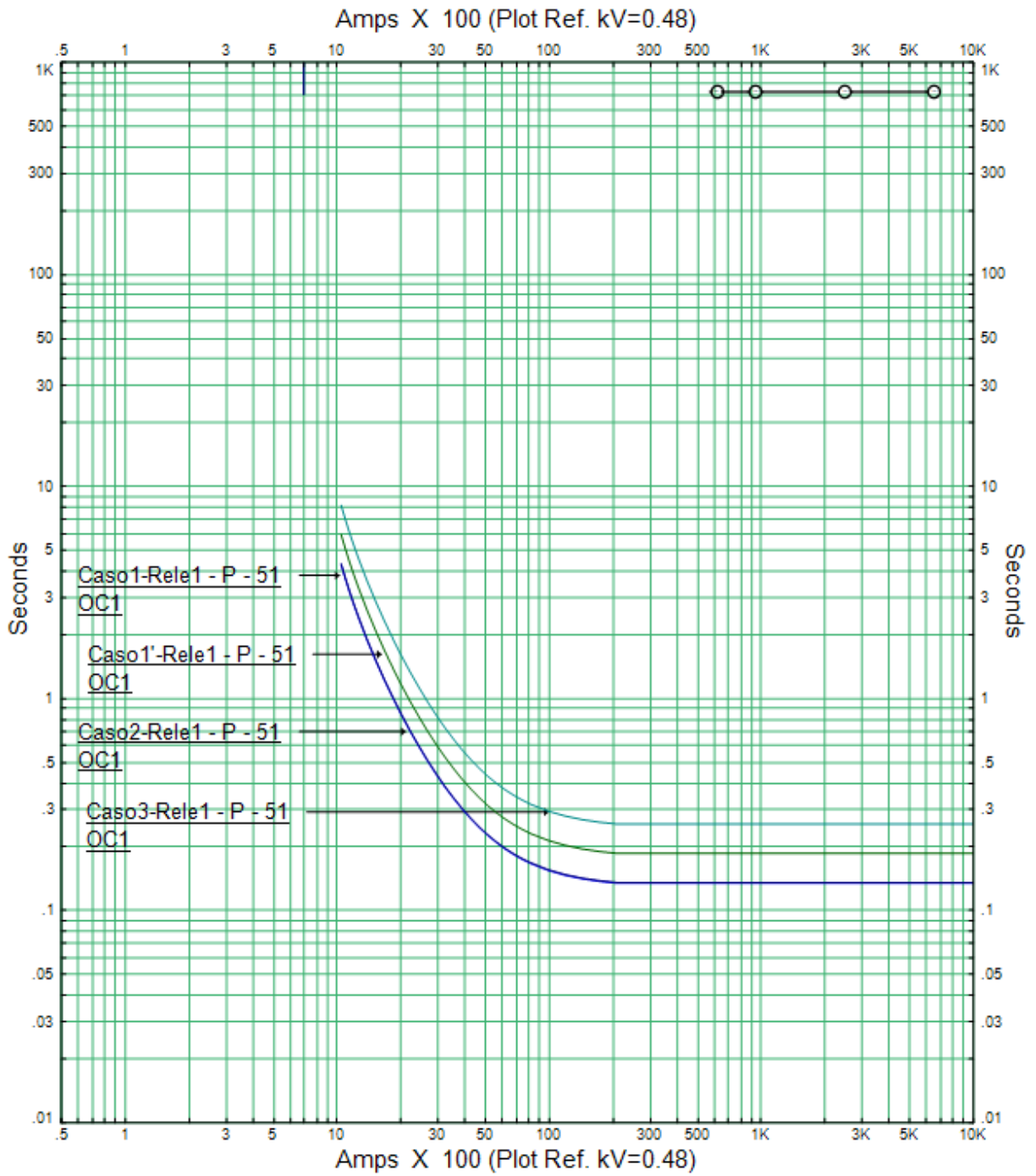
$$b = \begin{bmatrix} -0.15 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \\ -0.5 \end{bmatrix}$$

$$f = [0 \quad 0.097 \quad 0.113 \quad 0.214 \quad 0.128 \quad 0.124 \quad 0.136]$$

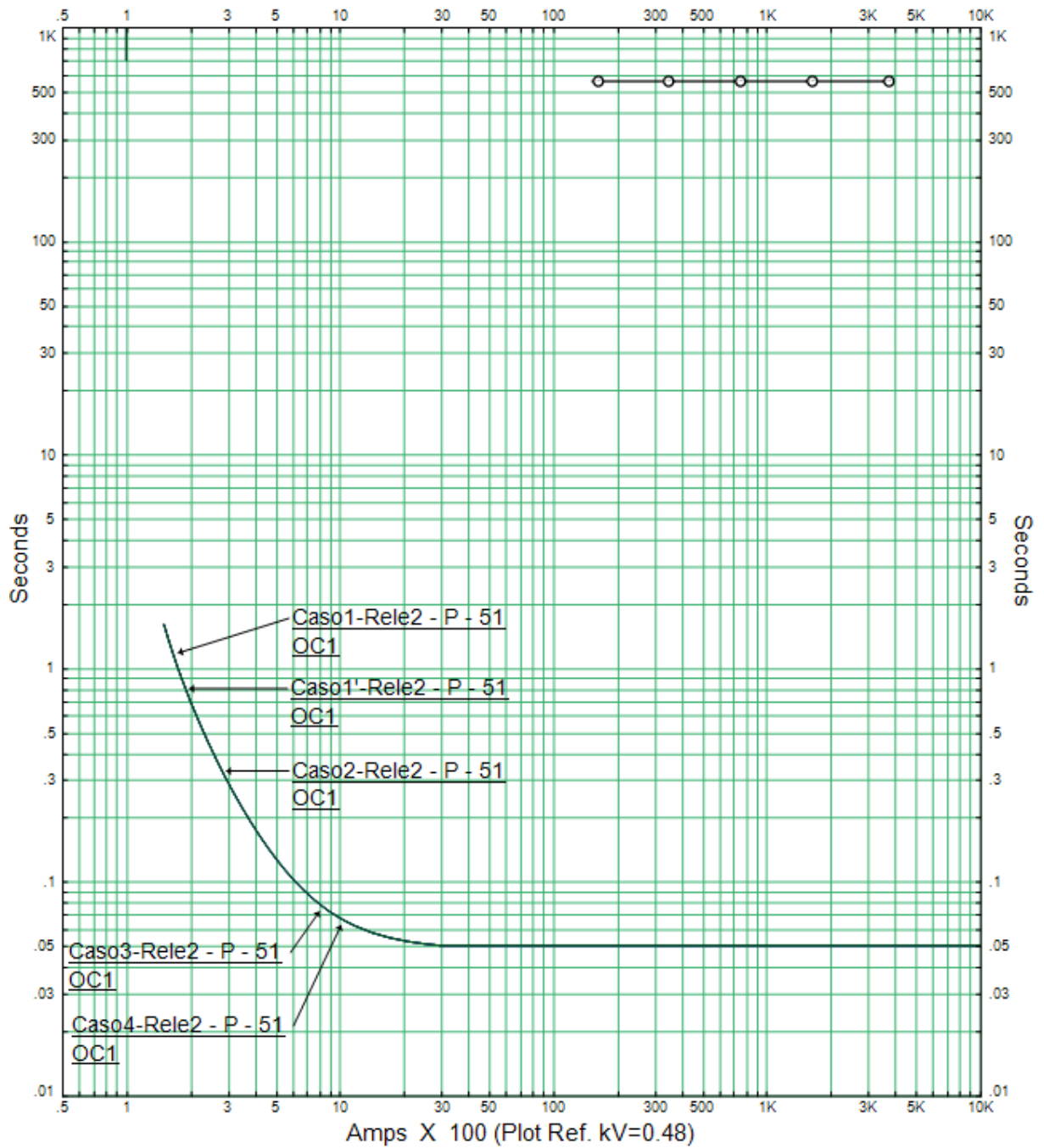
$$x = \text{linprog}(f, A, b)$$

$$x = \begin{bmatrix} 2.5346 \\ 0.5000 \\ 4.5708 \\ 3.7158 \\ 1.6424 \\ 2.2573 \\ 1.6494 \\ 3.2215 \\ 2.8996 \end{bmatrix}$$

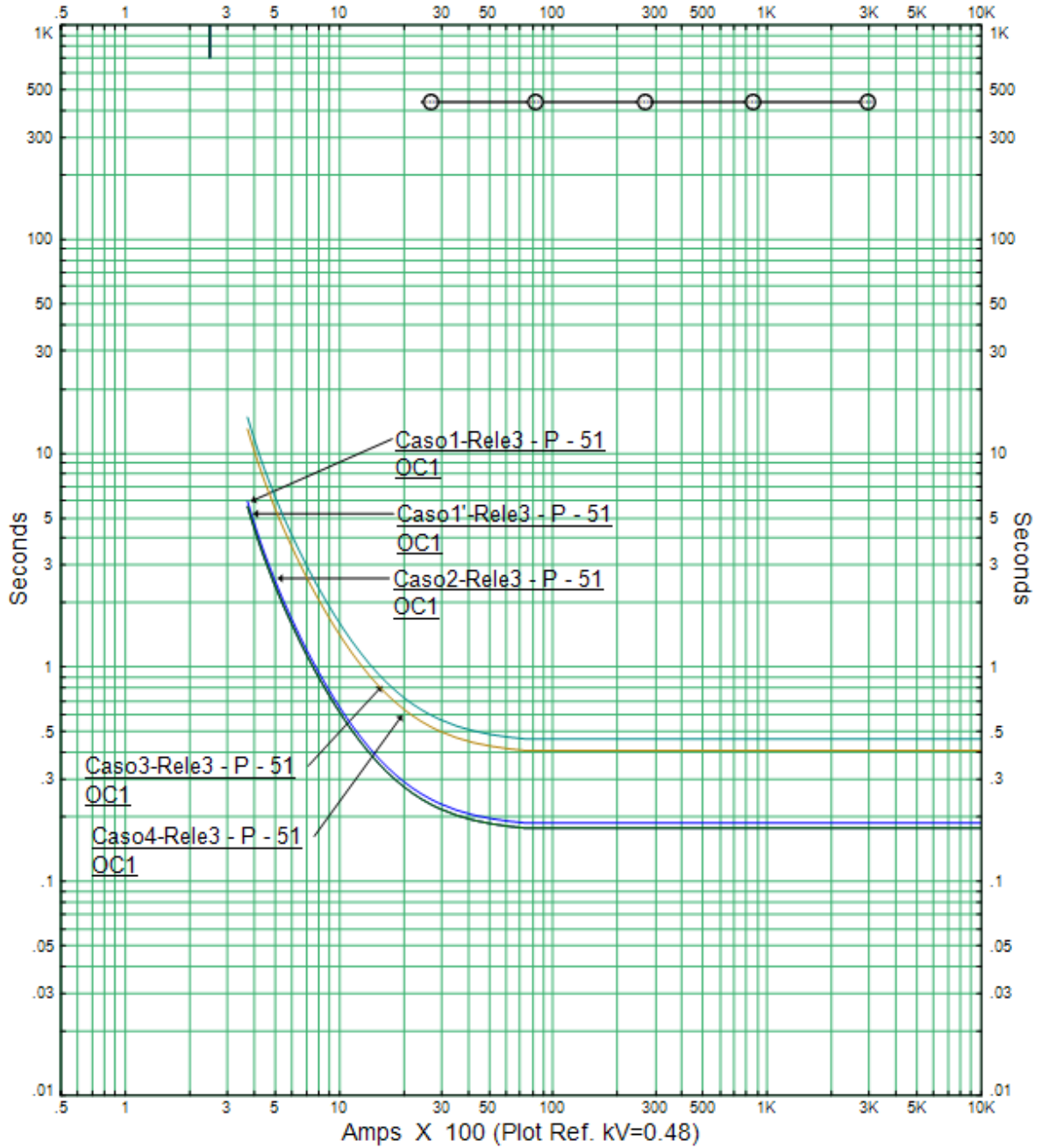
# Anexo E. Gráficos de ajustes de Protecciones por relé



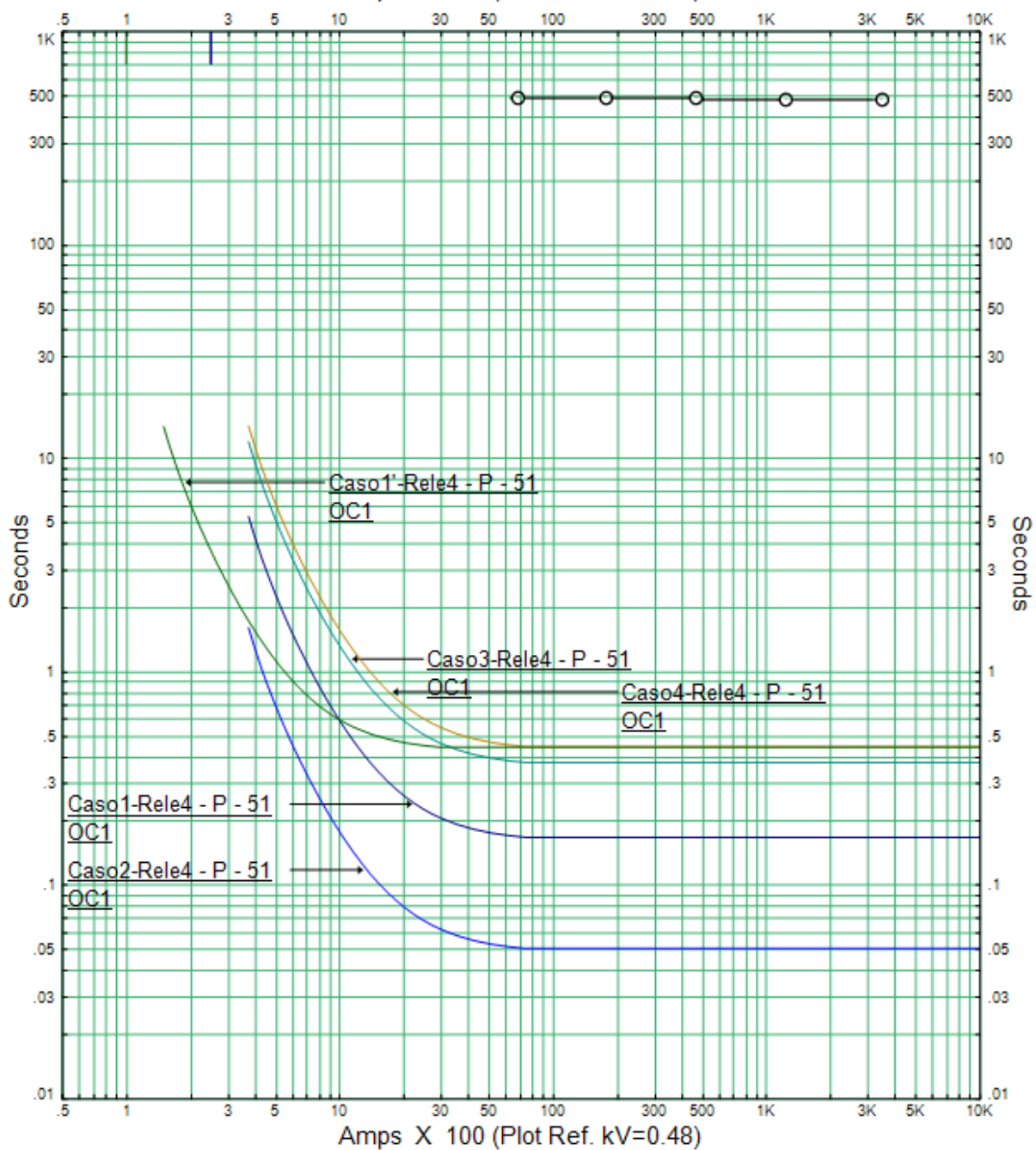
Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



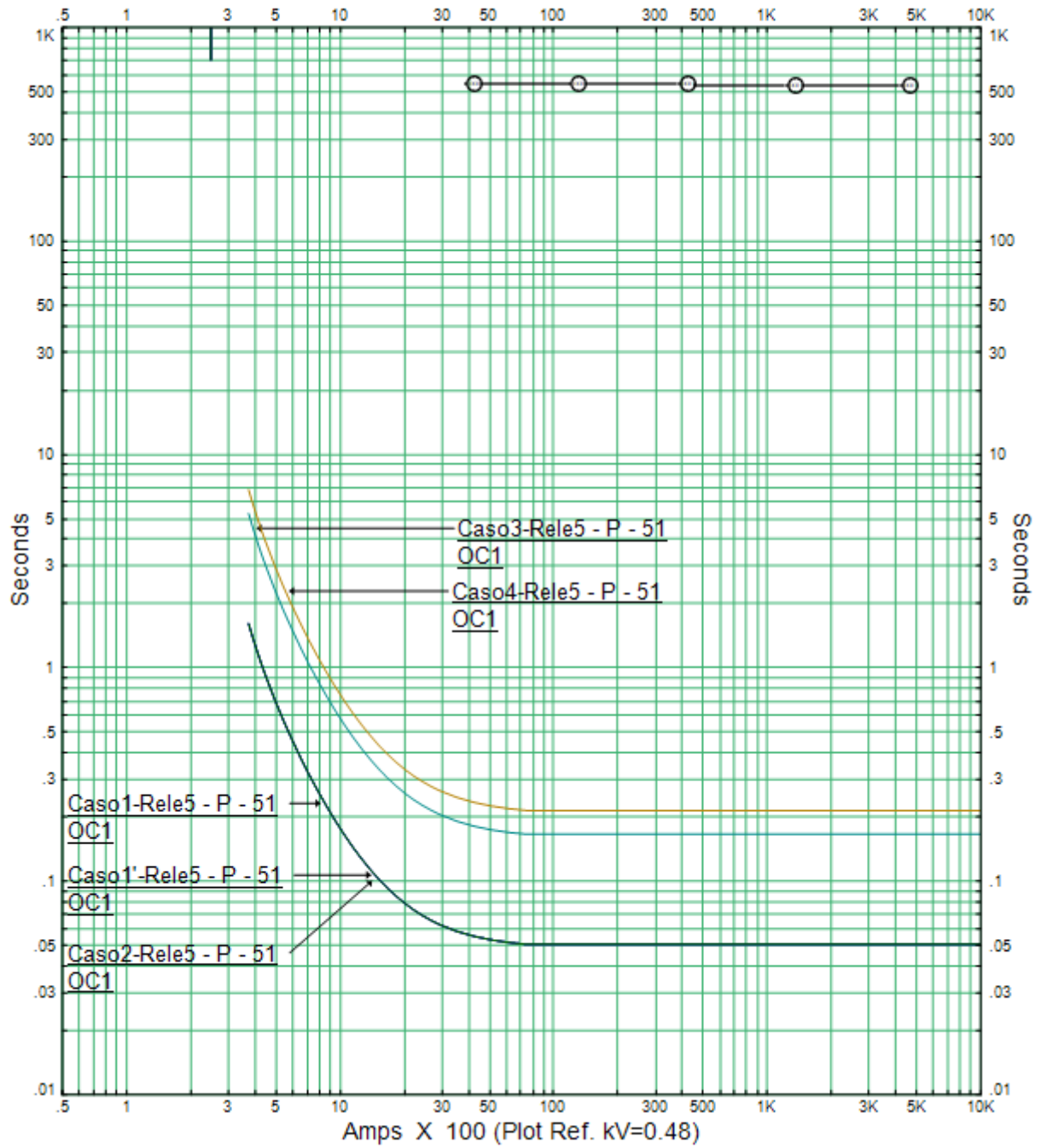
Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



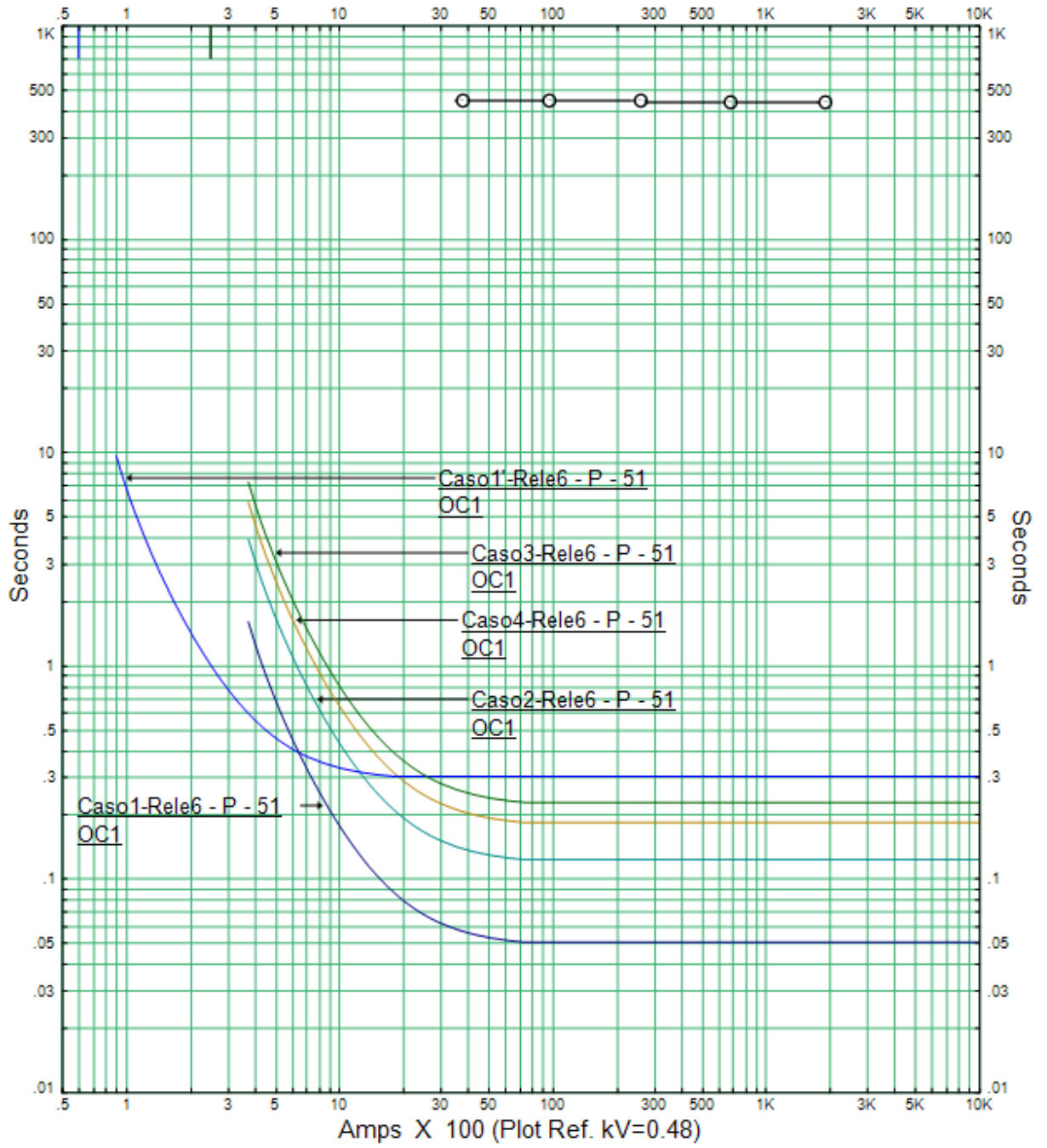
Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



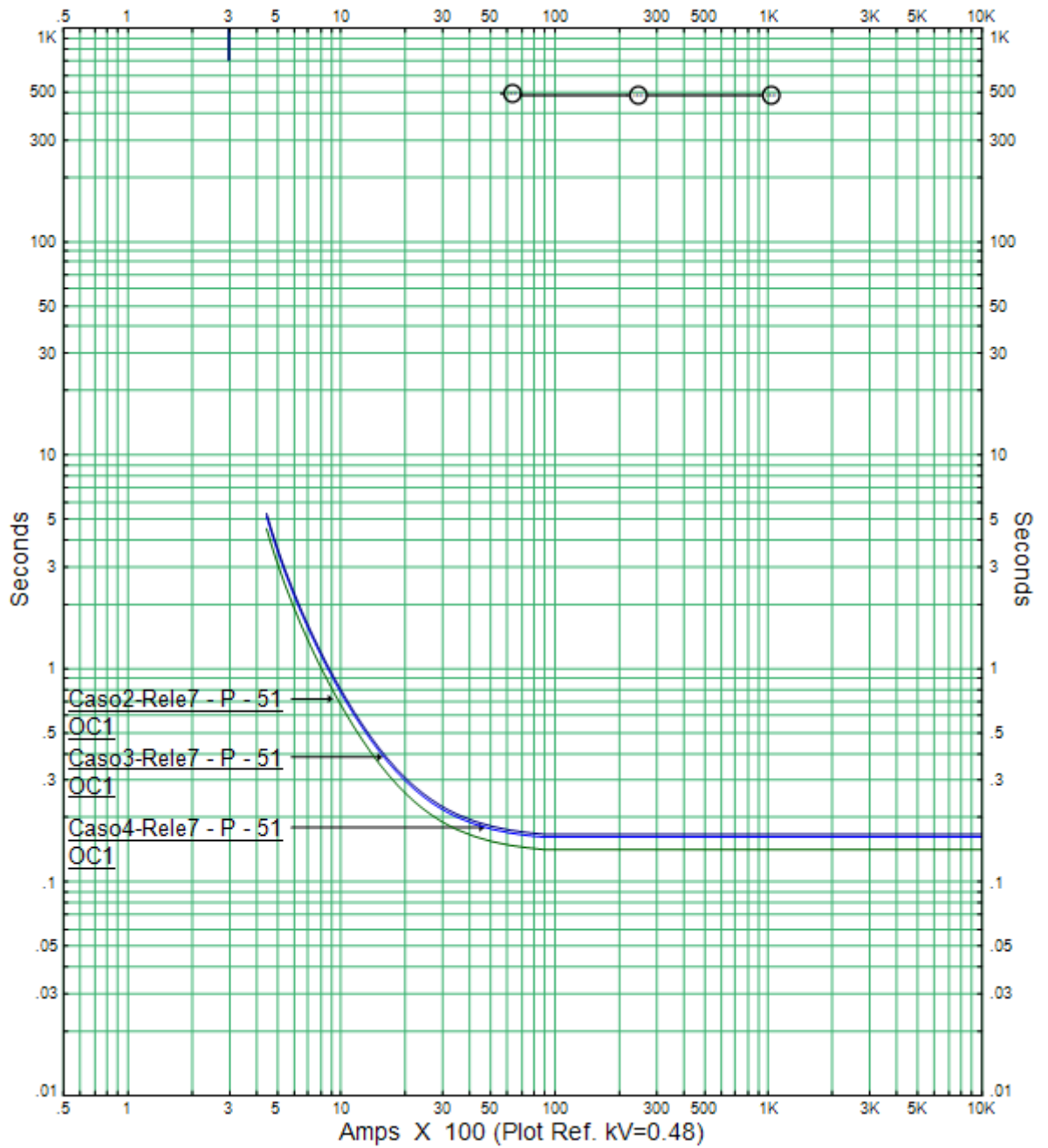
Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)

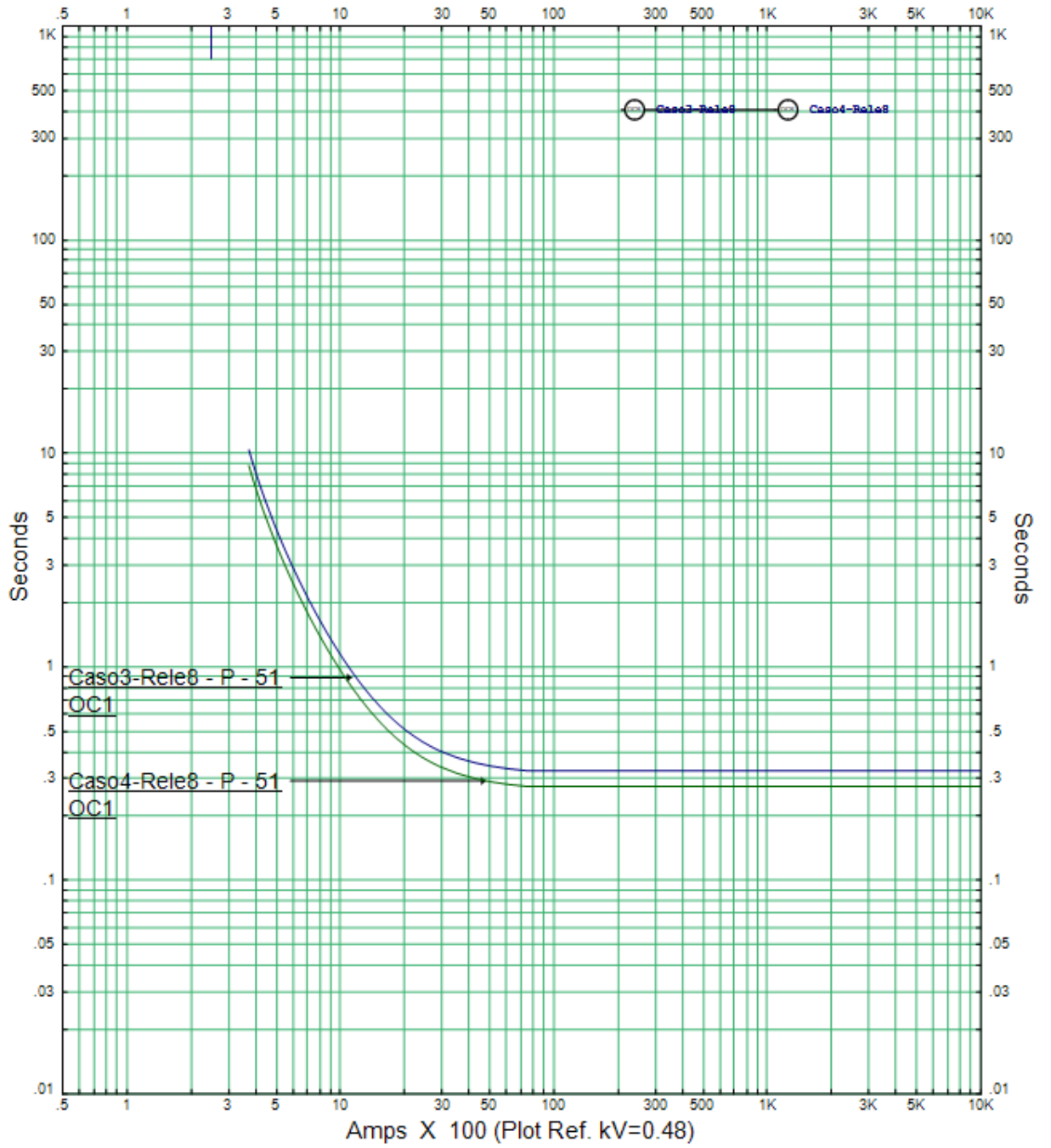


Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)

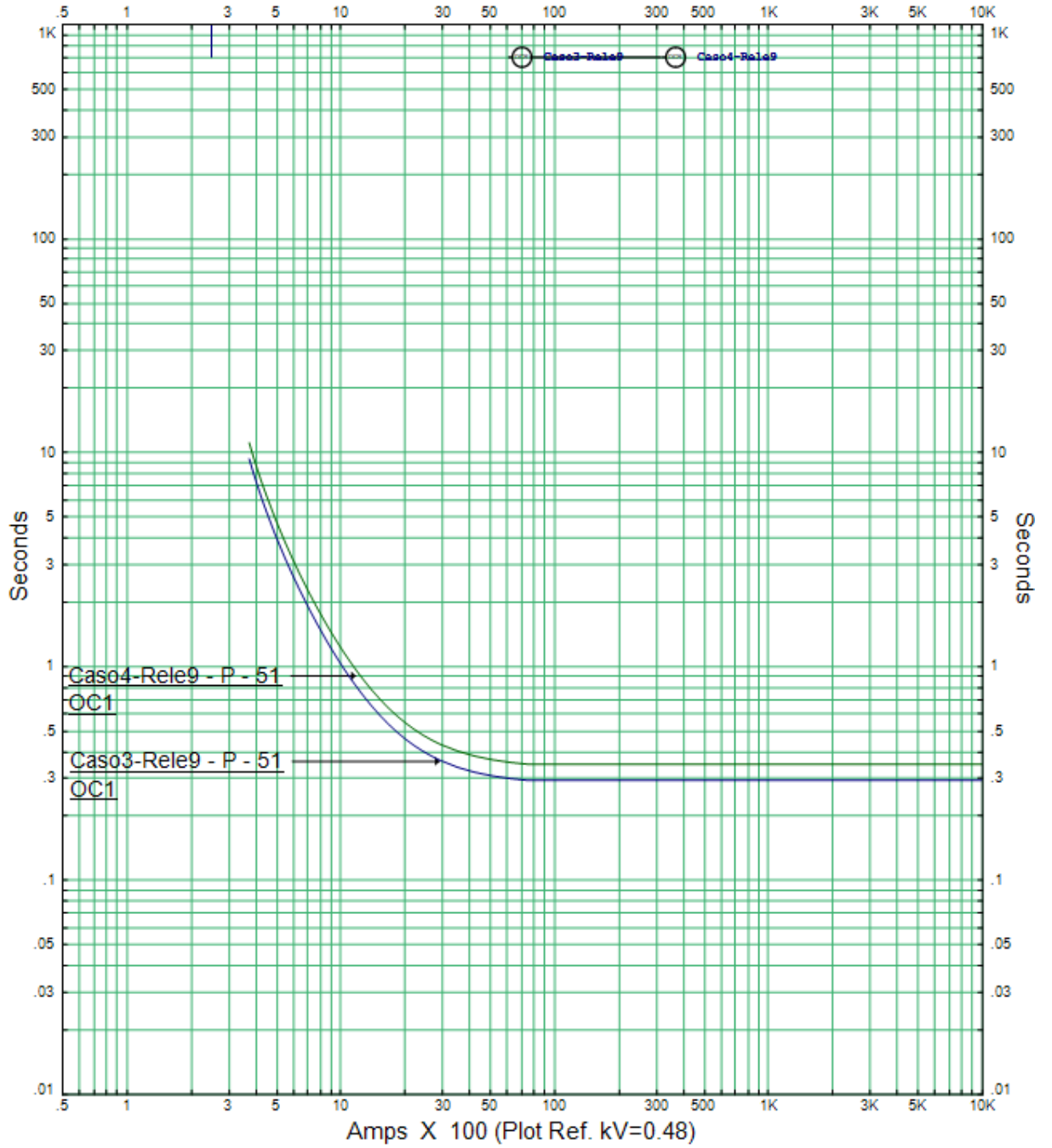




Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)



Amps X 100 (Plot Ref. kV=0.48)

