

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“Desarrollo de aplicaciones de Ingeniería Eléctrica en la
industria y en redes de distribución”**

PRESENTADO POR:

HÉCTOR ANÍBAL AYALA ALAS

PARA OPTAR AL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, JULIO DE 2009

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR :

MSc. RUFINO ANTONIO QUEZADA SÁNCHEZ

SECRETARIO GENERAL :

LIC. DOUGLAS VLADIMIR ALFARO CHÁVEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO

SECRETARIO :

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN HERNÁNDEZ

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. JOSÉ WILBER CALDERÓN URRUTIA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**“Desarrollo de aplicaciones de Ingeniería Eléctrica en
la industria y redes de distribución”**

Presentado por :

HÉCTOR ANÍBAL AYALA ALAS

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Director :

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

San Salvador, Julio de 2009

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Director:

ING. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS

>>> Índice

	Pág.
Índice	
Dedicatoria	
Agradecimientos	
Introducción	
Objetivos	
1 CAPITULO 1: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	3
1.1 Generalidades	4
1.2 Tipos de Cortocircuito	4
1.3 Simetría de las ondas	5
1.4 Corriente de cortocircuito	7
1.5 Métodos teóricos de cálculo de corriente de cortocircuito	8
1.6 Análisis de los casos de estudio	12
1.6.1 Análisis de cortocircuito de la red de distribución	13
1.6.2 Análisis de cortocircuito del sistema industrial	16
2 CAPITULO 2: COORDINACION DE PROTECCIONES	21
2.1 Generalidades	22
2.2 Criterios	22
2.2.1 Coordinación	22
2.2.2 Selectividad	23
2.2.3 Punto Inrush	24
2.2.4 Punto ANSI	25
2.3 Tipos de Protecciones	25
2.3.1 Protecciones en baja tensión	25
2.3.1.1 Fusibles	25
2.3.1.2 Protecciones Termomagnéticas	27
2.3.1.3 Relé de sobrecarga y sobre tensión	29
2.3.2 Protecciones en alta tensión	29
2.3.2.1 Fusibles	29
2.3.2.2 Reconectador (Recloser)	32
2.3.2.3 Seccionalizadores	33
2.4 Coordinación de protecciones para los casos de estudio	34
2.4.1 Coordinación de protecciones red de distribución	35
2.4.2 Coordinación de protecciones en Baja Tensión	37
3 CAPITULO 3: FLUJO DE CARGA	40
3.1 Generalidades	41
3.2 Solución del Flujo de Carga	41
3.3 Flujo de Carga Radial	44
3.4 Flujo de Carga radial para el caso de estudio	46

4	CAPITULO 4: FLUJO DE CARGA ARMONICO	49
4.1	Generalidades	50
4.2	Distorsión armónica y sus causas	50
4.3	Distorsión Total Armónica THD	53
4.4	Armónicos en los sistemas de Distribución e Industriales	54
4.4.1	Armónicos en los sistemas de distribución	55
4.4.2	Armónicos en los sistemas Industriales	56
4.5	Efectos de la Distorsión armónica	57
4.6	Flujo de carga Armónico	58
4.7	Análisis de los casos de estudio	60
4.7.1	Análisis de flujo de carga armónico red de distribución	60
5	CAPITULO 5: ARRANQUE DE MOTORES	61
5.1	Generalidades	62
5.2	Caída de voltaje por el arranque de motores	62
5.3	Técnicas de arranque de motores	64
5.3.1	Métodos de arranque de motores	64
5.3.1.1	Arranque directo	64
5.3.1.2	Arranque Estrella - Delta	65
5.3.1.3	Arranque con autotransformador	65
5.3.1.4	Variación de Frecuencia	66
5.4	Análisis de Arranque de motores para el caso de estudio	68
6	CAPITULO 6: ESTABILIDAD TRANSITORIA	75
6.1	Generalidades	76
6.2	Estabilidad de los sistemas de Generación	76
6.3	Limites para la estabilidad transitoria del sistema	77
6.4	Criterio de áreas iguales para la estabilidad	79
6.5	Análisis de Estabilidad para el caso de estudio	82
	CONCLUSIONES	86
	BIBLIOGRAFIA	90
	ANEXOS	91
	ANEXO 1: Tablas	92
	ANEXO 2: Calculo de corrientes de cortocircuito en baja tensión	99
	ANEXO 3: Calculo de corrientes de cortocircuito en media tensión	107
	ANEXO 4: Coordinación de protecciones en media y baja tensión	117
	ANEXO 5: Análisis de flujo de carga red de distribución	122
	ANEXO 6: Flujo de carga armónico	128
	ANEXO 7: Arranque de Motores	129
	ANEXO 8: Estabilidad	131
	ANEXO 9: ETAP – Power Station (DEMO)	133
	ANEXO 10: Diagramas Unifilares	173

Dedicatoria:

**Para Alejandra,
por todo su apoyo a lo largo de mis estudios, su paciencia, dedicación y
entrega en cada momento**

>>> Agradecimientos

Es imposible asegurar que un logro como este pueda conseguirse sin la ayuda de nadie, muchos han colaborado en un proyecto que con estas líneas llega al final de una pequeña parte, solo el tiempo es capaz de decir cuando comienza el resto del proyecto y solo el tiempo decide si se podrá terminarlo algún día, lo único cierto hoy es que sin la colaboración de las personas que han estado a mi lado durante todos estos años apoyando, ayudando y animando nada de esto pudiera ser real, el “yo solo” no existe, es necesario el aliento de los demás cuando las propias fuerzas parecen desvanecerse y por todos esos momentos en que les necesite, simplemente puedo decir gracias.

A mis tíos, Antonio, Ermilda, Juan Miguel, Gladys, Víctor y Héctor porque su labor familiar y su interés en tantos aspectos de mi vida han iluminado con ánimo y fuerza mi camino, por su apoyo, cualquiera que haya sido la forma de este es algo que no podría olvidar jamás.

A mis primos, Gerardo, Gustavo, Marcela porque en ustedes veo hermanos, su carisma me ha llenado tantas veces de fuerzas.

A mis amigos, Dani, Víctor, Fran, Danilo, Miguel, José Luis, José Ernesto porque sin su ayuda jamás habría logrado tantas cosas, su ayuda durante cada tarea, trabajo, examen fue fundamental, por esto y por compartir su amistad conmigo estaré eternamente agradecido. El mejor grupo de estudio que pueda existir en cualquier lugar sin duda son ustedes.

A mis padres y hermano, porque su labor es intachable en cada aspecto de mi desarrollo educativo y personal, por los valores que me enseñaron, por darme las herramientas para salir adelante por mis propios medios, sin trampas ni acciones desleales y sobre todo, por cuidar de mi cuando yo todavía no podía hacerlo y por apoyarme en mis decisiones.

A Alejandra, un rayo de luz y vida en mi camino, tu paciencia, amor, comprensión y entrega cambiaron mi rumbo para siempre, sin tu apoyo las cosas hubieran sido más difíciles y los ánimos se hubieran desgastado pronto.

Para cada uno solo tengo una inmensa gratitud y aprecio por sus acciones, por sus palabras; a ustedes solo les puedo dar la seguridad de que nada de lo que aportaron ha caído a la orilla del camino y que luchare por ser la persona y el profesional que todos desean como justa recompensa a su esfuerzo y atención.

A Dios es imposible dejarlo de lado, la razón sobre cualquier otra razón, el ingeniero que organizo todo desde mucho antes para que en mi vida tuviera la suerte de encontrarme con personas tan buenas y tan nobles, con amigos y hermanos, con verdaderas personas de bien.

>>> Introducción

En el presente trabajo de graduación se estudian diversas aplicaciones de ingeniería eléctrica de gran importancia práctica tales como el análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones, flujo de potencia, flujo armónico, arranque de motores y estabilidad transitoria. Se desarrollarán aplicaciones prácticas en las que se comprobarán los cálculos teóricos con los resultados obtenidos por medio de simulación y mediciones en condiciones reales de operación. Debido a la diversidad de la temática se llevarán a cabo estudios en cuatro lugares: en la fábrica KONTAIN ubicada en el Municipio de Soyapango en la cual se desarrollarán los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones; KONTAIN es una empresa dedicada a la fabricación de envases plásticos, posee 3 acometidas primarias diferentes, la etapa que se estudiara es la que corresponde a la planta principal de producción de la planta con una subestación 501kVA, trifásica, con conexión estrella primario /delta secundario a $480V_{LL}$. El segundo sistema a estudiar es un tramo de la línea de distribución en Media Tensión de la compañía CAESS que parte de la Subestación de Nejapa y en donde se realizarán los estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones, análisis de flujo de potencia y flujo armónico. Este tramo de línea de distribución recorre parte del municipio de Apopa. El tercer caso de estudio es la Planta de bombeo de Agua del Complejo Deportivo de la Universidad de El Salvador para el estudio de arranque de motores, esta sección del complejo deportivo está alimentado por una subestación de 205kVA con una conexión estrella abierta primario / delta abierta secundario con un voltaje de 240V trifásico. Finalmente se realizará un estudio de estabilidad para tomando en cuenta la información técnica de los generadores térmicos de la planta generadora de Talnique, esta planta se conecta al bus de transmisión de energía eléctrica a un voltaje de 115kV, tiene una capacidad instalada de 64MW y actualmente se encuentra en ampliación.

Los programas de simulación actuales ofrecen resultados fiables y apegados a la realidad, son rápidos y con capacidad de analizar sistemas grandes, para el desarrollo de modelado de los sistemas en este trabajo se utilizara ETAP, ya que es uno de los programas más utilizados debido a su confiable base de datos y facilidad de uso. ETAP cuenta con las herramientas necesarias para analizar sistemas industriales, redes de distribución y transmisión; pero nos enfocaremos en los primeros dos únicamente. Se desarrollaran guías prácticas para el manejo de este programa las

cuales servirán como herramientas de enseñanza complementarias para la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador.

El documento del presente trabajo se divide en capítulos, cada capítulo contiene una base teórica básica, el análisis teórico del sistema a analizar, los resultados de las simulaciones y los resultados de las mediciones; en los anexos se presenta el programa utilizado para la simulación de los sistemas. Aquellos estudios que por su naturaleza presenten una solución extensa se incluirán como parte de los apéndices de este trabajo de graduación.

>>> **Objetivos**

General:

- Que las guías de trabajo desarrolladas faciliten la comprensión, análisis y cálculo de instalaciones eléctricas industriales y de distribución, en aplicaciones relacionadas con cálculos de cortocircuito, coordinación de protecciones, arranque de motores, análisis de flujo de carga, análisis de flujo armónico, estabilidad transitoria y análisis de flujo de potencia.

Específicos:

- Mejorar la enseñanza en las asignaturas de Instalaciones eléctricas, coordinación de protecciones y sistemas de potencia al incorporar estas aplicaciones y el software comercial como herramienta de análisis.
- Diseñar una guía sencilla y comprensible para el estudio típico de sistemas eléctricos industriales y de potencia de fácil comprobación mediante el uso de un software comercial.
- Familiarizar a los alumnos con las herramientas de diseño que frecuentemente se utilizan en el ejercicio de la profesión.
- Llevar a un caso práctico de aplicación, en una fábrica y en una red de distribución de media tensión, los estudios propuestos en el presente trabajo.

>>> CAPITULO I ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

CAPITULO 1: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO (SC)

1.1 Generalidades

El Estudio de Cortocircuito es parte fundamental del diseño de sistemas eléctricos de alta, media o baja tensión, con ayuda de la información que este estudio aporta se obtienen las intensidades máximas de corriente de Cortocircuito disponibles en punto críticos de un sistema eléctrico; esto nos permite definir las características eléctricas y mecánicas que los dispositivos sometidos a estas elevadas corrientes deben soportar sin dañarse. El estudio de cortocircuito toma en cuenta tanto esfuerzos momentáneos como de interrupción; dependiendo del momento después de la falla en que se efectúa el análisis.

Los diferentes tipos de Cortocircuito se pueden caracterizar por su duración (auto extinguido, transitorio o permanente), por su origen (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental de varios conductores producidos por objetos conductores, etc.), por sobretensiones eléctricas internas, descargas atmosféricas o por la degradación del aislamiento provocado por el calor. Algunos de los efectos que se pueden presentar cuando ocurre un Cortocircuito pueden ser:

- Quemaduras y arcos en el punto de falla
- La corriente de falla fluye desde varios puntos hasta el punto de falla dañando conductores o dispositivos de conexión.
- Todos los dispositivos afectados por la corriente de cortocircuito están sujetos a tensión mecánica, esta tensión varía en función del cuadrado de la corriente y su duración.
- El voltaje cae en proporción a la magnitud de la corriente de cortocircuito. La máxima caída se da en el punto de falla pero todas las demás partes sufren algún grado de disminución de voltaje.

1.2 Tipos de Cortocircuito

Independientemente de las causas que los generen, los tipos de Cortocircuito también se pueden clasificar según el número de líneas (fases) que se ven involucradas y se pueden dividir en cuatro categorías, estos pueden ser trifásicos, entre dos fases aislado, entre dos fases a tierra y una sola fase a tierra (Fig. 1.1).

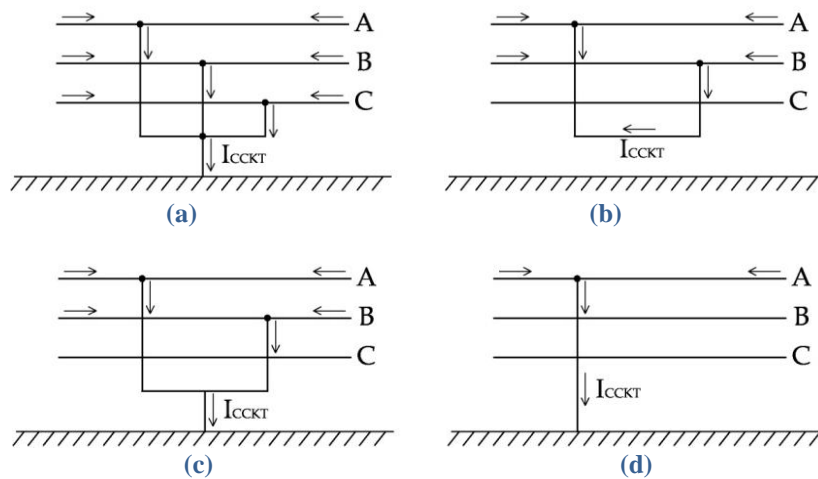


Fig. 1.1: Tipos de fallas. (a) 3 fases a tierra, (b) 2 fases, (c) 2 fases a tierra y (d) 1 fase a tierra

1.3 Simetría de las Ondas

La simetría o asimetría de la forma de onda depende del comportamiento de la onda con respecto al eje “x”, si el semiciclo positivo es igual al semiciclo negativo la onda será simétrica como se muestra en la Fig. 1.2a, de lo contrario la señal es asimétrica, lo que implica la introducción en el sistema de una corriente de DC la cual provoca que la onda desplace su eje de simetría.

En sistemas de alta tensión (distribución) la componente resistiva del sistema es muy baja en comparación a la reactancia¹ ($R \approx 0$) y la corriente de corto circuito está atrasada aproximadamente 90° de la señal de voltaje, en un sistema de bajo voltaje (Industrial) el porcentaje de resistencia con respecto a reactancia es mayor y la corriente de corto circuito está atrasada con respecto a la señal de voltaje en menos de 90° . Cuando un Cortocircuito ocurre en el máximo de la señal de voltaje (V_p) y la resistencia del sistema es cero (totalmente reactivo) la corriente de cortocircuito comenzará desde 0 debido al atraso de 90° entre el pico de voltaje y el cero de corriente produciendo una corriente de cortocircuito simétrica (Fig. 1.3a). Si el cortocircuito ocurre cuando el voltaje pasa por cero la corriente de Cortocircuito necesita mantener el desfase de 90° con el voltaje y para lograrlo pierde la simetría con respecto al eje “x”² (Fig. 1.3c y 1.3d) y como se ve en las gráficas de la Fig. 1.3 la intensidad de una falla asimétrica es mayor que la falla simétrica, lo que conlleva que en los primeros ciclos de un Cortocircuito el esfuerzo mecánico en la protección sea máximo durante una falla asimétrica. Si el dispositivo de protección no es

¹ D. P. Kothari & I.J. Nagrath, Modern Power Analysis, 3ra Edición

² General Electric, An Approach to Short Circuit Calculations

adecuado para este esfuerzo mecánico corre el riesgo de destruirse completamente generando un daño todavía mayor al provocado por la falla.

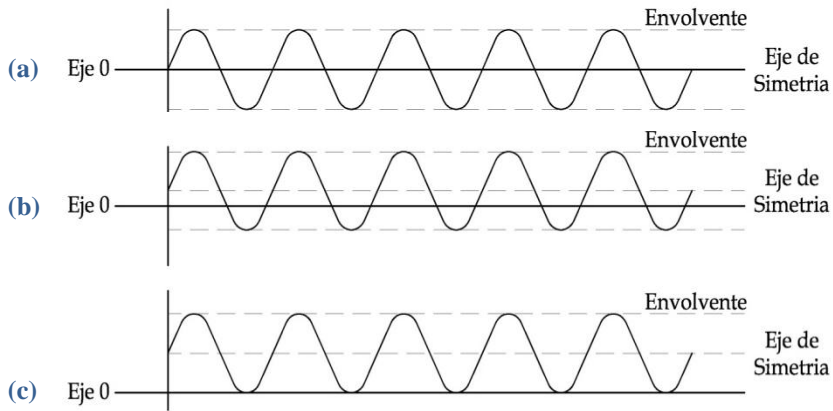


Fig. 1.2: Forma de ondas. (a) Simétrica, (b) Parcialmente asimétrica y (c) Totalmente asimétrica

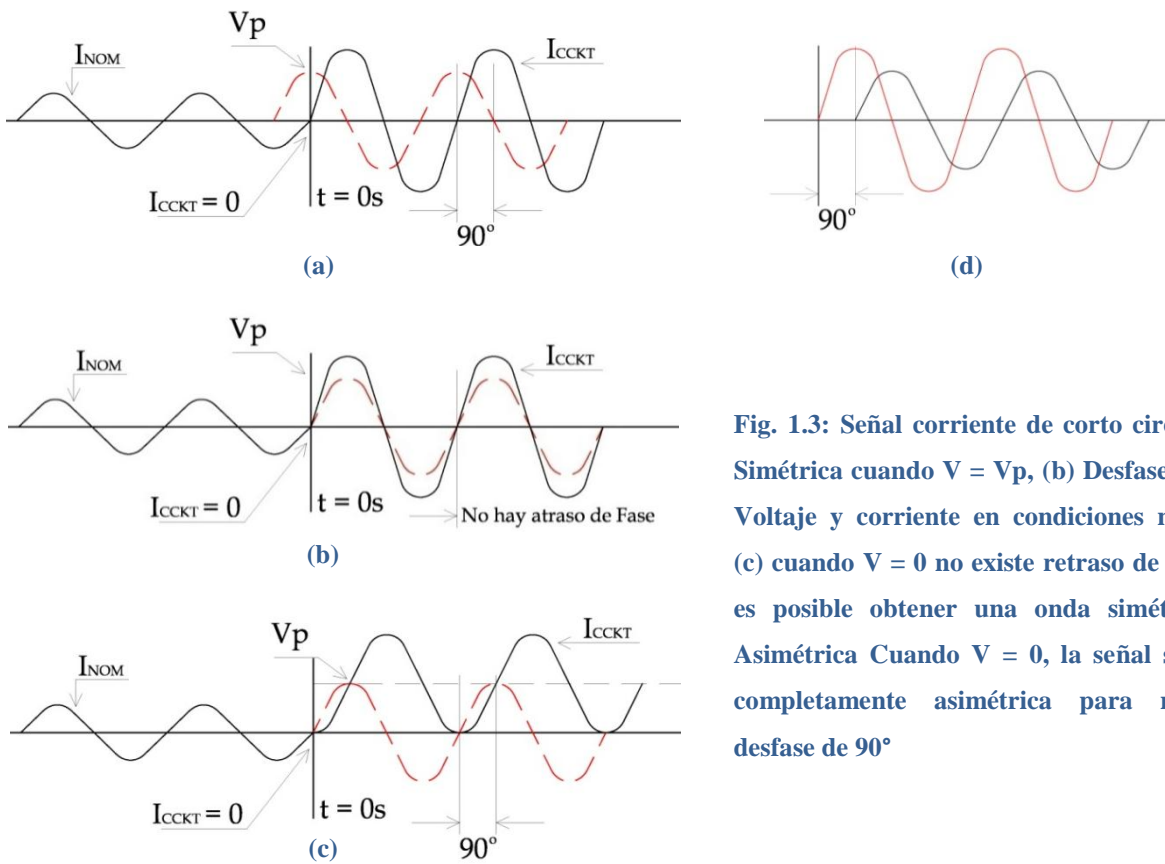


Fig. 1.3: Señal corriente de corto circuito: (a) Simétrica cuando $V = V_p$, (b) Desfase señal de Voltaje y corriente en condiciones normales, (c) cuando $V = 0$ no existe retraso de fase y no es posible obtener una onda simétrica, (d) Asimétrica Cuando $V = 0$, la señal se vuelve completamente asimétrica para mantener desfase de 90°

Las ondas senoidales de las figuras 1.3a y 1.3c son válidas únicamente cuando se considera que en el sistema solo existen aportes de otras señales senoidales sin ningún tipo de envolvente exponencial como las que provienen de motores o generadores (Fig. 1.5a).

1.4 Corriente de Cortocircuito

Usualmente las fallas ocurren en algún punto entre $V = 0$ y $V = V_p$ de la señal de voltaje por lo que resulta común que las corrientes de cortocircuito sean siempre asimétricas³. Todas las corrientes de falla asimétricas buscan volverse simétricas algunos ciclos después de ocurrida; esto debido a que en sistemas eléctricos se introduce en la corriente de cortocircuito un nivel de DC generado por la asimetría de la onda y tiene por efecto aumentar la magnitud de la corriente asimétrica de falla pero que con el tiempo se disipa volviendo a una señal simétrica después de varios ciclos. La rapidez de la disminución de la componente de DC depende de la relación X/R (reactancia/resistencia) del sistema, si R es cero la componente de DC no decae nunca puesto que la energía de DC no tiene una ruta para disiparse. Si X es cero, entonces la componente decae inmediatamente y la señal es simétrica, entre mayor aporte de resistencia haya en el sistema más rápido se disipará la energía³. En la Fig. 1.4 se muestra la forma de onda de la corriente I_{CCKT} suponiendo que durante la falla la corriente solo recibe aporte del sistema de alta tensión.

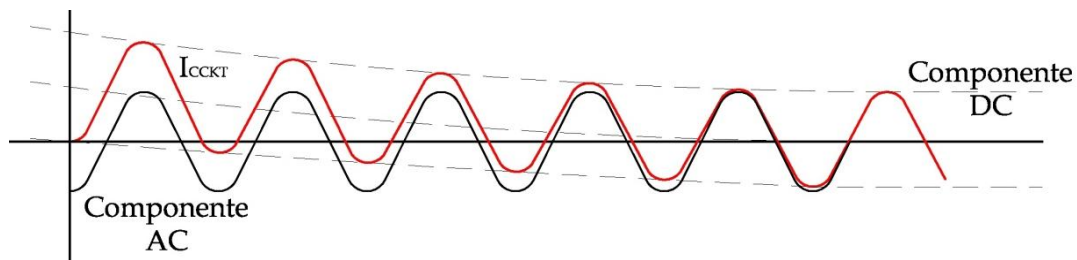


Fig. 1.4: Componentes de la corriente de cortocircuito

En los sistemas industriales específicamente, las máquinas rotatorias como generadores o motores tienen capacidad para aportar a la corriente de I_{CCKT} y estos dispositivos tienen la característica que la magnitud de su corriente decae con el tiempo porque son dependientes del valor de las reactancias subtransitorias, transitorias y síncrona que caracterizan a cada máquina, lo que introduce cambios notables a las formas de onda de I_{CCKT} de las figura 1.4. Sin importar si la falla produce una señal simétrica o asimétrica, durante una perturbación que recibe aporte de la red, generadores y/o motores se presentan 3 intervalos de tiempo; el período subtransitorio que tiene una duración de 1 a 10 ciclos y es el primero de los intervalos en ocurrir. Luego le sigue el

³ I. Lazar. Análisis de Sistemas Eléctricos y Diseño para plantas industriales. Capítulo 1

período transitorio que dura de 50 a 100 ciclos. Por último el período de régimen permanente donde la corriente de falla alcanza su valor estable y permanece sin variación hasta que la fuente de la falla sea aislada. Usualmente interesa calcular la corriente de cortocircuito en el período subtransitorio ya que es en esta región donde el esfuerzo mecánico que deben soportar los dispositivos de protección es máximo.

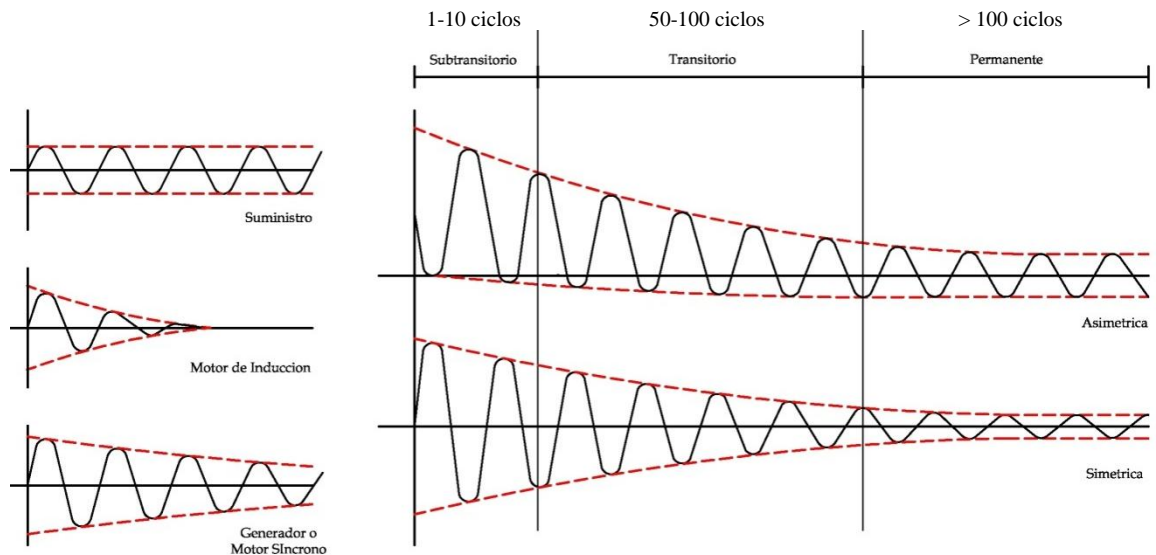


Fig. 1.5: (a) Aporte de la red y maquinas rotatorias, (b) Intervalos durante un cortocircuito

1.5 Métodos teóricos de cálculo de Corriente de Cortocircuito

El estudio de cortocircuito se puede realizar tanto para sistemas de Potencia, de distribución o industriales con el mismo objetivo; son los métodos de solución los que determinan las diferencias entre un sistema u otro. Un factor influyente en los métodos de solución será el tipo de falla que se presente, se han mostrado 4 tipos de fallas agrupadas en 2 grupos: Fallas balanceadas y Fallas desbalanceadas.

Un corto circuito trifásico es la única posibilidad que se tiene para fallas balanceadas porque durante su duración las 3 fases aportan la misma corriente, para el caso de fallas desbalanceadas es posible tener cortocircuito de dos líneas aislado, 2 líneas a tierra y una línea a tierra. El caso más severo es generado por la falla trifásica, sin embargo bajo ciertas condiciones de impedancia de la red es posible que la falla monofásica iguale o supere a las fallas de 3 fases, además debe tomarse en cuenta que la falla más común es la monofásica, con una ocurrencia alrededor del 80% de los cortocircuitos ocurridos.

Para analizar sistemas de potencia y distribución comúnmente se utiliza el método de matrices de barras Z_{barra} (o Y_{barra}), este método consiste en determinar una matriz n filas x n columnas para representar y modelar completamente los elementos y dispositivos de un sistema de n barras; en cambio, para analizar sistemas industriales se utiliza el sistema en Por Unidad (p.u.), este método no requiere de la elaboración de matrices debido a que la potencia eléctrica proviene de un único punto y fluye hacia el resto del sistema por lo que la simplificación de este tipo de red es corto y se vale de reducciones serie y paralelo. Los sistemas de potencia y de distribución son por lo general de tipo malla, es decir que existen más de una fuente de energía y además es posible interconectar todos los puntos entre sí por lo que las reducciones serie y paralelo no ofrecen mucha utilidad porque rara vez se presenta oportunidad de utilizarles, la representación del sistema a través de una matriz es la mejor solución para resolver el problema de análisis.

La ventaja de la utilización de matrices de barra en sistemas de gran tamaño es que la matriz ya reúne a todos los componentes y elementos del sistema y para cada punto de interés de análisis basta con extraer el dato apropiado de la matriz (Ver Anexo 3) y utilizar la ecuación correspondiente (Ec. 1.1). El sistema en Por Unidad requiere que se realice una simplificación en cada punto de interés, esto no significa en ningún momento que para un sistema industrial deba utilizarse el método de elaboración de matrices por dos razones, primero porque es un método desarrollado para sistemas con múltiples fuentes de energía, de gran cantidad de puntos de interés y con interconexiones entre buses para formar una topología tipo malla, una vez construida la matriz de impedancias no es necesario realizar más simplificaciones. La segunda razón es porque la simplificación de sistemas industriales es sencilla y no contiene muchos puntos de interés.

El estudio de una falla requiere de una impedancia equivalente de todos los elementos del sistema en el punto de interés, en el caso de fallas balanceadas esta impedancia equivalente será de secuencia positiva al igual que las impedancias síncronas de las maquinas rotatorias o de los transformadores. La representación simplificada de un sistema de distribución o industrial es la misma y se muestra en la Fig. 1.6a.

$$\text{Ec 1.1} \quad I_{CCKT-3\phi} = \frac{V_{base}}{Z_{XX}} \quad \left| \begin{array}{l} I_{CCKT-3\phi}: \text{ Corriente de cortacircuito trifásica} \\ V_{base}: \text{ Voltaje Base} \\ Z_{XX}: \text{ Impedancia en la barra X} \end{array} \right.$$

Si el sistema es de potencia o distribución, el valor Z_{XX} se obtiene de la matriz que contiene las impedancias de secuencia positiva y se extrae el elemento de la fila x y la columna x. Por ejemplo

para un sistema que se representa por una matriz 4x4 se desea conocer el nivel de falla en la barra 2, simplemente se busca en la matriz el valor (2,2) y se introduce en la ecuación para calcular la corriente de trifásica de falla en ese punto. En sistemas industriales el valor de $Z_{XX} = Z_{EQ}$ es la impedancia resultante de hacer todas las reducciones serie-paralelo necesarias en el punto de interés, para ambos casos la corriente de falla se calcula utilizando la ecuación 1.1 (Ec. 1.1).

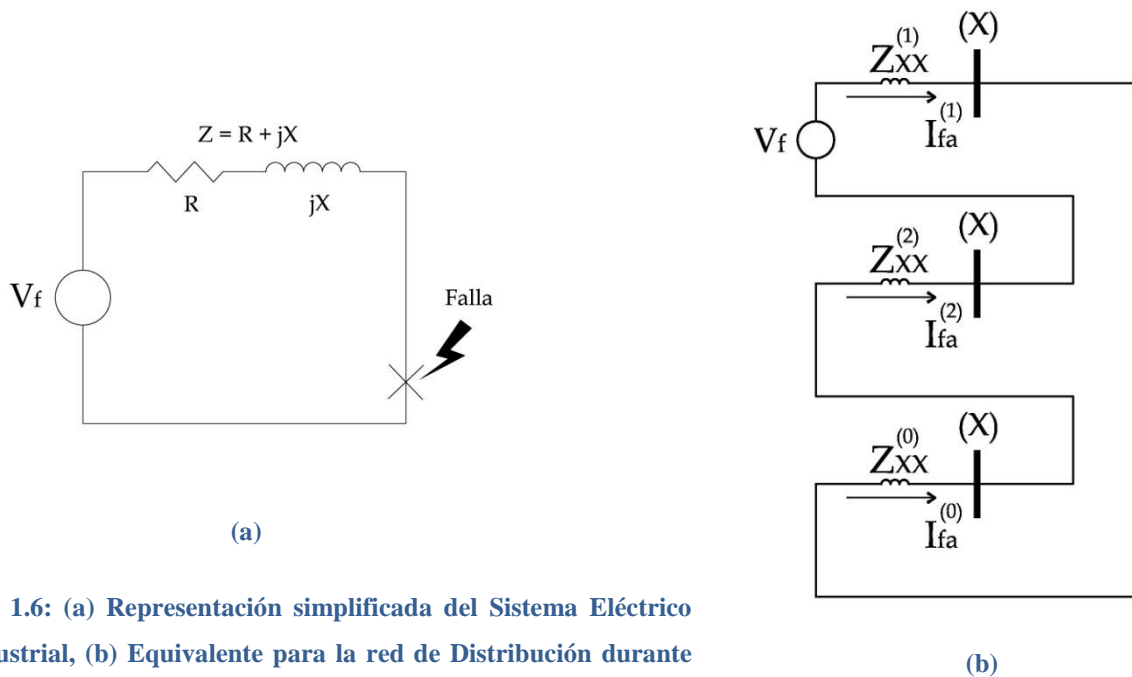


Fig. 1.6: (a) Representación simplificada del Sistema Eléctrico Industrial, (b) Equivalente para la red de Distribución durante una falla monofásica a tierra.

El análisis de fallas de tipo desbalanceado no puede ser solucionado de igual forma ya que la representación circuital de la Fig. 1.7a no es válida dado que no todas las fases aportan corriente de cortocircuito de igual forma. Con el fin de solucionar este inconveniente se hace uso de las redes de secuencia las cuales sirven para modelar sistemas con fallas desbalanceadas. Las secuencias que se utilizan son 3; positiva, negativa y cero, la secuencia positiva es idéntica a la que se utiliza para el caso trifásico y comúnmente (a menos que se indique otra cosa) las secuencias positiva y negativa son iguales.

Nuevamente, debido a la topología en malla de los sistemas de potencia y de distribución se recurre a la construcción de matrices de barra, una por cada secuencia. Cada tipo de falla desbalanceada tiene su propia representación circuital y una ecuación para obtener la intensidad de cortocircuito, cada ecuación requiere de al menos 2 de las 3 secuencias (Ver Anexo 3), la Fig. 1.6b muestra la representación para el caso de la falla monofásica. En sistemas industriales las

ecuaciones para fallas desbalanceadas también están definidas pero no se requiere de matrices debido a las mismas razones expuestas antes.

Algunos otros métodos de cálculo de corriente de cortocircuito en sistemas de baja tensión determinan el valor de la corriente total simétrica a través de diferentes métodos, algunos se basan en condiciones rígidas como los que se resuelven con curvas ó tablas (métodos aproximados) y otros están limitados a sistemas pequeños con un único nivel de voltaje como el método Óhmico. Debido a esas limitantes se recurre al sistema en Por Unidad (p.u.), el cual al colocar todas las cantidades en una misma base de referencia hace más fácil el cálculo de sistemas con múltiples niveles de voltaje como los sistemas industriales de gran escala y en el caso de las líneas de distribución la utilización de una base común para las cantidades simplifica notablemente el problema.

Para realizar el análisis teórico de cortocircuito en media tensión (Redes de Secuencia) es necesario:

1. Obtener un diagrama unifilar con la información necesaria para poder realizar el análisis (kVA, KV, kW, Eff, FP, x'' , etc.; para secuencia positiva, negativa y cero).
2. Representar los elementos del sistema según el modelo de secuencia correspondiente (Anexo 3), respetando conexión de transformadores, generadores y motores.
3. Crear un esquema de las redes de secuencia positiva, negativa y cero.
4. Seleccionar una base de referencia y utilizando el sistema en por unidad convertir las impedancias a la base seleccionada y con los resultados obtenidos complementar los diagramas construidos en el paso anterior.
5. Construir las matrices Z_{BARRA} (o Y_{BARRA}) según ejemplo de Anexo 3, una matriz para cada secuencia.
6. Modelar los tipos de falla a analizar, la falla trifásica únicamente requiere de las componentes de secuencia positiva, los tipos de fallas restantes requieren de las 3 secuencias. Los modelos para cada falla se encuentran en el Anexo 3.
7. Seleccionar las barras de interés para desarrollar el cálculo y resolver la ecuación correspondiente utilizando los datos que las matrices Z (o Y) contienen.

Para realizar el análisis teórico de cortocircuito en baja tensión (Método p.u.) es necesario:

- 1 Obtener un diagrama unifilar con la información necesaria para poder realizar el análisis, si no se cuenta con dicha información se debe recurrir a tablas para complementar (kVA, KV, kW, Eff, FP, x”, etc.).
- 2 Identificar los puntos de interés para determinar la mejor forma de solucionar el problema (Barras principales, Bornes de subestación, etc.).
- 3 Construir dos diagramas, uno de reactancias y otro de resistencias para poder visualizar mejor los dispositivos o elementos del sistema que se consideraran durante el análisis.
- 4 Seleccionar una base de referencia y utilizando el sistema en por unidad convertir las impedancias a la base seleccionada y con los resultados obtenidos complementar los diagramas construidos en el paso anterior.
- 5 Con toda la información en los diagramas, resolver para cada punto de interés y efectuar las reducciones circuitales apropiadas (serie o paralelo) con el fin de obtener un circuito equivalente del sistema (Como en la Fig. 1.6a) y calcular la corriente de cortocircuito mediante la aplicación de las leyes de ohm.
- 6 Determinar las relación X/R del sistema para calcular la corriente asimétrica basado en la corriente simétrica calculada en el paso anterior utilizando los multiplicadores de la tabla 1 en el Anexo 1.

1.6 Análisis de los casos de Estudio

Se analizará un circuito de Distribución (Circuito 109-2-14), se considera de tipo Radial debido a que existe una única fuente de alimentación y toda la potencia fluye hacia la carga, el tramo parte desde la subestación de Nejapa y recorre gran parte de la Carretera Troncal de Norte. El alimentador se compone de 2 partes, la primera tiene una longitud de 4.58km con conductor 750MCM y la segunda parte es de 1.78km con conductor 397.5MCM. Debido al gran tamaño de este tramo de la red de distribución (alrededor de 250 posibles puntos para realizar el análisis) solo se han considerado 25 derivaciones que se extraen del alimentador principal y en cada uno de esos puntos se ha concentrado la carga que de allí se deriva.

El estudio se realizará en dos pasos, el primero consiste en el cálculo teórico de las intensidades de cortocircuito y el segundo en una simulación del sistema por medio de ETAP.

1.6.1 Análisis de cortocircuito de Red de Distribución

El diagrama unifilar del tramo simplificado se muestra en la Fig. A10.1 (Anexo 10) con toda la información necesaria.

Análisis Teórico:

Del diagrama unifilar de la Fig. A10.1 se obtiene la matriz Z_{barra} (ó Y_{barra}) que representa al sistema y de donde se obtendrán los valores necesarios para calcular las intensidades de falla en cada punto. Para este caso específico se obtendrá una matriz 24x24 (Anexo 2) y para determinar el nivel de falla trifásica en un punto x deberá extraerse de la matriz el elemento Z_{xx} . La corriente de falla trifásica se obtiene con la ecuación 1.1.

El resultado que se obtenga de la ecuación 1.1 está en el sistema en por unidad y debe de multiplicarse por la corriente base para obtener la corriente en kA. En la tabla 1.1 se muestran los resultados para la falla trifásica y el resto de fallas en cada uno de los puntos de interés pero el análisis para las fallas 2 fases aisladas, 2 fases a tierra y una fase a tierra se presentan en la tabla siguiente.

Resultados:

Bus	Teórico	ETAP	CAESS	Bus	Teórico	ETAP	CAESS
1	22.720	23.841	23.757	14	5.036	5.423	=
2	5.768	6.163	5.770	15	5.000	5.386	=
3	5.489	5.885	=	16	4.951	5.332	=
4	5.411	5.808	=	17	4.907	5.284	=
5	5.333	5.729	=	18	4.699	5.059	=
6	5.310	5.706	=	19	4.681	5.039	=
7	5.288	5.683	=	20	4.659	5.015	=
8	5.266	5.660	=	21	4.633	4.985	=
9	5.211	5.604	=	22	4.549	4.889	=
10	5.178	5.571	=	23	4.500	4.833	=
11	5.104	5.494	=	24	4.457	4.785	=
12	5.097	5.487	=	25	4.379	4.696	4.111
13	5.056	5.445	=	-	-	-	-

Tabla 1.1: Resultados Estudio de Cortocircuito trifásico en Sistema de Distribución en kA

Análisis Computacional (Simulación ETAP):

Es un método mucho más sencillo que el anterior porque no es necesario determinar las matrices Z_{barra} y basta con introducir en ETAP un esquema muy similar al diagrama unifilar de la Figura A10.1 y luego completar la información de los elementos llenando una serie de formularios.

Algunos de estos formularios se presentan en el Anexo 9 pero puede profundizarse en estos aspectos con el manual que ETAP proporciona al instalar el programa.

Una vez que se han ingresado los elementos y la información de estos se puede realizar el análisis, ETAP guarda los resultados y tiene la capacidad de presentar un Reporte Detallado de los resultados obtenidos (para los 4 tipos de falla). En el ejemplo de Cortocircuito del Anexo 9 se muestra una de las partes del reporte de resultados que ETAP genera para el estudio de cortocircuito y el reporte de ETAP para nuestro caso de estudio se presenta en el Anexo 10.

Resultados:

Bus	Teórico				ETAP			
	3 fases	1 fase	2 fases a tierra	2 fases	3 fases	1 fase	2 fases a tierra	2 fases
1	22.720	18.787	16.014	19.676	23.841	20.099	22.637	20.930
2	5.768	2.873	3.313	4.995	6.163	2.954	5.454	5.355
3	5.489	2.725	3.140	4.753	5.885	2.805	5.211	5.112
4	5.411	2.685	3.092	4.686	5.808	2.764	5.143	5.045
5	5.333	2.644	3.044	4.618	5.729	2.722	5.074	4.976
6	5.310	2.632	3.030	4.599	5.706	2.710	5.054	4.956
7	5.288	2.620	3.016	4.579	5.683	2.698	5.034	4.936
8	5.266	2.608	3.003	4.560	5.660	2.686	5.014	4.916
9	5.211	2.580	2.969	4.512	5.604	2.657	4.965	4.867
10	5.178	2.563	2.949	4.484	5.571	2.639	4.936	4.838
11	5.104	2.524	2.904	4.420	5.494	2.600	4.869	4.771
12	5.097	2.521	2.900	4.414	5.487	2.596	4.863	4.766
13	5.056	2.499	2.875	4.378	5.445	2.574	4.826	4.728
14	5.036	2.488	2.862	4.361	5.423	2.563	4.807	4.710
15	5.000	2.470	2.841	4.330	5.386	2.544	4.774	4.677
16	4.951	2.444	2.811	4.287	5.332	2.518	4.727	4.630
17	4.907	2.421	2.784	4.249	5.284	2.494	4.686	4.589
18	4.699	2.314	2.658	4.069	5.059	2.382	4.488	4.392
19	4.681	2.305	2.648	4.054	5.039	2.373	4.472	4.375
20	4.659	2.293	2.634	4.035	5.015	2.361	4.450	4.354
21	4.633	2.280	2.619	4.012	4.985	2.347	4.424	4.328
22	4.549	2.236	2.568	3.939	4.889	2.301	4.340	4.245
23	4.500	2.211	2.538	3.897	4.833	2.274	4.291	4.196
24	4.457	2.189	2.513	3.860	4.785	2.251	4.249	4.154
25	4.379	2.149	2.466	3.792	4.696	2.209	4.171	4.076

Tabla 1.2: Resultados Estudio de Cortocircuito para Sistema de Distribución en kA, se incluyen todos los tipos de fallas.

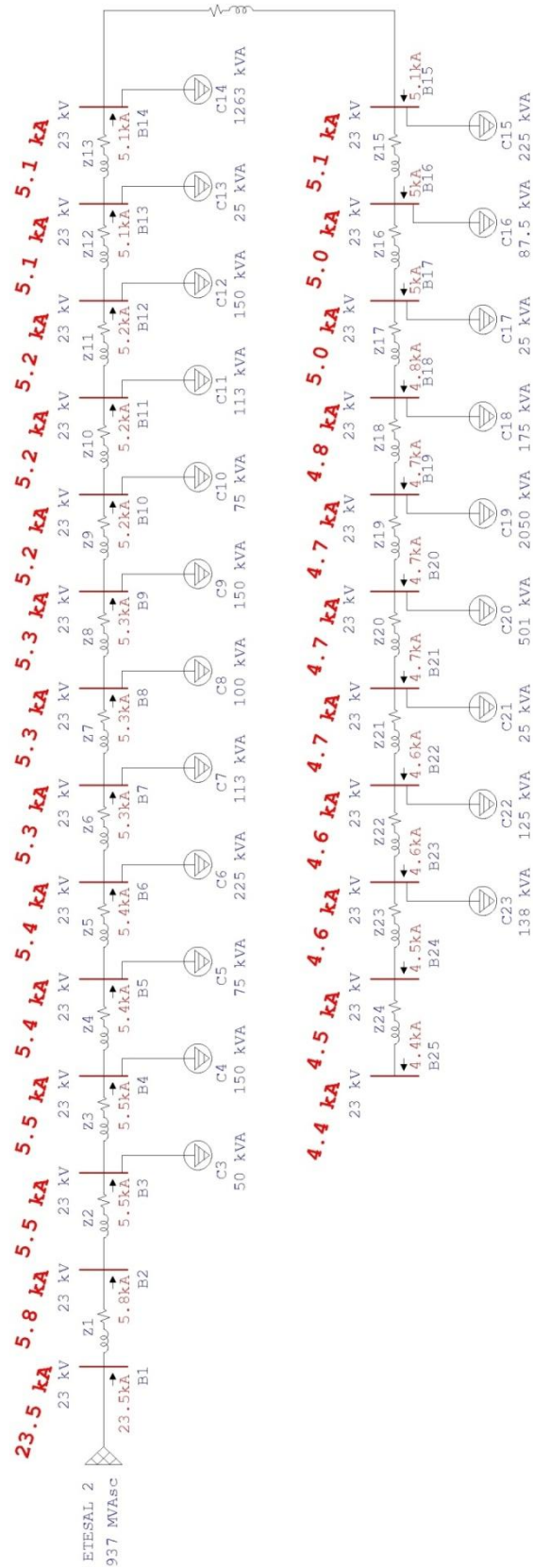


Fig. 1.7: Esquema simulado utilizando ETAP. Se muestran en cada Bus las intensidades de Corriente de Corto Circuito para una falla trifásica.

1.6.2 Análisis de cortocircuito del Sistema Industrial

Se analizan aquí las instalaciones eléctricas de baja tensión de la fábrica Kontain la cual produce envases plásticos, el diagrama unifilar de las instalaciones se muestra en la Fig. A10.3 (Anexo 10) con toda la información proporcionada por Kontain, sin embargo debido a que algunas máquinas son de antigüedad considerable no ha sido posible obtener las características de todas, pero se ha recurrido a valores estándares según algunas de las tablas del Anexo 1. La capacidad nominal de la subestación es de 501 kVA con una conexión Estrella Primario – Delta Secundario y voltajes de fase a fase de 480V.

Análisis Teórico:

Para realizar el análisis teórico de este sistema se deben seguir los pasos descritos en el apartado 1.5 de este Capítulo. A partir del diagrama unifilar se construyen los diagramas de reactancias y resistencias necesarios para cada punto donde se desea realizar un estudio de cortocircuito y se complementan con sus respectivos valores en Ω y en p.u. Luego para cada punto se hacen las simplificaciones circuitales (serie y paralelo) necesarias para obtener un equivalente como el de la Fig. 1.7a en el punto donde se determinará la corriente de cortocircuito.

Por comodidad se han seleccionado como cantidades base la capacidad de la Subestación ($P_{BASE} = 501\text{kVA}$) y el Voltaje del sistema ($V_{BASE} = 0.48\text{kV}$). Las cantidades en Ω y en Por Unidad de los elementos del sistema se presentan en la tabla 1.3. Para determinar las impedancias de los conductores se han tomado los datos proporcionados en las tablas 3a y 3b, los factores de asimetría se obtuvieron de la tabla 1; estas tablas se encuentran en el Anexo 1. El procedimiento para encontrar las impedancias del Sistema Eléctrico del Diagrama Unifilar de la Fig. A10.3 es similar al procedimiento del ejemplo que se muestra en el Anexo 2, con la simplicidad que en el caso de Kontain existe un solo nivel de voltaje, el cual es 480V y toda la carga es trifásica, las cargas de alumbrado y otras cargas monofásicas a 120V son alimentadas desde una subestación diferente.

Si la falla ocurre en la barra principal se tendrá el esquema de impedancias que se muestra en la Fig. 1.8. Para este caso, la impedancia equivalente en la barra 1 (TG) es de 0.06366p.u, y la corriente de Cortocircuito Simétrica es de 9465.59 A.

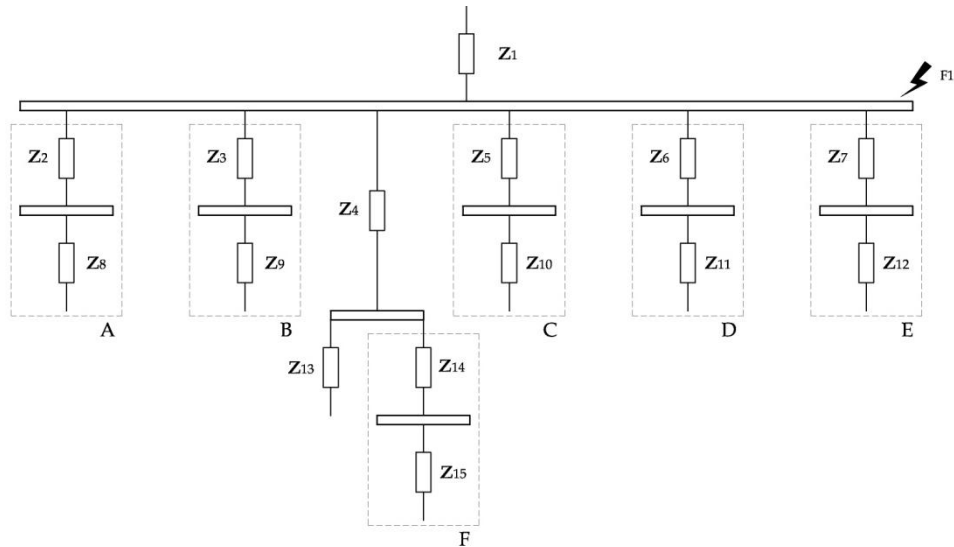


Fig. 1.8: Diagrama de Impedancias para el Diagrama Unifilar de la Fig. A10.3 y el equivalente en la Barra 1

Para simplificar el circuito equivalente de la Fig. 1.8 se debe visualizar que las impedancias A, B, C, D y E están en paralelo entre ellas y con Z1, además del grupo de elementos que parte de Z4, por lo tanto

$$Z_{EQ} = Z_1 // A // B // C // D // E // [Z_4 + Z_{13} // F]$$

Esa es la forma general que se aplica tanto para reactancia como para impedancia equivalente, la tabla 1.3 muestra los valores de impedancia equivalente en este punto y en el resto de puntos de interés.

ID	Req	Xeq	Zeq	kVAsc	Isc simétrico	X/R	Isc asimétrico
F1	0.010431488	0.062802768	0.063663205	7869.537874	9465.59	6.02	0.00
F2	0.011424001	0.064313769	0.065320507	7669.873097	9225.43	5.63	0.00
F3	0.019610121	0.077064639	0.079520535	6300.25942	7578.04	3.93	0.00
F4	0.025884173	0.087182274	0.090943605	5508.908512	6626.19	3.37	0.00
F5	0.015178454	0.069231994	0.070876332	7068.650243	8502.27	4.56	0.00
F6	0.018223281	0.077839535	0.079944238	6266.868154	7537.87	4.27	0.00
F7	0.018816777	0.07364164	0.076007646	6591.442143	7928.28	3.91	0.00

Tabla 1.3: Impedancias equivalentes para cada punto de estudio

Análisis Computacional (Simulación ETAP):

Al igual que para la red de distribución, para realizar el estudio con ETAP se debe construir el diagrama unifilar de la instalación en la interface gráfica del programa y completar la información necesaria para poder simular correctamente el sistema. Los resultados se presentan en el reporte generado. En el Anexo 9 se presenta la forma correcta en la que se deben introducir los datos al programa.

En la tabla 1.4 se muestran la comparación entre los datos obtenidos en el análisis teórico y durante la simulación de ETAP para el caso de una falla trifásica, para cada uno del resto de fallas, los resultados se muestran en la tabla 1.5

Resultados:

Bus	Teórico	ETAP	KONTAIN
F1	9465.59	8856.0	8000.00
F2	9225.43	8537.0	=
F3	7578.04	8576.0	=
F4	6626.19	7618.0	=
F5	8502.27	7755.0	=
F6	7537.87	8296.0	=
F7	7928.28	7620.0	=

Tabla 1.4: Resultados Estudio Cortocircuito Sistema Industrial

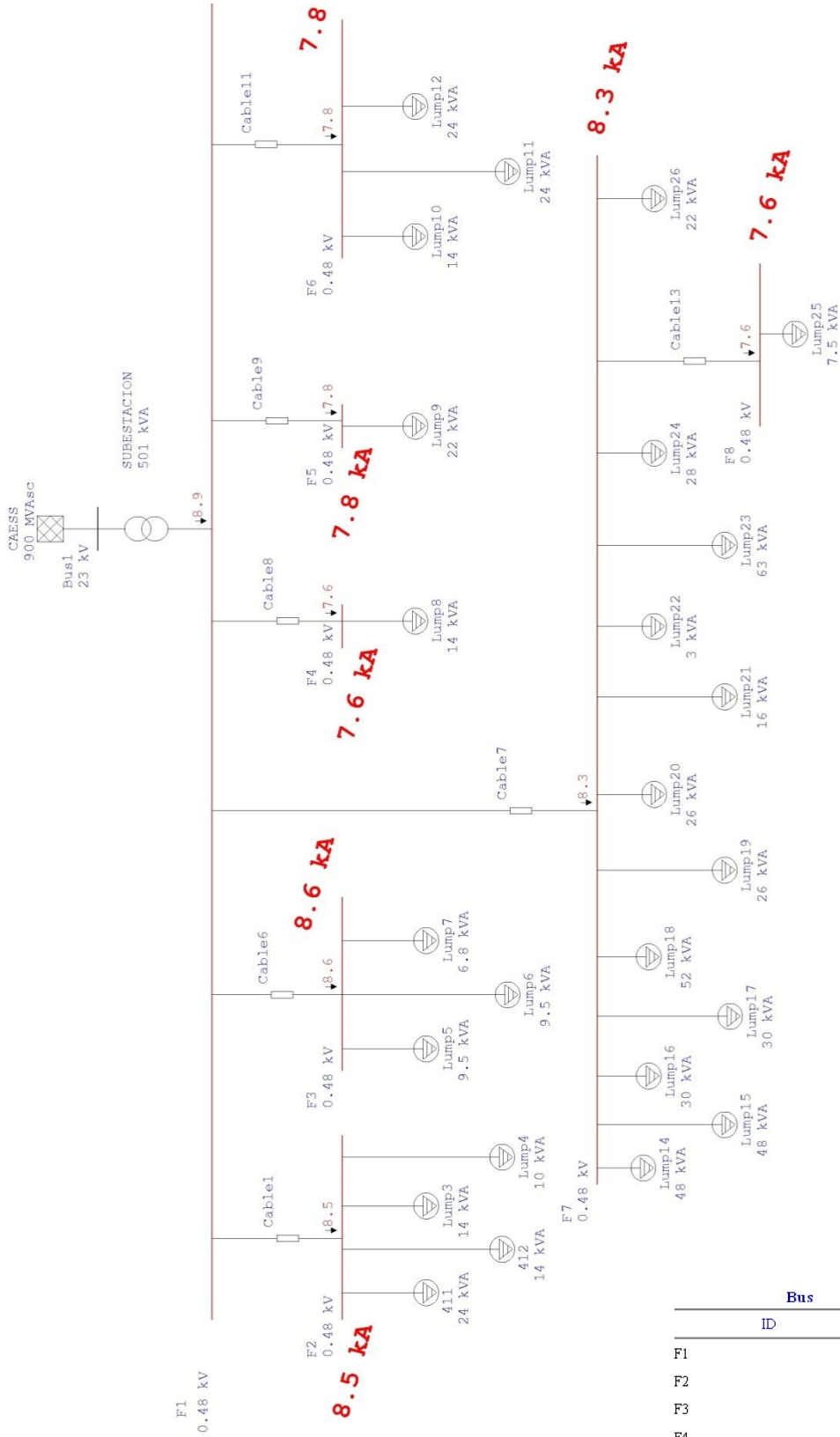
Bus	Teórico				ETAP			
	3 fases	1 fase	2 fases a tierra	2 fases	3 fases	1 fase	2 fases a tierra	2 fases
1	9465.59				8856.0			
2	9225.43				8537.0			
3	7578.04				8576.0			
4	6626.19				7618.0			
5	8502.27				7755.0			
6	7537.87				8296.0			
7	7928.28				7620.0			

Tabla 1.5: Resultados Estudio Cortocircuito Sistema Industrial

Un cálculo aproximado considerando que la corriente de cortocircuito únicamente proviene de la red involucra a la impedancia del transformador y utiliza la siguiente relación:

$$I_{CCKT} = \frac{kVA_{TRAF0}}{(\%Z_{TRAF0})(kV_{BASE})} = \frac{501}{(0.075)(0.48)} = 8035.03A$$

La relación anterior supone que la carga no aporta a la corriente de cortocircuito pero en el caso de Kontain específicamente esto no puede considerarse de esta forma dado que un gran porcentaje de la carga está compuesta por bombas, compresores y extrusores. Métodos rígidos como los de tablas pueden ofrecer resultados ligeramente más exactos a esta aproximación.



Bus ID	kV	3-Phase 30-Cycle
		Symmetrical kA
F1	0.480	8.856
F2	0.480	8.537
F3	0.480	8.576
F4	0.480	7.618
F5	0.480	7.755
F6	0.480	7.820
F7	0.480	8.296
F8	0.480	7.620

Fig. 1.7: Esquema simulado utilizando ETAP.
Se muestran en cada Bus las intensidades de Corriente de Corto Circuito para una falla trifásica.

>>> CAPITULO II COORDINACION DE PROTECCIONES

CAPITULO 2: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

2.1 Generalidades

La coordinación de las protecciones es uno de los elementos más importantes en el diseño de sistemas eléctricos industriales o de distribución, que consiste en el ordenamiento de los dispositivos de protección y el tiempo de disparo de estos cuando una condición anormal ocurre en una instalación eléctrica industrial ó sistema de distribución. La selección de las protecciones debe ajustarse al nivel de falla que puede ocurrir en cada uno de los puntos de la red y cuyos valores son los obtenidos por medio del Estudio de Cortocircuito. El ajuste de protecciones tiene como objetivo principal la extinción de la falla por medio del aislamiento de la zona defectuosa lo más rápido posible; aunque, involucra otros eventos derivados de inconvenientes que surgen de la no eliminación oportuna de una falla, por ejemplo, daños a personas por la ocurrencia de los arcos eléctricos, daño en maquinaria, garantizar continuidad del servicio eléctrico en todos aquellos puntos donde no hay falla, etc.

2.2 Criterios

El correcto ajuste de las protecciones está basado en dos criterios fundamentales: Coordinación y Selectividad; pero debe respetar en algunos casos 2 condiciones establecidas por transformadores y máquinas rotatorias conocidas como Punto de Inrush y Puntos ANSI.

Los puntos de Inrush y ANSI se vuelven importantes porque si no se cumplen los equipos que se desean proteger pueden dañarse si las corrientes que circulan por ellos sobrepasa los límites de tiempo y corriente que estos puntos establecen o las protecciones pueden dispararse en falso (sin que una falla ocurra) debido a la alta corriente de magnetización que se induce en los embobinados de las máquinas inductivas cuando se energizan. La curva característica de un dispositivo de protección debe estar por encima del punto Inrush y por debajo de los puntos ANSI.

2.2.1 Coordinación

Debe dispararse la protección que se encuentre más cerca de la falla, pero del lado de la fuente de energía, es decir aguas arriba de la falla (Fig. 2.1) y además la protección debe estar adecuada a la carga que maneja (Corriente Nominal) y a la máxima corriente posible de cortocircuito

(Capacidad interruptiva) que puede circular por el dispositivo de protección ya que ese será el máximo esfuerzo mecánico que soportará. Colocar una protección con menor capacidad interruptiva que la máxima falla posible puede derivar en la destrucción del dispositivo de protección.

2.2.2 Selectividad

El sistema de protecciones es “Selectivo” si los dispositivos tienen la capacidad de distinguir entre fallas verdaderas (cortocircuito y sobrecarga) y picos máximos permisibles de corriente (Arranque de motores y Punto de Inrush). En la red de distribución que estudiaremos solo se incluye Puntos de Inrush porque no es común que se conecten motores a este sistema.

La figura 2.1a y 2.1b muestran gráficamente los conceptos de Coordinación y Selectividad aplicados a una red de Distribución y a un Sistema Industrial.

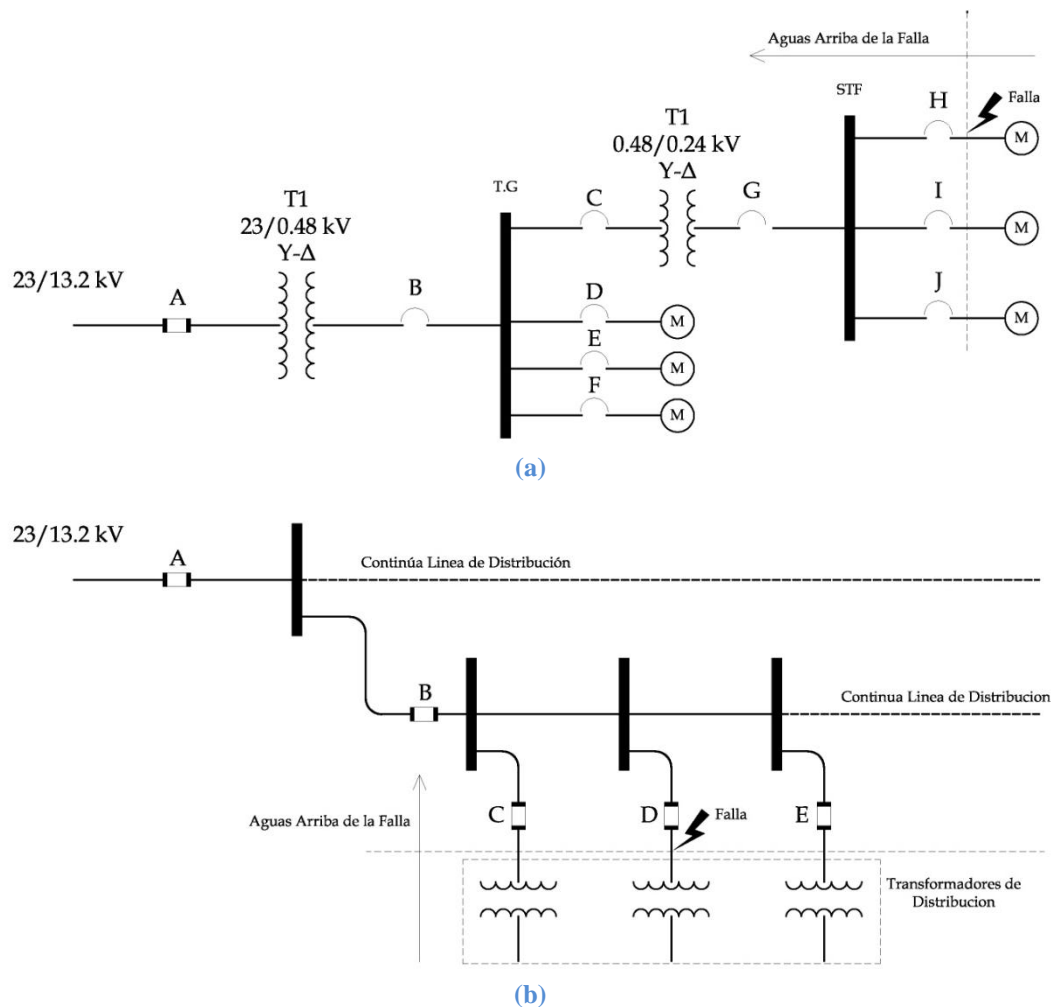


Fig. 2.1: Diagrama Unifilar (D.U) típico. (a) Instalación Industrial y (b) Red de Distribución Radial

Si la falla ocurriera en los puntos indicados en cada uno de los diagramas unifilares en el caso de la red de distribución el sistema es selectivo siempre y cuando logre diferenciar una verdadera falla de cualquier otro evento y estará coordinado para responder a cortocircuito o sobrecarga si activa la protección D para disipar la falla, porque es esta la protección inmediata aguas arriba del punto que presenta problemas. Si en lugar de la protección D, la primera en activarse es B, el sistema no está coordinado y en lugar de desenergizar un solo transformador la falta de coordinación obligará a desconectar 3 y el tramo de línea de distribución restante. El orden de disparo correcto para este caso debe ser D-B-A, si la falla ocurriera en los otros transformadores la coordinación tendrá que ser C-B-A y E-B-A, nótese que C, D y E deben de coordinarse con B por lo que si la coordinación de un dispositivo con B descoordina a las demás debe buscarse el punto donde las 3 protecciones estén coordinadas con B. El dispositivo de protección B únicamente se coordina con A. Dependiendo del tipo de protecciones que se utilicen y las combinaciones que se diseñen existirán criterios de ajuste de tiempo para mantener coordinado el sistema.

Similarmente se ordena el disparo de las protecciones en el sistema industrial, si la falla ocurre en el punto indicado el orden de accionamiento debe ser H-G-C-B-A, para una falla en ese punto cualquier otro orden de accionamiento es incorrecto. Si la falla ocurriera en los bornes secundarios del transformador T2 aguas arriba de STF la primera protección en actuar debe ser C y como el sistema debe seguir la secuencia H-G-C-B-A las protecciones A, B, G y H no verán en ningún momento la falla. Siempre se coordina desde la protección más cercana a la carga hasta la protección primaria de la instalación.

2.2.3 Punto Inrush

La corriente de magnetización Inrush es una condición transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador, cuando el voltaje aumenta repentinamente después de haber aislado una falla y el sistema se restablece o cuando se energizan dos transformadores en paralelo. Esta corriente fluye solo de la fuente hacia el transformador (Sin fluir fuera de él) razón por la que aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla y el dispositivo de protección debe permanecer estable durante este transitorio. La corriente inrush puede aparecer en las tres fases y en el neutro aterrizado del transformador, su magnitud y duración dependen de factores externos y de diseño como la impedancia de la fuente de alimentación, capacidad del transformador, conexión de los embobinados, etc. En el Anexo 1, la tabla 8 muestra las categorías

en que los transformadores se agrupan según su capacidad y la tabla 9 muestra como calcular el valor del Punto de Inrush

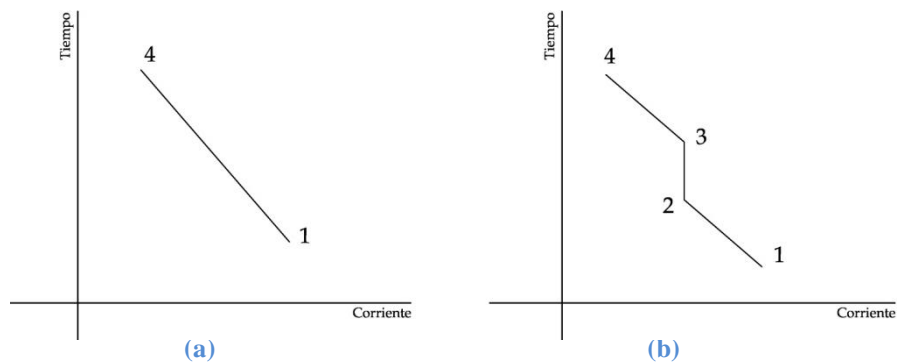


Fig. 2.2: (a) Puntos ANSI Transformadores Monofásicos, (b) Puntos ANSI Transformadores Trifásicos

2.2.4 Puntos ANSI

La norma americana establecen los puntos ANSI, los cuales determinan un punto que fija las características que deben satisfacer los devanados de un transformador para soportar sin resultar dañados por los esfuerzos térmicos y magnéticos producidos por un corto circuito en sus terminales considerando períodos definidos de tiempo, estos valores o puntos se expresan como múltiplos de la corriente a plena carga y se calculan utilizando la tabla 10 que se muestra en el Anexo 1.

2.3 Tipos de protecciones

2.3.1 Protecciones en Baja Tensión (Industrial)

Las protecciones más comunes en baja tensión son los fusibles, los interruptores automáticos Termomagnéticos y los relés de sobrecarga.

2.3.1.1 Los Fusibles

Son dispositivos conformados por dos extremos fijos conductores y un hilo metálico de bajo punto de fusión, cuando se excede la corriente nominal del fusible por un tiempo t el hilo se funde interrumpiendo así el paso de la corriente entre los dos extremos conductores eliminando rápidamente la falla. La Normativa Americana ANSI C37.42 establece 2 categorías de Fusibles, los de 1 elemento y los de 2 elementos (Fig. 2.3). Los Fusibles de 1 elemento no poseen ningún tipo de retardo, es decir que actúan rápidamente al producirse sobrecarga. Estos no son adecuados para proteger motores puesto que el elemento fusible se fundiría al momento del arranque. Los

fusibles de 1 elemento son tiras de algún metal, usualmente plata que tiene tramos más angostos llamados venas (o link) y que al ocurrir una sobrecarga simplemente se cortan.

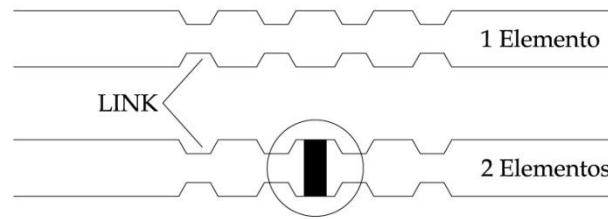


Fig. 2.3: Fusibles de 1 y 2 elementos

Los fusibles de 2 elementos tienen en algún punto de su tira metálica con venas un elemento con bajo punto de fusión que pretende cambiar los efectos térmicos de la zona que recubre para poder controlar mejor la operación del elemento fusible, estos dispositivos poseen un retardo de tiempo inherente al dispositivo y permiten la operación y protección de motores.

La normativa IEC también establece dos tipos de fusibles: de uso general (g) y de acompañamiento (a). La normativa IEC-269-1 (Clausula 5.7) establece códigos de 2 letras para los fusibles, la “a” indica que solo es capaz de interrumpir corrientes de cortocircuito y la “g” que tienen capacidad para sobrecargas y cortocircuito, estas letras se utilizan como primera letra. La segunda letra indica la categoría de utilización del fusible, estas letras pueden ser L (cables), R (semiconductores de potencia, rectificadores), M (Motores), etc. Por ejemplo un fusible gM tiene capacidad interrumpir sobrecarga y cortocircuito en compañía de motores. Son de nuestro interés los fusibles tipo M puesto que son los que se utilizan en ambientes industriales por su efectivo funcionamiento para interrumpir corrientes de fallas y para resistir el arranque de motores, debido a esto deben estar complementados con una protección térmica para interrumpir sobrecargas ya que su corriente de interrupción es de 4 veces su corriente nominal.

Los fusibles limitadores son de acción muy rápida, únicamente operan con grandes corrientes (de cortocircuito), tienen la capacidad de extinguir una falla incluso antes que esta alcance un cuarto de onda. Si se utiliza un fusible limitador debe utilizarse otro dispositivo que le de respaldo contra sobrecargas y deben coordinarse para que su operación sea adecuada. La respuesta de un fusible limitador se muestra en la Fig. 2.4 (b).

La curva característica de un fusible está dividida en 3 zonas. La Zona 1 es el rango de corrientes (hasta I_{max}) que el fusible permite que circulen sin ningún inconveniente a través de él, la zona 2 es el rango donde el fusible permite que circule un pico de corriente aceptable y espera un tiempo para que esa sobrecarga momentánea desaparezca y la zona 3 es la zona instantánea, actúa en unas cuantas milésimas de segundo para despejar un cortocircuito.

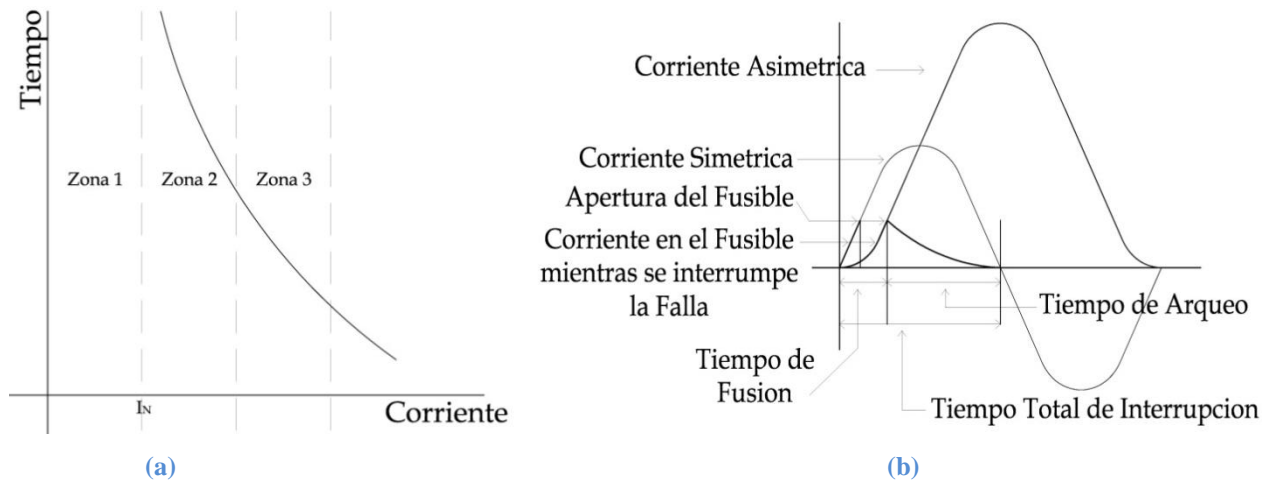


Fig. 2.4: (a) Tiempo de Respuesta típica de un Fusible y (b) Curva Característica de un Fusible limitador de Baja Tensión

2.3.1.2 Las Protecciones Termomagnéticas (Disyuntores)

Tiene dos tipos de elementos, uno térmico y uno magnético, el elemento térmico está conformado por una placa metálica que se deforma con el calor para interrumpir el paso de corriente cuando existe exceso de calor generado por corrientes de sobrecarga. El elemento magnético está formado por una bobina alrededor de un núcleo, esta parte se activa cuando el exceso de corriente genera un campo magnético suficiente para separar los contactos y abrir el circuito, esta protección se activa de forma “instantánea” y protege cuando se presenta una corriente elevada de cortocircuito. Cuando se especifica una protección Termomagnética se deben indicar sus características individuales, es decir su característica magnética y térmica las cuales reciben el nombre de disparadores “a” y “n” respectivamente. Es posible regular el tiempo de accionamiento entre “a” y “n”, en ese caso es necesario especificar el disparador “z” o disparador de retardo breve. Las características “a”, “n” o “z” no están disponibles para todos los dispositivos de protecciones, lo más comunes tienen únicamente “a” y “n” y son valores invariables, en cambio, los dispositivos de protección de grandes capacidades sí poseen los 3 disparadores y por lo tanto tienen la ventaja de poder ajustarse según se requiera.

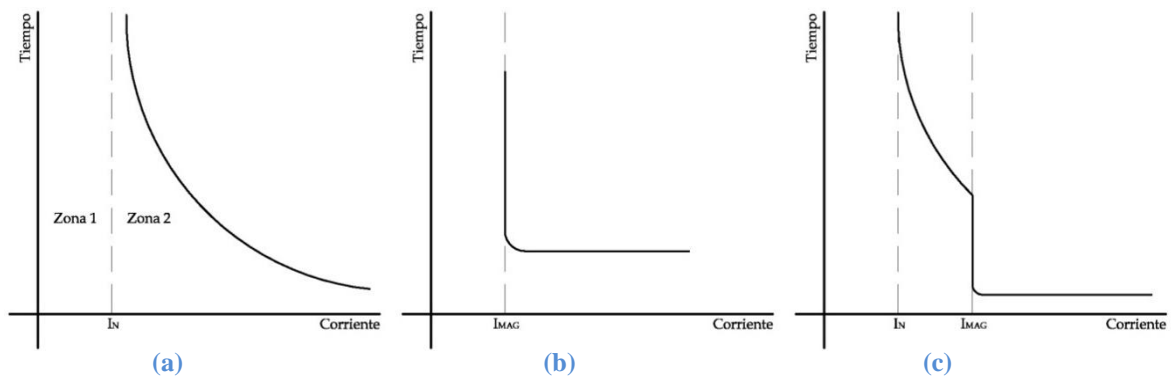


Fig. 2.5: Curvas características de los disyuntores. (a) Propiedad Térmica, (b) Magnética y (c) Termomagnética. En El Anexo4 se muestra una familia de curvas para dispositivos Termomagnéticos

La característica térmica tiene 2 zonas de funcionamiento, la primera corresponde a las corrientes menores a la corriente nominal y donde opera normalmente. La segunda zona es a corrientes mayores a la nominal y que dependiendo de su duración e intensidad pueden ser corrientes permisibles (arranque) o sobrecarga. A mayor corriente menor será el tiempo de respuesta. Cuando se juntan ambas características se obtiene la curva Termomagnética la cual tiene la capacidad de proteger contra sobrecarga y cortocircuito sin necesidad de ningún otro dispositivo de respaldo.

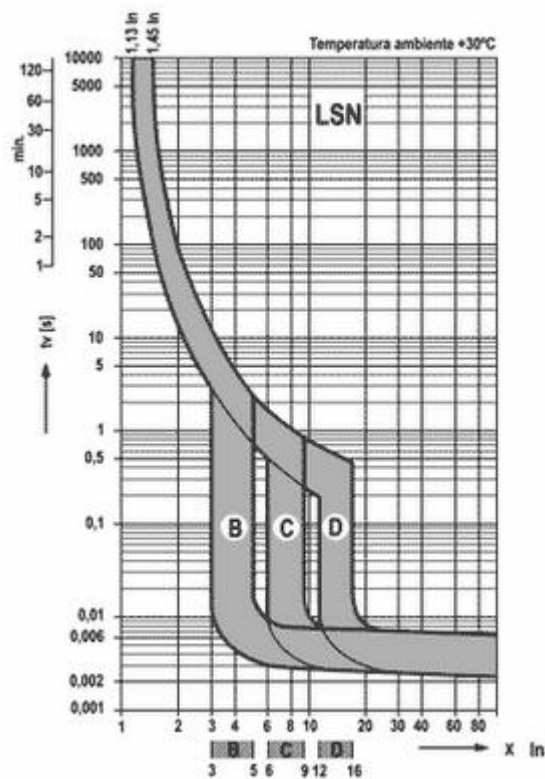


Fig. 2.5b: Familia de Curvas interruptores Termomagnéticos

2.3.1.3 Relé de sobrecarga y sobrecorriente

Las protecciones de relé tiene como principal trabajo monitorear constantemente la corriente en cada fase con el objetivo de detectar cualquier intensidad anormal que ponga en riesgo la seguridad de las instalaciones ordenando la activación de algún dispositivo físico que deberá ejecutar alguna acción para extinguir la condición anormal. Básicamente el relé es la parte que se encarga de detectar y actuar sobre otro dispositivo que si tiene capacidad real de corte.

El tiempo en que la protección actúa depende directamente de la corriente que circula a través del transformador de corriente y puede ser de tiempo definido cuando supera el umbral previamente calibrado, para esta caso puede operar de forma instantánea (50) o forma retardada (51) o bien puede ser de tiempo inverso cuya operación depende del tiempo (t) según una función exponencial establecida por la ecuación 2.1.

$$(Ec 2.1) \quad t = TMS \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right)$$

<p>t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente) I = Corriente que mide el Relé (variable independiente) α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé I_s = Corriente de Arranque del Relé TMS = Constante de ajuste del Relé K = Constante de ajuste del Relé C = Constante de ajuste del Relé</p>

Los valores para α , K y C dependen de las normativas IEC o ANSI, los valores establecidos para dichos parámetros se muestran en la tabla 11 del Anexo 1.

2.3.2 Protecciones en Alta Tensión (Distribución)

Las protecciones más comunes en alta tensión son los fusibles, los reconectadores automáticos y los relés de sobrecarga.

2.3.2.1 Los Fusibles

Las protecciones más comunes en la red de distribución son los fusibles tipo T y K. Estos fusibles tienen una curva característica similar a los fusibles de baja tensión, sin embargo en los de alta tensión se presentan por cada dispositivo 2 curvas, una es el tiempo mínimo de Fusión y la segunda es el tiempo máximo de aclaramiento de la falla. El tiempo mínimo de fusión relaciona

la corriente con el tiempo mínimo al cual el fusible se funde y la curva de Máximo tiempo de aclaramiento es el margen de tolerancia (en corriente) que soporta el fusible. En la tabla 5 se muestran las capacidades de corriente permanente para diversos tipos de elementos fusibles. Rara vez se encuentran ambas curvas en el mismo grafico y por lo general se deben utilizar dos gráficos diferentes como se muestra en el anexo 4.

Los fusibles K y T se denominan comúnmente como fusibles rápidos y lentos respectivamente, esto depende de la razón de velocidad de cada fusible, esta es la relación que hay entre la corriente mínima de fusión a 0.1 segundos y 300 segundos para fusibles menores a 100A y entre 0.1 y 600 segundos para fusibles mayores a 100A. la razón de velocidad para los tipo K es de 6 a 8 mientras que para los tipo T es de 10 a 13. Proteger transformadores con fusibles tipo T es recomendado puesto que su curva se asemeja a la curva de calentamiento de un transformador. La Fig. 2.6b muestra dos fusibles de 10A tipo K y T para comparar sus respectivas curvas y las diferencias entre la razón de velocidad de cada uno.

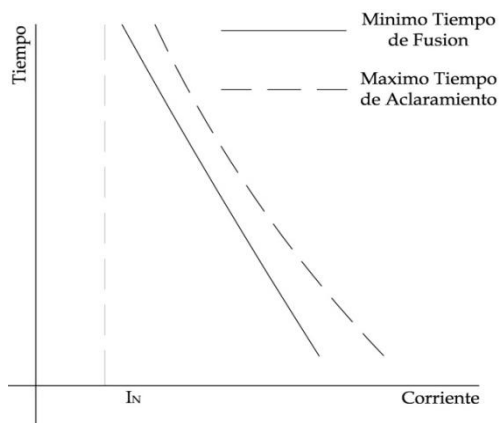


Fig. 2.6: Curvas características Fusibles tipo T y K para Alta Tensión

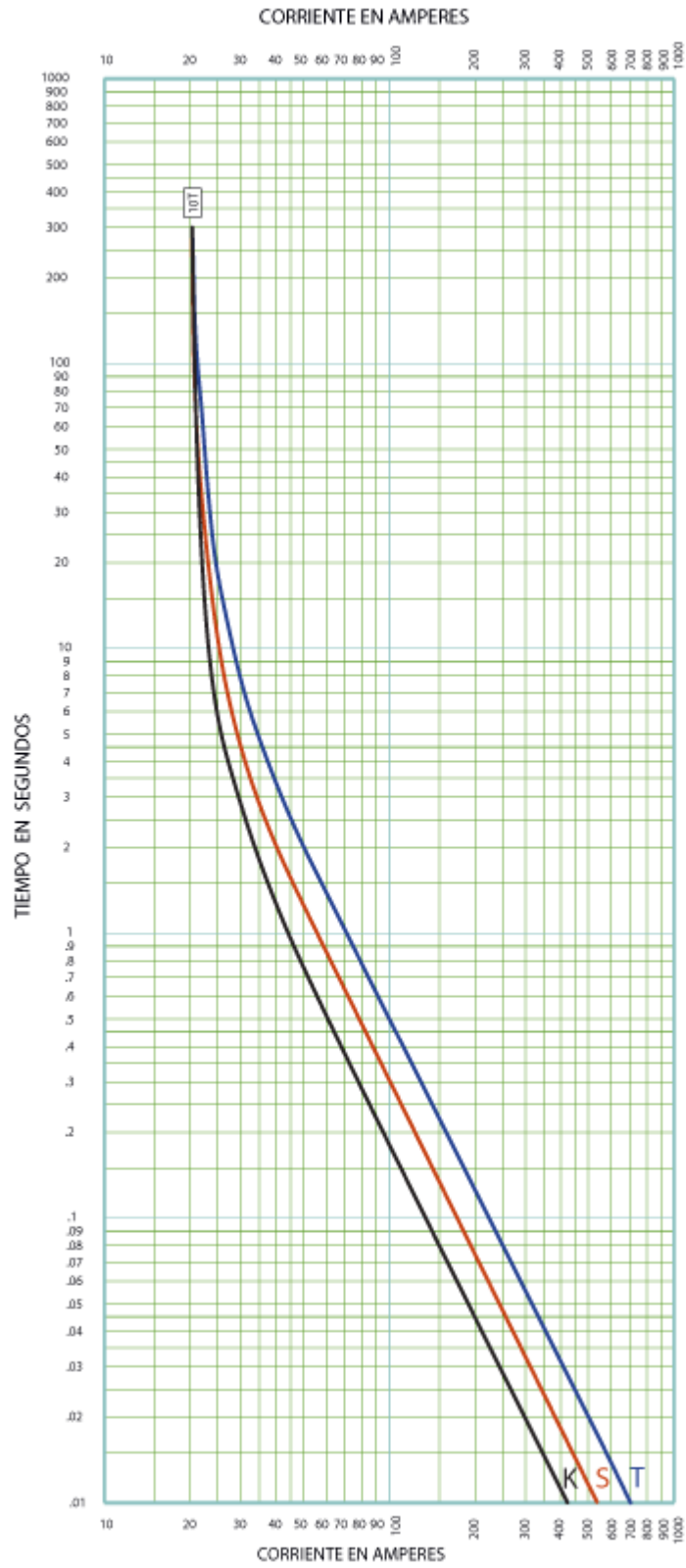


Fig. 2.6b: Curvas características de mínimo tiempo de fusión para Fusibles de 10A tipo K y T

2.3.2.2 El Reconectador (Recloser)

Es un dispositivo que se utiliza en líneas de distribución especialmente, dado que la mayoría de fallas que suceden en una línea de distribución son momentáneas, este dispositivo es capaz de desconectar la línea al reconocer una falla y conectarla nuevamente luego de un tiempo suficiente para que la falla se aclare y si la falla persiste lo vuelve a intentar de nuevo un número predeterminado de veces (usualmente 3), si luego de dichos intentos la falla persiste el Reconectador no intentará hacerlo más ya que considera que la falla es permanente. La curva característica del Reconectador en la Fig. 2.7 consta de dos trazos. El trazo A se le llama curva de disparo rápido y al trazo C se le denomina curva de disparo Lento.

El funcionamiento completo del Reconectador se representa en la Fig. 2.8, si ocurre una falla en la zona de protección del Reconectador entonces este responde de forma inmediata según la curva rápida en el tiempo t_a y permanece abierto durante 1 segundo usualmente y luego cierra sus contactos, Si la falla se eliminó el Reconectador permanecerá cerrado de lo contrario opera nuevamente según la curva rápida “A”, si la falla persiste entonces la falla se mantendrá por el tiempo t_c (curva lenta) e intentara una última reconexión por un tiempo t_c , si la falla persiste el recloser se abrirá definitivamente.

El reconectador tiene la característica que cuando se abre puede desconectar tramos muy grandes de línea con elevadas cargas a diferencia de los seccionadores o fusibles que se encargan de separar tramos más pequeños o cargas específicas. Los reconectadores se pueden utilizar para interconectar subestaciones (Red de Distribución Tipo Malla) y con esto generar un circuito redundante.

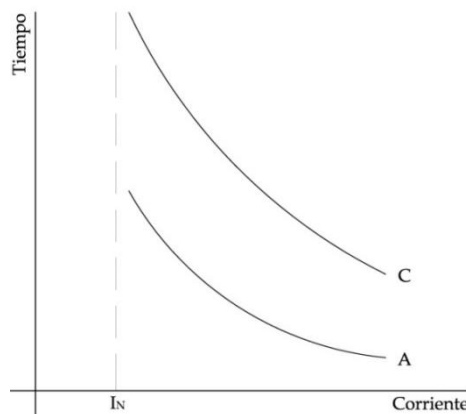


Fig. 2.7: Curvas características Reconectador (Recloser)

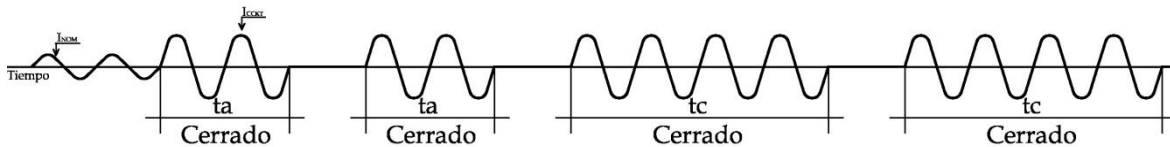


Fig. 2.8: Funcionamiento del Reconectador con respecto al tiempo

Los reconectores pueden ser utilizados en cualquier punto del sistema siempre y cuando se especifique un dispositivo adecuado, sin embargo hay 4 ubicaciones comunes para instalarlos:

1. En Subestaciones de Potencia como protección del alimentador primario
2. En líneas de distribución alejados de la subestación, para seccionalizar alimentadores largos.
3. En ramales importantes desde el alimentador principal
4. En pequeños ramales monofásicos

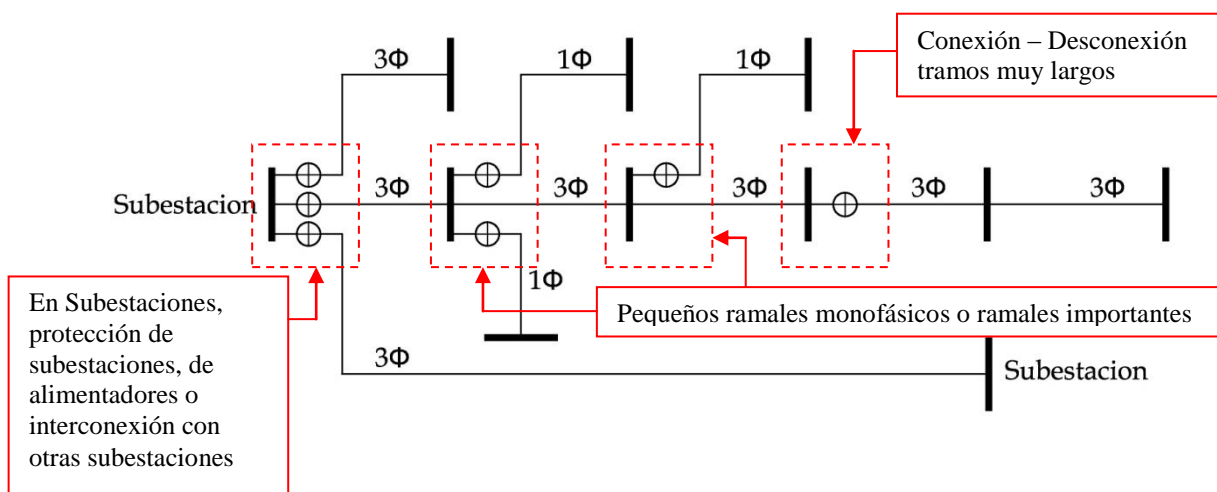


Fig. 2.9: Posibles puntos para ubicar Reconectores

2.3.2.3 Los Seccionalizadores

Se conectan aguas debajo de los reconectores y no tiene curvas de tiempo contra corriente, estos dispositivos se utilizan en zonas donde se debe rehabilitar el servicio de energía eléctrica con gran rapidez por lo que los fusibles no son útiles y además no se justifica el uso de otro reconector. Se instalan aguas debajo de un reconector y se encarga de contar los pulsos de corriente que permite pasar un reconector cuando opera y para coordinarse debe ajustarse para

que se abra en una acción menos que el reconectador aguas arriba. Se coordinan con reconectores únicamente por sus corrientes nominales y secuencias de operación. Una característica importante es que no cuenta con curvas corriente – tiempo como el resto de dispositivos de protección.

2.4 Coordinación de Protecciones para los Casos de Estudio

La coordinación de las protecciones se realiza por medio de las curvas características de operación de los dispositivos de protección, usualmente estas curvas son proporcionadas por los fabricantes, sin embargo hacerlo de esta manera es complicado en el caso que se tengan sistemas grandes. Este inconveniente en la actualidad se soluciona de forma muy simple al utilizar un programa de computadora el cual contenga en su base de datos las curvas deseadas. Durante el ajuste de la coordinación es deseable que las curvas de las protecciones no se traslapen entre sí; una zona de traslape significa que cualquiera de las protecciones en ese punto común puede activarse restándole coordinación al sistema, sin embargo es una condición que rara vez se cumple debido a la forma tan variada en las curvas de las protecciones.

La coordinación de los elementos de baja y alta tensión depende de las combinaciones que se puedan presentar, la tabla 2.1 muestra los criterios de separación de tiempo entre curvas características de dispositivos de protección para coordinar correctamente su accionamiento. En el Anexo 3 se detalla gráficamente estos criterios de tiempo.

	Combinación	Tiempo de Separación entre Curvas
BT	Fusible - Fusible	100 ms
	TM – Fusible	100 ms
	Fusible – TM	50 ms
	TM – TM	150 ms
AT	Fusible - Fusible	$T1 / T2 < 0.85$
	Fusible - Reconectador	Criterio Grafico (Ver Anexo 5)
	Reconectador - Fusible	2 Operaciones Lentas del Reconectador
	Reconectador - Reconectador	

Tabla 2.1: Separación de Tiempo entre Curvas de Protecciones para mantener coordinación entre ellas.

Para los casos de estudio se deben de tomar los resultados de cortocircuito que se obtuvieron en el Capítulo 1 y con esto poder especificar las capacidades interruptiva de las protecciones que se deseen coordinar.

2.4.1 Coordinación de Protecciones de Red de Distribución

Para coordinar protecciones es necesario utilizar un programa de computadoras ya que cualquier otro método para realizar este trabajo sería muy complicado, sin embargo cuando en una línea de distribución como la que aquí se analiza es común colocar principalmente fusibles y estos pueden coordinarse sin necesidad de conocer sus curvas características, para esto se utilizan las tablas 6 y 7 de Anexo 1 (El uso de las tablas 6 y 7 se muestra en el Anexo 5). Se coordinan en ese trabajo las protecciones del alimentador principal el cual incluye un Reconectador y además se realiza la coordinación de uno de los tramos que se derivan de uno de los puntos principales de la red (Barra 14) por lo que es necesario determinar las capacidades máximas de corriente de cortocircuito en ese punto (Anexo 1)

Gráficamente las curvas se visualizan con la Herramienta Power Plot de ETAP, basta conocer las intensidades de cortocircuito y las corrientes nominales que circulan por esas líneas para poder ajustar las protecciones. Los tramos y las protecciones a coordinar se muestran en la Fig. A10.1 y A10.2

Coordinación entre Recloser y Fusible:

Se coordinará el Fusible ubicado entre las barras 8 y 9 por el cual circula una corriente nominal de 128 A y el Fusible que protege el alimentador de la carga que se concentran en la barra 14, por ese alimentador circulan 32A.

Se inicia seleccionando el dispositivo que está siendo protegido, en este caso el fusible F14 (Fig. A10.2), se determina que es posible utilizar un fusible tipo 40T y que debe soportar una intensidad de falla trifásica de 5000A. En la Barra 9 donde se conecta el Reconectador, la intensidad de falla es de 5300A. De la tabla 7 en el Anexo 1 podemos ver que un Fusible 40T y uno 100T pueden coordinarse efectivamente hasta una corriente de cortocircuito de 9700A lo cual es mayor que los 5000A de cortocircuito en la barra 14. Al seleccionar estos fusibles y modelarlos en la Interface PowerPlot de ETAP se puede ver que las curvas de los fusibles no se traslapan.

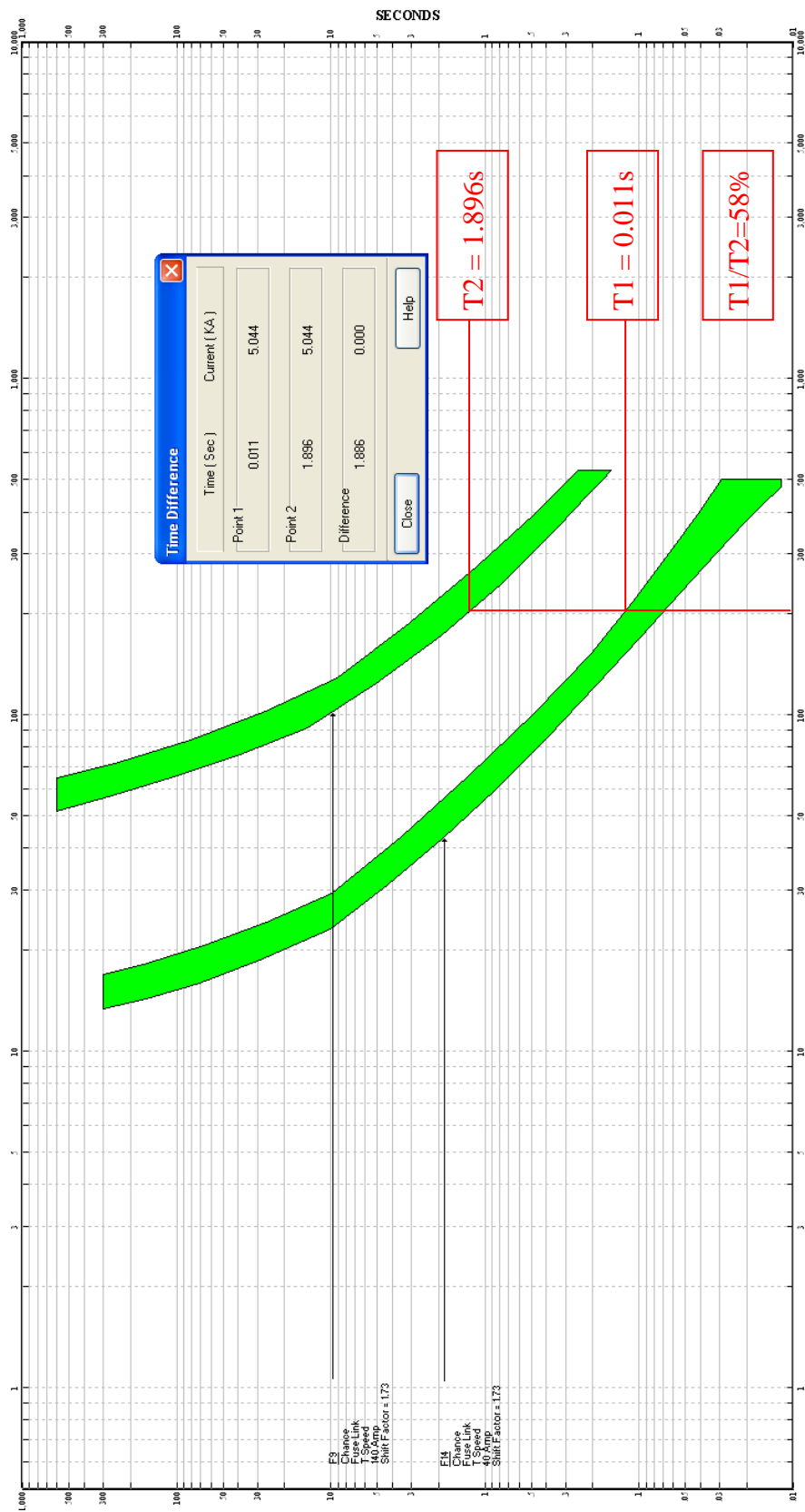
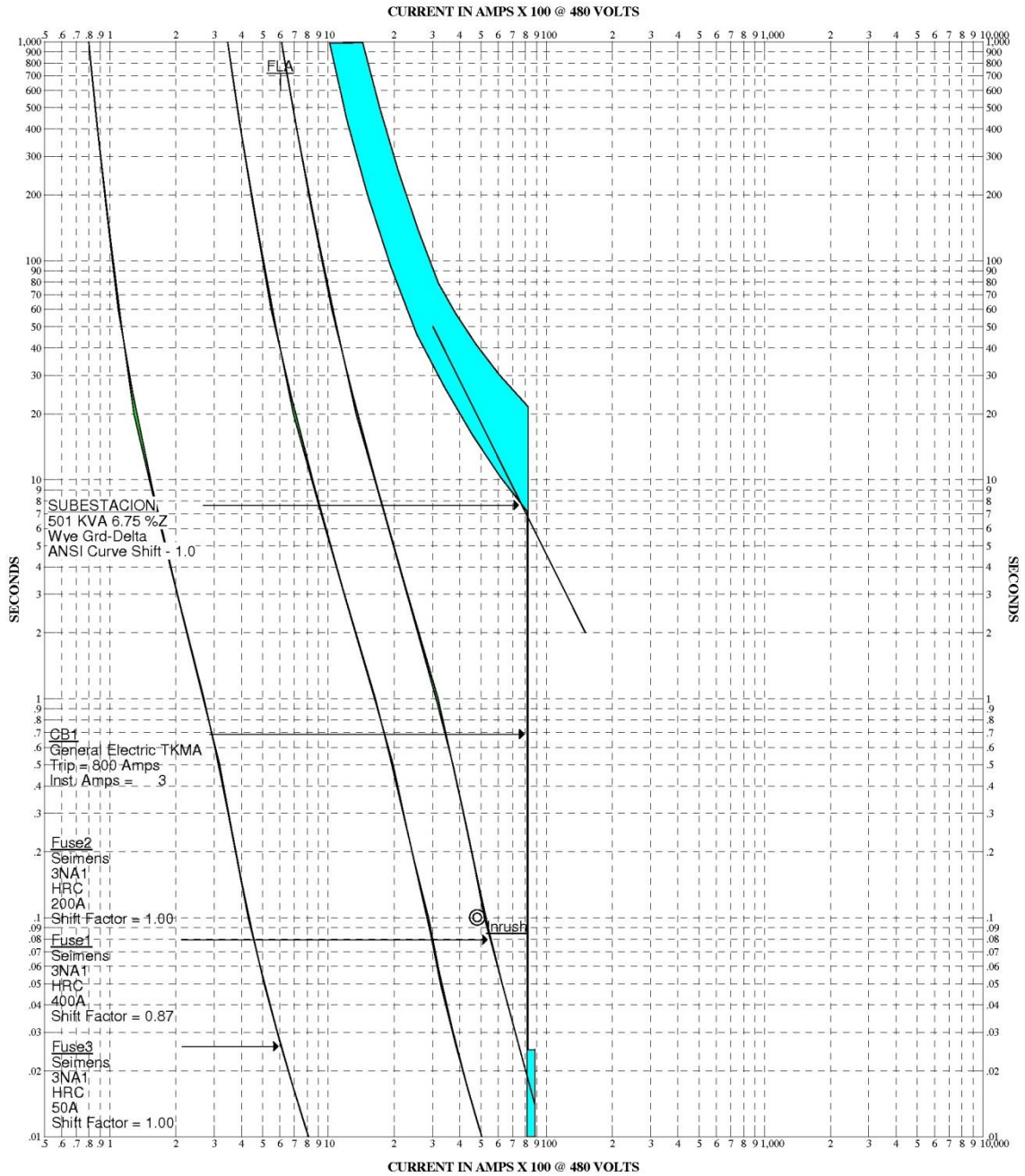


Fig. 2.9: Coordinación de Protecciones entre fusibles de tipo T para 40 y 140 A. En el recuadro se observa claramente que durante una falla Aguas debajo de F14 será el fusible de 40A el que responderá primero extinguiendo la falla y aislando ese punto del resto del sistema.

2.4.2 Coordinación de Protecciones en Baja Tensión

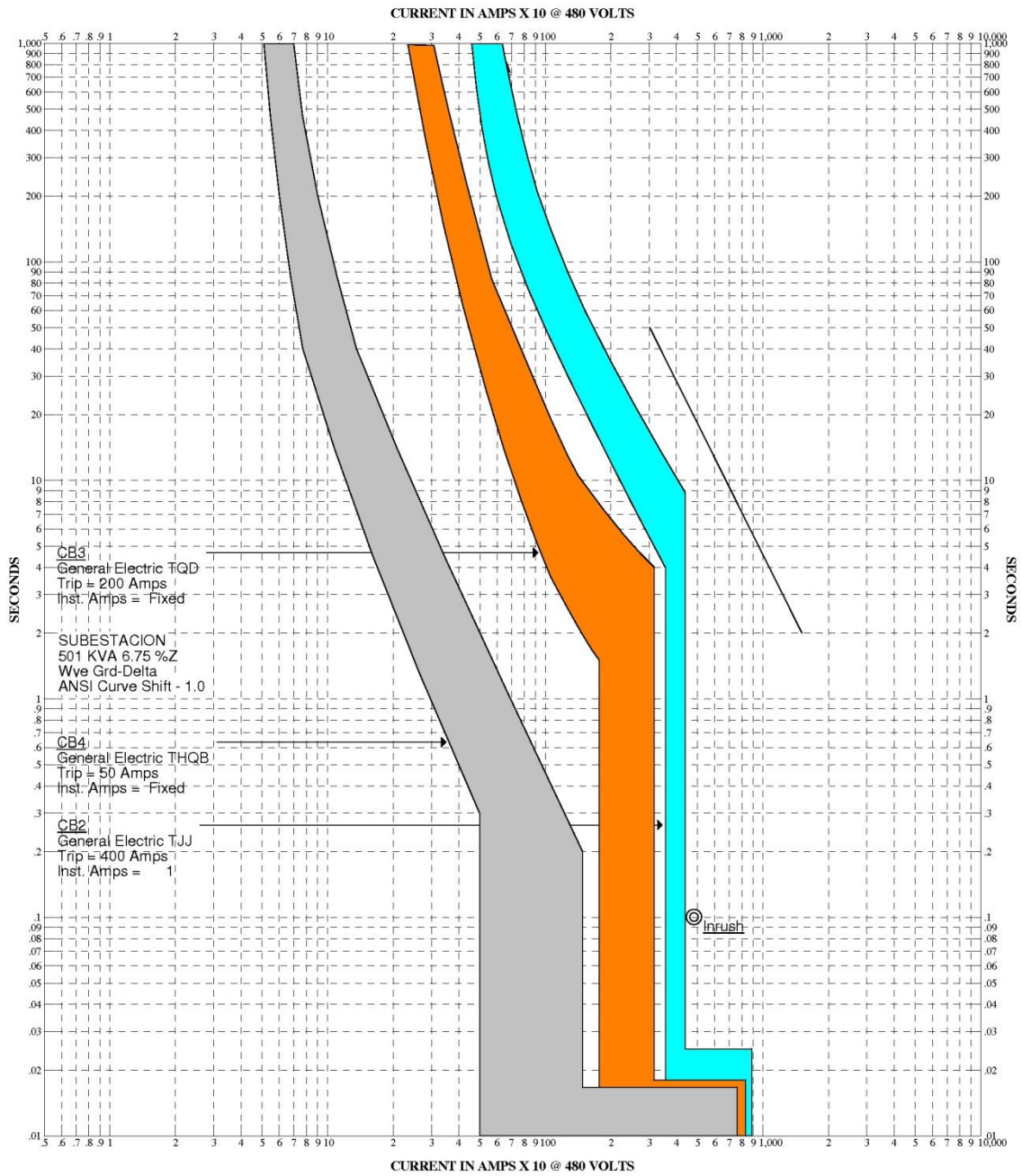
Se presentan 2 opciones de coordinación, la primera incluye fusibles y un interruptor termomagnético como MAIN, las instalaciones de Kontain actualmente se protegen de esta forma. La segunda opción únicamente se realiza con interruptores Termomagnéticos, esta opción ofrece mejor protección porque se ajusta de mejor forma a las curvas de los dispositivos alrededor de él y la coordinación es más simple.

Las figuras 2.10 y 2.11 muestran estas dos opciones de coordinación para el caso de baja tensión.



Company	TIME-CURRENT CURVES	PowerStation TCC
Circuit		Fault
Project		Date
Facility		Engineer

Fig. 2.10: Coordinación de Protecciones en baja tensión para Kontain utilizando dispositivos Fusibles.



Company	TIME-CURRENT CURVES	PowerStation TCC
Circuit		Fault
Project		Date
Facility		Engineer

Fig. 2.11: Coordinación de Protecciones en baja tensión para Kontain utilizando dispositivos Termomagnéticos.

>>> CAPITULO III FLUJO DE CARGA

CAPITULO 3: ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA

3.1 Generalidades

El análisis de flujo de potencia tiene gran relevancia en el diseño de sistemas de potencia, ya sea en la etapa de diseño de sistemas nuevos o en la expansión de sistemas de potencia existentes e incluso diariamente ya que las compañías distribuidoras necesitan de esa información constantemente para evitar sobrecargas en la red y/o caídas de voltaje peligrosas. De forma muy resumida, el objetivo del análisis de flujo de potencia permite definir la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra del sistema, pero principalmente las potencias real y activa que circulan en cada línea. Con la información de Voltaje y Potencia obtenidos es posible determinar la corriente. Este estudio permite conocer las pérdidas de potencia a lo largo de las líneas de transmisión o distribución.

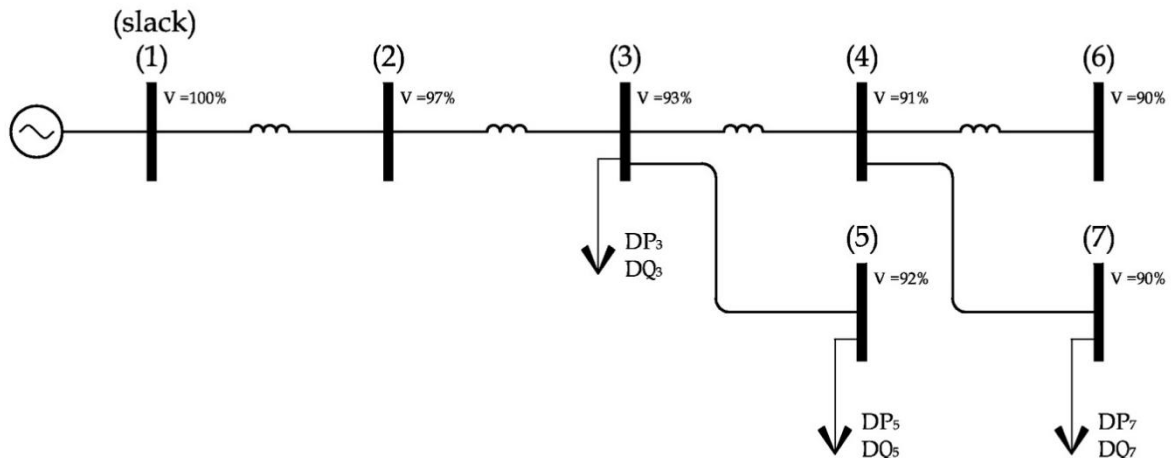


Fig. 3.1: Red de distribución Radial

3.2 Solución del Flujo de Carga

Realizar un estudio de flujo de potencia es relativamente sencillo dado que sus métodos de resolución son simples, sin embargo cuando este análisis es necesario para un sistema real en donde la cantidad de barras y elementos en el sistema es elevado se precisa de un método computacional que proporcione datos más fiables, porque un análisis teórico es muy complicado y notablemente largo. Ya sea que el análisis se desarrolle a mano o se utilice un programa de computadora los métodos para la solución del problema son los mismos, GAUSS-SEIDEL o NEWTON-RAPHSON generalmente. Usualmente se prefiere NEWTON-RAPHSON porque ofrece mejores resultados, lo cual se explica más adelante.

En el estudio de Flujo de carga intervienen 4 parámetros: potencia real P, la potencia activa Q, el voltaje |V| y el ángulo del voltaje δ ; el ángulo δ es la diferencia angular de voltaje entre cualquier barra y la barra de compensación (Slack), se debe asumir que alguna barra tiene ángulo cero con el objeto de simplificar el análisis.

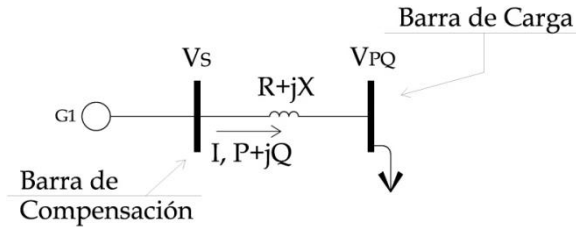


Fig. 3.2: Modelo de 2 Barras para un sistema Eléctrico

El objetivo del flujo de carga es determinar voltajes, potencias reales y reactivas en cada punto de un red eléctrica y sus alcances permiten conocer como fluyen las potencias P y Q en la red, los voltajes en los nodos, las perdidas en la red, alternativas para planificar sistemas o ampliar sistemas existentes, evaluar efectos de perdidas temporales de generación, etc.

El flujo de carga a través de una línea eléctrica como la que se muestra en la Fig. 3.2 se determina considerando que

$$V_S = |V_S| \angle \delta \quad \text{y} \quad V_{PQ} = |V_{PQ}| \angle 0^\circ$$

Lo anterior muestra un desfase de δ grados entre el bus infinito y la barra donde se conecta la carga. Dado que el contenido resistivo de la línea de distribución es muy pequeño se desprecia y solo se toma en cuenta la componente reactiva por lo que la corriente I y su respectivo conjugado (I^*) se representa como sigue:

$$I = \frac{|V_S| \angle \delta - |V_{PQ}| \angle 0^\circ}{jX} \quad \text{y} \quad I^* = \frac{|V_S| \angle -\delta - |V_{PQ}| \angle 0^\circ}{-jX}$$

$$S = P + jQ = V_S I^* = \frac{(|V_S| |V_{PQ}| \angle -\delta) - |V_{PQ}|^2}{-jX} = \frac{|V_S| |V_{PQ}| (\cos \delta - j \sin \delta) - |V_S|^2}{-jX}$$

$$S = P + jQ = \frac{j |V_S| |V_{PQ}| (\cos \delta - j \sin \delta)}{X} - \frac{j |V_S|^2}{X} = \frac{j |V_S| |V_{PQ}| \cos \delta}{X} + \frac{|V_S| |V_{PQ}| \sin \delta}{X} - \frac{j |V_S|^2}{X}$$

$$S = P + jQ = \frac{|V_S| |V_{PQ}| \sin \delta}{X} + \frac{j}{X} [|V_S| |V_{PQ}| \cos \delta - |V_S|^2]$$

De donde:

$$P = \frac{|V_S||V_{PQ}|}{X} \text{Sen}\delta \quad \text{y} \quad Q = \frac{|V_{PQ}|}{X} [|V_S| \text{Cos}\delta - |V_{PQ}|]$$

De las ecuaciones que obtenidas para P y Q se puede observar que la potencia real P tiene dependencia de δ y la potencia activa tiene dependencia de $|V|$. La transferencia de potencia real depende solo de δ , el máximo de potencia transferida ocurre cuando $\delta = 90^\circ$ y aunque δ puede tomar cualquier valor son los criterios de estabilidad los que determinaran cual puede su valor máximo. Por su parte, la potencia Q depende de las magnitudes de los voltajes en ambos extremos y fluirá en dirección del voltaje de menor magnitud.

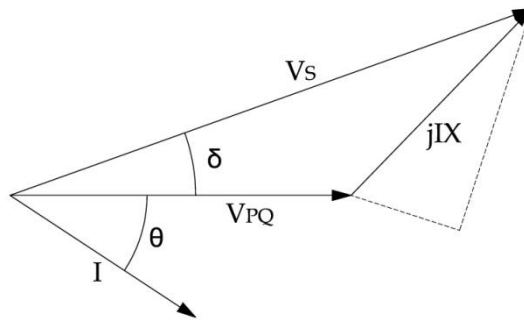


Fig. 3.3: Representación Fasorial de los voltajes de barra para el sistema mostrado en la Fig. 3.1

Si un sistema requiere de mayor potencia eléctrica debe incrementarse la potencia mecánica de entrada, como consecuencia la velocidad de rotor aumentará, el voltaje del sistema debe mantenerse constante (es una condición indispensable en el bus infinito) entonces la única alternativa es aumentar o disminuir δ para regular la potencia eléctrica y mantener constantes los voltajes, además el aumento de δ conllevará un aumento θ y de la corriente.

Las relaciones descritas tiene como efecto directo que el simple hecho de generar MW en exceso tiende a elevar la frecuencia del sistema (hay cambios en δ debido a la relación ángulo - frecuencia) y además un incremento de MVAR tiende a elevar el voltaje, los cambios en la frecuencia se verán en todo el sistema, pero los cambios en el voltaje son locales y se percibirán de formas distintas en cada barra del sistema. Ambos tipos de potencia real y reactiva contribuyen a las pérdidas en la línea por lo que es importante reducir el flujo de potencia reactiva para disminuir dichas pérdidas.

3.3 Flujo de Carga Radial

Típicamente el análisis de flujo de potencia se realiza para sistemas de transmisión porque este es un sistema trifásico balanceado y los generadores están directamente conectados a las barras de estos sistemas por lo que el principal interés en conocer los flujos de cargas le pertenece a este sistema, sin embargo es posible realizarlo en sistemas de distribución y nuestro interés se centra en las líneas de distribución tipo radial, específicamente un tramo de la línea de distribución de San Salvador. En el caso del flujo de carga en la red de Distribución se pueden hacer algunas consideraciones que simplifican las ecuaciones que se utilizan aprovechando la estructura arborescente de este tipo de redes radiales, por lo que el análisis en red de distribución se denomina Flujo de Carga Radial. La estructura arborescente indica que hay un único camino desde cualquier nodo a la subestación que suministra potencia. Se utiliza la simplificación del algoritmo iterativo Newton – Raphson y se asume que el sistema es balanceado.

En el estudio de Flujo de Carga hay dos categorías principales según los parámetros que se especifiquen:

- **Nodo de Potencia Controlada PQ:** En este tipo de nodo se especifica la potencia activa inyectada neta y la potencia reactiva inyectada neta y busca calcular por medio del flujo de carga la magnitud y ángulo de la tensión en dicho nodo.
- **Nodo de tensión controlada PV:** En este tipo de nodo se especifica la potencia inyectada neta y la magnitud de tensión siendo la variable a calcular la potencia reactiva inyectada neta y el ángulo de la tensión.

Las ecuaciones que rigen el flujo de carga radial son:

$$\begin{aligned}
 p_i &= D_{pi} + \sum_j p_j + \frac{p_i^2}{V_k^2} R_i \\
 q_i &= D_{qi} + \sum_j q_j + \frac{q_i^2}{V_k^2} X_i \\
 V_i^2 &= V_k^2 + \frac{p_i^2 + q_i^2}{V_k^2} (R_i^2 + X_i^2) - 2 R_i p_i + X_i q_i
 \end{aligned}$$

pi:	Potencia activa que fluye al comienzo de la rama i
pj:	Potencia activa de la rama j aguas debajo de la rama i
qi:	Potencia reactiva que fluye al comienzo de la rama i
qj:	Potencia reactiva de la rama j aguas debajo de la rama i
Dpi:	Demanda de potencia activa en el nodo i
Dqi:	Demanda de potencia reactiva en el nudo i
Vi:	Tensión en el nodo i
Vk:	Tensión en el nodo k aguas arriba del nodo i
Ri:	Resistencia de la rama i
Xi:	Reactancia de la rama i

Ecuaciones 3.1: Grupo de Ecuaciones que rigen el cálculo del Flujo de Potencia en una Red Radial

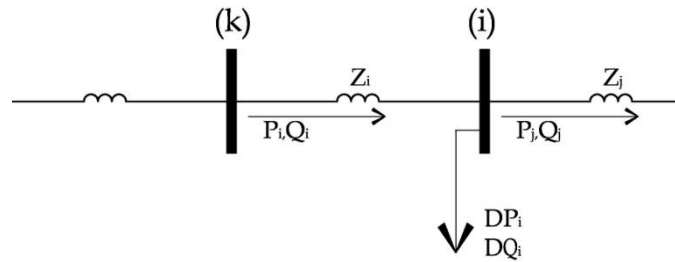


Fig. 3.4: Identificación de las variables de las Ecuaciones 3.1

Nótese que en el grupo de Ecuaciones 3.1 no se ha tomado en cuenta el ángulo del voltaje δ , esto se debe a que una Red Radial se aplica por lo general a una red de distribución en donde hay una única fuente de energía, es decir, la subestación donde se encuentra el nodo al que un circuito radial se conecta y por lo tanto no es de interés prioritario conocer a lo largo del circuito el valor del ángulo puesto que no hay ninguna otra fuente de energía con la que la subestación deba sincronizarse (Estabilidad), además los circuitos radiales son de pequeñas dimensiones en comparación con la red de distribución tipo malla de un sistema eléctrico (La red de distribución que interconecta subestaciones de distribución) o incluso de la red de transmisión nacional. Lo anterior no significa que no pueda calcularse dicho ángulo, una vez finalizado el proceso iterativo de las ecuaciones 3.1 es posible calcular el ángulo utilizando otras ecuaciones adicionales, pero se enfatiza la carencia de significado relativo que este parámetro pueda tener en un sistema de distribución de tipo Radial. Los nodos de una red de distribución serán para nuestro caso de estudio de tipo PQ debido a que no hay generadores distribuidos conectados a la red y por lo tanto son siempre puntos de consumo.

Se mencionó antes que los principales métodos de análisis de flujo de potencia son NEWTON-RAPHSON o GAUSS-SEIDEL. Ambos métodos son iterativos, los métodos iterativos de alguna forma representan otra opción diferente a los métodos de eliminación. El método de GAUSS-SEIDEL es el método más utilizado y requiere para iniciar su proceso de un sistema de ecuaciones, para nuestro sistema a analizar estas ecuaciones se obtendrán de la matriz de admitancias Y_{bus} (o bien la de impedancias Z_{bus} , la que resulte más sencilla para el lector, la obtención de estas matrices se muestra en el Anexo 5). Además del sistema de ecuaciones se deben de proporcionar valores iniciales, la forma más común de obtener estos valores iniciales es suponer que todas las variables excepto una son cero. El valor que se obtiene aquí se sustituye en la siguiente ecuación, se escoge otra variable y se hace cero a las restantes; así se irán obteniendo

valores para cada incógnita y se van sustituyendo iterativamente en las ecuaciones hasta alcanzar un valor repetitivo (convergencia) el cual represente la solución del sistema. Este método fundamentalmente puede llegar a presentar dos desventajas, la primera es que nunca se converja con la solución y la segunda es que cuando el método converge lo hace de forma muy lenta, lo que implica mayor cantidad de iteraciones. Es posible utilizar algún tipo de criterio para la convergencia de este método, sin embargo no es la explicación de estos detalles el objeto del presente trabajo.

NEWTON-RAPHSON tiene como principal característica que no se basa sobre un intervalo sino que basa su fórmula en un proceso iterativo. Al igual que GAUSS-SEIDEL es probable que la solución nunca converja sin embargo cuando si converge lo hace de una manera muy rápida (menor cantidad de iteraciones) y esa es la principal razón, por lo que es uno de los métodos preferidos. Este método también posee formas adicionales para acelerar la convergencia u obtener convergencia cuando esta se ha perdido.

3.4 Flujo de Carga Radial para Caso de Estudio

Para el caso de estudio, el Circuito 109-2-14 de la red de Distribución de CAESS se desarrollarán dos análisis, ambos son análisis computarizados sin embargo el primero se denominará formalmente Análisis Teórico porque resuelve el flujo de carga con la programación directa de las ecuaciones simplificadas 3.1 y el segundo análisis lo desarrolla ETAP por medio de las ecuaciones que rigen al flujo de carga sin ningún tipo de simplificación.

Análisis Teórico:

Utilizando Matlab se programan las ecuaciones 3.1 y por medio de una hoja de cálculo en Excel se le proporcionan los parámetros necesarios a la aplicación para que desarrolle el flujo de carga. Los datos que deben ingresarse en la hoja de Excel son el número de Barra (ó Nodo) la potencia activa demandada en ese nodo, la potencia reactiva demandada en ese nodo, longitud del tramo, reactancia y resistencia del tramo (se requieren tablas de datos técnicos para cables de aluminio). En el anexo 5 se muestra el algoritmo del programa desarrollado y los datos ingresados al programa. Los resultados se muestran en la tabla 3.1

Análisis Teórico:

Utilizando el mismo esquema que se utilizó para calcular las corrientes de cortocircuito se calcula el flujo de carga, basta con cambiar el tipo de análisis que se va a desarrollar. En este caso

también se puede obtener un informe generado por ETAP en donde se refleja toda la información del sistema de voltaje y potencia. Los datos obtenidos en ETAP se reflejan en la tabla 3.1 para poder compáralos contra los datos obtenidos teóricamente utilizando un programa mucho menos especializado que ETAP.

Resultados:

BUS	Aplicación MatLab (% Vnom)	ETAP (% Vnom)	BUS	Aplicación MatLab (% Vnom)	ETAP (% Vnom)
1	100	100	14	98.87	98.38
2	99.15	98.66	15	98.86	98.37
3	99.04	98.55	16	98.85	98.36
4	99.01	98.52	17	98.84	98.35
5	98.98	98.49	18	98.78	98.29
6	98.97	98.48	19	98.77	98.28
7	98.96	98.47	20	98.77	98.28
8	98.96	98.47	21	98.77	98.28
9	98.93	98.44	22	98.77	98.28
10	98.92	98.43	23	98.77	98.28
11	98.89	98.40	24	98.77	98.28
12	98.89	98.40	25	98.77	98.28
13	98.88	98.39	-	-	-

Tabla 3.1: Resultados Estudio de Flujo de Carga Radial Sistema de Distribución

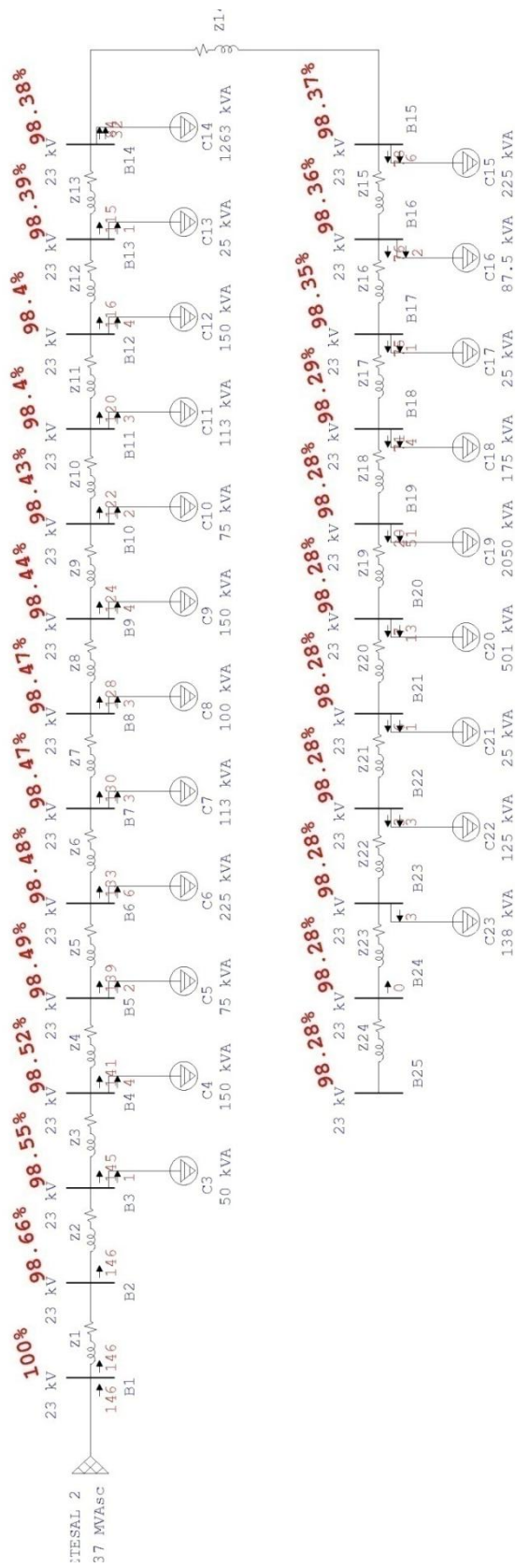


Fig. 3.3: Esquema simulado utilizando ETAP. Se muestran en cada Bus los porcentajes del Voltaje Nominal

>>> CAPITULO IV
FLUJO DE CARGA
ARMONICO

CAPITULO 4: ESTUDIO DE FLUJO ARMÓNICO

4.1 Generalidades

En los últimos años se han desarrollado y aumentado los equipos que tienen la característica de inyectar en el sistema eléctrico señales senoidales con frecuencia diferente a la frecuencia fundamental (60Hz) y que distorsionan las señales de voltaje y corriente. Estas señales “contaminantes” provienen de la carga conectada al sistema, sin embargo, existen elementos o condiciones constitutivas de la red que contribuyen a la distorsión armónica.

Algunos factores que contribuyen a la contaminación armónica pueden ser los niveles de falla de cortocircuito que indican la robustez de la red; valores altos de impedancia conllevan redes débiles y que además contribuyen a una mayor deformación de la señal de voltaje cuando en la red existen corrientes armónicas inyectadas por un usuario, los condensadores conectados a la red porque a medida que se incrementa la frecuencia de las señales armónicas se pueden presentar caminos de baja impedancia y principalmente la carga que dependiendo de sus características puede aumentar o atenuar la presencia de armónicos.

4.2 Distorsión Armónica y sus Causas

Es necesario definir previamente que son los armónicos y las razones que los generan. Son señales senoidales con frecuencia múltiplo de la frecuencia fundamental de nuestro sistema eléctrico (60Hz), las cuales aparecen en el sistema eléctrico por la presencia de dispositivos con impedancias no lineales o equipos con elementos ferromagnéticos que operan fuera de la zona lineal de su curva de magnetización (Fig. 4.1). Los armónicos se representan por el número de veces que su frecuencia contiene a la frecuencia fundamental, por ejemplo una señal con frecuencia de 120Hz se denominará armónico de orden 2 ó segundo armónico debido a que la relación entre 120Hz y 60Hz es igual a 2. Si la frecuencia es de 360Hz entonces nos referimos al armónico de orden 6 ó sexto armónico. Idealmente los armónicos van desde 1 (fundamental) hasta el infinito, pero para fines prácticos no es necesario un estudio que incluya a los armónicos mayores al 25 ya que arriba de este, la amplitud que presentan no es trascendental. Se debe tomar en cuenta que debido a la simetría de la onda senoidal solo es posible que se generen armónicos impares, típicamente el 3, 5, 7 y 11.

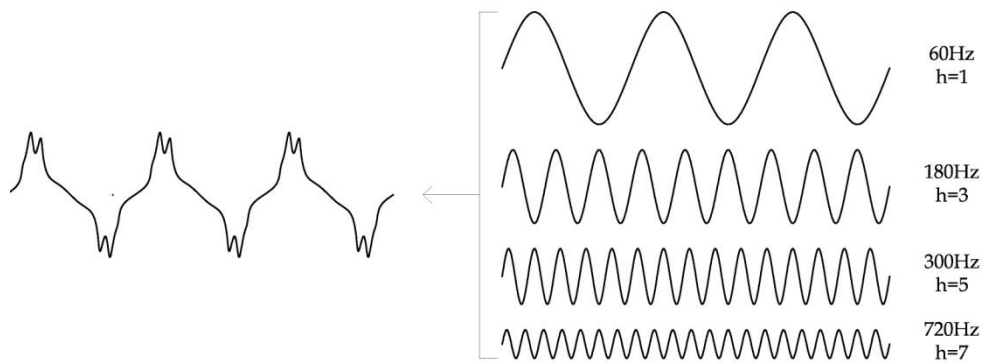


Fig. 4.1: Representación de la influencia de los armónicos en la distorsión de la señal fundamental

Los armónicos son generados por cargas no lineales, diodos o transistores, es decir que son fuente de armónicos aquellos dispositivos que necesitan en alguna de sus etapas de un rectificador como las computadoras, reguladores de tensión, ups, controles de velocidad para motores, arrancadores de motores, etc.; dependiendo del número de pulsos ó polos del rectificador es posible predecir con anticipación que armónicos podrían aparecer en un sistema eléctrico, pero no es posible determinar su magnitud ni cual será predominante, además es posible que en algunos casos existan armónicos que se anulen recíprocamente, para realizar predicción se utiliza la relación:

$$h = k \cdot p \pm 1; \text{ Donde } k = 1, 2, 3 \dots$$

La variable h representa el orden de armónico, p es el número de pulsos del rectificador y k es un número entero que va desde 1 hasta infinito. Los rectificadores pueden ser de 2, 6 ó 12 pulsos y a las distorsiones que generan se les conoce como armónicas características:

- Rectificador monofásico de 2 pulsos $h = 3, 5, 7, 9 \dots$
- Rectificador trifásico de 6 pulsos $h = 5, 7, 11, 13, 17, 19 \dots$
- Rectificador trifásico de 12 pulsos $h = 11, 13, 23, 25, 35, 37 \dots$

Cada armónico específico tiene una influencia definida sobre la forma de la señal fundamental, utilizando MATLAB en la Fig. 4.2 se ilustra la influencia de la presencia de 3er y 5to armónico en la señal fundamental. De igual forma se puede representar una a una las demás armónicas de interés. El grado de deformación de la señal fundamental dependerá también de la magnitud de cada una de los armónicos, no será idéntica una deformación cuando predomine 3er armónico o cuando predomine 5to armónico.

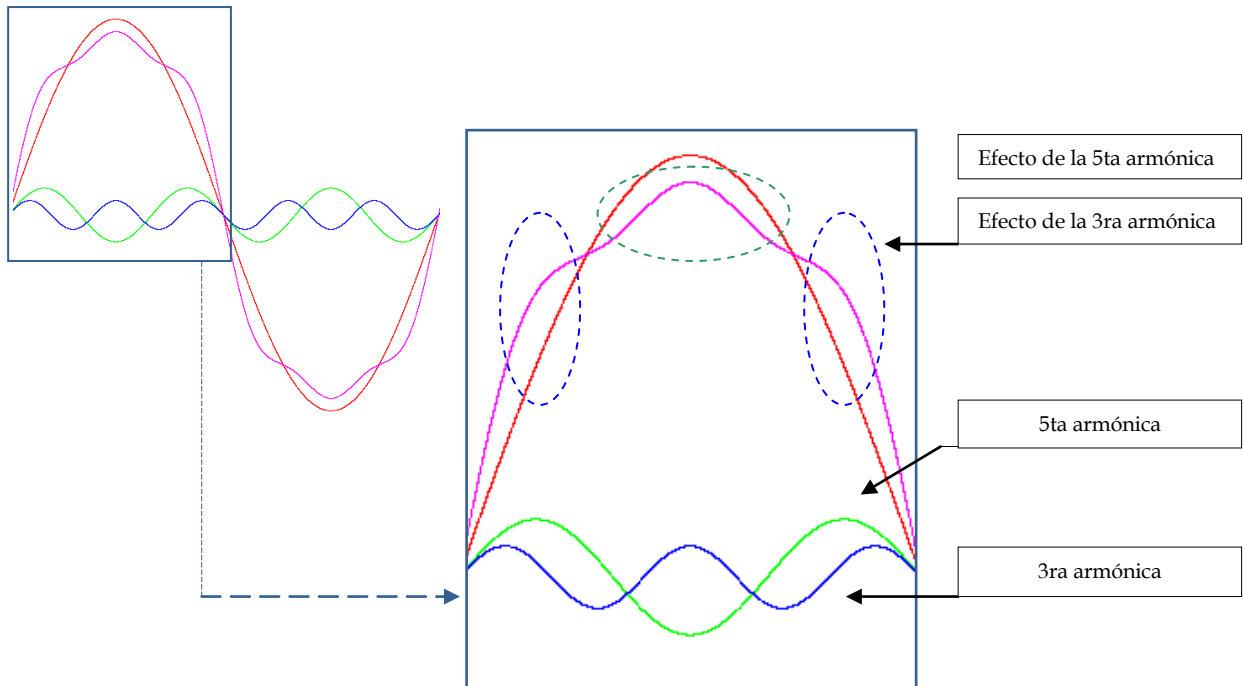


Fig. 4.2: Efecto en una señal de 60Hz cuando se presenta 3er u 5to armónico, siendo el 5to armónico el de mayor magnitud

El caso de los hornos de arco presenta como principal característica que durante su fase inicial de fusión los valores de armónicos son máximos y tiene la capacidad de generar armónicos de todas las frecuencias, incluso los armónicos pares. No son los Hornos de arco los únicos equipos que utilizan el fenómeno de la descarga, también lo utilizan las luminarias fluorescentes y los soldadores de arco, sin embargo son los hornos los que mayor repercusión le pueden generar al sistema eléctrico.

Los armónicos poseen secuencia, es decir que tienen un ángulo de forma similar al fasor de voltaje fundamental, la secuencia puede ser positiva, negativa o cero (Fig. 4.3), la tabla 4.1 muestra la secuencia para las componentes desde 2 hasta 16. La secuencia está relacionada al ángulo de la señal, cuando las corrientes viajan por el neutro las que sean de secuencia positiva o negativa tiene la capacidad de anularse mutuamente, sin embargo los que tengan secuencia cero no tienen esa capacidad y por el contrario se suman fasorialmente. Los armónicos de secuencia cero son los múltiplos de 3, es decir 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, etc.; de los cuales se excluyen los pares debido a que no se espera que aparezcan, quedando únicamente 3, 9, 15, 21, etc. A estos se les conoce como armónicos triples y debe prestárseles especial cuidado ya que son la causa del sobrecalentamiento del conductor neutro en sistemas trifásicos conectados en estrella.

Armónicos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Secuencia	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+	-	0	+

Tabla 4.1: Secuencia de los armónicos. Ver Anexo 6.

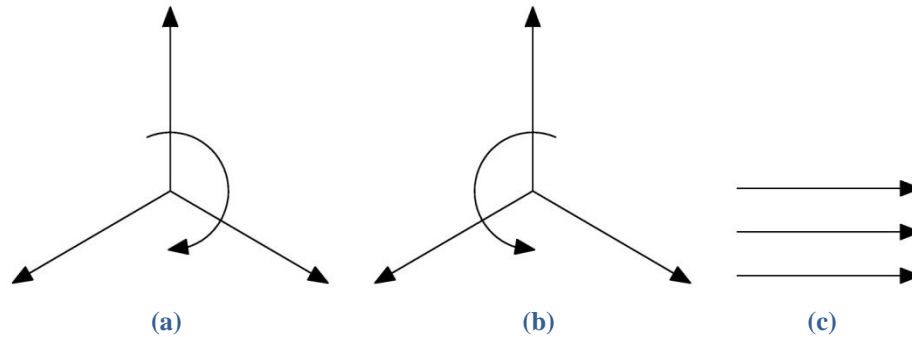


Fig. 4.3: (a) Secuencia Positiva, (b) Secuencia negativa y (c) Secuencia cero

4.3 Distorsión Total Armónica THD

Para determinar si la presencia de armónicos es dañina para la instalación se han establecido niveles permisibles, tanto para armónicos individuales como para el valor que en conjunto aportan todas las componentes, el cual es llamado distorsión armónica total (THD). Estos niveles se establecen según la normativa IEEE 519-1992 (ver tabla 11 en anexo 1). Existen otros parámetros como la Distorsión de Demanda Total (TDD), el cual entrega un mejor panorama de la condición de las instalaciones debido a que se calcula en base al promedio de corriente demandada en un periodo de 6 meses y establece un porcentaje que relaciona THD y corriente demandada.

Lo anterior se basa en que existen dispositivos como las luminarias fluorescentes que generan gran cantidad de armónicos y posee valores de THD hasta el 125% lo cual es elevado, sin embargo una luminaria de 3x32W aporta menos de un amperio, esto comparado con las corrientes elevadas que demandan equipos de aire acondicionado (los cuales generan una mínima cantidad de THD) pueden generar un efecto que permita considerar que el efecto del THD de las luminarias no sea significativo en el sistema.

La distorsión total armónica es el nivel de degradación que posee una señal eléctrica de un ambiente donde se generan frecuencias múltiplos de la fundamental y es una relación entre el contenido de armónicos y las señales a frecuencia fundamental, el THD se calcula según las siguientes ecuaciones

$$\%THDV = 100 \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + V_5^2 + \dots}}{V_1}$$

$$\%THDI = 100 \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + \dots}}{I_1}$$

Los armónicos y la distorsión pueden ser presentados gráficamente, así es posible visualizar la magnitud de cada uno de los armónicos que se están analizando y determinar cuál es el predominante. Usualmente se utilizan gráficos de barra para representar la magnitud de cada orden de armónico, se pueden graficar de dos formas, una que represente la magnitud de cada señal u otra que muestre el porcentaje que un armónico representa con relación al valor a frecuencia fundamental (100%), esto último es únicamente una representación grafica, el valor de THD se calcula utilizando las magnitudes según las ecuaciones 4.1 y 4.2.

h	I	I(% FUND)
1	46.02	100
2	0.02909	0.06
3	6.30694	13.7
4	0.00944	0.02
5	3.3911	7.37
6	0.09931	0.02
7	0.71638	1.56
8	0.00699	0.02
9	0.81775	1.78
10	0.00663	0.01
11	0.24016	0.52
12	0.00728	0.02
13	0.30351	0.66
14	0.00638	0.01
15	0.1538	0.33

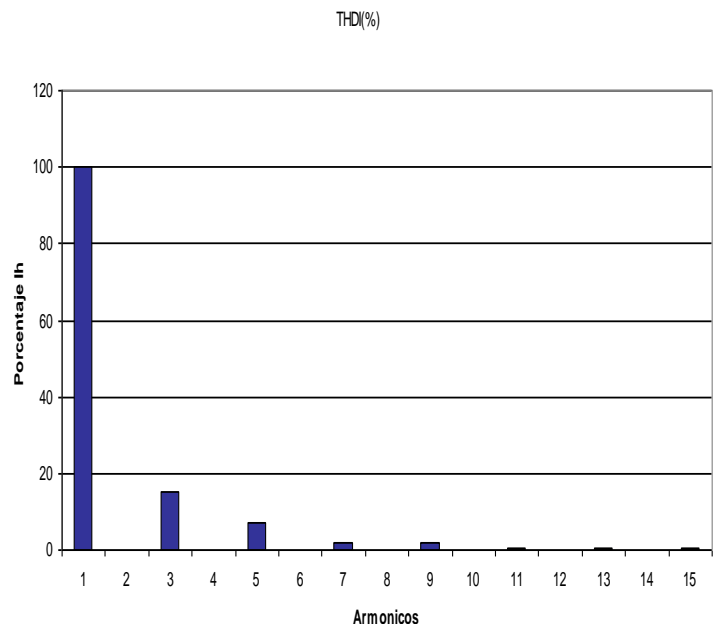


Fig. 4.4: Representación de la Distorsión

4.4 Armónicos en los Sistemas de Distribución e Industriales

Se han visto ya los aspectos más generales de la problemática de los sistemas eléctricos, sin embargo, aunque estas generalidades se aplican tanto en sistemas industriales como en sistemas de distribución de energía se hace necesario presentar particularidades en cada uno de estas tipologías de sistemas eléctricos.

4.4.1 Armónicos en los Sistemas de Distribución

En capítulos anteriores hemos desestimado el valor de la resistencia del sistema porque consideramos que a frecuencia fundamental el sistema de distribución es inductivo. Lo anterior conlleva que se desprecien los efectos capacitivos de las líneas de distribución y la impedancia de la línea es entonces la misma impedancia de cortocircuito. Cuando algún usuario o dispositivo conectado a la red inyecta armónicos a la red y circulan por la impedancia de la línea se produce una caída de tensión y como resultado se produce la distorsión de voltaje en el punto de acople común PCC⁴ (Point of Common Coupling). El nivel de distorsión de voltaje (THDV) en sistemas de potencia usualmente es menor al 1%, este valor de distorsión va a aumentando conforme se aproxima a la carga final de donde proviene la mayor contribución de distorsión.

El punto de acople común es el punto más cercano al usuario donde se puede alimentar a más de un usuario⁵. Acorde al diagrama unifilar que se presenta en la Fig. A10.1 los puntos PCC pueden ser cada una de las barras que se han numerado desde 1 a 25 en el diagrama unifilar del caso de estudio mostrado en la Fig. A10.1 ya que es en realidad de esos puntos de donde parten los subalimentadores a cargas de usuarios finales.

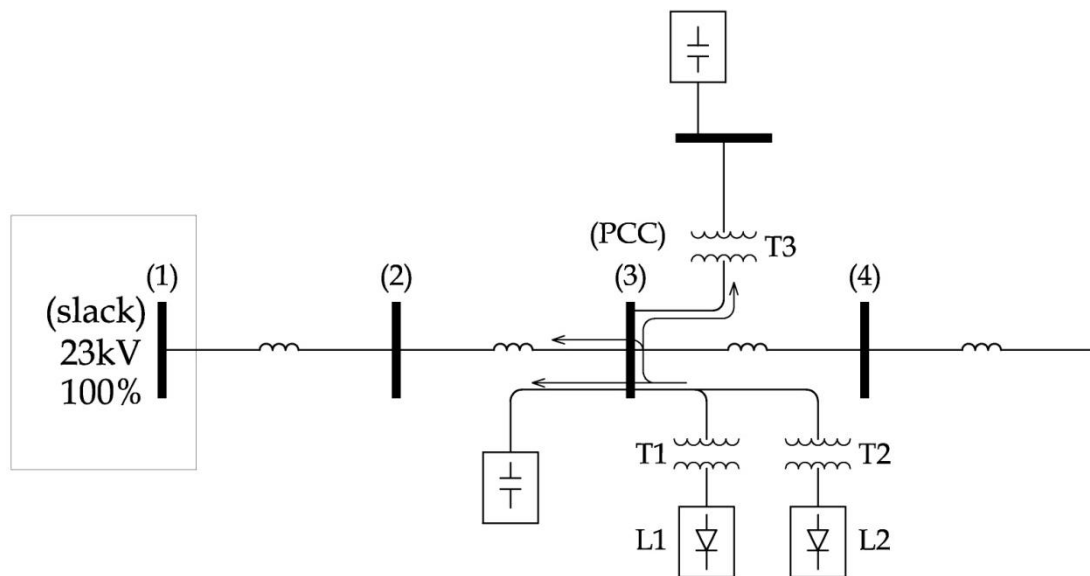


Fig. 4.4: Esquema de una red radial de distribución donde se identifica PCC

⁴ P. Rodríguez Cortez, Tesis Doctoral “Aportaciones a los acondicionadores activos de corriente en derivación para redes trifásicas de cuatro hilos”, Capítulo 1. España

⁵ E. Parra López, “Análisis de Armónicos en Sistemas de Distribución”, Capítulo 5. Colombia

Cuando en el sistema hay condensadores para corregir el factor de potencia ya sea del lado del consumidor o en el sistema de distribución, la capacitancia agregada no es capaz de generar armónicos sin embargo puede contribuir a que se presenten situaciones de distorsión severa, es decir, resonancia. La Fig. 4.4 muestra un esquema de cómo se divide la carga concentrada en un punto cualquiera de la red que consideraremos como un PCC, con la capacidad de conectarse a otros puntos de la red y de alimentar ramificaciones dirigidas a consumidores finales de energía ya sean residenciales o industriales

4.4.2 Armónicos en los Sistemas Industriales

En los sistemas industriales los niveles de distorsión pueden ser altos, debido que este tipo de instalaciones pueden llegar a contener gran cantidad de controladores de motores, iluminación fluorescente, computadoras y cualquier cantidad de equipos electrónicos que faciliten la generación de armónicos.

El comportamiento de los armónicos en sistemas industriales es similar que en las redes de distribución por lo que, corregir el factor de potencia y armónicos al mismo tiempo trae consigo la posibilidad que el sistema entre en resonancia y puedan presentarse sobre intensidades para el sistema. Además de este problema existe otro que tiene la característica de disminuir la capacidad de las subestaciones de transmitir potencia útil debido a que la alta contaminación armónica genera exceso de calentamiento en los transformadores. El problema anterior consiste en que al existir corrientes de diferentes frecuencias estas pueden aportar a las pérdidas de los transformadores a través de las corrientes de Eddy que varían con la frecuencia, al aumentar las pérdidas por consecuencia directa disminuye la capacidad de transferencia de potencia útil hacia la carga, esto puede generar condiciones de sobrecarga al transformador restándole su vida útil y exponiendo a mayores daños a toda la instalación. Para determinar el nivel en que se ve disminuida la capacidad de la subestación se emplea el término denominado Factor K.

Usualmente para determinar niveles de distorsión se requiere de equipos portátiles sofisticados para medir la calidad de la energía, algunas de las mediciones realizadas durante este trabajo fueron hechas utilizando el analizador Dranetz 4400 de la Escuela de Ingeniería Eléctrica. Si bien estos equipos proporcionarán un análisis completo de las instalaciones es posible detectar la necesidad de hacer estas mediciones si antes se miden y consideran otros parámetros como el factor de forma o factor de cresta, los cuales pueden determinar si es o no conveniente estudios

más profundos. Los criterios en los que se basan los parámetros mencionados se describen en el Anexo 6 junto a la descripción de ecuaciones para la determinación del Factor K.

4.5 Efectos de la distorsión Armónica

Algunos de los problemas más usuales en un sistema con contaminación armónica excesiva pueden ser:

- Disparo en falso de los dispositivos de protección (Disparo sin necesidad de la ocurrencia de una falla).
- disminución de la vida útil de los transformadores debido al calentamiento resultante del aumento de las pérdidas que varían con la frecuencia.
- Sobrecalentamiento y vibración de motores y generadores
- Falla de bancos de capacitores.
- Mal funcionamiento de sistemas electrónicos sensibles e interferencia en telecomunicación.
- Calentamiento de los conductores especialmente en el conductor neutro de una conexión estrella (Y) dado que; en este caso, se suman las armónicas triples existentes en los conductores de fase; por otro lado debido a las altas frecuencias circulantes las pérdidas en los conductores de fase aumentan al producirse el efecto piel que reduce el aprovechamiento de la sección transversal del conductor.

En un conductor, la circulación de una corriente se distribuye en la superficie de su sección de acuerdo a la frecuencia. En corriente continua o alterna de muy baja frecuencia, toda la sección conduce. A medida que la frecuencia aumenta, la circulación sólo se produce por las zonas exteriores del conductor. A frecuencias muy altas, sólo conduce la superficie exterior. Esto se conoce como “*efecto piel*” (*Skin Effect*).

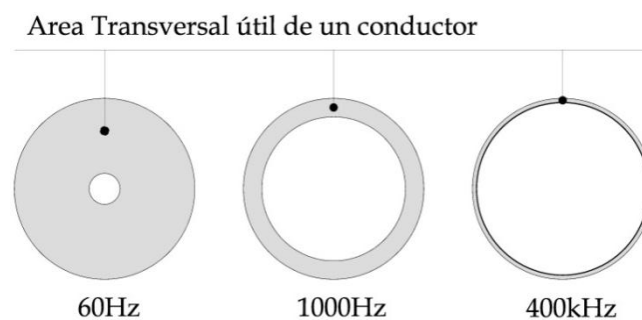


Fig. 4.5: Efecto piel

Los efectos que se presenten dependerán de la proporción de carga no lineal existente en las instalaciones eléctricas en relación a la carga total, generalmente cuando la carga no lineal representa menos del 20% de la carga total, la distorsión armónica en corriente estará dentro de los límites establecidos en IEEE 519, sin que exista la necesidad de efectuar algún tipo de filtrado⁶.

4.6 Flujo de Carga Armónico

Se han visto las causas del problema de distorsión armónica y las formas en que se pueden corregir, sin embargo cuando se requiere de un diseño de filtros es interesante conocer como se comportará toda la red en presencia de estos y cuáles son los puntos de la instalación donde se puede presentar bajo ciertas circunstancias el fenómeno de la resonancia que puede ser perjudicial para los elementos del sistema.

Para determinar los niveles de distorsión se requiere de un flujo de carga armónico con el que se puede conocer los niveles de distorsión y de cada armónico en forma individual y con esto determinar cómo se comportará un filtro cuando haya sido conectado.

El flujo de carga armónico (FCA) es muy similar al flujo de carga (FC) estudiado en el capítulo anterior, el FC tradicional se realiza para analizar los parámetros de la red en estado estacionaria a frecuencia fundamental, mientras que el FCA lo realiza para cada una de las frecuencias armónicas que se deseen analizar. Los métodos de análisis del FCA pueden ser los mismos que para FC pero con ciertas extensiones que le permitan determinar los parámetros a frecuencias distintas a la fundamental por lo que se hace necesario determinar una matriz de impedancias o admitancias para cada frecuencia que se desea analizar.

Para que el estudio de Flujo Armónico ofrezca valores aceptables basta con conocer los valores de distorsión total en el punto donde se concentra toda la carga, “se supone que la distribución de carga para cada armónico es la misma que para el armónico fundamental en aquellos nodos en los cuales se desconoce el contenido armónico de la carga particular⁷”. Por lo anterior, se requiere

⁶ E. Téllez Ramírez, Programa de Ahorro de Energía, Distorsión Armónica. AP&C, México

⁷ T. Hiyama, T. Ortmeier, “Distribution system modeling with distributed harmonic sources”, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol 4, N2, 1989. EUA

conocer los niveles de distorsión en un punto donde este concentrado el efecto de estos, lógicamente este punto es el alimentador general de cualquier sistema. Si en este punto que tiene la capacidad de “ver” todo lo que sucede en el sistema conocemos el valor de los armónicos y la potencia a frecuencia fundamental podemos conocer también la potencia que cada armónico aporta al sistema y esta potencia armónica se reparte de forma proporcional en todos los puntos, es decir que si el alimentador general tiene capacidad para transferir 100kVA y el porcentaje del 3er armónico es 5% lo que equivale a 5kVA; además, mi instalación tiene 4 puntos en los que me interesa conocer los niveles de distorsión y en cada punto existen cargas de 25kVA, 35kVA, 15kVA y 25kVA, el 5% de tercer armónico se repartirá proporcional a la capacidad de estos puntos, es decir: 1.25kVA, 1.75kVA, 0.75kVA y 1.25kVA que en total suman los 5kVA generados por el tercer armónico. De similar forma se procede para los demás múltiplos de la frecuencia fundamental.

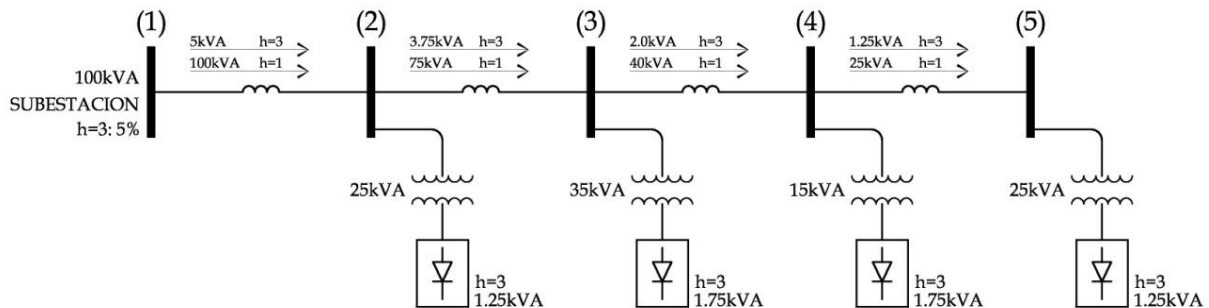


Fig. 4.6: Esquema del flujo de armónicos en un sistema eléctrico.

Este método requiere que conozcamos los valores de distorsión armónica en la subestación de Nejava lo cual no es posible puesto que en nuestro país no existe una regulación sobre este tema y rara vez se conectan equipos en las subestaciones para determinar los niveles de THD salvo que existieran- disputas entre la compañía transmisora y la compañía distribuidora. Es importante hacer notar que los armónicos no fluyen desde la subestación hacia la carga, es la carga la que inyecta los armónicos a la red, la aproximación hecha aquí no es más que una suposición de la distribución de los armónicos como si fueran inyectados desde la red.

El flujo de carga armónico esta desarrollado para los sistemas de distribución y es por eso que centraremos la atención en este sistema, pero también el problema se acentúa en los ambientes industriales y dado que el comportamiento eléctrico es similar (Radial) lo aplicaremos para establecer una aplicación a sistemas de tipo industrial.

4.7 Análisis de Los Casos de Estudio

El flujo de carga armónico presenta un reto considerable ya que para la red de distribución bajo estudio no existen parámetros que la compañía eléctrica pueda proporcionar para realizar el estudio y comparar los resultados. Para solventar este inconveniente durante a simulación del sistema se colocará en la Subestación generadores de armónicos del 2 hasta el 7 tomando los valores máximos individuales de distorsión de la normativa IEEE 519-1992 y a partir de esos valores determinaremos como fluyen las componentes armónicas en la redes de estudio. Es un método aproximado que ofrece valores aceptables pero que no considera factores como la diversidad de cargas o efectos capacitivos en las líneas de distribución.

4.7.1 Análisis Flujo de Carga Armónico Red de Distribución

Nuevamente nos basamos en el Diagrama Unifilar que se muestra en la Fig. A10.1 en donde se detalla la información de la red. Basándonos en las Opciones de ETAP tomaremos los valores de Distorsión que se predefinen para cada armónico individual y se inyectaran desde la fuente para determinar en qué forma se distribuyen a lo largo de la red. Este estudio se realizará directamente utilizando el módulo para analizar armónicos de ETAP, se presentan los valores de THD antes de agregar los armónicos, en ese momento el THD es 0 al no existir armónicos en el sistema. Cuando se agregan los armónicos 3, 5 y 7 con magnitudes de 1%, 1.25% y 0.9% para voltaje y 3%, 5% y 3.5% para corriente aparecen valores de THD, siendo los de voltaje constante en toda la red y los de corriente variables según la carga y el punto donde se determino.

Bus	ETAP				Bus	ETAP			
	Antes		Después			Antes		Después	
	%THD V	%THD I	% THD V	%THD I		%THD V	%THD I	% THD V	%THD I
1	0	0	1.82	24.81	14	0	0	1.86	1.45
2	0	0	1.85	9.24	15	0	0	1.86	14.29
3	0	0	1.85	21.64	16	0	0	1.86	9.58
4	0	0	1.86	21.67	17	0	0	1.86	8.20
5	0	0	1.86	29.65	18	0	0	1.86	11.96
6	0	0	1.86	21.09	19	0	0	1.86	0.65
7	0	0	1.86	16.56	20	0	0	1.86	3.97
8	0	0	1.86	16.57	21	0	0	1.86	0
9	0	0	1.86	22.53	22	0	0	1.86	0
10	0	0	1.86	22.55	23	0	0	1.86	0
11	0	0	1.86	13.87	24	0	0	1.86	0
12	0	0	1.86	6.21	25	0	0	1.86	0
13	0	0	1.86	1.45	-	-	-	-	-

Tabla 4.1: Resultados Estudio de Flujo de Carga Armónico

>>> CAPITULO V
ARRANQUE DE
MOTORES

CAPITULO 5: ARRANQUE DE MOTORES

5.1 Generalidades

El arranque de un motor es una situación que debe planearse de forma tal que no afecte a los demás equipos operando en un sistema industrial, o en cualquier otro sistema que requiera de motores. Cuando un motor arranca es conocido por todos que dependiendo de la clasificación del motor la corriente de arranque sea entre 5 a 10 veces su corriente nominal durante los primeros segundos de operación, esta condición de arranque puede generar inconvenientes en el funcionamiento del sistema ya que un mal cálculo de los alimentadores puede provocar calentamiento en los mismos y dañarlos, un inadecuado dimensionamiento de las protecciones puede provocar que esta se accione cada vez que el motor intenta entrar en la red o generar una caída de voltaje elevada que dañe equipos conectados al sistema, provoque pestañeos en el sistema de iluminación y afecte el funcionamiento de instalaciones adyacentes.

5.2 Caída de Voltaje Producida por el arranque de Motores

La alimentación a media tensión de motores de gran capacidad no representa ningún problema cuando esta línea se encuentra ubicada en zonas industriales, de lo contrario es necesario calcular la caída de voltaje que producirá el motor (o grupo de motores que arranquen simultáneamente), como un límite estándar para la caída de voltaje se establecerá el 70%⁸ del voltaje nominal, sin embargo son las especificaciones impuestas por la compañía distribuidora de energía o estándares propios de la industria que requiera una máxima caída permisible para asegurar su proceso productivo.

Para hacer el cálculo aproximado de la caída de tensión que un motor produce cuando arranca de forma directa, es decir sin ninguna técnica de arranque se utilizan las siguientes ecuaciones⁹, ajustadas al esquema de la Fig. 5.1

$$\%V_S = \frac{100Z_M}{Z_M + X_S}$$

Donde Z_M es la impedancia del motor, y X_S es la impedancia entre los terminales del motor y el punto de conexión con la red de alto voltaje donde se supone no hay variación de voltaje.

⁸ I. Lazar. Análisis de Sistemas Eléctricos y Diseño para plantas industriales. Capítulo 1 Sección 6

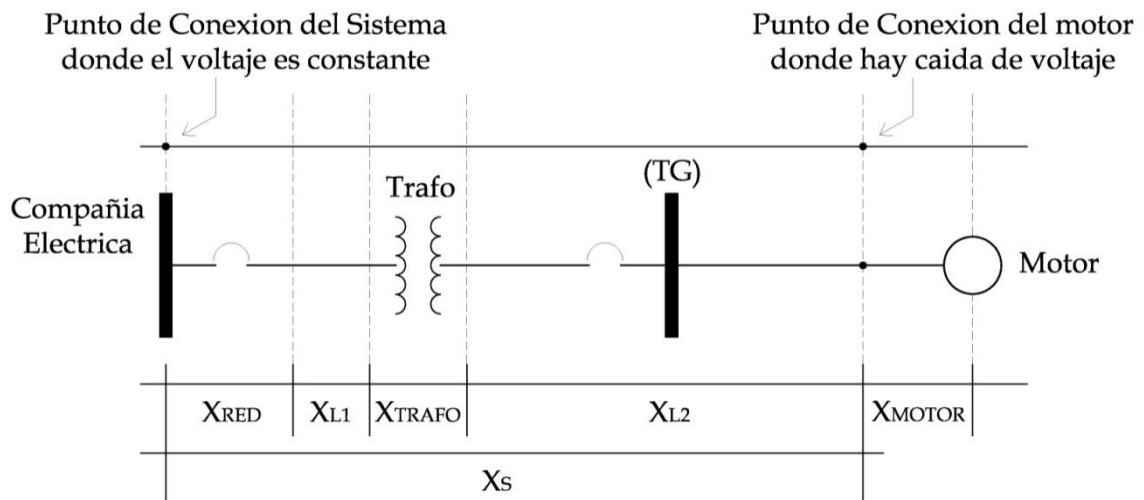


Fig. 5.1: Esquema general para el alimentador de un motor con arranque directo a pleno voltaje

La Ecuación anterior se complementa de las siguientes para poder obtener los valores de los parámetros necesarios:

$$Z_M = \frac{100}{I_{RB}/I_{PC}} \quad \left| \begin{array}{l} Z_M: \text{Impedancia del Motor} \\ I_{RB}: \text{Corriente de Rotor Bloqueado} \\ I_{PC}: \text{Corriente a plena carga} \end{array} \right.$$

Como los kVA consumidos por el motor varían con el cuadrado del voltaje, el porcentaje de impedancia del motor es:

$$Z_M = Z_M \left(\frac{V_{TRAFO}}{V_M} \right)^2 \quad \left| \begin{array}{l} Z_M: \text{Impedancia del Motor} \\ V_{TRAFO}: \text{Voltaje Línea - Línea del secundario del transformador} \\ V_M: \text{Voltaje nominal indicado en placa del motor} \end{array} \right.$$

Este último ajuste se utiliza cuando el voltaje de placa del motor es diferente al voltaje nominal de la subestación, para nuestro caso específico el motor en su placa muestra como valor nominal 460V y en el tablero general se midió un voltaje de 480V.

Estas ecuaciones ofrecerán resultados aceptables siempre y cuando todas las cantidades sean convertidas al sistema en por unidad (p.u) referidas a una base común, por comodidad seleccionaremos la capacidad en kVA de la subestación como nuestra potencia base. En el caso que se desee considerar la impedancia de los conductores, el valor de la impedancia que estos representan se determinará de igual forma que en el estudio de cortocircuito, es decir que es posible utilizar las tablas de características de conductores presentadas en el Anexo 1.

5.3 Técnicas para arranque de Motores

Para reducir de forma sustancial los problemas generados por la elevada corriente de arranque (y las caídas momentáneas de voltaje) los motores trifásicos pueden ser arrancados utilizando diversos tipos de maniobras, las cuales tratan de reducir la caída de voltaje a niveles aceptables que no perjudique instalaciones adyacentes o a la instalación propia. Algunas de las técnicas de arranque más comunes son: Estrella – Delta, Voltaje variable (Autotransformador), por resistencias y Convertidor de Frecuencia. Cada una de las técnicas anteriores ofrece ventajas y desventajas para el motor y para el sistema. Estas técnicas tratan de disminuir la corriente de arranque reduciendo la caída de voltaje.

5.3.1 Métodos de Arranque de Motores

5.3.1.1 Arranque Directo

El método más simple y económico para arrancar un motor es conectándolo directamente al sistema eléctrico pero esto requiere de ciertas condiciones:

- la potencia del motor debe ser pequeña con respecto a la de la red, para limitar las perturbaciones que provoca la corriente solicitada
- la máquina accionada no requiere un aumento progresivo de velocidad y dispone de un dispositivo mecánico (por ejemplo, un reductor) que impide el arranque brusco
- el par de arranque debe ser elevado.

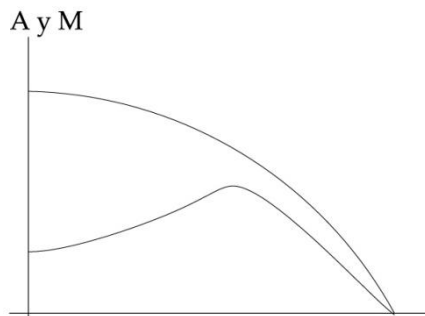


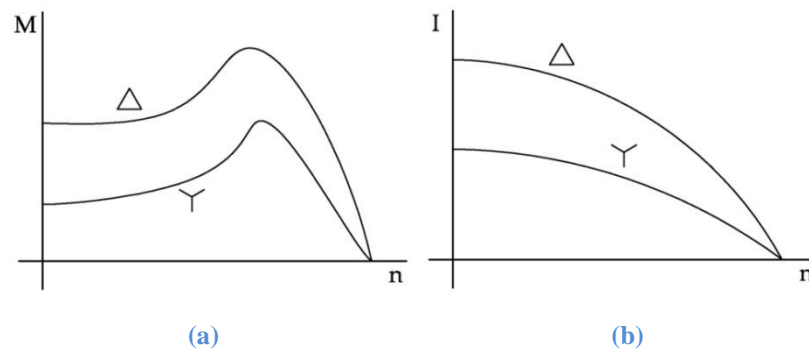
Fig. 5.2: Curvas de Par de arranque y Corriente de Arranque durante un arranque directo

Situaciones como la caída de tensión provocada por la corriente solicitada puede perturbar el buen funcionamiento de otros aparatos conectados a la misma línea, en estos casos se requieren de las técnicas de arranque descritas a continuación.

5.3.1.2 Arranque Estrella - Delta

Un arranque en Estrella – Delta alimenta al motor desde la red conectado en estrella para que la tensión que se aplica al estator sea $\sqrt{3}$ veces menor que la nominal y por lo tanto la corriente de arranque del motor es inferior en la misma proporción. Luego de algún tiempo, cuando la curva del par de arranque (características propias de cada motor) iguala al par del motor se debe producir un cambio en la conexión del motor y esta pasa a ser delta. Este cambio genera un incremento en la corriente que permitirá que el motor termine el intervalo del arranque como si la conexión estrella no se hubiera utilizado. Tanto la intensidad de corriente obtenida con la conexión estrella y con el cambio a conexión delta son menores a la intensidad de corriente que se obtendría con un arranque sin ninguna técnica.

Este método se puede utilizar cuando están disponibles en la placa de terminales del motor ambos terminales de cada devanado y además la conexión delta debe coincidir con el voltaje de la red, es decir que si el voltaje de línea es a 277 V es necesario que el embobinado del motor sea a 277V en delta y 480V en estrella.



5.3.1.3 Arranque con Autotransformador

El arranque por autotransformador trata de regular la tensión con la que se alimenta el motor, cuando el motor arranca se busca que la tensión sea baja y esta irá aumentando gradualmente hasta llegar al voltaje nominal. La ventaja que este método tiene con respecto al arranque Estrella – Delta está en que es menos brusco (cambios más suaves) porque no requiere de ningún tipo de conmutación, la desventaja está en que se requiere de un regulador de voltaje para que los cambios de voltaje se puedan realizar.

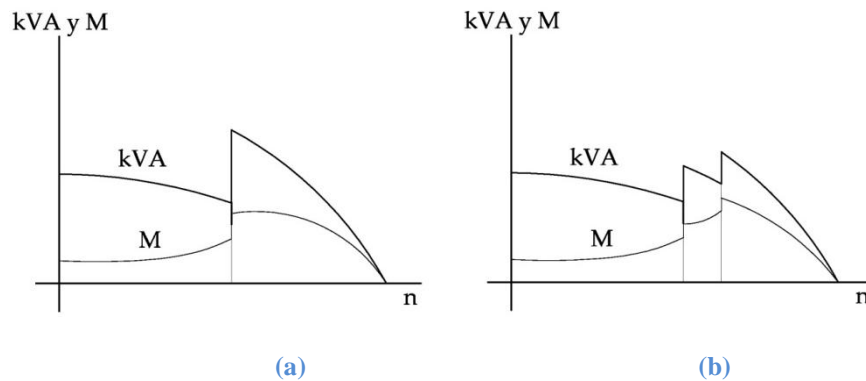


Fig. 5.3: Arranque por Autotransformador. (a) Transición Abierta y (b) transición Cerrada

5.3.1.4 Variación de Frecuencia

La variación de la frecuencia pretende que en cualquier momento (a cualquier velocidad y par) se mantenga constante una relación entre voltaje y frecuencia. El principio de esta técnica es la modulación por ancho de pulso (PWM en inglés) y con esto se logra que el motor desarrolle siempre el par que la carga necesita. Cuando el motor arranca la frecuencia varía partiendo de cero.

La relación voltaje y frecuencia es importante debido a que si se varía la frecuencia manteniendo voltaje constante tendrá como resultado directo el incremento del flujo en el núcleo del motor y de la corriente de magnetización. Cuando voltaje y frecuencia mantiene constante su relación el flujo en el motor permanece prácticamente constante⁹.

En los motores asíncronos de corriente alterna la velocidad de giro no depende de la tensión de alimentación sino de la frecuencia de la red. Los variadores de frecuencia (velocidad), tienen como misión variar la frecuencia de la corriente de alimentación.

La variación de frecuencia se realiza basándose en tiristores que forman contactores estáticos. Se configura con un convertidor alterna/continua y un convertidor continua/alterna de velocidad variable entre 0 Hz y la frecuencia de red.

El variador de frecuencia permite la variación de velocidad total desde 0 rpm a la velocidad nominal del motor a par constante. Su rendimiento es alto, y permite un factor de potencia

⁹ **M. Salvatori Arzezan.** Diseño de un control de velocidad para motores de inducción por relación voltaje/frecuencia. Capítulo 3

aproximadamente de 1. Permite la ausencia de sobre intensidades por transitorios. Hace innecesario elementos de protección del motor. A velocidades bajas hay que tener en cuenta que la refrigeración del motor depende de la velocidad del fluido. Una desventaja de esta técnica es que se le inyecta gran cantidad de armónicos a la red

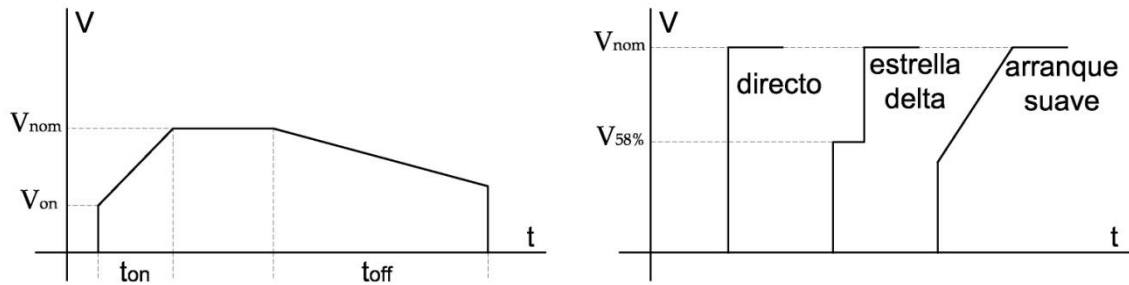


Fig. 5.4: (a) Arranque y paro por variación de frecuencia. (b) Comparación entre técnicas de arranque

Cuando se utilizan este tipo de dispositivos para manejar motores es importante notar que su función se limita a los arranques y paros de la maquina y no durante el funcionamiento normal, esta condición permite que la inyección de armónicos sea baja y que únicamente se presente durante el arranque y paro.

5.4 Análisis de Arranque de Motores para caso de estudio

Se ha mostrado que el simple hecho de arrancar un motor genera alguna perturbación en el sistema eléctrico y dependiendo de la capacidad del motor, la perturbación será notable o no, además de influir en si esa alteración es peligrosa en la red del sistema donde se ha instalado. Motores de apenas algunas fracciones de caballos de fuerza no representan mayor peligro para la red, sin embargo a medida que los motores van aumentando su capacidad estos pueden influir más en la red.

Si el sistema cuenta con más de un motor el problema ya no solo trata de cómo asegurar el arranque de cada motor, sino también de la secuencia de arranque del grupo de motores para que la red no sufra ningún efecto negativo debido al accionamiento simultaneo que genere caídas de voltaje extremas

Se Seleccionó para este capítulo la planta de Bombeo de las Piscinas del complejo deportivo de la Universidad de El Salvador (UES), en esta planta se encuentran 3 equipos, cada uno de 20HP de marcas y modelos similares. De los 3 equipos únicamente trabajan 2 simultáneamente durante un lapso de 24 horas, un día operan las bombas 1 y 2, el siguiente día operan las bombas 2 y 3, el siguiente día lo harán las bombas 1 y 3 y así sucesivamente durante toda la semana. En ningún momento arrancan dos equipos simultáneamente, primero se activa uno y transcurrido unos segundos se activa al restante.

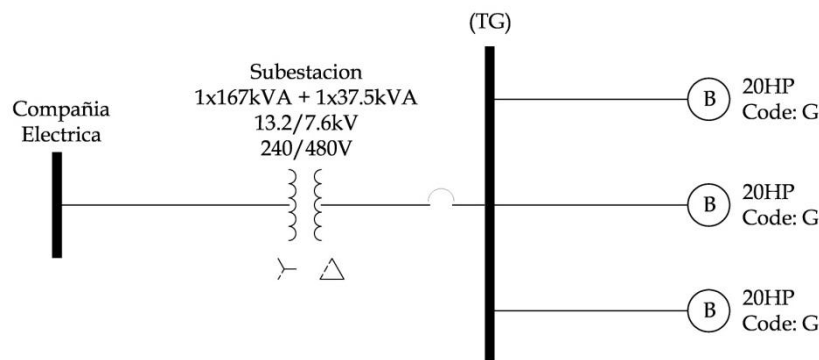


Fig. 5.5: Diagrama Unifilar Planta de Bombeo

Datos de Placa de los Equipos de Bombeo
20hp
Código: G
V: 240V
I _{pc} : 42A

o

Los motores de estos equipos se conectan directamente a la red, sin ningún tipo de arrancador y a pesar de arrancar relativamente rápido es posible observar que durante el arranque hay perturbación. Este estudio está basado en la comparación de 3 fuentes de resultados: el análisis teórico, la simulación y las mediciones de los parámetros eléctricos utilizando el analizador Dranetz 4400.

Análisis Teórico:

Se utilizara el método descrito en este capítulo para determinar cuál es el porcentaje de caída de voltaje cuando uno de los equipos de 20HP se activa. La Fig. 5.5 muestra el diagrama unifilar que se utilizara en este proceso.

Para el Equipo de 20HP:

Para iniciar el cálculo de caída de voltaje se determinan los parámetros necesarios para determinar Z_M , de los datos de placa del motor sabemos que su letra código es G y su capacidad es de 20HP. El voltaje medido en terminales del motor es 218V.

$$I_{PC} = \frac{kVA_{MOTOR}}{\sqrt{3}kV_{MOTOR}} = \frac{16.9}{\sqrt{3}(0.218)} = 45.4A$$

Como se conoce la letra código del motor (G) se busca en la tabla 2 del anexo 1 y se toma el multiplicador 6.30, el cual es el valor máximo de la tabla.

Con ese valor se obtiene los KVA de rotor bloqueado kVA_{RB} :

$$kVA_{RB} = (\# \text{ tabla})HP_{MOTOR} = (6.30)(20) = 126kVA$$

Y la corriente de rotor bloqueado (I_{RB}) se obtiene de:

$$I_{RB} = I_{PC} \frac{kVA_{RB}}{kVA_{MOTOR}} = 45.4 \frac{126}{16.9} = 338.4A$$

El valor de la impedancia del motor Z_M :

$$Z_M = \frac{100}{I_{RB}/I_{PC}} = \frac{100}{338.4/45.4} = 13.4\%$$

$$Z_M = 15.1 \left(\frac{218}{240} \right)^2 = 11.1\%$$

Refiriéndolo a la base de 204kVA (Capacidad de la subestación)

$$Z_{M(pu)} = Z_M \frac{kVA_{BASE}}{kVA_{MOTOR}} = 11.1 \frac{204.5}{16.9} = 134.3 p. u.$$

Para determinar el valor de X_S se deben de obtener 4 reactancias, la de la red, los conductores en alta tensión, los conductores en baja tensión y el transformador, dado que la subestación y el equipo están cerca se desprecia el efecto de los conductores y decimos entonces que:

$$X_S = X_{TRAF0} + X_{RED}$$

Asumiremos en este análisis que en el punto de conexión del sistema con la red de distribución el nivel de falla es de 500kVA de cortocircuito por lo que:

$$X_{RED} = 100 \frac{kVA_{BASE}}{kVA_{CCKT}} = 100 \frac{204.5}{500} = 0.0409 p. u.$$

Y la impedancia del transformador es 5.75% y como se trabaja en la misma base de potencia este valor no se altera y simplemente cambia a 5.75p.u

$$X_S = X_{TRAF0} + X_{RED} = 5.75 + 0.0409 = 5.7909 p. u.$$

Con toda la información, se calcula la caída de voltaje:

$$\%V_S = \frac{100Z_M}{Z_M + X_S} = \frac{100(134.3)}{134.3 + 5.7909} = 95.87\%$$

Análisis Computacional:

Con ETAP se analizará el mismo caso del análisis teórico representado en la Fig. 5.5 para tener un parámetro de comparación, además se simulará el arranque con dos motores simultáneamente, esto permitirá llevar la caída de voltaje a límites máximos que pueden ocurrir en un momento determinado si se accionaran dos equipos al mismo tiempo.

ETAP permite analizar el arranque y paro de motores individuales (límites en los que se centra nuestro análisis y el presente trabajo) o para la secuencia de arranque de un grupo de motores y

ofrece resultados de forma gráfica que permiten visualizar el comportamiento del sistema frente al arranque de motores.

Es necesario que a ETAP se le defina cada una de las acciones que se desarrollaran (Arranque y paro) en su modulo de eventos, en total se reflejaran un total de 4 acciones, 2 de arranque y 2 de paro para cada equipo para realizar la simulación, se obtendrán las graficas de caída de voltaje en la red, comportamiento de la corriente y potencia demandada. El Anexo 9 muestra la forma correcta de completar los formularios para este estudio, incluyendo las especificaciones para cada uno de los eventos que se recrearan.

El esquema analizado por ETAP corresponde al que se presento en la Fig. 5.5, la simulación se realiza con los datos de placa de los motores. En la Fig. 5.7 se aprecia la representación en ETAP, y algunos valores de la corriente que cada máquina requiere durante su arranque. Las Fig. 5.8, 5.9 y 5.10 muestran los parámetros de analizados durante el estudio y que permiten determinar algunos de los valores críticos que deben de respetarse para asegurar el buen funcionamiento del sistema, en especial la caída de voltaje.

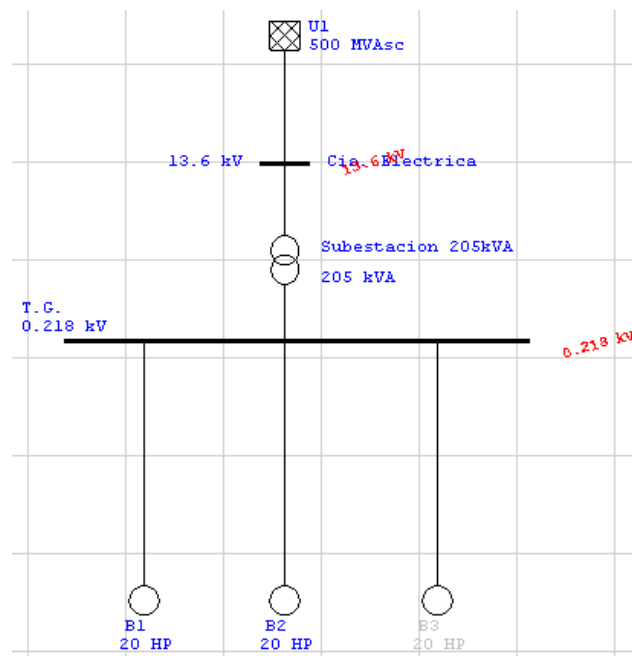


Fig. 5.7: Esquema simulado por ETAP

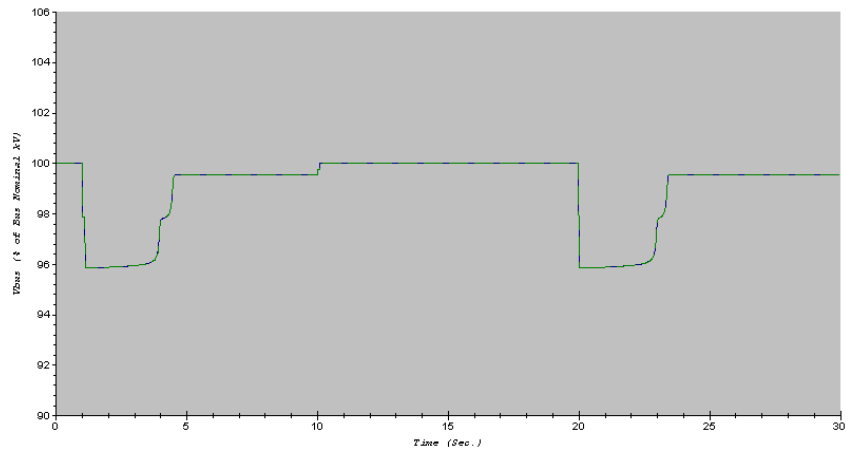


Fig. 5.8: Comportamiento del voltaje en TG durante el arranque de los equipos

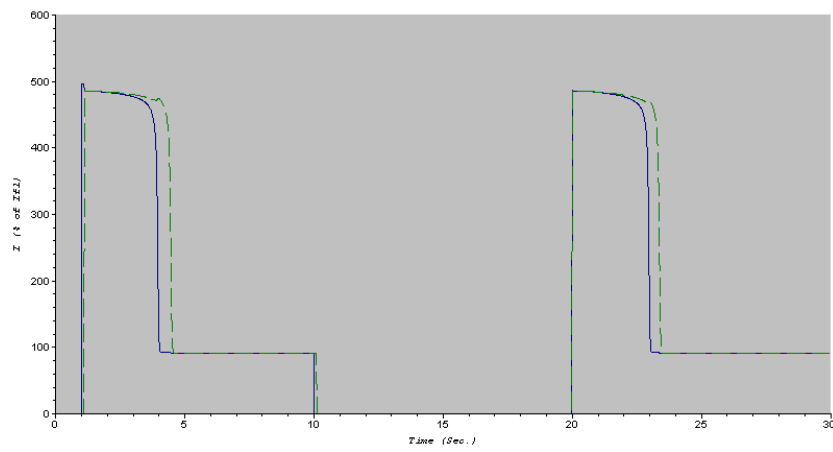


Fig. 5.9: Comportamiento de las corrientes de los equipos

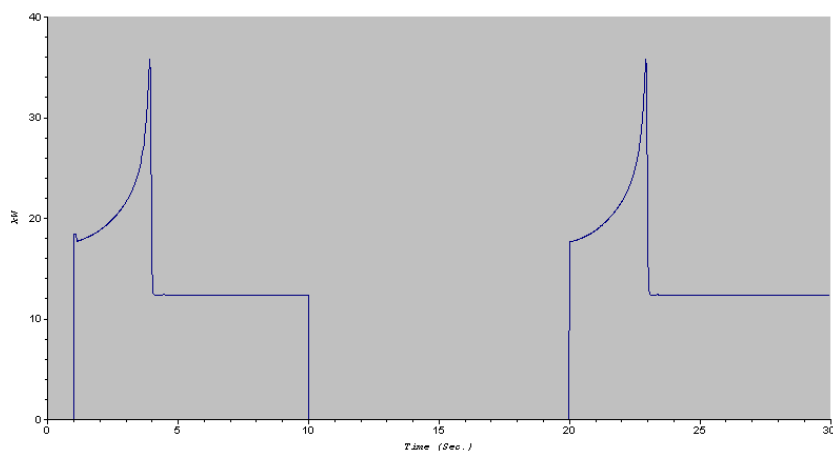


Fig. 5.10: Perfil de demanda durante el funcionamiento de los equipos

Tanto la simulación en ETAP como los cálculos previos de caída de voltaje muestran que durante los instantes del arranque el voltaje cae hasta el 96% del voltaje nominal, una caída de 4%, las figuras 5.11, 12 y 13 muestran los gráficos de voltaje y de corriente de los equipos de bombeo durante las pruebas que se realizaron para acompañar este estudio.

Nótese la influencia que la carga tiene el voltaje del sistema porque en el instante en que se desactivan las equipos el voltaje sube varia de 115 a 118V y en ese momento la corriente cae hasta cero, cuando se activan las maquinas se presenta una caída momentánea de voltaje hasta un valor de 111V y la corriente presenta su aumento típico durante el arranque.

Las pruebas se realizaron 2 veces con resultados similares, a partir de las graficas podemos determinar que la caída de voltaje producida durante el arranque de los equipos es de $(211/218) \times 100 = 96.33\%$ lo cual es congruente con respecto a los resultados obtenidos previamente.

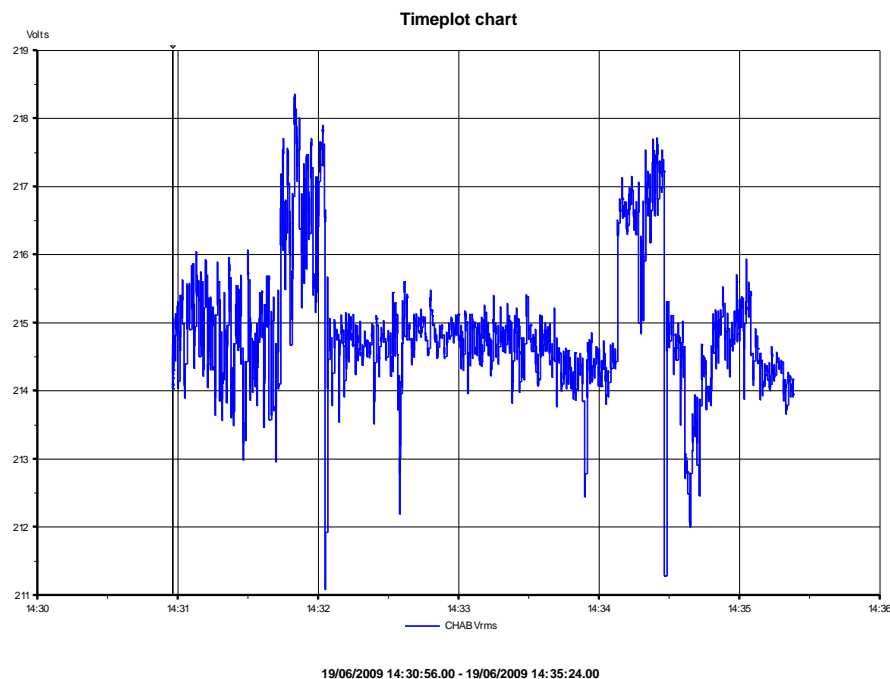


Fig. 5.11: Perfil de voltaje durante el funcionamiento de los equipos

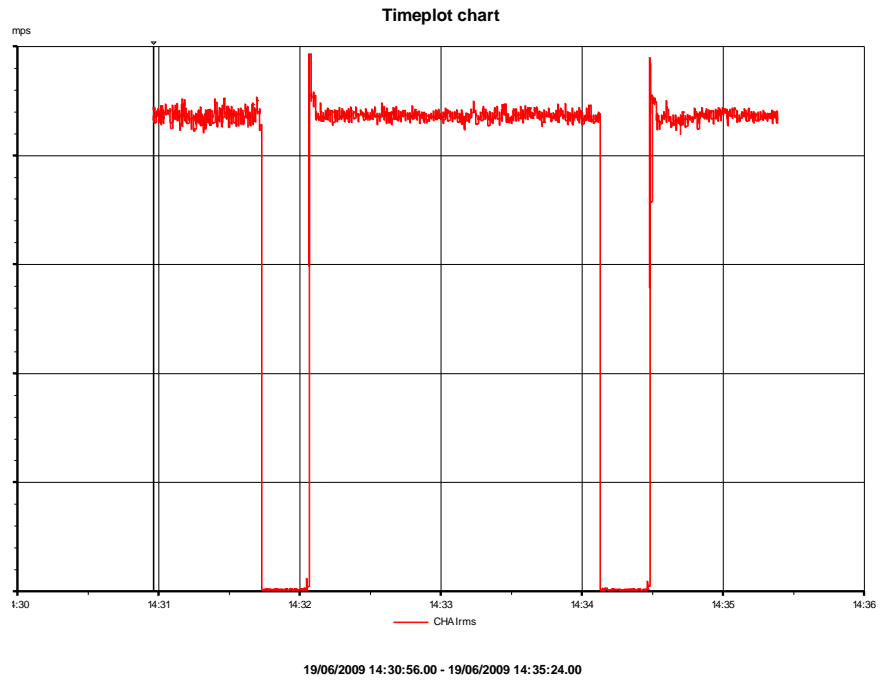


Fig. 5.11: Perfil de corriente durante el funcionamiento de los equipos

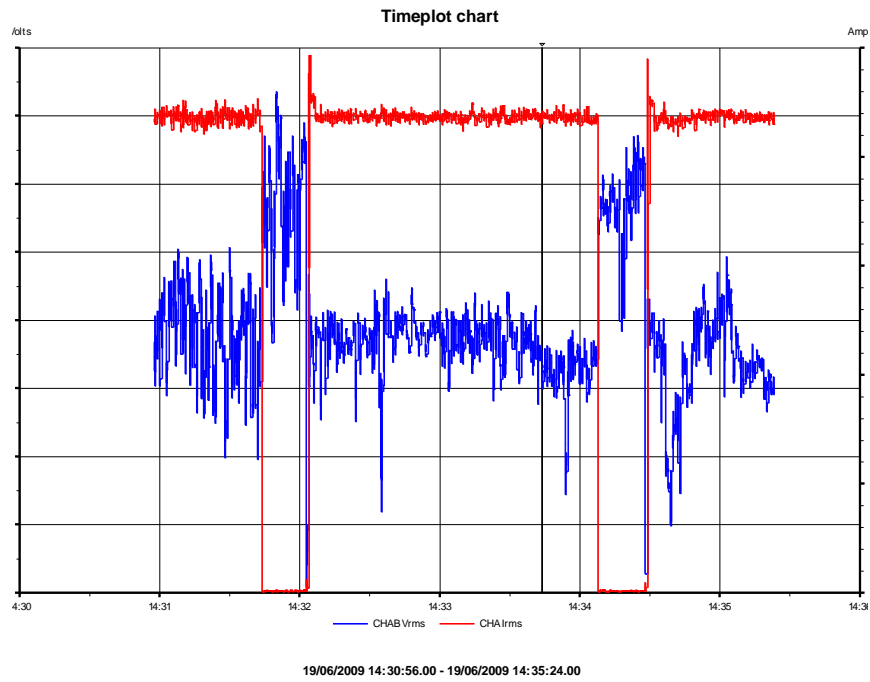


Fig. 5.12: Perfil de voltaje y corriente combinados durante el funcionamiento de los equipos

>>> CAPITULO VI
ESTABILIDAD
TRANSITORIA

CAPITULO 6: ESTABILIDAD TRANSITORIA

6.1 Generalidades

El estudio de estabilidad de un sistema eléctrico busca determinar la capacidad de dicho sistema de alcanzar un punto estable de funcionamiento después que se ha presentado una perturbación las cuales pueden ser generadas por un cortocircuito, la activación de una protección, la desconexión de un tramo de línea, de un transformador, de un generador, etc. En una red de distribución las perturbaciones están limitadas únicamente a la activación de protecciones y cortocircuitos ya que en estos sistemas eléctricos no hay generadores de gran capacidad que se conecten directamente al bus de distribución Sin embargo, en nuestro país algunas empresas generan sus propios recursos eléctricos e inyectan el remanente a la red de distribución conectándose en ese caso un generador a la red de distribución, este no es el caso en el circuito de Distribución que se ha estudiado en capítulos anteriores por lo cual no es razonable un estudio de estabilidad sobre esta red, en su lugar estudiaremos, como un caso especial fuera de los límites de este trabajo, la interconexión de los generadores de la central térmica de Talnique.

6.2 Estabilidad de los Sistemas de Generación

Un estudio de flujo de potencia tiene la capacidad de determinar el funcionamiento o punto de operación de un sistema eléctrico y proporciona los niveles de voltaje (entre otras cosas) en cada punto del sistema que se analiza así como la distribución de la potencia por él, lo cual es importante si alguna de las fuentes de alimentación dejara de funcionar (desconexión de un generador), el estudio de cortocircuito proporciona los niveles de potencia de cortocircuito en los puntos de interés. Un estudio de estabilidad debe simular el comportamiento del sistema en el dominio del tiempo frente a perturbaciones como cortocircuitos, desconexión o conexión de generadores.

Uno de los principales objetivos del estudio de estabilidad es la evaluación de los tiempos máximos de desconexión de una falla en cualquier parte del sistema (Tiempo de desconexión crítico). Con la información de dichos tiempos se pueden diseñar sistemas con las protecciones necesarias y con vías alternas (sistema redundante) para mantener el suministro de energía continuo y la estabilidad en caso de una falla.

Otro objetivo del estudio de estabilidad se centra en la desconexión repentina de generadores que aportan potencia al sistema, esta situación no es crítica en la red de distribución debido a que esta es considerablemente grande en cuanto a potencia en comparación con las pequeñas aportaciones que algunos generadores pueden hacer, en cambio en el sistema de transmisión si es de mucha importancia ya que la desconexión de un generador puede producir gran variación en la frecuencia y ocasionar serios problemas.

El estudio de estabilidad puede ser de dos tipos: *transitorio o de estado estable*. Los análisis de estabilidad transitoria son complejos, principalmente por su gran tamaño, la gran cantidad de interconexiones y la gran cantidad de máquinas conectados al sistema que pueden generar una inestabilidad. Un sistema opera en condición de estado estable cuando las cantidades físicas que interviene en el sistema y que describen el funcionamiento del sistema se pueden considerar constantes. Los estudios de estado estable son menos extensos que los de estabilidad transitoria en cuanto a sus alcances, estos estudios involucran una sola máquina que opera conectada a una barra infinita o algunas pocas maquinas que experimentan uno o más disturbios pequeños.

El estudio de estabilidad es complicado en muchos sentidos y la necesidad de la ayuda de un programa de computadora es más notable que en otro tipo de análisis, las dos necesidades básicas que estos programas atienden son el estudio de sistemas interconectados con gran cantidad de máquinas y la representación de las maquinas (el modelo más utilizado para estudios de estabilidad es la maquina sincrónica).

6.3 Límites para la estabilidad transitoria del sistema

Dentro de los resultados que el estudio de flujo de carga ofrece se encuentra el ángulo de voltaje δ (o ángulo del rotor), este parámetro que se explica en el capítulo 3 puede tener cualquier valor entre 0° y 180° , sin embargo en la realidad está sometido al cumplimiento de ciertos límites para garantizar el buen funcionamiento del sistema, específicamente el tiempo de libramiento de las fallas. El rango al que debe limitarse la variación del ángulo δ es entre 0° y $\delta_{\text{crítico}}$.

En particular nos referiremos a la Estabilidad Transitoria, la cual entenderemos como la capacidad del sistema de recobrar el sincronismo que pierde cuando sucede una perturbación, pero es de mucha importancia en este estudio la curva del ángulo y la potencia, Fig. 6.1.

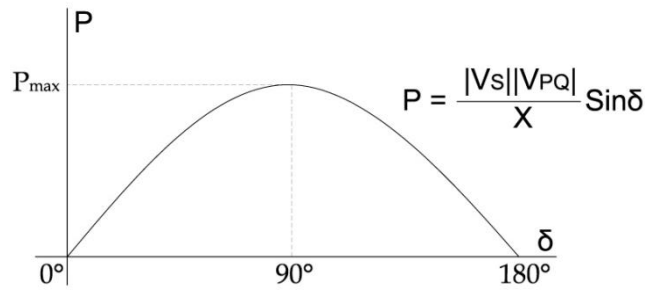


Fig. 6.1: Curva Angulo - Potencia

La ecuación que controla la dinámica de la rotación de una maquina es conocida como ecuación de oscilación de la maquina (swing equation), Ec. 6.2, la cual es una ecuación diferencial de orden 2. Esta ecuación describe el movimiento relativo del eje del rotor respecto a los ejes del campo magnético resultante durante una perturbación¹⁰.

Ec. 6.1	$P = \frac{E \cdot U}{X} \text{Sen}(\delta)$	E: Voltaje interno del Generador U: Voltaje en la barra infinita X: Reactancia de la rama
Ec. 6.2	$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e$	H: Constante de inercia P _e : Potencia eléctrica P _m : potencia mecánica ω _s : Velocidad de sincronismo δ: Angulo de Voltaje t: tiempo

Resolver la Ec. 6.2 permite obtener una expresión para el ángulo δ en función del tiempo, las graficas que se obtiene de esta solución se conocen como curva de oscilación y son estas gráficas o curvas las que permitirán conocer si las maquinas se mantiene en sincronismo después de que haya ocurrido una falla.

En aquellos sistemas donde una sola maquina esta oscilando con respecto a la barra infinita no es necesario resolver las ecuaciones presentadas, lo cual puede representar mucho trabajo, en cambio se puede simplificar el trabajo cuando se aplica el criterio de las áreas iguales para determinar la estabilidad del sistema bajo condiciones transitorias sin la necesidad de resolver la ecuación de oscilación.

¹⁰ **P. Aguayo, S. Andrade, J. Valdés.** Sistemas Eléctricos de Potencia. Estabilidad transitoria en generadores síncronos. Universidad de Chile.

6.4 Criterio de Áreas Iguales para Estabilidad

Supongamos el esquema de un sistema como el que se muestra en la Fig. 6.2. Inicialmente el generador opera de forma regular a un determinado ángulo δ inicial (δ_0) y con potencia mecánica de entrada P_m igual a la potencia eléctrica de salida P_e . Si ocurriese una falla repentinamente, la potencia mecánica se mantendrá inalterada. Durante el tiempo de libramiento de falla, el ángulo de la potencia cambiara desde su estado inicial aun estado 1 ($\delta_0 \rightarrow \delta_1$) donde la falla finalmente se habrá asilado.

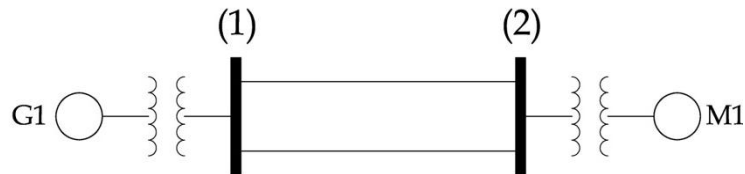


Fig. 6.2: Sistema de 2 barras para representar un problema de estabilidad

Cuando la falla ha sido liberada, existirá en el generador un incremento en la velocidad del rotor y por lo tanto la separación entre el ángulo de voltaje en el generador y el bus de la red aumentará. En el punto 1 también se producirá un aumento de la potencia eléctrica de salida y se alcanzara el punto 2, el cual mantendrá el mismo ángulo δ_1 . Esta condición genera un problema dado que la potencia eléctrica es mayor que la potencia mecánica y como consecuencia la maquina tiende a perder velocidad a medida avanza sobre la curva de Angulo – Potencia.

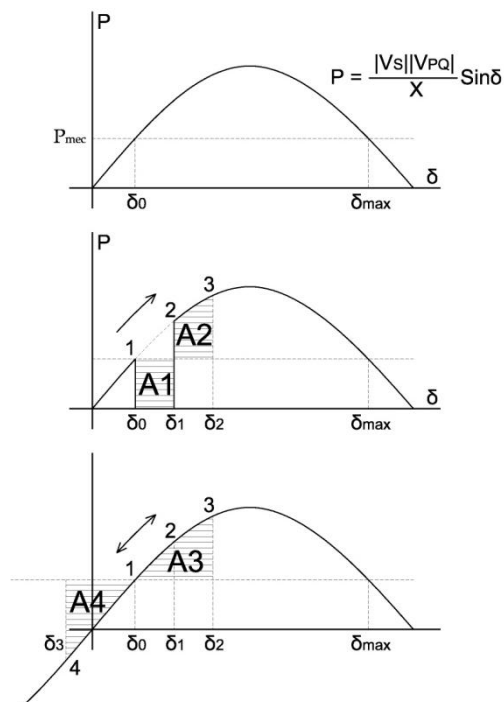


Fig. 6.3: Curva Angulo – Potencia para el criterio de áreas iguales

En el punto 3, la máquina habrá recuperado la velocidad de sincronismo pero el ángulo ahora será δ_2 . El valor del ángulo δ_2 dependerá de que las áreas 1 y 2 sean iguales, es decir que mientras esa condición no se presente el punto 3 se alejara más del punto 2. En esta situación, la potencia eléctrica sigue siendo mayor forzando que la maquina desacelere (Condición de potencia de aceleración negativa) y por lo tanto es imposible para el generador mantener la velocidad síncrona, el ángulo δ_2 va a disminuir hasta llegar nuevamente al punto de inicio, pero la velocidad de rotor es ahora menor que la síncrona. El ángulo seguirá decayendo hasta el punto 4 y este punto se definirá cuando el área 3 y 4 sean iguales. Si no existe ningún mecanismo o condición de amortiguamiento el sistema oscilara entre estos puntos.

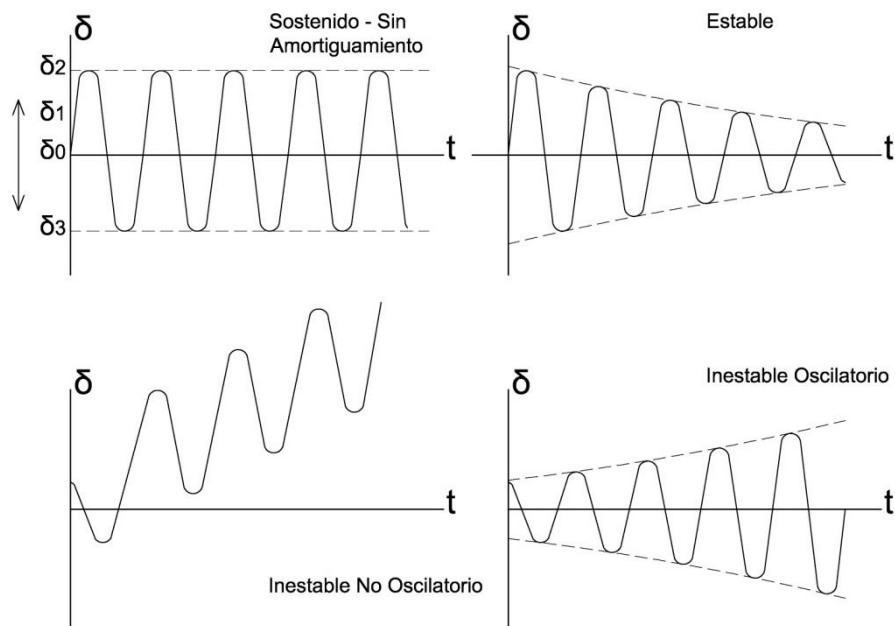


Fig. 6.5: Tipos de Inestabilidad

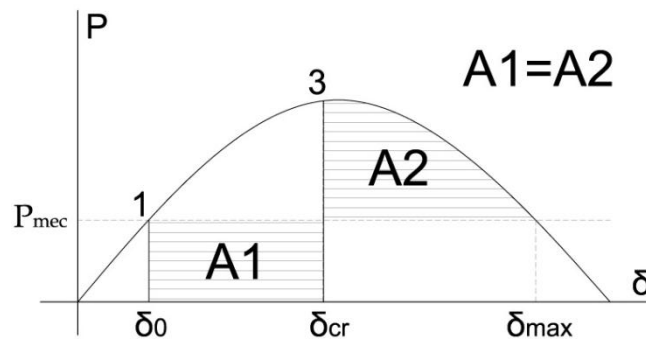


Fig. 6.4: Angulo crítico de libramiento (δ_{cr})

El criterio de las áreas iguales busca establecer que la energía cinética que se le añade al rotor del generador durante una falla debe de eliminarse justamente después de la falla, el objetivo de esto es restaurar la velocidad de sincronismo de la maquina. Es importante entonces que las protecciones actúen de forma inmediata ya que si el aislamiento de la falla se retarda el ángulo δ_2 llegara a un punto donde alcance valores mayores al Angulo δ_{maximo} , entonces, “la velocidad del rotor está en este punto por encima de la velocidad de sincronismo cuando se encuentra nuevamente que la potencia de aceleración es positiva, bajo la influencia de esta potencia de aceleración positiva el ángulo δ se incrementara sin límite”¹¹. Por lo tanto para evitar esta dificultad las protecciones deberán de funcionar antes del que se alcance el ángulo de libramiento critico δ_{CR} , punto donde se garantiza que en algún momento las áreas 1 y 2 podrán alcanzar una igualdad antes de que se desborde el ángulo δ .

¹¹ Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, 1ra Edición, Capitulo 16

6.5 Análisis de Estabilidad para el caso de estudio

En este estudio únicamente se realizara el estudio de forma simulada utilizando ETAP, la Fig. A10.5 muestra un bosquejo del diagrama unifilar de la generadora, el cual fue elaborado en visita a la planta y según algunas especificaciones proporcionadas. Esta generadora tiene una capacidad instalada de 64 MW y actualmente realizan una ampliación a esta capacidad para alcanzar en total 100MW, nuestro interés y estudio se basa únicamente en la etapa inicial y no se tomara en cuenta los nuevos generadores. Se estudiaran en total 4 generadores a base de combustible con capacidad 16 MW cada uno y su interconexión al bus del sistema de Transmisión. En el Anexo 7 se presentan algunas de las características eléctricas de interés de estos generadores. Los 4 generadores se han conectado en paralelo y se conectan a un transformador elevador 13.8kV/115kV de 75 MVA.

Otra limitante que se tiene para simular el sistema es la falta de información de los parámetros de secuencia de la red de transmisión en el punto de interés, para solventar esta dificultad asumiremos una barra infinita con una capacidad de 1200kVA de cortocircuito, con la cual se modelará el resto de la red.

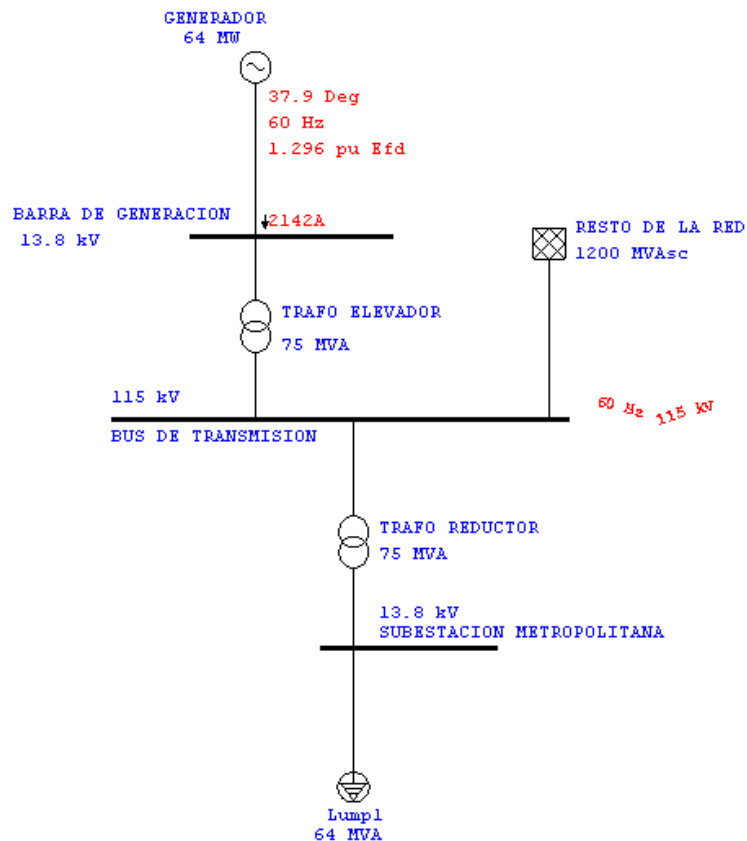


Fig. 6.5: Modelo del Sistema de transmisión

En la Fig. 6.5 se aprecia el modelo del sistema, en principio se asume que los 4 generadores están modelados como un solo generador de 64MW, esa es la forma en que la red lo ve, debido a que en el lado de baja tensión del transformador se conectan todos los generadores y es el lado de alta tensión el que se conecta al bus de transmisión. Además al bus de transmisión se conecta un modulo que representa al resto de la generación de El Salvador y se conecta también un transformador reductor que representa a una subestación de la red de distribución, finalmente se conecta un módulo de carga que puede ser por ejemplo una red radial o un red de distribución en malla.

Este estudio se baso en los datos mecánicos y eléctricos de los generadores instalados en la planta generadora de Talnique, para complementar los datos que se necesarios para modelar a la red de transmisión (impedancia de secuencia, potencia de cortocircuito, etc.) se requirió de valores típicos para poder ilustrar el comportamiento de la red ante la presencia de una perturbación de corta duración, las siguientes figuras muestran los resultados obtenidos.

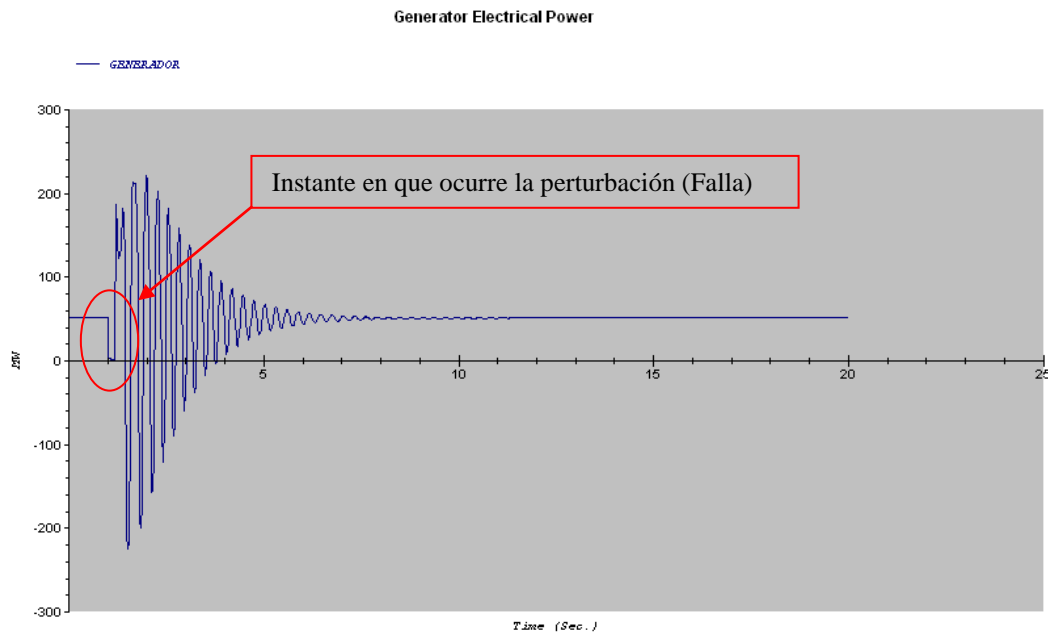


Fig. 6.6: Comportamiento de la Potencia eléctrica durante la falla

La falla ocurre en la marca de 1 segundo, cuando sucede esto la potencia cae a cero, como se explico según el diagrama de la Fig. 6.3 y pasa un tiempo de 0.2 segundos antes de que se libere la falla, en ese momento la potencia comienza a variar entre potencia positiva que acelera el rotor y aumenta el ángulo δ y potencia negativa que frena al motor

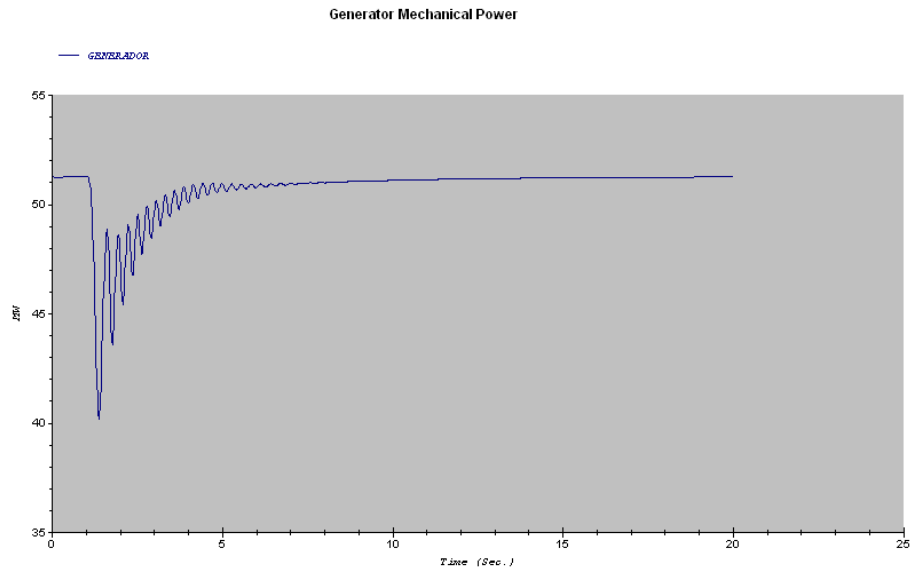


Fig. 6.7: Comportamiento de la Potencia mecánica durante la falla

Al igual que la potencia Eléctrica, la potencia mecánica varía a medida que el sistema intenta recobrar el sincronismo, la potencia mecánica recobra su estabilidad cerca de los 14 segundos, mientras que la potencia eléctrica la recobra a los 11 segundos.

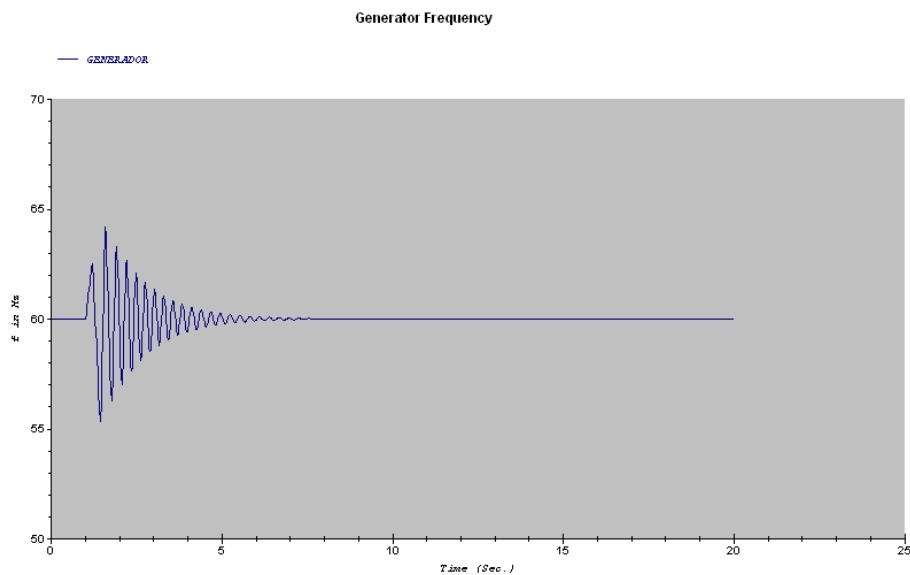


Fig. 6.8: Comportamiento de la frecuencia δ durante la falla

También la frecuencia del sistema se ve alterada por la falla, se estabiliza más rápido que la potencia. Alcanza valores extremos de 64 y 56 Hz.

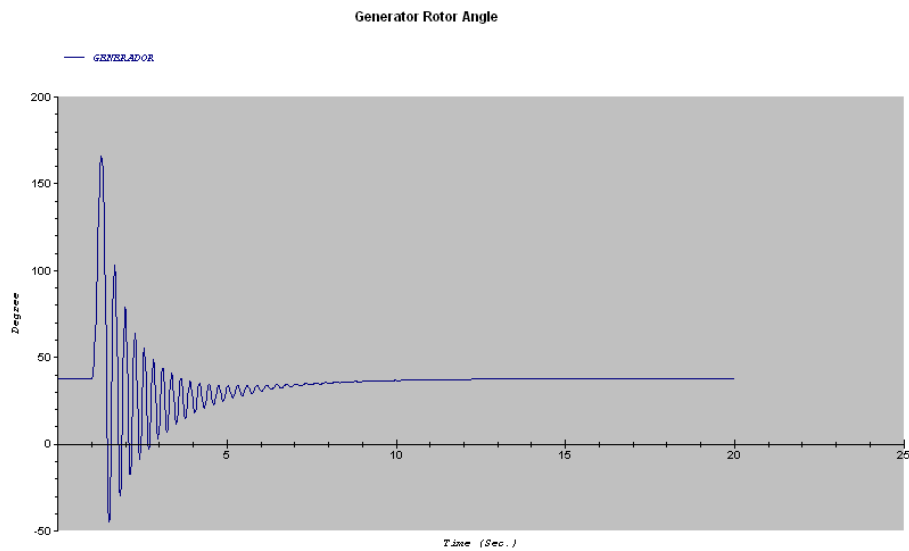


Fig. 6.8: Comportamiento del ángulo δ durante la falla

Este es quizás el parámetro que más nos interesa conocer, alcanza un máximo de 170° , lo que significa que es en ese punto donde las áreas 1 y 2 dentro de la curva potencia – ángulo se igualan y comienza el proceso de oscilación y posterior amortiguamiento de δ , llevándolo en menos de 15 segundos a la estabilidad.

ETAP puede generar curvas adicionales como la de voltaje y corriente de campo en la máquina pero las cuales no son de nuestro interés.

>>> Conclusiones

- Por lo general las fallas trifásicas son más severas que las monofásicas, bajo ciertas condiciones del sistema es posible que las fallas monofásicas alcancen o superen la magnitud de las trifásicas. La falla más común es la monofásica por lo que es recomendable al menos determinar las intensidades de estos dos casos.
- En sistemas de tipo industrial pueden presentarse corrientes de cortocircuitos muy elevadas incluso mayores a 70kA, debido a la relación de corrientes en los extremos de un transformador grandes corrientes de cortocircuito en baja tensión no representan más que unos cuantos amperios en la red de media tensión por lo que se puede despreciar y por lo tanto la fuente de corriente de cortocircuito más importante es la subestación de potencia y será únicamente la línea de distribución quien aporte impedancia para atenuar la corriente de falla a lo largo de la red
- El análisis de fallas balanceadas únicamente considera reactancias de secuencia positivas, las reactancias de los transformadores, las reactancias transitoria y subtransitoria de maquinas rotatorias se consideran de este tipo de secuencia.
- La coordinación de las protecciones no solo requiere que las curvas de los dispositivos no se traslapen, es muy importante que se cumplan las diferencias de tiempo entre una y otra ante un determinado nivel de falla para asegurar una coordinación y protección efectiva del sistema.
- La selección del tipo de protección dependerá del diseño que se desee realizar pero bajo ciertas condiciones en baja tensión es más ventajoso el uso de dispositivos Termomagnéticos porque tiene la capacidad de ajustarse mejor que otros dispositivos. Los fusibles ofrecen buena protección pero usualmente necesitan de un dispositivo de respaldo porque solo pueden actuar para eliminar sobre corrientes o altas corrientes de cortocircuito.
- En sistemas de alta tensión se utilizan comúnmente fusibles de tipo T y K, para la protección de transformadores es más conveniente el uso de fusibles T porque su curva tiempo corriente se apega de mejor forma a las curvas de daño de los transformadores.

- El suministro de potencia eléctrica en un sistema está determinado por el valor del ángulo δ o ángulo de voltaje, esto se debe a que en la ecuación potencia – ángulo los parámetros definidos son constantes, la reactancia de la línea es constante debido a que esas son sus características de construcción y el valor de los voltajes debe ser constante porque es junto a la frecuencia del sistema uno de los principales requisitos de un sistema funcional. La única forma de modificar el valor de la potencia eléctrica será variar el valor de δ .
- Para el caso de flujo de carga en los sistemas de distribución radiales se utilizan ecuaciones simplificadas para aprovechar la estructura arborescente de la red. Por lo general estas ecuaciones no toman en cuenta al ángulo de voltaje debido a la ausencia de generadores en el sistema de distribución sin embargo esto no significa que no pueda ser calculado.
- El flujo de carga armónico se basa en que las potencias aportadas por las componentes armónicas se distribuyen en la red de forma proporcional a la potencia a frecuencia fundamental. El estudio de flujo armónico requiere también la construcción de matrices de secuencia similares a las del flujo de carga normal pero se debe construir una matriz por cada armónico que se desee analizar.
- El principal efecto de los armónicos se da en sistemas con conexión estrella ya que es en el neutro de estas redes donde los armónicos de secuencia cero (3, 9, 15, etc.) se suman provocando principalmente calentamiento del conductor neutro.
- Otros efectos negativos de la presencia excesiva de armónicos en un sistema son el disparo de protecciones en falso, disminución de vida útil de transformadores, vibración de motores, fallas en bancos de capacitares y el efecto piel en los conductores.
- Los motores producen caída en el nivel de tensión durante su arranque la cual puede ser o no nociva para un sistema, cuando el voltaje cae por debajo del 70% de su valor nominal se considera que es excesivo y debe recurrirse al uso de alguna técnica de arranque que permita minimizar esta situación.
- Las técnicas de arranque de motores se basan en aplicar un voltaje reducido para tener menores corrientes de arranque intentando que el motor desarrolle su par en el mismo tiempo que lo haría a voltaje nominal, una de las mejores técnicas es la de variación de

frecuencia porque le ofrece al motor un arranque y parado suave, tiene alto rendimiento y permiten un factor de potencia cercano a 1. Otras técnicas son el arranque por autotransformador, estrella delta y el uso de resistencias.

- La curva potencia – ángulo establece que el ángulo δ puede variar entre 0 y 180°, en sistemas reales se establece un δ_{maximo} y un δ_{critico} . El valor critico establece el máximo tiempo que puede tardarse una protección en despejar una falla para evitar que la energía cinética acumulada no pase del valor máximo y garantizar que el sistema entrará en oscilación. Depende de la robustez del sistema que tan rápido el sistema atenúe la oscilación y vuelva a su estado estable.
- No existe un tiempo mínimo o máximo en que el sistema deba recuperar la estabilidad después de una falla, depende del tamaño del sistema y su robustez, no será el mismo tiempo para un sistema con 10 generadores que un sistema con 100.
- Si la falla no se libera después del valor critico del ángulo entonces se generará inestabilidad la cual puede ser de dos tipos: inestable oscilatorio (con una envolvente exponencial creciente) o inestable no oscilatorio. Ambas tienden a llevar al ángulo δ al infinito.
- La simplificación del análisis de sistemas eléctricos de cualquier tipo cuando se utilizan métodos computacionales es significativa, esta ventaja principalmente en tiempo y precisión de resultados permite concentrarse en soluciones a los aspectos más relevantes del diseño y no en la técnica de solución de análisis; por ejemplo, durante el diseño de determinada instalación se determinan corrientes de falla elevadas, con el uso de un software apropiado como ETAP el diseño solo requiere unos retoques y no es necesario desarrollar todo el análisis completamente por segunda vez y por lo tanto en pocos minutos es posible evaluar múltiples opciones. Es fundamental conocer los métodos tradicionales, esto ayudará a proporcionarle al software mejores datos del sistema y obtener resultados coherentes y fiables.
- ETAP ofrece múltiples opciones para los tipos de conexiones de fuentes de energía, motores o transformadores, estas pueden ser estrella / delta, estrella / estrella, delta / estrella o delta / delta. Cuando se especifica una conexión estrella es posible definir el tipo de

aterrizamiento que la conexión tiene, por ejemplo sólidamente aterrizado, por resistencias, reactancias o aislado. En el caso de conexiones en delta no es posible aterrizar la conexión (delta aterrizada) por lo que en el secundario no se pueden obtener valores para fallas monofásicas a tierra. Esto sucede en instalaciones donde los equipos o maquinarias son trifásicos y que se alimentan con el voltaje línea línea por lo que no precisan de neutro o tierra y por lo tanto la simulación no puede ser ejecutada.

- Para estudios de flujo de carga utilizando ETAP es posible obtener los armónicos que se inyectaran al sistema por dos métodos, el primero se basa en valores previamente definidos por ETAP, el segundo método permite a los usuarios definir el valor de THD (y de cada armónico individual) de voltaje o corriente que se desea, se debe de utilizar las librerías adecuadas.

>>> Bibliografía

- **Análisis De Armónicos En Sistemas De Distribución**
Estrella Esperanza Parra López
Universidad Nacional de Colombia. 2004
- **Estudio De Los Índices De Distorsión Armónica Generados Por Cargas No Lineales**
Ing. Jorge Alberto Zétino Chicas
CIC-UES. 2007
- **Short Circuit Calculation For Industrial And Commercial Power Systems**
General Electric. 1989
- **Criterios De Ajuste y Coordinación De Los Sistemas De Protección Del SEIN**
COES-SINAC. 2005
- **Sistemas de Protección En Media y Baja Tensión**
Dr. Ing. Juan Carlos Gómez
Universidad Nacional de San Juan / Rama Estudiantil del IEEE. 2002
- **Tesis Doctoral: Aportaciones Al Estudio Del Flujo Armónico de Cargas**
Sergio Herraiz Jaramillo
Universidad Politécnica de Cataluña. 2002
- **Estudio de Protecciones En El Sistema De Distribución De La C.A Elegua Filial De La E.D.C.**
Jessika Desiree Yamoza
Universidad Simón Bolívar. 2007
- **Overcurrent Protection And Devices, Short-Circuit Calculations, Component Protection, Selective Coordination, And Other Considerations**
Cooper Bussman. 2002
- **IEEE Recommended Practice For Electric Power Distribution For Industrial Plants**
IEEE Std. 141-1993
- **Flujo De Cargas**
Antonio Gómez Expósito y Fernando Alvarado
- **Cuaderno Técnico 158: Cálculo De Corrientes De Cortocircuito**
B. de Metz-Noblat / Frederic Dumes / Georges Thomasset
Schneider Electric. 2000
- **Análisis De Sistemas de Potencia**
Grainger / Stevenson
- **Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales**
Irwin Lazar
Editorial Limusa, 1994

>>> ANEXOS

Anexo 1:
Tablas

Anexo 2:
Calculo de Corrientes de Cortocircuito en Baja tensión
(Sistemas Industriales)

Anexo 3:
Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Media Tensión
(Sistemas de Distribución)

Anexo 4:
Coordinación de Protecciones en Alta y Baja Tensión
(Sistemas Industriales)

Anexo 5:
Análisis de Flujo de Potencia Red de Distribución (Radial) y

Anexo 6:
Flujo de Carga Armónico en Red de Distribución y
Sistemas Industriales

Anexo 7:
Arranque de Motores

Anexo 8:
Estabilidad (Caso Especial)

Anexo 9:
ETAP Power Station 4.00 (DEMO)

Anexo 10:
Diagramas Unifilares

Anexo 1: Tablas

Tabla 1: Factores Asimétricos

Fuente: Cooper BUSMAN

Porcentaje de Factor de Potencia de Corto CKTO	Relación con Amperios RMS Simétricos				Porcentaje de Factor de Potencia de Corto CKTO	Relación con Amperios RMS Simétricos			
	Razón X/R de Corto CKTO	Amps Pico Instantáneo Máximos 1 Fase	Amps RMS Máximos 1 Fase en 1/2 Ciclo (Factor Asimétrico)	Amps RMS Promedio 3 Fases en 1/2 Ciclo		Razón X/R de Corto CKTO	Amps Pico Instantáneo Máximos 1 Fase	Amps RMS Máximos 1 Fase en 1/2 Ciclo (Factor Asimétrico)	Amps RMS Promedio 3 Fases en 1/2 Ciclo
0	-	8.828	1.732	1.394	30	3.1798	1.978	1.130	1.064
1	100.0000	2.785	1.697	1.374	31	3.0669	1.960	1.122	1.062
2	49.9930	2.743	1.662	1.354	32	2.9608	1.943	1.130	1.057
3	33.3220	2.702	1.630	1.336	33	2.8606	1.926	1.106	1.057
4	24.9790	2.663	1.599	1.318	34	2.7660	1.910	1.098	1.050
5	19.9740	2.625	1.569	1.302	35	2.6764	1.894	1.091	1.046
6	16.6230	2.589	1.540	1.286	36	2.5916	1.878	1.085	1.043
7	14.2510	2.554	1.512	1.271	37	2.5109	1.863	1.079	1.040
8	13.4600	2.520	1.485	1.256	38	2.4341	1.848	1.073	1.037
9	11.0660	2.487	1.461	1.242	39	2.3611	1.833	1.068	1.034
10	9.9301	2.455	1.437	1.229	40	2.2913	1.819	1.062	1.031
11	9.0354	2.424	1.413	1.216	41	2.2246	1.805	1.058	1.029
12	8.2733	2.394	1.391	1.204	42	2.1608	1.791	1.053	1.027
13	7.6271	2.364	1.370	1.193	43	2.0996	1.778	1.049	1.024
14	7.0721	2.336	1.350	1.182	44	2.0409	1.765	1.045	1.023
15	6.5912	2.309	1.331	1.172	45	1.9845	1.753	1.041	1.021
16	6.1695	2.282	1.312	1.162	46	1.9303	1.740	1.038	1.019
17	5.7947	2.256	1.295	1.152	47	1.8780	1.728	1.035	1.017
18	5.4649	2.231	1.278	1.144	48	1.8277	1.716	1.032	1.016
19	5.1667	2.207	1.278	1.135	49	1.7791	1.705	1.029	1.014
20	4.8990	2.183	1.247	1.127	50	1.7321	1.694	1.026	1.013
21	4.6557	2.160	1.232	1.119	55	1.5185	1.641	1.016	1.008
22	4.4341	2.138	1.219	1.112	60	1.3333	1.594	1.009	1.004
23	4.2313	2.110	1.205	1.105	65	1.1691	1.517	1.005	1.001
24	4.0450	2.095	1.193	1.099	70	1.0202	1.517	1.002	1.001
25	3.8730	2.074	1.181	1.092	75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
26	3.7138	2.054	1.170	1.087	80	0.7500	1.460	1.0002	1.0001
27	3.5661	2.034	1.159	1.081	85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
28	3.4286	2.015	1.149	1.076	100	0.0000	1.414	1.000	1.000
29	3.3001	1.996	1.139	1.071	-	-	-	-	-

Tabla 2: Letras Código Indicadoras de kVA/CF Con Rotor Bloqueado

Fuente: NEC 2005 [Tabla 430-7(b)]

Letra Código	kVA por CF Con Rotor Bloqueado	Letra Código	kVA por CF Con Rotor Bloqueado
A	0.00 - 3.14	L	9.00 - 9.99
B	3.15 - 3.54	M	10.00 - 11.19
C	3.55 - 3.99	N	11.20 - 12.49
D	4.00 - 4.49	P	12.50 - 13.99
E	4.50 - 4.99	R	14.00 - 15.99
F	5.00 - 5.59	S	16.00 - 17.99
G	5.60 - 6.29	T	18.00 - 19.99
H	6.30 - 7.09	U	20.0 - 22.39
J	7.10 - 7.99	V	≥ 22.4
K	8.00 - 8.99	-	-

Tabla 2a: Valores Típicos de Reactancia para Maquinas Síncronas y de Inducción

Fuente: NEC 2005 [Tabla 430-7(b)]

	X''	X'
Turbo Generador 2 Polos	0.09	0.15
Turbo Generador 4 Polos	0.15	0.23
Generador Polos salientes (12 o menos)	0.16	0.33
Generador Polos salientes (14 o menos)	0.21	0.33
Motor Síncrono 6 Polos	0.15	0.23
Motor Síncrono de 8-14 Polos	0.20	0.30
Motor Síncrono mas de 16 Polos	0.28	0.40
Condensadores Síncronos	0.24	0.37
Convertidor Síncrono 600V DC	0.20	=
Convertidor Síncrono 250V DC	0.33	=
Motores de Inducción mayores a 600V	0.17	=

Tabla 3a: Resistencia, Reactancia e Impedancia para cables individuales de Cobre a 60Hz en $\Omega/1000'$ y 75°C

Fuente: ANSI/IEEE Std 141-1993

Calibre	En Ducto Magnético						En Ducto No Magnético					
	600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje			600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.8110	0.0754	0.8140	0.8110	0.0860	0.8160	0.8110	0.0603	0.8130	0.8110	0.0688	0.8140
8 (solido)	0.7860	0.0754	0.7900	0.7860	0.0860	0.7910	0.7860	0.0603	0.7880	0.7860	0.0688	0.7890
6	0.5100	0.0685	0.5150	0.5100	0.0796	0.5160	0.5100	0.0548	0.5130	0.5100	0.0636	0.5140
6 (solido)	0.4960	0.0685	0.5010	0.4960	0.0796	0.5020	0.4960	0.0548	0.4990	0.4960	0.0636	0.5000
4	0.3210	0.0632	0.3270	0.3210	0.0742	0.3290	0.3210	0.0506	0.3250	0.3210	0.0594	0.3260
4 (solido)	0.3120	0.0632	0.3180	0.3120	0.0742	0.3210	0.3120	0.0506	0.3160	0.3120	0.0594	0.3180
2	0.2020	0.0585	0.2100	0.2020	0.0685	0.2140	0.2020	0.0467	0.2070	0.2020	0.0547	0.2090
1	0.1600	0.0570	0.1700	0.1600	0.0675	0.1740	0.1600	0.0456	0.1660	0.1600	0.0540	0.1690
1/0	0.1280	0.0540	0.1390	0.1280	0.0635	0.1430	0.1270	0.0432	0.1340	0.1280	0.0507	0.1380
2/0	0.1020	0.0533	0.1150	0.1030	0.0630	0.1210	0.1010	0.0426	0.1100	0.1020	0.0504	0.1140
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.1010	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.5700	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0644
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0526	0.0505	0.0276	0.0373	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

Tabla 3b: Resistencia, Reactancia e Impedancia para cables de 3 Conductores de Cobre a 60Hz en $\Omega/1000'$ y 75°C

Fuente: ANSI/IEEE Std 141-1993

Calibre	En Ducto Magnético						En Ducto No Magnético					
	600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje			600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.8110	0.0577	0.8130	0.8110	0.0658	0.8140	0.8110	0.0503	0.8120	0.8110	0.0574	0.8130
8 (solido)	0.7860	0.0577	0.7880	0.7860	0.0658	0.7890	0.7860	0.0503	0.7870	0.7860	0.0574	0.7880
6	0.5100	0.0525	0.5130	0.5100	0.0610	0.5140	0.5100	0.0457	0.5120	0.5100	0.0531	0.5130
6 (solido)	0.4960	0.0525	0.4990	0.4960	0.0610	0.5000	0.4960	0.0457	0.4980	0.4960	0.0531	0.4990
4	0.3210	0.0483	0.3250	0.3210	0.0568	0.3260	0.3210	0.0422	0.3240	0.3210	0.0495	0.3250
4 (solido)	0.3120	0.0483	0.3160	0.3120	0.0508	0.3170	0.3120	0.0422	0.3150	0.3120	0.0495	0.3160
2	0.2020	0.0448	0.2070	0.2020	0.0524	0.2090	0.2020	0.0390	0.2060	0.2020	0.0457	0.2070
1	0.1600	0.0436	0.1660	0.1600	0.0516	0.1680	0.1600	0.0380	0.1640	0.1600	0.0450	0.1660
1/0	0.1280	0.0414	0.1350	0.1280	0.0486	0.1370	0.1270	0.0360	0.1320	0.1280	0.0423	0.1350
2/0	0.1020	0.0407	0.1100	0.1030	0.0482	0.1140	0.1010	0.0355	0.1070	0.1020	0.0420	0.1100
3/0	0.0805	0.0397	0.0898	0.0814	0.0463	0.0936	0.0766	0.0346	0.0841	0.0805	0.0403	0.0900
4/0	0.0640	0.0381	0.0745	0.0650	0.0446	0.0788	0.0633	0.0332	0.0715	0.0640	0.0389	0.0749
250	0.0552	0.0379	0.0670	0.0557	0.0436	0.0707	0.0541	0.0330	0.0634	0.0547	0.0380	0.0666
300	0.0464	0.0377	0.0598	0.0473	0.0431	0.0640	0.0451	0.0329	0.0559	0.0460	0.0376	0.0596
350	0.0378	0.0373	0.0539	0.0386	0.0427	0.0576	0.0368	0.0328	0.0492	0.0375	0.0375	0.0530
400	0.0356	0.0371	0.0514	0.0362	0.0415	0.0551	0.0342	0.0327	0.0475	0.0348	0.0366	0.0505
450	0.0322	0.0361	0.0484	0.0328	0.0404	0.0520	0.0304	0.0320	0.0441	0.0312	0.0359	0.0476
500	0.0294	0.0349	0.0456	0.0300	0.0394	0.0495	0.0276	0.0311	0.0416	0.0284	0.0351	0.0453
600	0.0257	0.0343	0.0429	0.0264	0.0382	0.0464	0.0237	0.0309	0.0389	0.0246	0.0344	0.0422
750	0.0216	0.0326	0.0391	0.0223	0.0364	0.0427	0.0197	0.0297	0.0355	0.0203	0.0332	0.0389

Tabla 4a: Resistencia, Reactancia e Impedancia para cables individuales de Aluminio a 60Hz en $\Omega/1000'$ y 95°C

Fuente: ANSI/IEEE Std 141-1993

Calibre	En Ducto Magnético						En Ducto No Magnético					
	600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje			600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.8470	0.0530	0.8490	=	=	=	0.8470	0.0420	0.8480	=	=	=
4	0.5320	0.0500	0.5340	0.5320	0.0680	0.5360	0.5320	0.0400	0.5340	0.5320	0.0540	0.5350
2	0.3350	0.0460	0.3380	0.3350	0.0630	0.3410	0.3350	0.0370	0.3370	0.3350	0.0500	0.3390
1	0.2650	0.0480	0.2690	0.2650	0.0590	0.2710	0.2650	0.0350	0.2670	0.2650	0.0470	0.2690
1/0	0.2100	0.0430	0.2140	0.2100	0.0560	0.2170	0.2100	0.0340	0.2130	0.2100	0.0450	0.2150
2/0	0.1670	0.0410	0.1720	0.1670	0.0550	0.1760	0.1670	0.0330	0.1700	0.1670	0.0440	0.1730
3/0	0.1330	0.0400	0.1390	0.1320	0.0530	0.1420	0.1330	0.0370	0.1370	0.1320	0.0420	0.1390
4/0	0.1060	0.0390	0.1130	0.1050	0.0510	0.1170	0.1050	0.0310	0.1090	0.1050	0.0410	0.1130
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0892	0.0495	0.1020	0.0894	0.0307	0.0945	0.0891	0.0396	0.0975
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0746	0.0479	0.0887	0.0746	0.0300	0.0804	0.0744	0.0383	0.0837
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0640	0.0468	0.0793	0.0640	0.0245	0.0705	0.0638	0.0374	0.0740
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0563	0.0459	0.0726	0.0563	0.0291	0.0634	0.0560	0.0367	0.0700
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0453	0.0444	0.0634	0.0453	0.0284	0.0535	0.0450	0.0355	0.0573
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0381	0.0431	0.0575	0.0381	0.0287	0.0477	0.0377	0.0345	0.0511
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0332	0.0423	0.0538	0.0330	0.0280	0.0433	0.0326	0.0338	0.0470
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0310	0.0419	0.0521	0.0309	0.0273	0.0412	0.0304	0.0335	0.0452
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0243	0.0414	0.0480	0.0239	0.0273	0.0363	0.0234	0.0331	0.0405

Tabla 4b: Resistencia, Reactancia e Impedancia para cables de 3 Conductores de Aluminio a 60Hz en $\Omega/1000'$ y 95°C

Fuente: ANSI/IEEE Std 141-1993

Calibre	En Ducto Magnético						En Ducto No Magnético					
	600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje			600V y 5kV sin blindaje			5kV y 15kV con blindaje		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.8470	0.0530	0.8490	=	=	=	0.8470	0.0420	0.8480	=	=	=
4	0.5320	0.0500	0.5340	=	=	=	0.5320	0.0400	0.5340	=	=	=
2	0.3350	0.0460	0.3380	0.3350	0.0560	0.3400	0.3350	0.0370	0.3370	0.3350	0.0450	0.3380
1	0.2650	0.0480	0.2690	0.2650	0.0530	0.2700	0.2650	0.0350	0.2670	0.2650	0.0420	0.2680
1/0	0.2100	0.0430	0.2140	0.2100	0.0500	0.2160	0.2100	0.0340	0.2130	0.2100	0.0400	0.2140
2/0	0.1670	0.0410	0.1720	0.1670	0.0490	0.1740	0.1670	0.0330	0.1700	0.1670	0.0390	0.1710
3/0	0.1330	0.0400	0.1390	0.1330	0.0480	0.1410	0.1330	0.0370	0.1370	0.1320	0.0380	0.1380
4/0	0.1060	0.0390	0.1130	0.1050	0.0450	0.1140	0.1050	0.0310	0.1090	0.1050	0.0360	0.1110
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0895	0.0436	0.1000	0.0894	0.0307	0.0945	0.0893	0.0349	0.0959
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0748	0.0424	0.0860	0.0746	0.0300	0.0804	0.0745	0.0340	0.0819
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0643	0.0418	0.0767	0.0640	0.0245	0.0705	0.0640	0.0334	0.0722
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0564	0.0411	0.0700	0.0563	0.0291	0.0634	0.0561	0.0329	0.0650
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0457	0.0399	0.0607	0.0453	0.0284	0.0535	0.0452	0.0319	0.0553
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0386	0.0390	0.0549	0.0381	0.0287	0.0477	0.0380	0.0312	0.0492
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0335	0.0381	0.0507	0.0330	0.0280	0.0433	0.0328	0.0305	0.0448
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0315	0.0379	0.0493	0.0309	0.0273	0.0412	0.0307	0.0303	0.0431
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0248	0.0368	0.0444	0.0239	0.0273	0.0363	0.0237	0.0294	0.0378

Tabla 5: Capacidad de Corriente permanente de diversos tipos de elemento fusible

Fuente: Cooper Bussman

H Rating	Corriente Continua (A)	N Rating	Corriente Continua (A)	EEL - NEMA K o T Rating	Corriente Continua (A)	EEL - NEMA K o T Rating	Corriente Continua (A)
1H	1	25	25	6	9	40	60*
2H	2	30	30	8	12	50	75*
3H	3	40	40	10	15	65	95
5H	5	50	50	12	18	80	120+
8H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
N Rating		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150	*			
15	15	200	200	+			
20	20						

Tabla 6: Coordinación de fusibles tipo K según EEI-NEMA

Fuente: Cooper Bussman

	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de Cortocircuito de coordinación (AMPS)													
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
15K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200	
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200	
40K									1100	2200	3900	5800	9200	
50K										1450	3500	5800	9200	
65K											2400	5800	9200	
80K												4500	9200	
100K													2000	9100
140K														4000

Tabla 7: Coordinación de fusibles tipo T según EEI-NEMA

Fuente: Cooper Bussman

	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T	
	Máxima corriente de Cortocircuito de coordinación (AMPS)														
6T	350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
8T		375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
10T			530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
12T				680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
15T					730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
20T						990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200		
25T							1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200		
30T								1500	3100	5000	6100	9700	15200		
40T									1700	3800	6100	9700	15200		
50T										1750	4400	9700	15200		
65T												2200	9700	15200	
80T													7200	15200	
100T														4000	13800
140T															7500

Tabla 8: KVA Nominales del TRANSFORMADOR

Fuente: Schneider Electric. Año 2007

CATEGORIA	MONOFASICOS	TRIFASICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10,000	5001 - 30,000
IV	> 10,000	> 30,000

Tabla 9: Corriente de magnetización

Fuente: Schneider Electric. Año 2007

Potencia del transformador	No. de veces la corriente nominal
$KVA \leq 1500$	8
$1500 < KVA < 3750$	10
$KVA \geq 3750$	12

Tabla 10: Puntos de la curva ANSI

Fuente: Schneider Electric. Año 2007

Punto	Categoría	Tiempo (seg)	Corriente (amp)
1	I	$1250 Zt^2$	I_{pc} / Zt
	II	2	I_{pc} / Zt
	III, IV	2	$I_{pc} / (Zt + Zs)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc} / Zt$
	III, IV	8	$0.5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
3	II	$2,551 Zt^2$	$0.7 I_{pc} / Zt$
	III, IV	$5,000 (Zt+Zs)^2$	$0.5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

Tabla 11: Relés de Sobrecorriente

Fuente: Schneider Electric. Año 2007

Característica	IEC			ANSI		
	α	K	C	α	K	C
Tiempo Definido	-	0	1			
Normal Inverso	0.02	0.14	0	2.0938	8.9341	0.18
Muy Inverso	1	13.5	0	2	3.922	0.098
Extremadamente Inverso	2	80	0	2	5.64	0.024
Inverso de Largo Tiempo	1	120	0	2	5.6143	2.186

Tabla 12: Factor de Corrección K1 para Reconectores

Fuente: Cooper BUSMAN. Año 2008

Tiempo de Reconexión (Ciclos)	Una operación Rapida		Dos Operaciones Rapidas	
	Promedio	Maximo	Promedio	Maximo
25-30	1.3	1.2	2	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

Tabla 13: Factor de Corrección K2 para Reconectores

Fuente: Cooper BUSMAN. Año 2008

Tiempo de Reconexión (Ciclos)	Secuencia de Operación		
	22	13	4
20	2.7	3.2	3.7
25	2.6	3.1	3.5
50	2.1	2.5	2.7
75	1.85	2.1	2.2
100	1.7	1.8	1.9
200	1.4	1.4	1.45
500	1.35	1.35	1.35

Tabla 14: Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con Otras Cargas, para voltajes entre 120 - 69,000 volts.

Fuente: IEEE – Std 519 - 1992

Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20*	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20*	2.0	1.0	0.75	0.3	0.15	2.5
20<50	3.5	1.75	1.25	0.5	0.25	4.0
50<100	5.0	2.25	2.0	0.75	0.35	6.0
100<1000	6.0	2.75	2.5	1.0	0.5	7.5
>1000	7.5	3.5	3.0	1.25	0.7	10.0

Máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<50	2.0	1.0	0.75	0.30	0.15	2.5
50	3.0	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

Los armónicos pares se limitan al 25% de los límites de los armónicos impares mostrados anteriormente

* Todo equipo de generación se limita a estos valores independientemente del valor de Isc/Il que presente

Donde ISC = corriente Máxima de cortocircuito en el punto de acoplamiento común. IL = Máxima demanda de la corriente de carga (a frecuencia fundamental) en el punto de acoplamiento común. TDD = Distorsión total de la demanda (RSS) en % de la demanda máxima .

>>> Anexo 2: **Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Baja tensión (Sistemas Industriales)**

Calcular las corrientes de Cortocircuito en barras marcadas como F1, F2 y F3 del diagrama unifilar mostrado en la Fig. FA2-5. Se selecciona como Potencia Base: $P_{BASE} = 10000kVA$ y Voltaje Base: $V_{BASE} = 4.16kV$

En este caso especialmente se han definido algunos tramos de conductores como L1, L2, etc que tiene ciertas características de acomodamiento en la canalización que los transporta. Se presentan 2 formas de colocarlos, una es en línea y la otra en triángulo (o delta). Esa característica es importante puesto que en estos casos la reactancia de los conductores depende de su posición por lo que de las tablas solo podemos tomar el valor resistivo y para las reactancias deben de aplicarse conceptos como Radio Geométrico Medio Equivalente (RMG_{EQ}). Estos cálculos dependen de varios parámetros como la posición y cantidad de los conductores, el espaciamiento entre ellos, el material, el número de hilos que los conforman y de sus diámetros. Pevio al inicio de la transformación al sistema en por unidad de todo el sistema determinaremos los valores en Por Unidad de resistencia y reactancia de estos tramos. Del diagrama Unifilar podemos observar que son 6 tramos identificados como L1 hasta L6.

Características físicas de los conductores:

Se describen 2 tipos de conductores, el # 3/0 y el # 1/0 ambos están conformador por 19 hilos trenzados y cubierta plástica (THHN) y sus dimensiones son:



Fig. A2.1: Diámetro de los conductores 1/0 y 3/0 THHN

Tramo L1: 150m 2 # 3/0 x Fase →(6 # 3/0) separados 20mm en línea

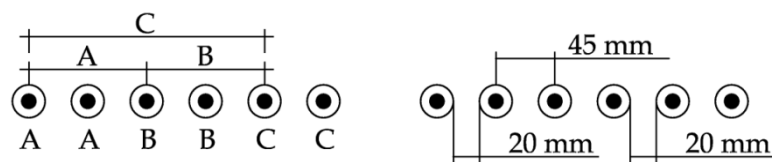


Fig. A2.2: Colocación de los conductores en el tramo L1

De la figura anterior determinamos que $A = B = C = 90\text{mm}$ ($45\text{mm} + 45\text{mm}$) por lo que el Radio Medio Geométrico (RMG_{EQ}) se calcula como sigue:

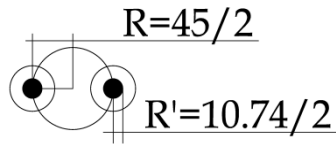


Fig. A2.3: Diferencia entre R y R'

$$RMG_{EQ} = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \Big|_{r=0.758R}^{n=2}$$

$$r = 0.758 \left(\frac{10.74\text{mm}}{2} \right) = 4.07\text{mm}$$

$$RMG_{EQ} = \sqrt[2]{(2)(4.07) \left(\frac{45\text{mm}}{2} \right)^{2-1}} = 13.53\text{mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{A \cdot B \cdot C} = \sqrt[3]{(90)(90)(90)} = 90\text{mm}$$

$$X_{L1} = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{DMG}{RMG_{EQ}} \right) \times L = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{90\text{mm}}{13.53\text{mm}} \right) \times 0.15\text{km} = 0.02140\Omega$$

$$X_{L1} = 0.02140\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.0214\Omega \left(\frac{10000}{1000 \times 4.16^2} \right) = 0.013\text{p.u.}$$

De la tabla 3A a $T = 50^\circ\text{C} \rightarrow R = 0.0724\Omega/1000'$

$$R_{L1} = 0.0724 \frac{\Omega}{1000'} \cdot \frac{3.28}{1\text{m}} \cdot 150\text{m} = 0.0356\Omega$$

Puesto que por fase se han colocado 2 cables en paralelo R_{L1} es la mitad del valor arriba calculado, es decir

$$R_{L1} = 0.01781\Omega$$

$$R_{L1} = 0.01781\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.01781\Omega \left(\frac{10000}{1000 \times 4.16^2} \right) = 0.01029\text{p.u.}$$

En el caso de las reactancias no se ajusta el valor por el efecto de los dos cables por fase debido a que en los cálculos de DMR y RMG ya fue considerado.

Tramo L2: 250m 1 # 3/0 x Fase \rightarrow (3 # 3/0) separados 15mm en línea

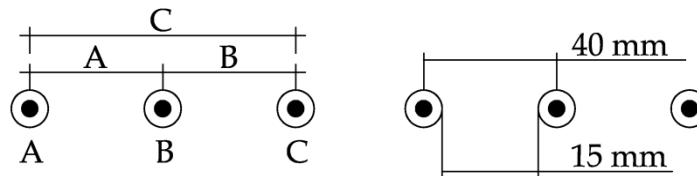


Fig. A2.4: Colocación de los conductores en el tramo L2

El cálculo de este tramo es muy similar al anterior con la diferencia que aquí es un solo conductor por fase por lo que cálculo es más simplificado ya que no se debe calcular DMG_{EQ} y la reactancia de los cables se obtiene de:

$$X_{L2} = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \times L$$

$$RMG = 0.758R' = 0.758 \left(\frac{10.74mm}{2} \right) = 4.07mm$$

$$DMG = \sqrt[3]{A.B.C} = \sqrt[3]{(40)(40)(80)} = 50mm$$

$$X_{L2} = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \times L = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{50mm}{4.07m} \right) \times 0.25km = 0.04722\Omega$$

$$X_{L2} = 0.04722\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.04722\Omega \left(\frac{10000}{1000 \times 4.16^2} \right) = 0.02729 p.u.$$

De la tabla 3A a $T = 50^\circ C \rightarrow R = 0.0724\Omega/1000'$

$$R_{L2} = 0.0724 \frac{\Omega}{1000'} \cdot \frac{3.28}{1m} \cdot 250m = 0.05936\Omega$$

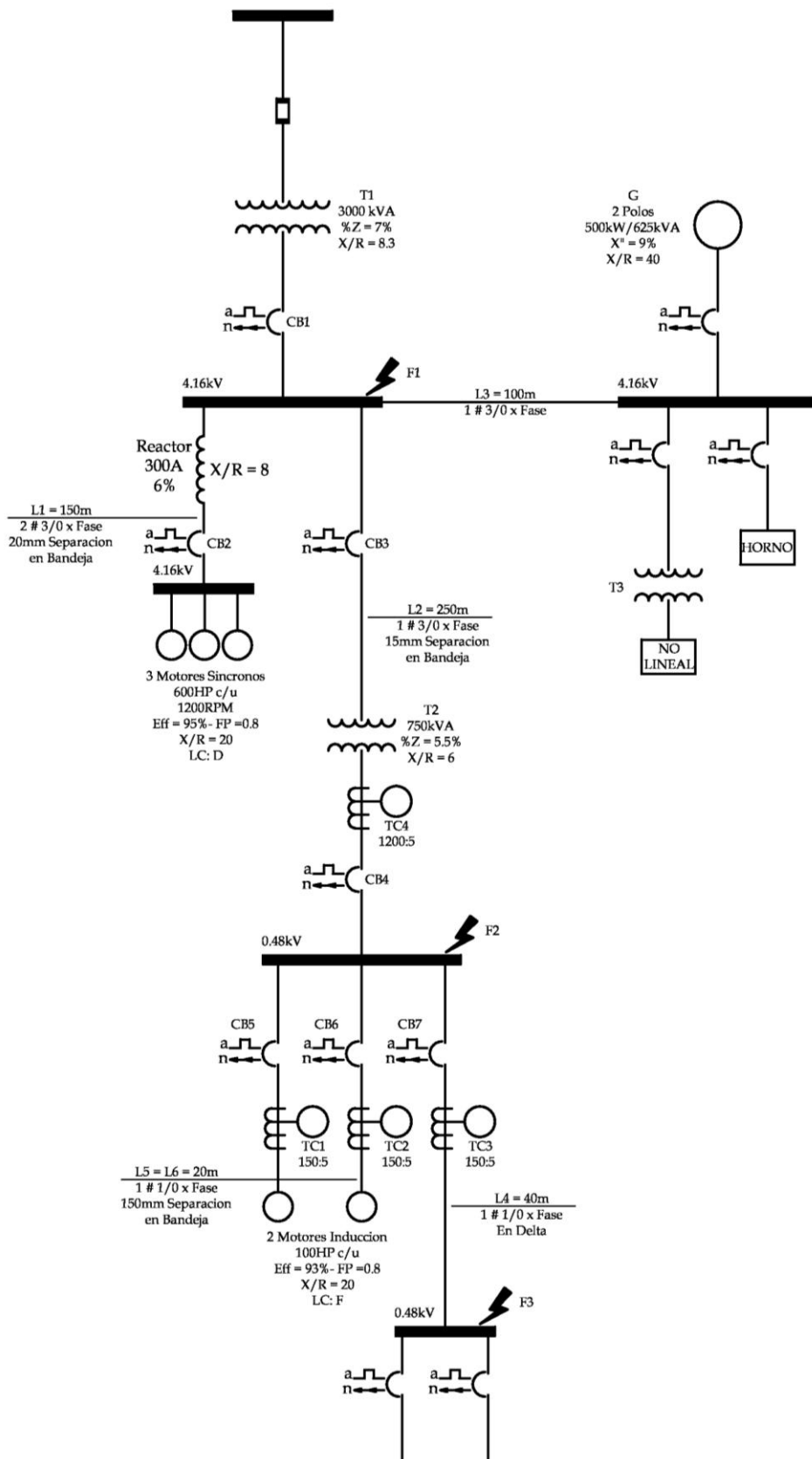
$$R_{L2} = 0.05936\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.05936\Omega \left(\frac{10000}{1000 \times 4.16^2} \right) = 0.0343 p.u.$$

Tramo L3: 100m 1 # 3/0 x Fase \rightarrow (3 # 3/0) separados 15mm en línea

Este tramo es similar al tramo L2 con la diferencia de la longitud del conductor. En estos casos basta hacer lo siguiente para no tener que realizar todo el cálculo:

$$X_{L3} = X_{L2} \left(\frac{L_3}{L_2} \right) = 0.02729 \left(\frac{250}{100} \right) = 0.0109 p.u.$$

$$R_{L3} = R_{L2} \left(\frac{L_3}{L_2} \right) = 0.0343 \left(\frac{250}{100} \right) = 0.0137 p.u.$$



Elemento	X (p.u)	R (p.u)
Red	0.01	0.0
T1	0.233	0.028
T2	0.733	0.122
MS M1	3.125	0.1563
MS M2	3.125	0.1563
MS M3	3.125	0.1563
MI M1	20	2.5
MI M2	20	2.5
Generador	1.44	0.036
Reactor	0.278	0.035
TC1	0.1136	0.0
TC2	0.1136	0.0
TC3	0.1136	0.0
TC4	0.00362	0.0
CB4	0.00362	0.0
CB5	0.0516	0.0
CB6	0.0516	0.0
CB7	0.0516	0.0
L1	0.013	0.01029
L2	0.02729	0.0343
L3	0.0109	0.014
L4	0.2386	0.774
L5	0.3239	0.3896
L6	0.3239	0.3896

Fig. A2.5: Diagrama Unifilar para el Ejemplo de Cortocircuito en sistemas Industriales utilizando el Método en Por Unidad.

Tramo L4: 40m 1 # 1/0 x Fase → (3 # 1/0) sin separados en delta

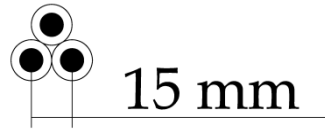


Fig. A2.6: Colocación en Triángulo de los conductores en el tramo L4

$$RMG = 0.758R' = 0.758 \left(\frac{8.53mm}{2} \right) = 3.2328mm$$

$$DMG = \sqrt[3]{A.B.C} = \sqrt[3]{(15)(15)(15)} = 15mm$$

$$X_{L4} = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{DMG}{RMG} \right) x L = 0.1734 \text{Log} \left(\frac{15mm}{3.2328m} \right) x 0.04km = 0.004625\Omega$$

$$X_{L4} = 0.004625\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.004625\Omega \left(\frac{10000}{1000x0.48^2} \right) = 0.2386p.u.$$

De la tabla 3A a T = 50°C → R = 0.115Ω/1000'

$$R_{L4} = 0.115 \frac{\Omega}{1000'} \cdot \frac{3.28}{1m} \cdot 40m = 0.015\Omega.$$

$$R_{L4} = 0.015\Omega \left(\frac{P_{BASE}}{1000V_{BASE}^2} \right) = 0.015\Omega \left(\frac{10000}{1000x0.48^2} \right) = 0.774p.u.$$

Los tramos L5 y L6 son iguales y se calculan de similar forma a los tramos L2 y L3 obteniéndose

$$X_{L5} = X_{L6} = 0.3239p.u.$$

$$R_{L4} = R_{L5} = 0.3896p.u.$$

Ahora que se ha calculado las Reactancias y Resistencias de los conductores podemos modelar el resto de la red.

Red (Asumiendo que R_S = 0)

$$X_S = \left(\frac{P_{BASE}}{P_{CCKT}} \right) = \left(\frac{10000}{1000000} \right) = 0.01p.u.$$

Transformador 1 (3 MVA)

$$X_{T1} = \% X_{T1} \left(\frac{P_{BASE}}{P_{T1}} \right) = 0.07 \left(\frac{10000}{3000000} \right) = 0.233p.u.$$

$$R_{T1} = \left(\frac{X_{T1}}{X/R} \right) = \left(\frac{0.233}{8.3} \right) = 0.028p.u.$$

Transformador 2 (750 kVA)

$$X_{T2} = \% X_{T2} \left(\frac{P_{BASE}}{P_{T2}} \right) = 0.055 \left(\frac{10000}{750} \right) = 0.733 p.u. \quad R_{T2} = \left(\frac{X_{T2}}{X/R} \right) = \left(\frac{0.733}{6} \right) = 0.122 p.u.$$

Motores Síncronos 600HP

$$polos = \frac{120f}{rpm} = \frac{(60)(120)}{1200} = 6 polos$$

De la tabla 4, para un motor de 6 polos $X'' = 0.15$

$$X_M = X'' \left(\frac{P_{BASE}}{P_M} \right) = 0.15 \left(\frac{10000}{\frac{600 \times 0.746}{0.95}} \right) = 3.125 p.u. \quad R_M = \left(\frac{X_M}{X/R} \right) = \left(\frac{3.125}{20} \right) = 0.1563 p.u.$$

Como los 3 motores son iguales:

$$X_{M1} = X_{M2} = X_{M3} = 3.125 p.u. \text{ Y } R_{M1} = R_{M2} = R_{M3} = 0.1563 p.u.$$

Motores de Inducción 100HP

$$X_M = X'' \left(\frac{P_{BASE}}{P_M} \right) = 0.2 \left(\frac{10000}{\frac{(100)(0.746)}{(0.8)(0.93)}} \right) = 20 p.u. \quad R_M = \left(\frac{X_M}{X/R} \right) = \left(\frac{20}{8} \right) = 2.5 p.u.$$

Como los 3 motores son iguales:

$$X_{M1} = X_{M2} = 20 p.u. \text{ Y } R_{M1} = R_{M2} = 2.5 p.u.$$

Generador

$$X_G = X'' \left(\frac{P_{BASE}}{P_G} \right) = 0.09 \left(\frac{10000}{625} \right) = 1.44 p.u.$$

$$R_G = \left(\frac{X_G}{X/R} \right) = \left(\frac{1.44}{40} \right) = 0.036 p.u.$$

Reactor

$$X_R = X_R \left(\frac{P_{BASE}}{P_R} \right) = 0.06 \left(\frac{10000}{(300)(4.16)\sqrt{3}} \right) = 0.278 p.u.$$

$$R_R = \left(\frac{X_R}{X/R} \right) = \left(\frac{0.278}{8} \right) = 0.035 p.u.$$

Transformadores de Corriente

De la tabla 5:

$$100 - 200 \text{ A} \rightarrow X = 0.022\Omega$$

$$1000 - 4000 \text{ A} \rightarrow X = 0.00007\Omega$$

$$X_{TC1} = X_{TC2} = X_{TC3} = X_{TC} \left(\frac{P_{BASE}}{1000kV^2} \right) = 0.022 \left(\frac{10000}{1000(0.48^2)} \right) = 0.1136 p.u.$$

$$X_{TC4} = X_{TC} \left(\frac{P_{BASE}}{1000kV^2} \right) = 0.00007 \left(\frac{10000}{1000(0.48^2)} \right) = 0.00362 p.u.$$

Circuit Breaker

De la tabla 6:

$$1200 \text{ A} \rightarrow X = 0.00007\Omega$$

$$200 \text{ A} \rightarrow X = 0.001\Omega$$

$$150 \text{ A} \rightarrow X = 0.001\Omega$$

$$X_{CB4} = X_{CB} \left(\frac{P_{BASE}}{1000kV^2} \right) = 0.00007 \left(\frac{10000}{1000(0.48^2)} \right) = 0.00362 p.u.$$

$$X_{CB5} = X_{CB6} = X_{CB} \left(\frac{P_{BASE}}{1000kV^2} \right) = 0.001 \left(\frac{10000}{1000(0.48^2)} \right) = 0.0516 p.u.$$

$$X_{CB7} = X_{CB} \left(\frac{P_{BASE}}{1000kV^2} \right) = 0.001 \left(\frac{10000}{1000(0.48^2)} \right) = 0.0516 p.u.$$

Ahora que se han determinado los valores en Por Unidad de todos los elementos del sistema es necesario modelar el sistema en base a esas Resistencias y Reactancias obtenidas y luego aplicar reducciones circuitales para alcanzar el modelo de la Fig. 1.7a del Capítulo 1.

En la Figura A2.7 se muestra el diagrama de impedancias ($Z = R + jX$) y se simplificara para a Falla en la barra 1:

Nótese de la Fig. A2.7 o del Diagrama Unifilar en la Fig. A2.5 que:

- La impedancia de la red y T1 están en serie (A):

$$A = (X_S + X_{T1})$$

- Los 3 motores síncronos están en paralelo y su equivalente en serie con el reactor y el tramo L1 (B):

$$B = \left[(X_R + X_{L1}) + \left(\frac{X_M}{3} \right) \right]$$

- Cada Motor de Inducción está en serie con un transformador de corriente y un CB y en paralelo con su similar. El resultante de este paralelo esta en serie con CB4, TC4, T2 y el tramo L2 (C):

$$C = \left[\begin{array}{l} (X_{L2} + X_{T2} + X_{TC4} + X_{CB4}) \\ + \left[\frac{X_{CB5} + X_{TC1} + X_{M1}}{X_{CB6} + X_{TC2} + X_{M2}} \right] \end{array} \right]$$

- El Generador esta en serie con el tramo L3 (D):

$$D = (X_{L3} + X_G)$$

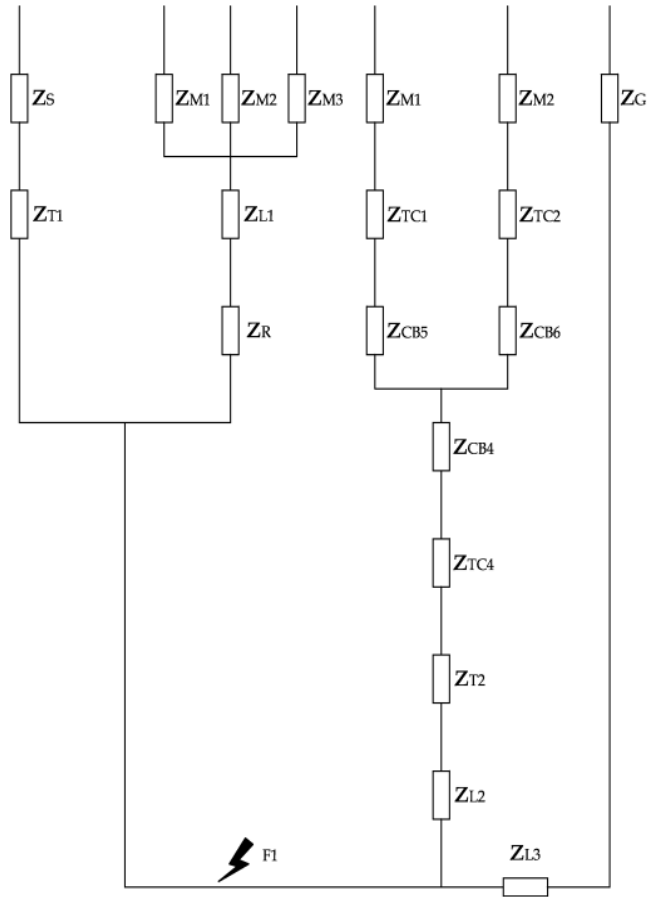


Fig. A2.7: Representación del sistema según sus Impedancias

EN el punto de la falla 1 el equivalente es:

$$X_{EQ} = A // B // C // D = 0.177 p.u.$$

De similar forma se simplifica para R_{EQ} por lo que se obtendrá que:

$$R_{EQ} = A // B // C // D = 0.015 p.u.$$

$$Z = \sqrt{X_{EQ}^2 + R_{EQ}^2} = \sqrt{0.177^2 + 0.015^2} = 0.1776 p.u.$$

$$kVA_{SC} = \frac{kVA_{BASE}}{Z} = \frac{10000}{0.1776} = 56295 kVA$$

$$I_{SC-SIM} = \frac{kVA_{SC}}{\sqrt{3}kV_{BASE}} = \frac{56295}{4.16\sqrt{3}} = 7812.96 A_{SIM}$$

Para el sistema completo y la falla F1 $X/R = (0.17766)/(0.015) = 11.78$, de la tabal 1 se obtiene que $FM = 1.25$ (aproximadamente).

$$I_{SC-ASIM} = FM \times I_{SC-SIM} = (1.25)(7812.96) = 9766.2 A_{ASIM}$$

>>> Anexo 3: Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Media Tensión (Sistemas de Distribución)

Para determinar las corrientes de cortocircuito en sistemas de media tensión se sigue el procedimiento de los sistemas de Transmisión, es decir que primero se deben de modelar los componentes del sistema a través de las redes de secuencia positiva, negativa y cero, luego de cada red obtener una matrices de impedancias (o una de admitancias que se puede invertir).

Dependiendo del tipo de falla que se desee analizar debe de utilizarse una ecuación acorde a los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia para simular una Falla. Las ecuaciones que acompañan a cada uno de los circuitos Thevenin de las redes de secuencia son válidos tanto para sistemas en por Unidad o utilizando los valores en Voltios u Ohmios. En caso que se trabajen como valores en por unidad es necesario determinar los valores base.

Construcción Z_{bus} invirtiendo Y_{bus} :

Es una forma muy fácil de obtener la matriz, el tamaño de la matriz depende del número de barras, es decir que un sistema de 5 barras tendrá una matriz de 5filas por 5 columnas, los elementos 1-1, 2-2, 3-3, etc. de la matriz se obtienen de la suma de las admitancias directamente conectadas a las barras 1, 2, 3, etc., los elementos 1-2, 1-3, 3-1, etc. se obtiene restando las admitancias conectadas entre los buses de interés. Para aclarar este método supongamos que se ha construido una red de secuencia según la Fig. A3.1 con los valores que allí se muestran.

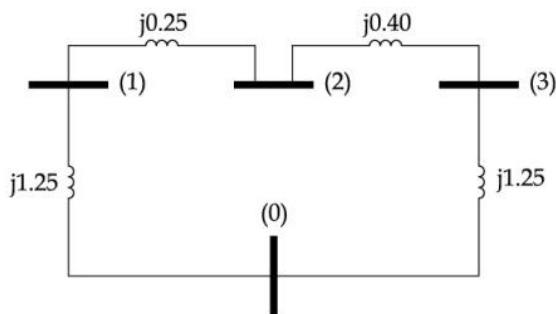


Fig. A3.1 Red de Secuencia para el Ejemplo 1

Como el sistema es de 3 barras (1, 2 y 3) la matriz será de 3 filas por 3 columnas. Los elementos 1-1, 2-2 y 3-3 se obtienen de sumar las impedancias conectadas a sus respectivas barras.

$$Y_{bus1-1} = \frac{1}{j1.25} + \frac{1}{j0.25} = -j4.8 \quad Y_{bus2-2} = \frac{1}{j0.25} + \frac{1}{j0.40} = -j6.5 \quad Y_{bus3-3} = \frac{1}{j0.40} + \frac{1}{j1.25} = -j3.3$$

Los elementos que no poseen subíndices iguales como 1-2, 1-3, 2-3, etc. se obtienen restando las admitancias conectadas entre dichos puntos (si solo es una admitancias será de signo negativo), si no hay elementos conectado entre dos puntos el valor es cero, así

$$Y_{bus1-2} = Y_{bus2-1} = -\frac{1}{j0.25} = -j4.0 \quad Y_{bus1-3} = Y_{bus3-1} = 0 \quad Y_{bus2-3} = Y_{bus3-2} = -\frac{1}{j0.40} = j2.5$$

Con los datos anteriores se obtiene la siguiente matriz de admitancias:

$$Y_{bus} = \begin{vmatrix} Y_{bus1-1} & Y_{bus1-2} & Y_{bus1-3} \\ Y_{bus2-1} & Y_{bus2-2} & Y_{bus2-3} \\ Y_{bus3-1} & Y_{bus3-2} & Y_{bus3-3} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -j4.8 & j4.0 & 0 \\ j4.0 & -j6.5 & j2.5 \\ 0 & j2.5 & -j3.3 \end{vmatrix}$$

Y como se sabe que $Z = Y^{-1}$

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} Y_{bus1-1} & Y_{bus1-2} & Y_{bus1-3} \\ Y_{bus2-1} & Y_{bus2-2} & Y_{bus2-3} \\ Y_{bus3-1} & Y_{bus3-2} & Y_{bus3-3} \end{vmatrix}^{-1} = \begin{vmatrix} -j4.8 & j4.0 & 0 \\ j4.0 & -j6.5 & j2.5 \\ 0 & j2.5 & -j3.3 \end{vmatrix}^{-1} = \begin{vmatrix} j0.7539 & j0.6547 & j0.4960 \\ j0.6547 & j0.7857 & j0.5952 \\ j0.4960 & j0.5952 & j0.7539 \end{vmatrix}$$

Construcción directa de Z_{bus} :

Este método es más complejo que el de invertir Y_{bus} , sin embargo ofrece mejores ventajas puesto que un sistema cualquiera puede ser ampliado o reducido siguiendo las reglas de la tabla A3.1, en cambio que si se efectúa un cambio en el sistema Y_{bus} debe ser construida nuevamente en su totalidad.

Al determinar directamente Z_{bus} para el diagrama en la Fig. A3.1, se sigue el procedimiento:

- Se comienza creando una matriz 1x1 con el elemento $j1.25$ conectado entre la barra 1 y la referencia 0.

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} Z_{bus1-1} \end{vmatrix}$$

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} j1.25 \end{vmatrix}$$

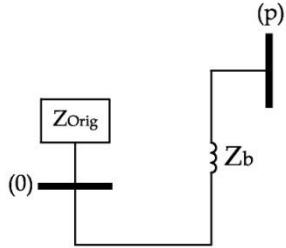
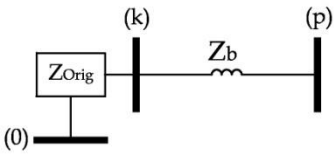
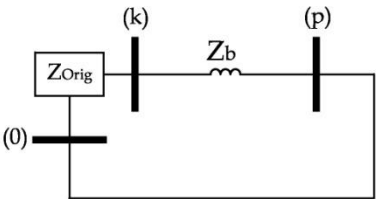
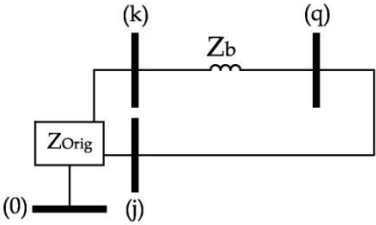
1		$p \left \begin{array}{c c} Z_{Orig} & 0 \\ \hline 0 & Z_b \end{array} \right $
2		$p \left \begin{array}{c c} k & P \\ \hline Z_{Orig} & \text{col } k \\ \hline \text{fila } k & Z_b \end{array} \right $
3		<p>Similar al caso 2 pero se debe eliminar la fila p y columna p utilizando la reducción de Kron</p>
4		$q \left \begin{array}{c c} & q \\ \hline Z_{Orig} & \text{col } j - \text{col } k \\ \hline \text{fila } j - \text{fila } k & Z_b \end{array} \right $

Tabla. A3.1 Herramientas para la modificación de Z_{bus}

- Para agregar la barra 2 y obtener una matriz 2x2, de la tabla A3.1 se toma el caso 2 y la fila 1 y columna 1 se repiten y el elemento 2-2 es la suma de $j1.25$ y $j0.25$

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} Z_{bus1-1} & Z_{bus1-2} \\ Z_{bus2-1} & Z_{bus2-2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} j1.25 & j1.25 \\ j1.25 & j1.50 \end{vmatrix}$$

- Se agrega ahora la barra 3, nuevamente se busca el caso 2 en la tabla repitiéndose la fila y columna 2 y el elemento 3-3 es la suma de $j1.25$, $j0.25$ y $j0.40$.

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} Z_{bus1-1} & Z_{bus1-2} & Z_{bus1-3} \\ Z_{bus2-1} & Z_{bus2-2} & Z_{bus2-3} \\ Z_{bus3-1} & Z_{bus3-2} & Z_{bus3-3} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} j1.25 & j1.25 & j1.25 \\ j1.25 & j1.50 & j1.50 \\ j1.25 & j1.50 & j1.90 \end{vmatrix}$$

- Ahora, solo falta agregar la impedancia entre la barra 3 y la barra de referencia, es decir el caso 3 según la tabla A3.1. Este procedimiento se hace en 2 pasos, primero se repiten la columna y fila 3 y el elemento 4-4 es la suma de j1.25, j0.25, j0.4 y j1.25.

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} Z_{bus1-1} & Z_{bus1-2} & Z_{bus1-3} & Z_{bus1-4} \\ Z_{bus2-1} & Z_{bus2-2} & Z_{bus2-3} & Z_{bus2-4} \\ Z_{bus3-1} & Z_{bus3-2} & Z_{bus3-3} & Z_{bus3-4} \\ Z_{bus4-1} & Z_{bus4-2} & Z_{bus4-3} & Z_{bus4-4} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} j1.25 & j1.25 & j1.25 & j1.25 \\ j1.25 & j1.50 & j1.50 & j1.50 \\ j1.25 & j1.50 & j1.90 & j1.90 \\ j1.25 & j1.50 & j1.90 & j3.15 \end{vmatrix}$$

- Obsérvese que la matriz es 4x4 y ya se había mencionado que debía ser de 3x3, entonces, el segundo paso consiste en aplicar la reducción de Kron para volver remover la fila y columna sobrantes. La reducción de Kron se basa en la siguiente ecuación:

$$Z_{hi(nueva)} = Z_{hi} \frac{Z_{h(N+1)}Z_{i(N+1)}}{Z_{XX} + Z_b}$$

Los índices h e i indican la fila y columna del elemento que se va a modificar y el termino $Z_{XX} + Z_b$ es un valor fijo dado en este caso por el elemento 4-4 de la ultima matriz obtenida.

Entonces:

$$Z_{1-1(nueva)} = j1.25 - \frac{(j1.25)(j1.25)}{j3.15} = j0.7539$$

$$Z_{2-2(nueva)} = j1.50 - \frac{(j1.50)(j1.50)}{j3.15} = j0.7857$$

$$Z_{2-3(nueva)} = j1.50 - \frac{(j1.50)(j1.90)}{j3.15} = j0.5952$$

Y de esa forma se obtiene el resto de coeficientes con lo que se consigue eliminar la fila y columna 4 obteniendo la matriz 3x3 deseada. El resultado es el mismo que se obtuvo con el método de invertir Y_{bus} con mucho menos trabajo, sin embargo en sistemas de gran tamaño es mucho más ventajoso utilizar el método directo para agregar o remover barras e impedancias.

$$Z_{bus} = \begin{vmatrix} j0.7539 & j0.6547 & j0.4960 \\ j0.6547 & j0.7857 & j0.5952 \\ j0.4960 & j0.5952 & j0.7539 \end{vmatrix}$$

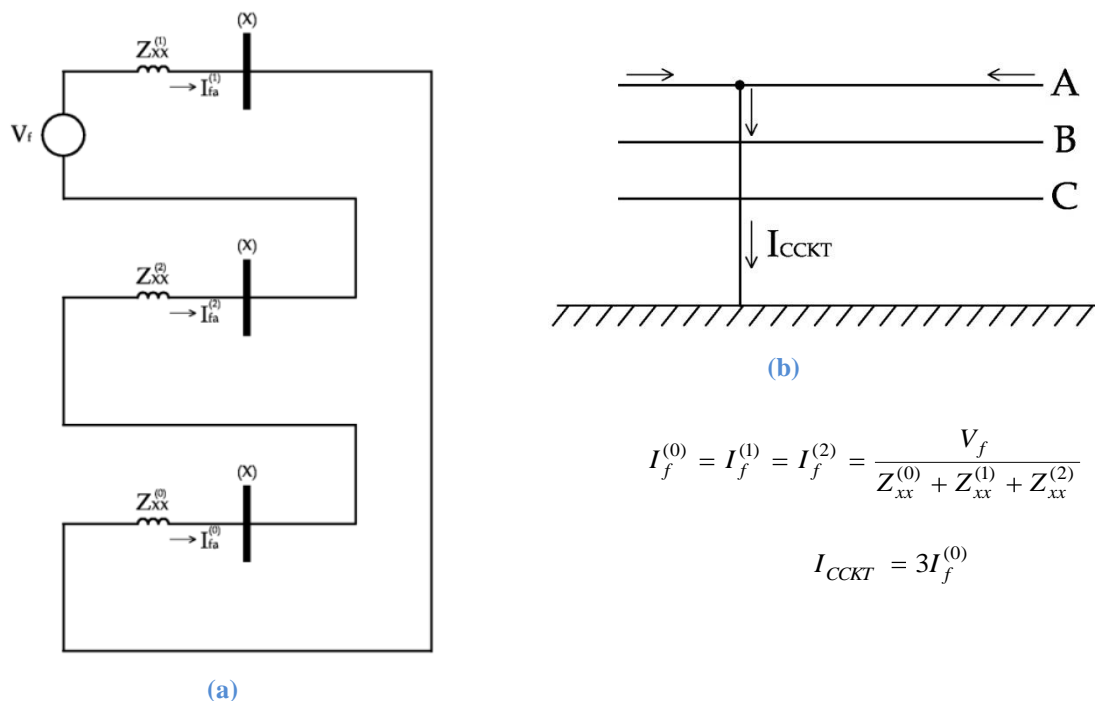
Redes de Secuencia:

Las redes de secuencia se forman a partir de las características de secuencia positiva, negativa y cero de los elementos que conforman el sistema, principalmente transformadores, generadores y cables. Usualmente las secuencias positiva y negativa son iguales o tan parecidas que se consideran iguales y la secuencia cero es diferente, en el caso de los transformadores las 3 secuencias son iguales y es el valor de impedancia del transformador, si se trabaja en el sistema en por unidad deberá entonces normalizarse al valor de la impedancia base.

La red de secuencia depende principalmente del tipo de conexión del generador, si está conectado en estrella sus valores y forma serán diferentes al que se obtendría si se conecta en delta (El capítulo 11 de Análisis de Sistemas de Potencia de Graninger y Stevenson muestra los esquemas que se obtiene para cada tipo de elemento y conexión posible).

Falla una fase a tierra:

Es el tipo de falla más común, es originada por descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas. Solo involucra a una fase del sistema y la corriente total de cortocircuito viaja desde las fases hacia tierra.



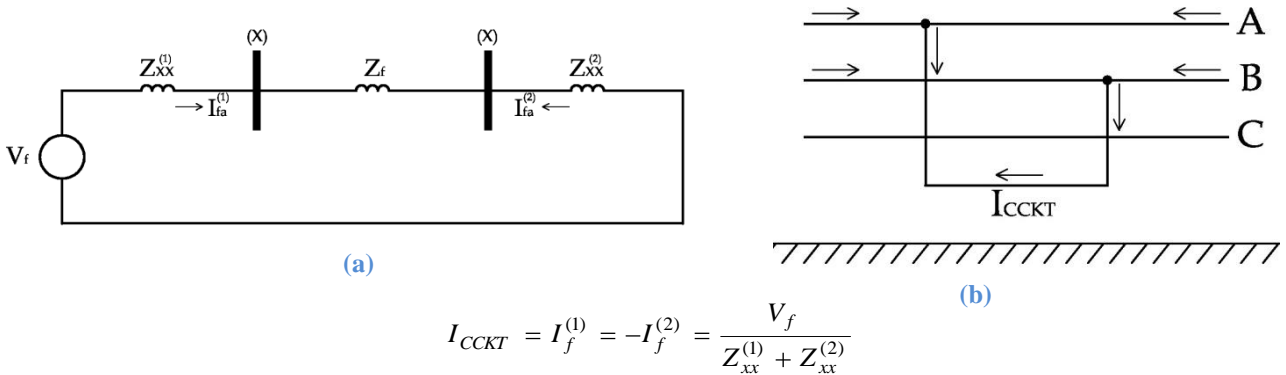
$$I_f^{(0)} = I_f^{(1)} = I_f^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{xx}^{(0)} + Z_{xx}^{(1)} + Z_{xx}^{(2)}}$$

$$I_{CCKT} = 3I_f^{(0)}$$

Fig. A3.2 (a) Conexión de los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia para simular la falla monofásica, (b) Falla monofásica

Falla 2 Fases:

En este caso únicamente intervienen las redes de secuencia positiva y negativa puesto que en ningún momento la corriente de falla se disipa a través de la red de tierra del sistema.

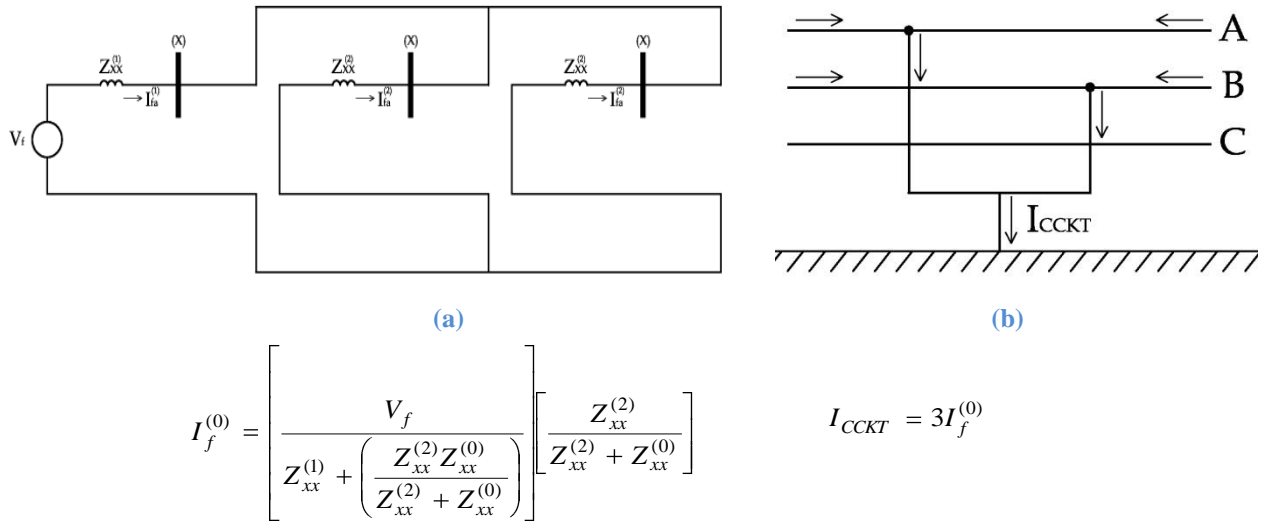


$$I_{CCKT} = I_f^{(1)} = -I_f^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{xx}^{(1)} + Z_{xx}^{(2)}}$$

Fig. A3.3 (a) Conexión de los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia para simular la falla 2 Fases, (b) Falla 2 Fases

Falla 2 Fases a tierra:

En esta situación si es necesario utilizar la red de secuencia cero debido a que las fases que presentan falla si se han unido a la línea de tierra y en este caso específicamente las ecuaciones son ligeramente más complicadas que en los casos anteriores.



$$I_f^{(0)} = \left[\frac{V_f}{Z_{xx}^{(1)} + \left(\frac{Z_{xx}^{(2)} Z_{xx}^{(0)}}{Z_{xx}^{(2)} + Z_{xx}^{(0)}} \right)} \right] \left[\frac{Z_{xx}^{(2)}}{Z_{xx}^{(2)} + Z_{xx}^{(0)}} \right] \quad I_{CCKT} = 3I_f^{(0)}$$

Fig. A3.4 (a) Conexión de los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia para simular la falla 2 Fases, (b) Falla 2 Fases a Tierra

Los ejemplos siguientes muestran como generar las redes de secuencia y sus respectivas matrices, primero para un sistema tipo malla y luego para un sistema radial.

Ejemplo 1:

Para el diagrama unifilar mostrado en la Fig. A3.5 determinar las redes de secuencia positiva, negativa y cero, las matrices correspondientes y las intensidades de falla trifásica, 2 fases a tierra, 2 fases y una fase a tierra en la barra 3 que componen el sistema. Determinar las matrices de secuencias invirtiendo la matriz de admitancias. Generadores Síncronos 100MVA, $X_1 = X_2 = 0.2$, $X_0 = 0.05$, G1 25kV y G2 13.8kV. Transformadores 100MVA, $X_1 = X_2 = X_0 = 0.05$, T1 25/230kV y T2 13.8/230kV. Líneas de Transmisión L12, L13 y L23 100MVA, 230kV, $X_1 = X_2 = 0.1$ y $X_0 = 0.3$.

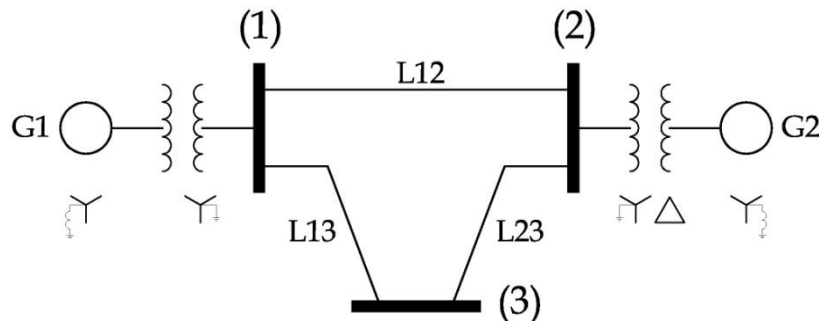


Fig. A3.5 Red típica de Transmisión

Como $X_1 = X_2$ el diagrama de la red de secuencia es el mismo

$$Z_{bus} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{vmatrix} \frac{1}{j0.05+j0.2} + \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.1} & -\frac{1}{j0.1} & -\frac{1}{j0.1} \\ -\frac{1}{j0.1} & \frac{1}{j0.05+j0.2} + \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.1} & -\frac{1}{j0.1} \\ -\frac{1}{j0.1} & -\frac{1}{j0.1} & \frac{1}{j0.1} + \frac{1}{j0.1} \end{vmatrix}^{-1} \end{matrix} = \begin{vmatrix} j0.139 & j0.11 & j0.125 \\ j0.110 & j0.139 & j0.125 \\ j0.125 & j0.125 & j0.175 \end{vmatrix}$$

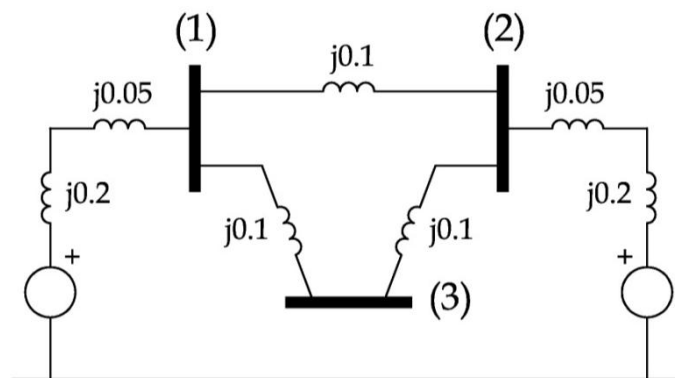


Fig. A3.6 Red de secuencia Positiva y Negativa

La red de secuencia cero es:

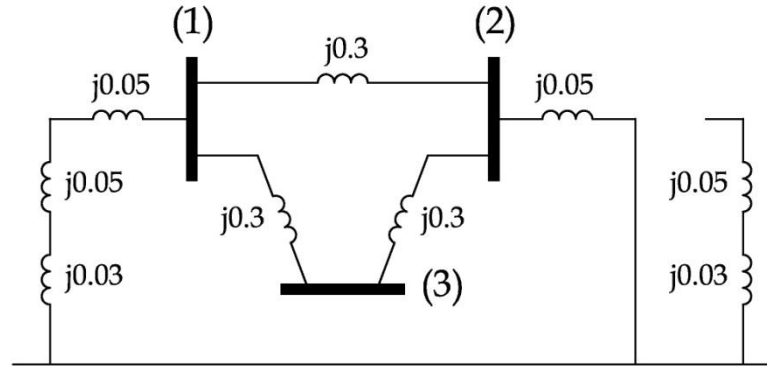


Fig. A3.7 Red de secuencia Cero

$$Z_{bus} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \end{matrix} & \begin{bmatrix} \frac{1}{j0.13} + \frac{1}{j0.3} + \frac{1}{j0.3} & -\frac{1}{j0.3} & -\frac{1}{j0.3} \\ -\frac{1}{j0.3} & \frac{1}{j0.05} + \frac{1}{j0.3} + \frac{1}{j0.3} & -\frac{1}{j0.3} \\ -\frac{1}{j0.3} & -\frac{1}{j0.3} & \frac{1}{j0.3} + \frac{1}{j0.3} \end{bmatrix}^{-1} \end{matrix} = \begin{bmatrix} j0.086 & j0.017 & j0.051 \\ j0.017 & j0.043 & j0.030 \\ j0.051 & j0.030 & j0.191 \end{bmatrix}$$

Como nos interés determinar los niveles de falla en la Barra 3 debemos extraer el elemento Z_{33} de cada matriz:

$$Z_{33}^{(1)} = Z_{33}^{(2)} = 0.175$$

$$Z_{33}^{(0)} = 0.191$$

Falla 3 Φ :
$$I_{CCKT} = \frac{V_{p.u.}}{Z_{33}^{(2)}} = \frac{1.0}{0.175} = -j5.71 p.u$$

Falla 1 Φ a Tierra:
$$I_f^{(0)} = \frac{V_{p.u.}}{Z_{xx}^{(0)} + Z_{xx}^{(1)} + Z_{xx}^{(2)}} = \frac{1.0}{0.175 + 0.175 + 0.191} = -j1.85$$

$$I_{CCKT} = 3I_f^{(0)} = 3(-j1.85) = -j5.55$$

Falla 2 Φ :
$$I_{CCKT} = I_f^{(1)} = -I_f^{(2)} = \frac{V_{p.u.}}{Z_{xx}^{(1)} + Z_{xx}^{(2)}} = \frac{1.0}{0.175 + 0.175} = -j2.86$$

Falla 2 Φ a tierra:
$$I_f^{(0)} = \left[\frac{1.0}{0.175 + \left(\frac{0.175(0.191)}{0.175 + 0.191} \right)} \right] \left[\frac{0.175}{0.175 + 0.191} \right] = -j0.598$$

$$I_{CCKT} = 3I_f^{(0)} = 3(-j0.598) = -j1.79$$

Todas las respuestas están en PO Unidad y sería necesaria la corriente base para determinar su valor en Amperios

Para obtener las matrices de la red de secuencia de la Fig. A10.1 únicamente es necesario utilizar la condición 1 del tabla A3.1 puesto solo se van agregando impedancias y barras al sistema y ninguna de estas se conecta al nodo de referencia con excepción del barra Slack. La forma de la Matriz (para todas las secuencias) se muestra en la siguiente página.

	pos -neg	zero
Z_{1-1}	0.58446	0.95153
Z_{2-2}	2.30210	9.26223
Z_{3-3}	2.41923	9.77689
Z_{4-4}	2.45383	9.92894
Z_{5-5}	2.48977	10.08685
Z_{6-6}	2.50041	10.13363
Z_{7-7}	2.51106	10.18042
Z_{8-8}	2.52171	10.22721
Z_{9-9}	2.54833	10.34417
Z_{10-10}	2.56430	10.41435
Z_{11-11}	2.60156	10.57811
Z_{12-12}	2.60489	10.59273
Z_{13-13}	2.62619	10.68630
Z_{14-14}	2.63683	10.73309
Z_{15-15}	2.65547	10.81496
Z_{16-16}	2.68209	10.93193
Z_{17-17}	2.70604	11.03720
Z_{18-18}	2.82583	11.56355
Z_{19-19}	2.83647	11.61033
Z_{19-19}	2.84978	11.66882
Z_{20-20}	2.86575	11.73900
Z_{21-21}	2.91899	11.97293
Z_{22-22}	2.95093	12.11329
Z_{23-23}	2.97888	12.23610
Z_{24-24}	3.03212	12.47004

Tabla A3.2: Valores para complementar la matriz de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del sistema de la Fig. A10.1

>>> Anexo 4: Coordinación de Protecciones en Alta y Baja Tensión (Sistemas Industriales)

Es importante cuando se van a ordenar los disparos de dos protecciones que sus curvas características no se traslapen ya que eso le resta selectividad y coordinación al sistema y además de evitar el traslape se debe garantizar un tiempo de espaciamiento entre una y otra protección para que el sistema se coordine efectivamente, estos tiempos mínimos dependen del tipo de protecciones que se quieren coordinar y en baja tensión se muestran 4 combinaciones: Fusible – Fusible, Fusible – Termomagnético, Termomagnético – Fusible, Termomagnético – Termomagnético. En alta Tensión se presentan 3 casos: Fusible – Fusibles, Reconectador – Fusible, Fusible – Reconectador.

Baja Tensión:

Fusible – Fusible

Para un nivel de falla que se presente aguas debajo del fusible de menor capacidad el tiempo de respuesta entre curvas debe ser de al menos 1.37s y que además las curvas no se traslapen (Fig. A4.1).

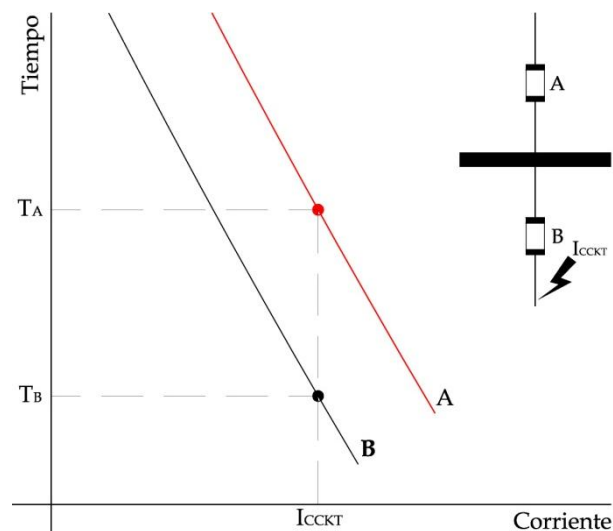


Fig. A4.1: Coordinación Fusible – Fusible en Baja Tensión

Termomagnético – Fusible:

Hay selectividad si las curvas no se tocan. Con intensidades de cortocircuito que alcancen o sobrepasen la intensidad de reacción del disparador electromagnético, solamente se tiene selectividad si el fusible limita a corriente de tal forma que la intensidad de paso no llega a la intensidad de reacción del disparador. Se puede lograr cuando los fusibles tienen intensidades nominales muy por debajo de la intensidad nominal del termomagnético. Hay completa selectividad cuando el tiempo entre una y otra curva está separadas al menos 100ms.

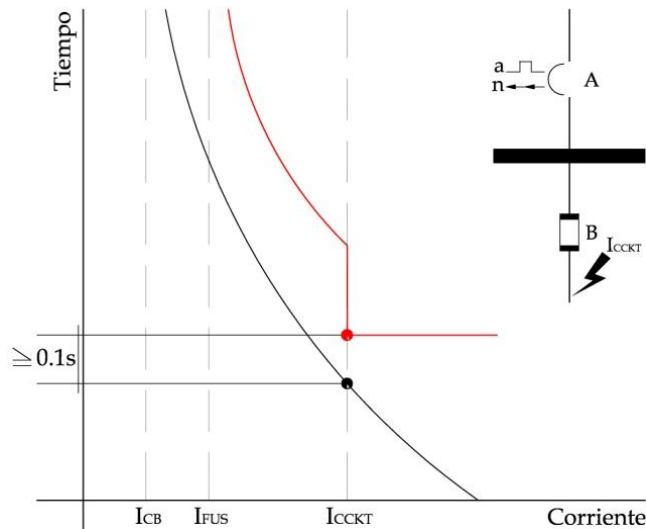


Fig. A4.2: Coordinación Termomagnético – Fusible en Baja Tensión

Fusible - Termomagnético

Hay selectividad si las curvas no se tocan y si además la curva de fusión del fusible esta por lo menos 50ms por encima de la región magnética del CB. Esto se debe a que durante la extinción de arco se puede calentar el elemento fusible y con un tiempo de separación suficiente no se disparará asegurando la coordinación.

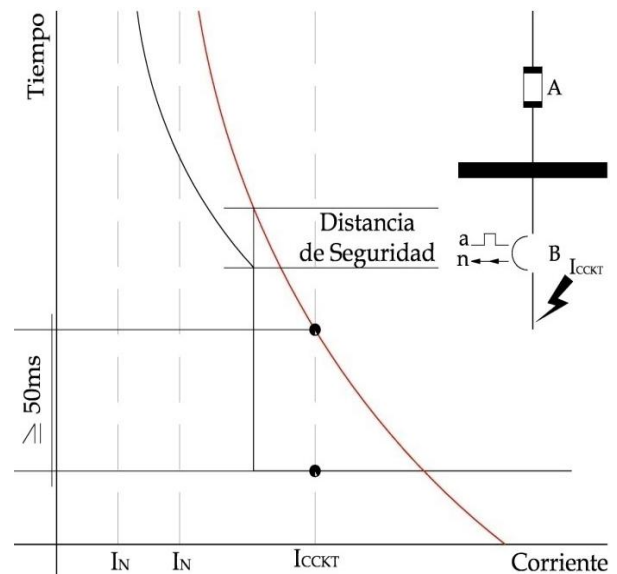


Fig. A4.3: Coordinación Termomagnético – Fusible

Alta Tensión:

Fusible – Fusible

En los casos analizados anteriormente se muestra que la coordinación es un proceso gráfico completamente, sin embargo en alta tensión dos fusibles se coordinan más fácilmente se utilizan las tablas 6 y 7 ya que estas establecen la máxima corriente de cortocircuito que dos protecciones pueden manejar para mantenerse coordinadas efectivamente entre sí.

Hay coordinación entre dos fusibles de Alta Tensión si la relación entre el tiempo mínimo de fusión del fusible de mayor capacidad y el tiempo máximo de aclaramiento del fusible de menor capacidad existe una relación menor o igual 0.85 (85%)

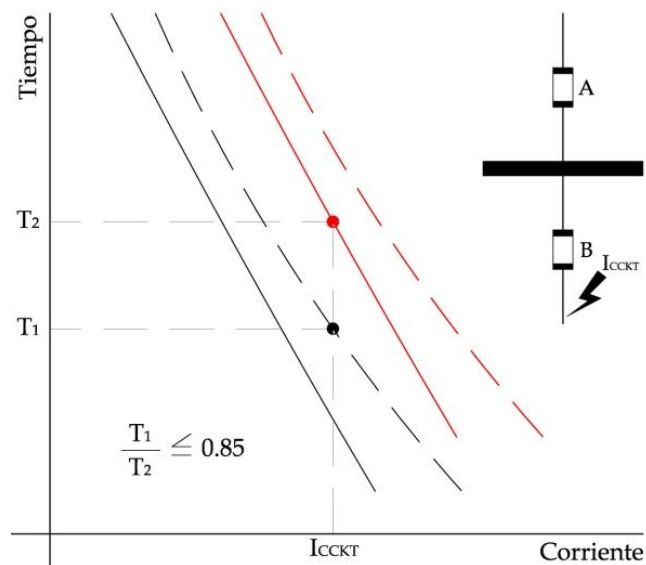


Fig. A4.4: Coordinación Fusible – Fusible en Alta Tensión

Ejemplo:

Suponga que el sistema se ha construido según la Fig. A4.5, los fusibles están dimensionados acorde a la corriente normal que circulara por cada rama, el fusible 15T maneja hasta 23A, 25T hasta 38A y 80T hasta 120A. Primero se deben coordinar los fusibles 15T y 25T para una corriente de cortocircuito de 1500A, en la tabla 7 se busca 15T en la primer columna y 25T en la primera fila y la intersección de esa fila y columna indica 730A, la cual indica la mayor corriente de cortocircuito que pueden manejar para mantenerse coordinados, por lo que es necesario que la protección de 25T se sustituya por una 30T, así la corriente máxima es ahora 1700A, la cual es mayor que la falla que se puede presentar para 15T. Para coordinar 30T con 80T se repite la

búsqueda en la tabla 7 y el valor de corriente de cortocircuito es 5000^a, lo cual es mayor que los 1630A que se pueden presentar para la protección 30T.

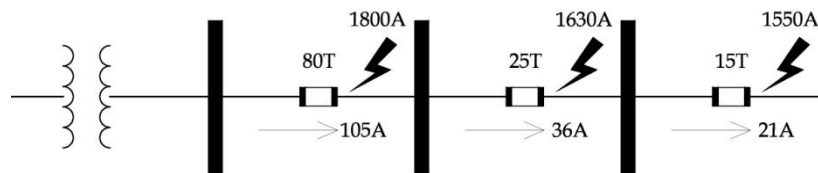


Fig. A4.5: Ejemplo de Coordinación de fusibles en serie

Reconectador - Fusible

El Reconectador debe de tener la capacidad de detectar las fallas ocurridas en su zona y en la zona del fusible, por lo tanto el fusible para que este coordinado con el Reconectador debe actuar después de la característica rápida del Reconectador y antes de la característica lenta.

Para cualquier rango de falla en la zona que el Fusible protege el tiempo de fusión mínimo debe ser mayor que el tiempo de la característica multiplicada por un Factor k_1 . Para cualquier rango en la zona que protege el Fusible el tiempo máximo de aclaramiento debe ser menor a la característica lenta del Reconectador, si estas curvas están muy cerca deberá alejarse al menos dos operaciones lentas para asegurar la coordinación.

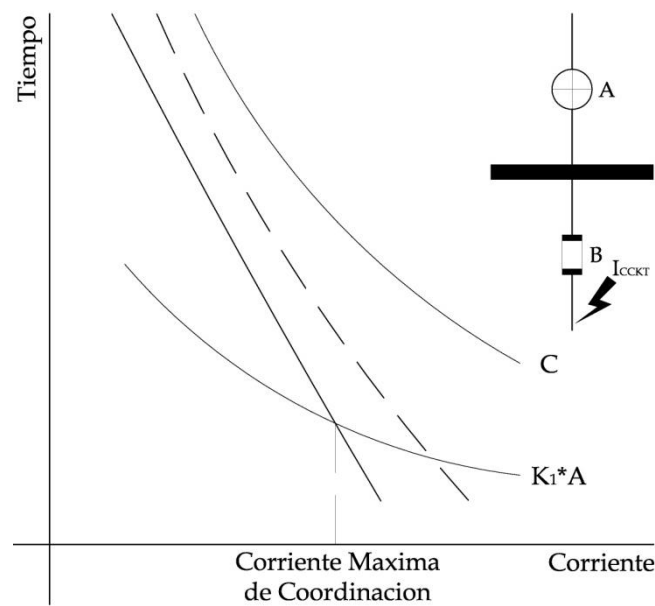


Fig. A4.6: Coordinación Reconectador - Fusible

Fusible - Reconectador

Para que exista coordinación en este tipo de combinación la curva de tiempo mínimo de fusión del Fusible debe estar todo el tiempo de duración de una falla por encima de la curva Lenta del Reconectador, el cual deber corregirse utilizando un factor K_2 .

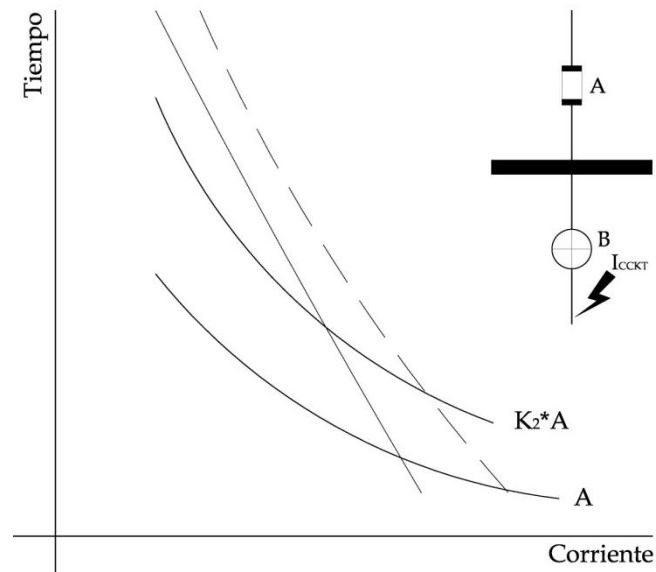


Fig. A4.7: Coordinación Fusible - Reconectador

>>> Anexo 5: Análisis de Flujo de Potencia Red de Distribución (Radial)

El análisis de flujo de carga no se hace siguiendo algún método escrito porque tomaría bastante tiempo realizar una sola iteración de un sistema de pequeña dimensión como el de la Fig. A5.1, es por eso que se requiere la programación de un proceso iterativo que resuelve el problema de flujo de carga por nosotros. Nuestro interés se centra en las redes de distribución tipo radial, es por eso que las ecuaciones presentadas en el Capítulo 4 son relativamente sencillas. A continuación se muestra el algoritmo desarrollado en MatLab para calcular el Flujo de Carga radial. ETAP no utiliza este método abreviado y por lo tanto ofrece soluciones más exactas. Esta característica de ETAP nos ayudará a visualizar que tan buena es la aproximación a los resultados que el método simplificado para redes radiales ofrece.

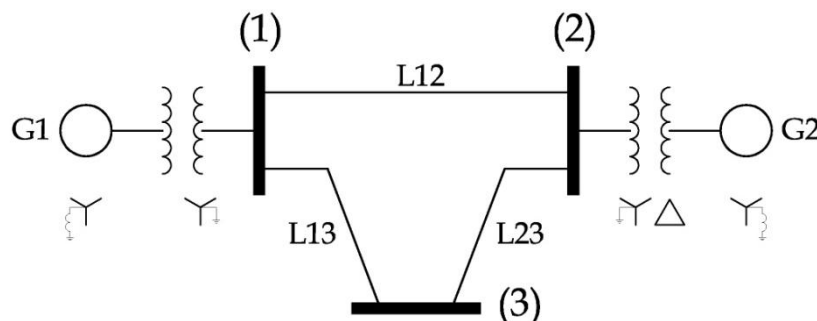


Fig. A5.1 Red típica de Transmisión

```
function varargout = flujo(varargin)
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name',    mfilename, ...
                  'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
                  'gui_OpeningFcn', @flujo_OpeningFcn, ...
                  'gui_OutputFcn', @flujo_OutputFcn, ...
                  'gui_LayoutFcn', [] , ...
                  'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
function flujo_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
global FileName;
background = imread('wolverine.jpg'); %Leer imagen
axes(handles.background); %Carga la imagen en background
axis off;
```

```

imshow(background); %Presenta la imagen
% Choose default command line output for Sumadora
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
function Sumadora_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
handles.output = hObject;
guidata(hObject, handles);
function varargout = flujo_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
varargout{1} = handles.output;
function Procesar_Callback(hObject, eventdata, handles)
format long
global FileName;
A=xlsread(FileName,2);
z=A(end,2);
Q=[1:z];
set(handles.lista1,'string',Q);
matriz1=eye(z); %Matriz para primera iteracion
matriz2=zeros(z); %Matriz padres e hijos
x=A(:,2);
y=A(:,1);
R=A(:,3);
X=A(:,4);
L=A(:,5);
R=R.*L;
X=X.*L;
for i=1:length(x)
    matriz1(x(i),y(i))=1;
    matriz2(x(i),y(i))=1;
end
B=xlsread(FileName,1);
PD=B(:,2);
PD=PD*1000;
QD=B(:,3);
QD=QD*1000;
PG=B(:,4)*1000;
QG=B(:,5)*1000;
pneta=PD-PG;
qneta=QD-QG;
pneta1=pneta;
qneta1=qneta;
P=[];
Q=[];
V=[];
for m=length(pneta):-1:2
    P(m)=0;
    for i=length(pneta):-1:2

        P(m)=P(m)+(pneta(i)*matriz1(i,m));
    end
    pneta(m)=P(m);
end
for s=length(pneta):-1:2
    Q(s)=0;

    for t=length(pneta):-1:2
        Q(s)=Q(s)+(qneta(t)*matriz1(t,s));
    end
    qneta(s)=Q(s);

```

```

end
V(1)=handles.edit1;;
for s=length(pneta):-1:2
    V(s)=13200;
    V(s)=sqrt( (V(s))^2 + ( ((P(s))^2+(Q(s))^2)/ (V(s))^2 )*( (R(s-1))^2+ (X(s-1))^2 ) - 2*( R(s-1)*P(s)+
X(s-1)*Q(s) ) );
end
Vnew=[];
Pnew=[];
Qnew=[];
inicio=1;
tolerancia=0.05;
contador=1;
while inicio==1
    V(1)=handles.edit1;;
    Vnew(1)=handles.edit1;;
    for m=length(pneta1):-1:2
        Pnew(m)=0;
        Qnew(m)=0;
        Vnew(s)=0;
        Pnew(m)=pneta1(m) + P*matriz2(:,m) + ( (P(m))^2/( V((y(m-1))) )^2 )*R(m-1);
        Qnew(m)=qneta1(m) + Q*matriz2(:,m) + ( (Q(m))^2/( V((y(m-1))) )^2 )*X(m-1);
        Vnew(m)=sqrt( (V(y(m-1)))^2 + ( ((Pnew(m))^2+(Qnew(m))^2)/ (V(y(m-1)))^2 )*( (R(m-1))^2+
(X(m-1))^2 ) - 2*( R(m-1)*Pnew(m)+ X(m-1)*Qnew(m) ) );
    end
    if (abs(Pnew-P)< tolerancia & abs(Qnew-Q)<tolerancia)
        break;
    end
    if (contador==20)
        break;
    end
    P=Pnew;
    Q=Qnew;
    V=Vnew;
    contador=contador+1;
end
S=[];
for i=length(Pnew):-1:2
    S(i)=0;
    S(i)=sqrt( (Pnew(i))^2 + (Qnew(i))^2 );
end
L=[];
for s=length(S):-1:2
    L(s)=0;
    L(s)=(( S(s)/ Vnew(y(s-1)) )^2)* R(s-1);
end
set(handles.listavoltajes,'string',Vnew);
set(handles.listaperdidas,'string',L);
WL=0;
WD=0;
for m=length(L):-1:2
    WL=WL+L(m);
    WD=WD+pneta1(m);
end
perdidas=(WL/WD)*100;
set(handles.losses,'String',perdidas);
function examinar_Callback(hObject, eventdata, handles)
global FileName;
[FileName Path]=uigetfile({'*.xls'},'Elegir documento');

```

```

if isequal(FileName,0)
return
end
function pushbutton3_Callback(hObject, eventdata, handles)
function lista1_Callback(hObject, eventdata, handles)
a=get(hObject,'Value');
set(handles.listavoltajes,'Value',a);
set(handles.listaperdidas,'Value',a);
function lista1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
else
    set(hObject,'BackgroundColor',get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'));
end
function listbox2_Callback(hObject, eventdata, handles)
function listaperdidas_Callback(hObject, eventdata, handles)
function listavoltajes_Callback(hObject, eventdata, handles)
function SALIR_Callback(hObject, eventdata, handles)
opc=questdlg('¿Desea salir del programa?','SALIR','Si','No','No');
if strcmp(opc,'No')
return;
end
clear,clc,close all
function background_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
function edit1_Callback(hObject, eventdata, handles)
Val=get(hObject,'String'); %Almacenar valor ingresado
NewVal = str2double(Val); %Transformar a formato double
if isnan(NewVal)
errorlg('El valor del voltaje debe ser numérico,por favor corrijalo.','ERROR')
set(handles.edit1,'String',0);
NewVal=0;
end
handles.edit1=NewVal; %Almacenar en identificador
guidata(hObject,handles); %Salvar datos de la aplicación

function edit1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
else
    set(hObject,'BackgroundColor',get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'));
end

```

La interface del programa permite cargar un archivo de Excel donde previamente se han introducido la información general del sistema que se analizara. Los datos mas importantes son las potencias real y reactiva demandad, porque en un sistema de distribución son las que se conocen. La segunda tabal posee la información de la línea, es decir de los conductores y con esta información se conocerán las pérdidas que generan (Tablas A5.1 y A5.2).

Tabla A5.1 Parámetros de Potencia demandada por la red de Distribución de la Fig. A10.1

Nodo	Potencia Activa Demandada (kW)	Potencia Reactiva Demanda (kVAR)	Potencia Activa Generada (kW)	Potencia Reactiva Generada (kVAR)
1	0.0	0.0	0	0
2	0.0	0.0	0	0
3	40.0	30.0	0	0
4	127.5	79.0	0	0
5	63.8	39.5	0	0
6	191.3	118.5	0	0
7	96.1	59.5	0	0
8	80.0	60.0	0	0
9	127.5	79.0	0	0
10	63.8	39.5	0	0
11	96.1	59.5	0	0
12	127.5	79.0	0	0
13	21.3	13.2	0	0
14	1010.4	757.8	0	0
15	191.3	118.5	0	0
16	70.0	52.5	0	0
17	20.0	15.0	0	0
18	140.0	105.0	0	0
19	1640.0	1230.0	0	0
20	425.9	263.9	0	0
21	21.3	13.2	0	0
22	100.0	75.0	0	0
23	110.4	82.8	0	0
24	0.0	0.0	0	0
25	0.0	0.0	0	0

Tabla A5.2 Parámetros físicos de la red de Distribución de la Fig. A10.1

Nodo Inicio	Nodo Fin	Resistencia (Ω/km)	Reactancia (Ω/km)	Longitud (km)
1	2	0.0626	0.369772	4.58
2	3	0.141	0.3977	0.2776
3	4	0.141	0.3977	0.082
4	5	0.141	0.3977	0.0852
5	6	0.141	0.3977	0.0252
6	7	0.141	0.3977	0.0252
7	8	0.141	0.3977	0.0252
8	9	0.141	0.3977	0.0631
9	10	0.141	0.3977	0.0378
10	11	0.141	0.3977	0.0883
11	12	0.141	0.3977	0.0079
12	13	0.141	0.3977	0.0505
13	14	0.141	0.3977	0.0252
14	15	0.141	0.3977	0.0442
15	16	0.141	0.3977	0.0631
16	17	0.141	0.3977	0.0568
17	18	0.141	0.3977	0.2839
18	19	0.141	0.3977	0.0252
19	20	0.141	0.3977	0.0315
20	21	0.141	0.3977	0.0378
21	22	0.141	0.3977	0.01262
22	23	0.141	0.3977	0.0757
23	24	0.141	0.3977	0.0662
24	25	0.141	0.3977	0.1262

>>> Anexo 6: Flujo de Carga Armónico

Para explicar la razón de las armónicas triples en el neutro consideremos la tabla siguiente:

Componente	Fase A	Fase B	Fase C
Fundamental	0	-120	-240
2ª. armónica	0	+120	+240
3ª. Armónica	0	0	0
4ª. Armónica	0	-120	-240
5ª. armónica	0	+120	+240
6ª. armónica	0	0	0
7ª. armónica	0	-120	-240
8ª. armónica	0	+120	+240
9ª. armónica	0	0	0

En la tabla se muestran desde el armónico fundamenta hasta el noveno, como se ve en el Capítulo 4, los armónicos tiene secuencia, la cual puede ser positiva, negativa y cero.

En condiciones de un sistema balanceado en el neutro de una conexión en estrella las corrientes de secuencia positiva o negativa tiene la cualidad de anularse, ya que aunque sean de igual magnitud su ángulo les permite eliminarse mutuamente, por lo que el efecto neto de las corrientes en las tres fases es cero. En condiciones de desbalance, en el peor de los casos se atenuarán de tal forma que no se corra el riesgo de sobrecorriente por el neutro, lo anterior es válido siempre que el desbalance sea razonable. Las corrientes de secuencia cero como las de los terceros armónicos no tienen las cualidades de las otras secuencias y en cambio, el ángulo de estas corrientes en las tres fases es el mismo por lo que independientemente el sistema este balanceado o no, inminentemente estas corrientes se sumaran

$$\sum I_{h=5} = 5\angle 0^\circ + 5\angle -120^\circ + 5\angle -240^\circ = 0$$

$$\sum I_{h=3} = 5\angle 0^\circ + 5\angle 0^\circ + 5\angle 0^\circ = 15\angle 0^\circ$$

:

>>> Anexo 7: Arranque de Motores

Ejemplo de cálculo de caída de voltaje, extraído del libro “Análisis de Sistemas Eléctricos y Diseño para plantas industriales” de Irwin Lazar.

Se muestra el diagrama unifilar para alimentar un motor de inducción de 3500HP. La línea de suministro alimenta una barra conductora principal de 12kV. Una línea aérea de 4000 pies de cable blindado aéreo triplex de 2-750MCM/fase conecta la barra conductora principal a un dispositivo de distribución remoto. Este ultimo alimenta un motor de inducción de 3500HP, un transformador de 10000kVA de 12kV/2.4kV y un dispositivo de distribución de 2.4kV, a través de una línea de cable armado y blindado de 1000 pies de 1-500MCM/fase de 15kV. El esfuerzo de interrupción simétrico mínimo posible que se obtiene de la compañía de suministro publico es de 400MVA. Se selecciona como valor base 1000kVA igual a la capacidad nominal del transformador reductor.

Impedancia mínima en el primario:

$$X_{RED} = 100 \frac{kVA_{BASE}}{kVA_{CCKT}} = 100 \frac{10000}{400000} = 2.5 p. u.$$

Reactancia de los cables:

Para el triplex aéreo blindado de 4000 pies, 750MCM $\rightarrow X = 0.0396\Omega/1000$ pies

$$X_{L1} = \frac{0.0396}{1000} 4000 = 0.0792\Omega$$

Como son dos conductores por fase se debe dividir entre 2: $X_{L1} = 0.0792$ y se debe trasladar a la base común.

$$X_{L1} = \frac{X_{\Omega} kVA_{BASE}}{10kV} = \frac{(0.0792)(10000)}{10(12)^2} = 0.55 p. u.$$

Para el 500MCM $\rightarrow X = 0.0351\Omega/1000$ pies, al igual que el anterior debe de dividirse entre 2 debido a que son dos conductores por fase. $X_{L2} = 0.01755\Omega$

$$X_{L1} = \frac{X_{\Omega} kVA_{BASE}}{10kV} = \frac{(0.01755)(10000)}{10(12)^2} = 0.12 p. u.$$

Impedancia del motor:

Lo primero que se debe de hacer es convertir de HP a kVA considerando un FP del 92% y eficiencia del 96%.

$$\frac{(3500HP)(0.746)}{(0.96)(0.92)} = 3000kVA$$

$$I_{PC} = \frac{kVA_{MOTOR}}{\sqrt{3}kV_{MOTOR}} = \frac{3000}{\sqrt{3}(2.3)} = 748A$$

$$Z_M = \frac{100}{I_{RB}/I_{PC}} = \frac{100}{5000/748} = 15\%$$

Se hace el ajuste debido a la diferencia de los voltajes:

$$Z_M = 15 \left(\frac{2300}{2400} \right)^2 = 13.8\%$$

Refiriéndolo a la base de 10000kVA (Capacidad de la subestación)

$$Z_{M(pu)} = Z_M \frac{kVA_{BASE}}{kVA_{MOTOR}} = 13.8 \frac{10000}{3000} = 46 p. u.$$

La impedancia del transformador es de 6.6% y se mantiene así dado que es su potencia nominal la que utilizamos como base: 6.6p.u.

$$X_S = 2.5 + 0.55 + 0.12 + 6.6 = 9.77 p. u.$$

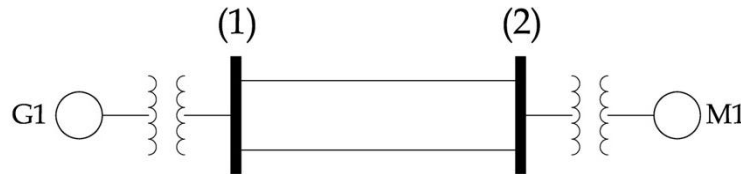
$$\%V_S = \frac{100Z_M}{Z_M + X_S} = \frac{100(46)}{46 + 9.77} = 83\%$$

La caída momentánea en la barra conductora de 2.4kV es de 100% - 83% = 17% de 2400V.

>>> Anexo 8: Estabilidad (Caso Especial)

Ejemplo de deducción de la curva Angulo – Potencia, extraído del libro “Análisis de Sistemas de Potencia” de William Stevenson y John Grainger.

El diagrama unifilar de la figura muestra un generador que se conecta a través de líneas de transmisión en paralelo a un gran sistema metropolitano considerado como una barra infinita. La maquina está entregando 1.0p.u de potencia y tanto el voltaje en terminales como el de la barra infinita, son de 1.0 p.u. Los números en el diagrama indican los valores de las reactancias sobre una base común para el sistema. La reactancia transitoria del generador es de 0.2 p.u., como se encuentra indicada. Determine la ecuación potencia ángulo para las condiciones de operación del sistema.



El diagrama de reactancias se muestra en la Fig.A8.2, la reactancia serie entre el voltaje en terminales y la barra infinita es:

$$X = 0.1 + \frac{0.4}{2} = 0.3 p. u.$$

Y por lo tanto, la salida de potencia de 1.0p.u del generador, está determinada por:

$$\frac{|V_t||V|}{X} \text{Sen}\alpha = \frac{(1.0)(1.0)}{0.3} \text{Sen}\alpha = 1.0$$

Donde V es el voltaje de la barra infinita y α es el ángulo del voltaje en terminales relativo a la barra infinita. AL despejar α se obtiene

$$\alpha = \text{Sen}^{-1}0.3 = 17.458^\circ$$

Asi que el voltaje en terminales es

$$V_t = 1.0 \angle 17.458^\circ p. u = 0.954 + j0.30$$

La corriente del generador se calcula como:

$$I = \frac{1.0 \angle \delta_2 - 1.0 \angle 0^\circ}{j0.3} = 1.012 \angle 8.729^\circ = 1.0 + j0.1535$$

Y se encuentra que el voltaje interno es

$$E'_1 = (0.954 + j0.30) + j(0.2)(1.0 + j0.1535) = 1.050 \angle 28.44^\circ \text{ p.u.}$$

La ecuación potencia ángulo que relaciona al voltaje interno transitorio E_1 y al voltaje en la barra infinita V_t , está determinada por la reactancia serie total que es

$$X = 0.2 + 0.1 + \frac{0.4}{2} = 0.5 \text{ p.u.}$$

Por lo tanto, la ecuación deseada es

$$P_e = \frac{(1.005)(1.0)}{0.5} \text{Sen} \delta = 2.1 \text{Sen} \delta \text{ p.u.}$$

Donde δ es el ángulo del rotor de la máquina con respecto a la barra infinita.

>>> Anexo 9: ETAP POWER STATION (DEMO)

ETAP Power Station es el software que se ha seleccionado para complementar los cálculos y mediciones realizadas para este trabajo a través de las simulaciones. Se escogió este programa por dos razones principales, la primera es su capacidad de ejecutar los 6 tipos de estudios que se plantearon en el perfil del trabajo de Graduación (Cortocircuito, Coordinación de Protecciones, Flujo de carga, Flujo de Carga Armónico). La segunda razón es la facilidad y comodidad que su interfaz gráfica proporciona al usuario.

ETAP consta de 3 partes:

- El área de trabajo donde se colocan los dispositivos y elementos que componen el D.U. y en donde se interconectan estos elementos
- Las herramientas y opciones de análisis.
- La interface Power Plot el cual es un soporte que le brinda a ETAP la posibilidad de trazar las curvas de los dispositivos de protección y realizar la coordinación de protecciones.

El área de trabajo de ETAP necesita de los elementos y dispositivos para poder representar los sistemas eléctricos, sin importar de qué tipo sean; de la forma más completa y apegada al D.U., Algunos de los dispositivos más importantes son el Bus, el transformador de 2 devanados, Cable, Línea de transmisión, Power Grid, Generador, Motores, Lumped Load, etc. Estos dispositivos requieren que se complete dentro de sus propiedades las características eléctricas y físicas que poseen y es aquí donde ETAP muestra una de sus más grandes ventajas, la base de datos de fabricantes que posee y que es de mucha utilidad cuando no es posible obtener información directa de los sistemas a analizar. Este Anexo muestra la forma correcta de completar la información de algunos de estos dispositivos y como realizar los análisis que son de nuestro interés en este proyecto, la información presentada aquí debe ser complementada con el Capítulo 8 del Manual de ETAP en el caso de los dispositivos y con los capítulos correspondientes a cada análisis. El manual se encuentra luego de haber instalado el software y se aloja en la carpeta de instalación de ETAP.

A9.1 BUS / NODE

El Bus es un punto de unión, representa el lugar donde 2 o más elementos tienen una conexión común y cuando se desea realizar un estudio se debe seleccionar al menos un bus en el cual se presentaran los resultados.

Cuando se tienen elementos como transformadores y fuentes de energía es necesario colocar entre ambos un bus para poder interconectarlos, de lo contrario no es posible efectuar el acople. Las propiedades del Bus se especifican dentro de sus 6 hojas de características que son Info, Load, Motor/Gen, Rating, Harmonic, Reliability, Remarks y Comment.

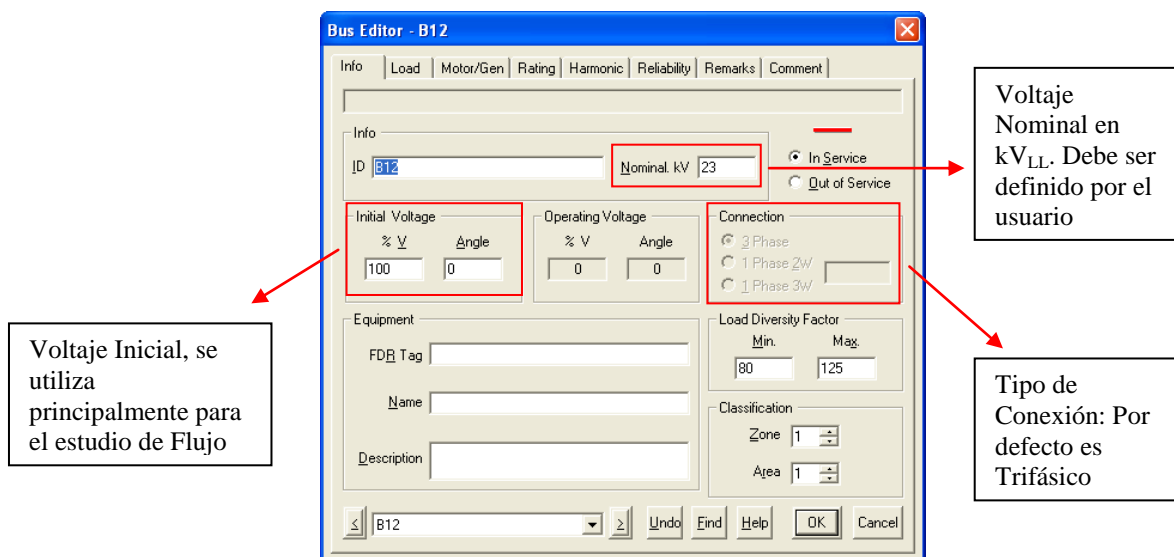


Fig. A9.1: Hoja de Info para BUS/NODE

A9.1.1 Info:

Info recopila la información general del elemento (Fig. A9.1), es donde se le asigna un nombre único en el sistema o ETAP lo asigna automáticamente, se define el voltaje nominal en kV y el porcentaje de voltaje inicial. El voltaje en kV indica que en el bus no pueden conectarse dispositivos con un voltaje mayor al especificado y al momento de ejecutar cualquier análisis se producirá un error. EL porcentaje de voltaje inicial es de mucha importancia para el estudio de análisis de flujo de carga porque este es el voltaje con el que el programa comenzara los cálculos, por defecto es 100% pero puede ser modificado en cualquier instante por el usuario. Si se realiza el estudio de flujo de carga antes que el estudio de cortocircuito, este último se realizará con voltajes que incluyen las pérdidas y la caída de voltaje.

A9.1.2 Load:

En la hoja Load (Fig. A9.2) se muestra toda aquella carga que se haya conectado “directamente” al bus, es decir que la carga que se haya conectado a través de un cable, línea de transmisión o transformador no se verá reflejada. La carga que se puede ver reflejada son Motores, Carga estática (No aporta a las corrientes de cortocircuito) o carga variada (mezcla carga estática y de motores).

10 tipos de carga predefinidos por ETAP

Carga directamente conectada al Bus

Límites de distorsión establecidos automáticamente por ETAP, pueden ser variados por el usuario en base a estándares o criterios.

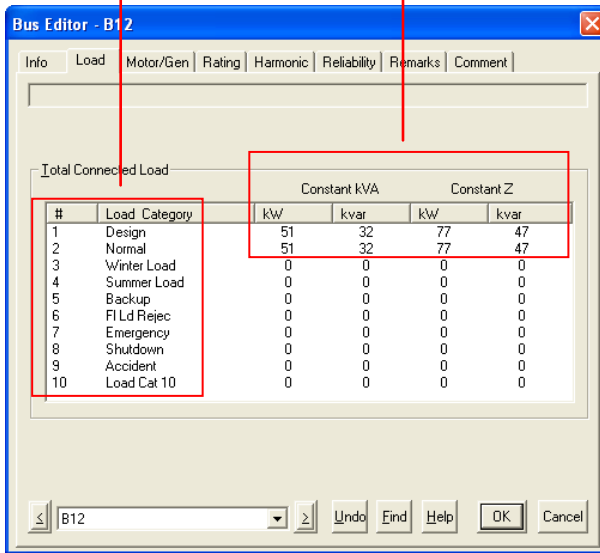


Fig. A9.2: Hoja de Load para BUS/NODE

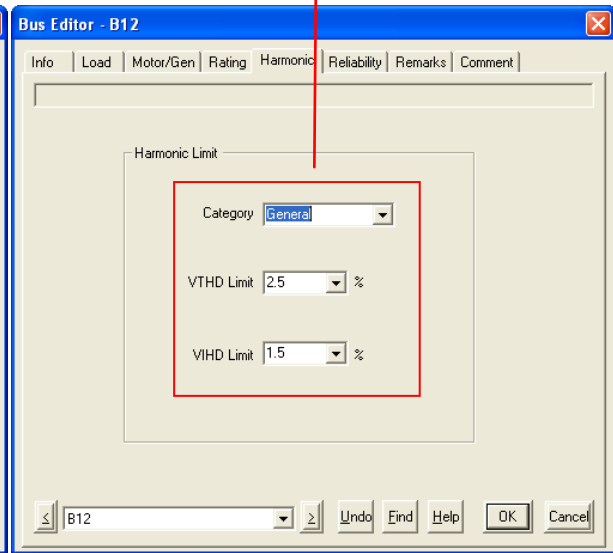


Fig. A9.3: Hoja de Harmonic para BUS/NODE

A9.1.3 Harmonic:

ETAP permite que se establezcan límites para los niveles de distorsión armónica permitidos en cada punto del sistema, estos límites se definen a través de la hoja Harmonic (Fig. A9.3). Cuando se ejecuta en estudio de FCA los resultados obtenidos se comparan con los límites establecidos y si los niveles son mayores se presentan advertencias en el reporte generado por ETAP.

A9.2 TRANSFORMADOR DE 2 DEVANADOS (2W)

El transformador de 2 devanados es el dispositivo más utilizado en los esquemas eléctricos y ETAP permite que sus características sean definidas con la ayuda de las hojas Info, Rating, Tap, Harmonic, Reliability, Remarks y Comment.

La Hoja de Info (Fig. A9.4) incluye el identificador único del transformador y los puntos entre los cuales se conectarán los devanados (Prim y Sec), si se conecta entre dos puntos que ya tienen establecido su voltaje ETAP automáticamente completará algunos campos de la hoja Rating. En Info se debe especificar si el transformador es trifásico o monofásico y el tipo de transformador, fabricante, tipo, clase de enfriamiento, temperatura de operación y BIL lo que ayuda a que el modelado del dispositivo durante la simulación sea mejor.

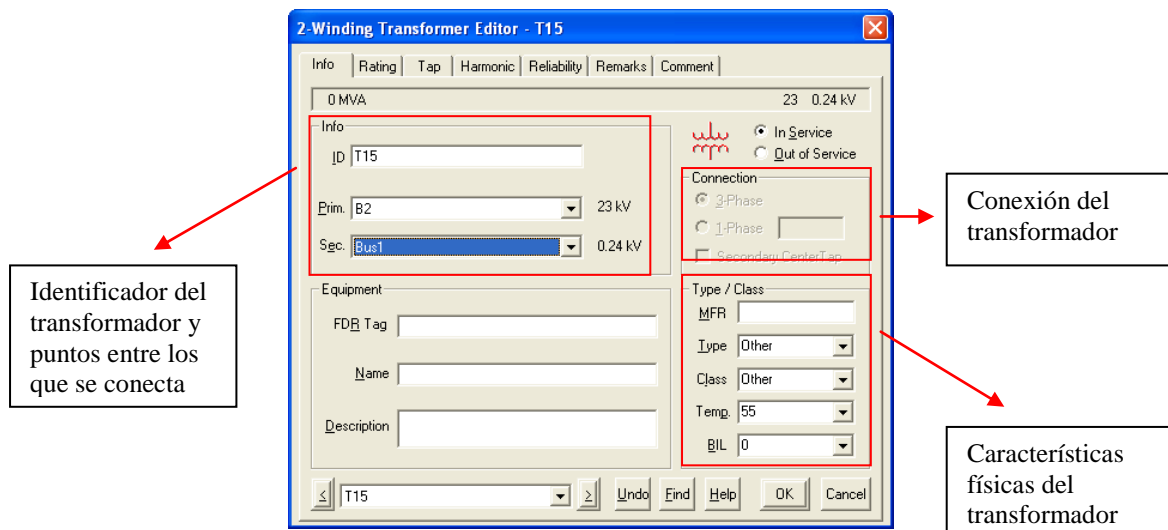
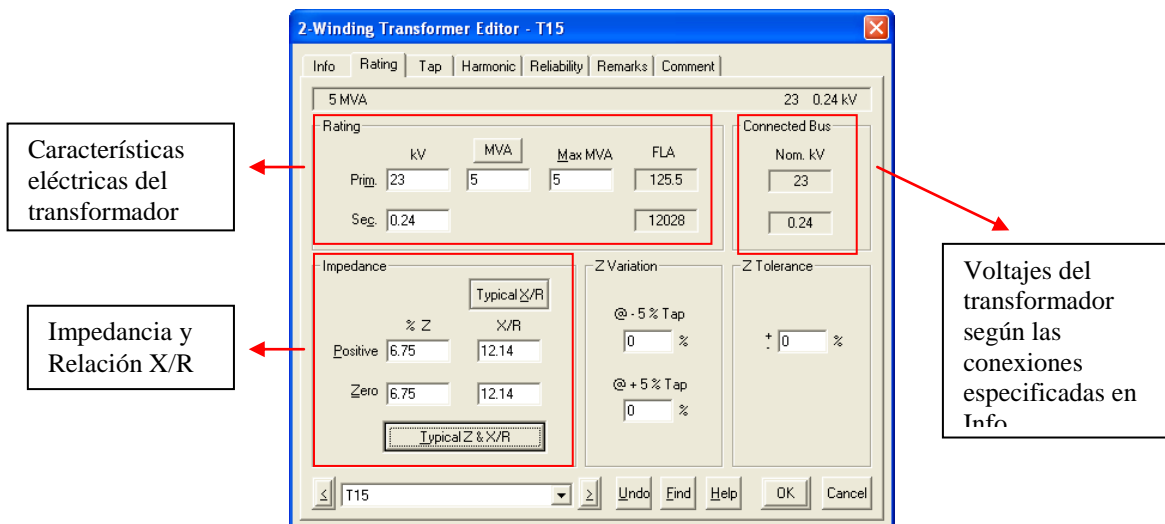


Fig. A9.4: Hoja de Info para Transformador 2W

Eléctricamente es la hoja de Rating (Fig. A9.5) la que contiene la información esencial del transformador, ya que es donde se especifica el voltaje, capacidad de potencia, corriente y las reactancias del transformador que son necesarias durante el estudio de SC principalmente. La capacidad de potencia del transformador puede ser expresa en MVA o kVA. Max kVA representa la potencia máxima que un transformador en caso de sobrecarga si acaso se cuenta con esa información y por defecto ETAP asigna el mismo valor de la capacidad nominal. FLA es la corriente nominal a ambos lados del transformador



Características eléctricas del transformador

Impedancia y Relación X/R

Voltajes del transformador según las conexiones especificadas en Info

Fig. A9.5: Hoja de Rating para Transformador 2W

El porcentaje de impedancia y relación X/R se puede ingresar manualmente si se obtiene la información de placa o de fábrica que suministra el fabricante pero en algunos casos no es posible y es cuando ETAP ofrece la posibilidad de presentar datos típicos para los transformadores según su capacidad nominal. Cuando el voltaje nominal del transformador y la red no coincidan, la opción Tap (Fig. A9.6) ofrece la opción de regular el voltaje de transformador para que acepte niveles de voltaje mayores o menores y que mantenga su salida con un voltaje deseado.

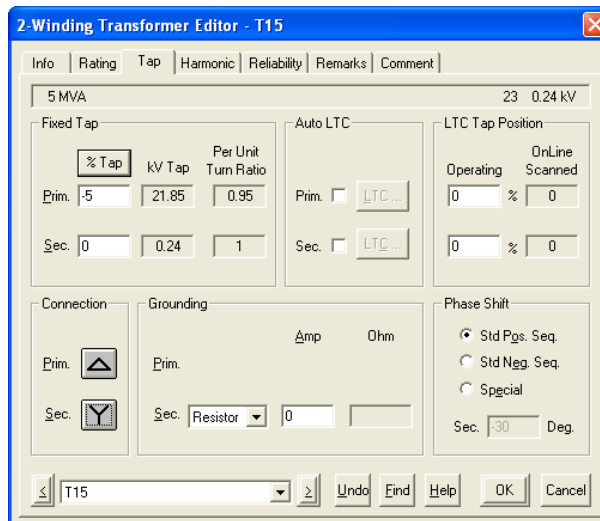


Fig. A9.6: Hoja de Tap para Transformador 2W

Además establece el tipo de conexión del transformador en caso que en Info se hay especificado como trifásico y cuando las conexiones donde tipo estrella permite escoger entre varios tipos de puesta a tierra.

A9.3 CABLE y LINEA DE TRANSMISION (LT)

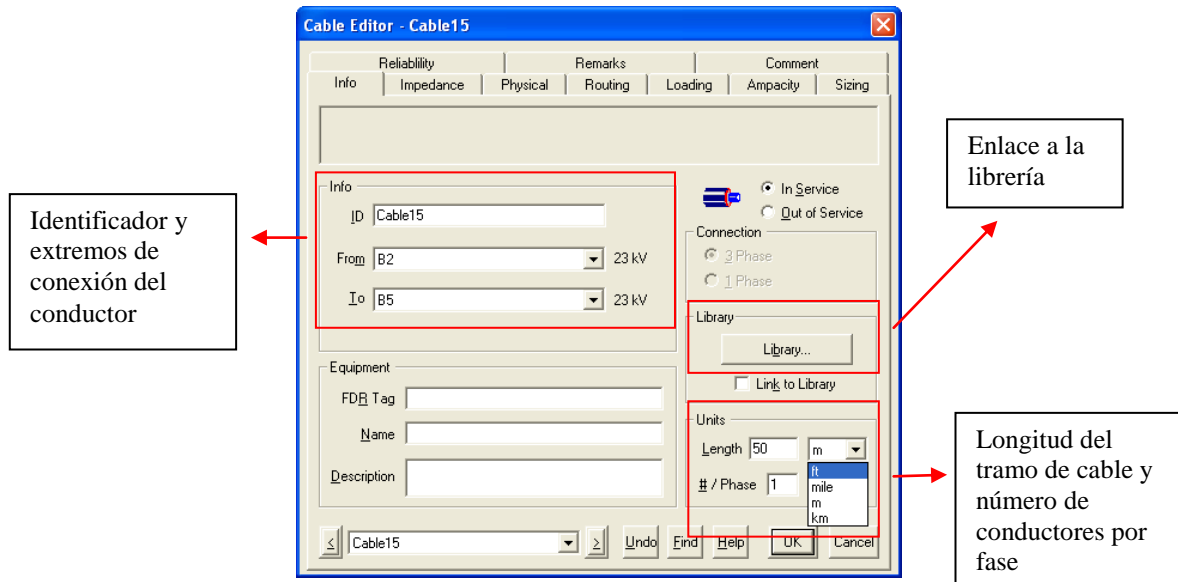


Fig. A9.7: Hoja de Info para Cable

El cable y Línea de transmisión son diferentes, debido a que Cable se basa en calibres de estándares recopilados en la librería de ETAP que incluye información como el nombre de la fuente (NEC, ICEA), rangos de voltaje (0.6, 5 y 15kV), # de conductores por cable (1/C, 3/C), material del conductor (Al, Cu), Tipo de aislamiento (Rubber, XLPE) y tipo de instalación (Mag, Non Mag.) y es a partir de esos estándares que establece la reactancia y resistencia del conductor en cambio las reactancias y resistencias en la línea de transmisión depende de la posición de los conductores, su altura y tipo de conductor.

La Fig. A9.7 muestra la hoja Info de Cable donde se establece un identificador único para cada cable y los extremos a los que se conecta (From y To). También muestra el enlace hacia la librería que se muestra en la Fig. A9.8. La hoja Info permite especificar la longitud del tramo y cuál es el número de conductores por fase, nótese que no es igual al número de conductores por cable que se especifica en los parámetros de la librería.

La hoja de impedancia (Fig. A9.9) muestra las reactancias y resistencias de los conductores definidos, estos valores se completan automáticamente cuando se han escogido los conductores desde la librería, es posible manipularlos por parte del usuario en caso existan valores más confiables.

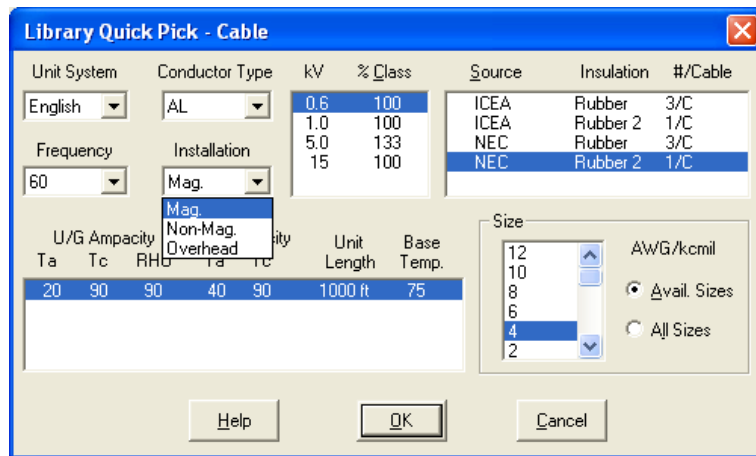


Fig. A9.8: Librería para Cable

Se debe de tener cuidado con las unidades de las impedancias porque se debe especificar si se encuentre únicamente en Ohm o Ohm por alguna unidad de longitud, un error en estos parámetros puede afectar sensiblemente los resultados de los estudios de SC y FC.

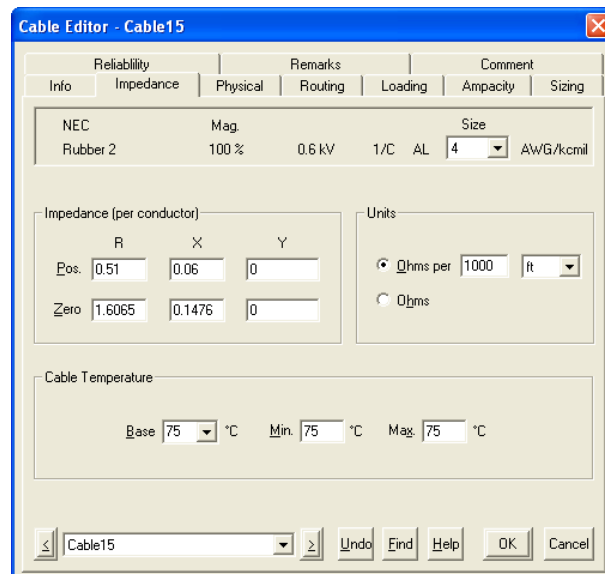


Fig. A9.9: Hoja de Impedancia para Cable

En el caso de las líneas de transmisión se deben especificar otros parámetros que cable no determina, en la Fig. A9.11 se muestra que deben proporcionarse el espaciamiento para el caso en que los conductores están en forma horizontal, pero también pueden transportarse de forma vertical o triangular. La posición de los conductores afecta el valor de las reactancias de los conductores que ETAP calcula.

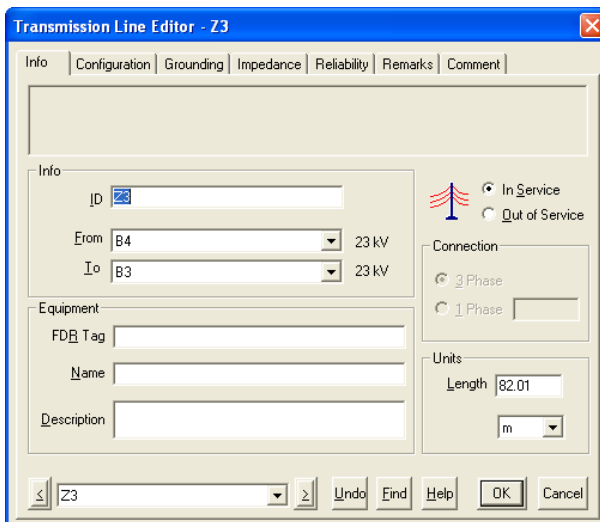


Fig. A9.10: Hoja de Info para LT

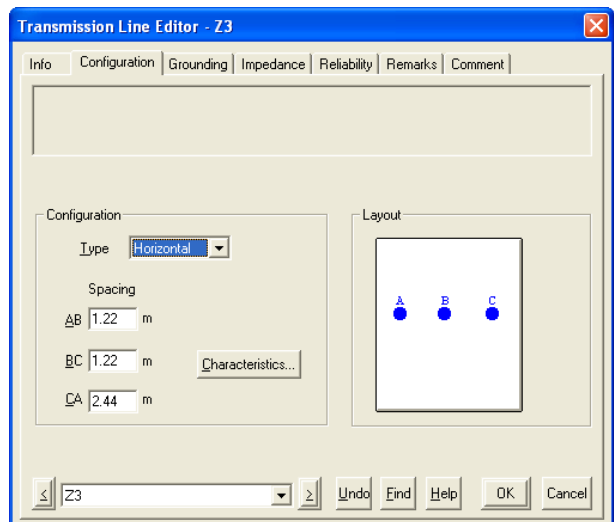


Fig. A9.11: Hoja de Configuración para LT

La hoja Grounding establece el número de conductores que compone el hilo de puesta a tierra, la resistividad de la tierra y la altura a la que viajan los conductores.

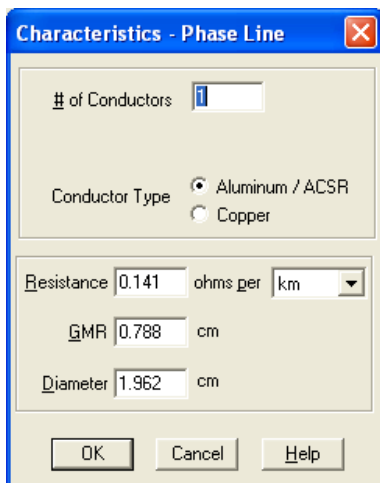


Fig. A9.12: Características

Dependiendo de la demanda de corriente que circulara por un grupo de conductores se debe especificar un tipo de conductor adecuado, usualmente son del tipo de conductor que se utiliza para línea de transmisión o alimentadores de circuitos de líneas de distribución y para los cuales se proporciona valor de resistencia, radio geométrico (GMR) y diámetro. ETAP con la información obtenida en Configuración, su opción de características y Grounding calcula las resistencias y reactancias de los conductores.

En la Fig. A9.14 se muestran ya los valores de los parámetros de reactancia, resistencia y aparece Y que es el efecto capacitivo que aparece en las líneas aéreas. Tanto en cables como LT se puede manipular la temperatura de los conductores, por defecto ETAP asigna una temperatura de 75°C

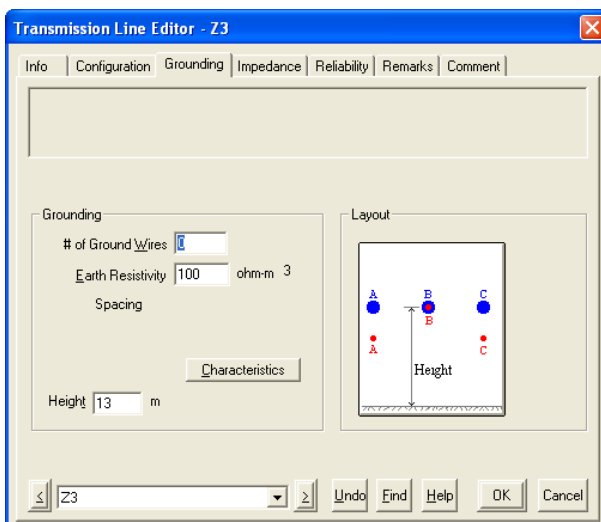


Fig. A9.13: Hoja de Grounding para LT

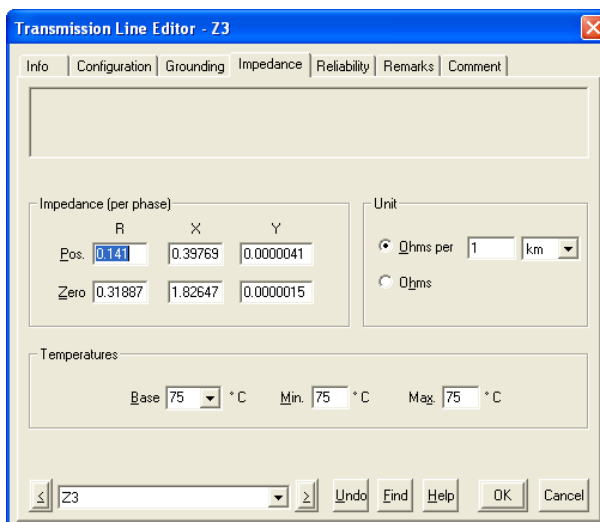


Fig. A9.14: Hoja de Impedancia para LT

A9.4 POWER GRID (PG)

El power Grid representa la alimentación de cualquier sistema, se puede decir que es una fuente infinita de potencia puesto que no se establece en ningún momento un valor nominal de potencia como al generador, por lo tanto, tendrá la capacidad de suministrar cuanta energía se requiera.

Su configuración se distribuye en 7 hojas: Info, Rating, Harmonic, Reliability, Energy Cost, Remarks y Comment. Nos interesan principalmente las dos primeras, estas hojas se muestran en la figura A9.15 y A9.16.

Es un parámetro importante que define la capacidad de cortocircuito de la fuente principal del sistema

ETAP lo define automáticamente con la información en SC Rating, pero puede ser modificado por el usuario

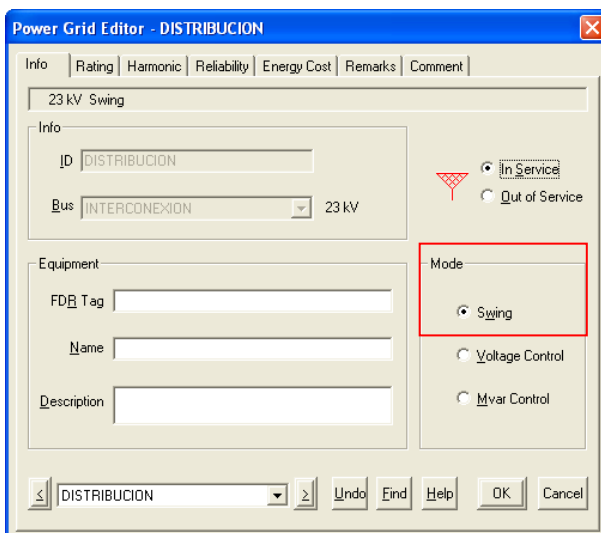


Fig. A9.15: Hoja de Info para Power Grid

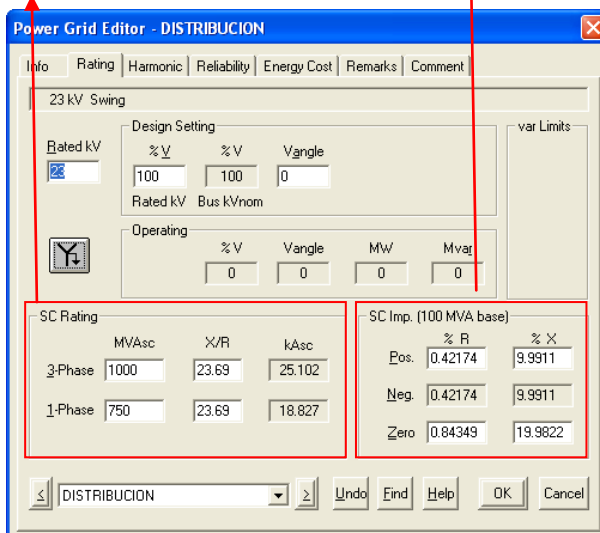


Fig. A9.16: Hoja de Rating para LT

En la hoja Info se establece el ID del Power Grid y además se le asigna una barra donde debe conectarse, es necesaria esta barra puesto que no se podrá conectar nada directamente al Power Grid y además el voltaje de la barra a la que lo conectemos debe ser igual o mayor al voltaje nominado en la fuente. Si por ejemplo, se realiza un estudio de Flujo de carga el Power Grid se debe definir en Modo Swing, de lo contrario el estudio de FC presentara un error en su ejecución y no proporcionara resultados.

La hoja de Rating establece los parámetros eléctricos del Power Grid como voltaje, sistema de conexión trifásica y los parámetros más importantes: La disponibilidad de MVA de SC que esa fuente aporta durante una falla. Los MVA de SC se acompañan de la relación X/R y de los kA de SC. La corriente depende de la potencia especificada y del voltaje nominal de la fuente. Para cálculos de cortocircuito son necesarias que se definan las redes de secuencia por lo que ETAP las calcula a partir de la información en SC Rating pero pueden ser proporcionadas por el usuario en caso que se cuente con esa información. Es importante que los valores que se ingrese para las redes de secuencia estén en la base de 100 MVA predefinidos por ETAP y se asume que las redes de secuencia positiva y negativa son idénticas.

A9.5 GENERADOR

Fig. A9.17: Hoja de Info para Generador

El generador reúne sus características en 11 opciones, al igual que en el caso del PG se ofrecen opciones para realizar un análisis de costos basado en el gasto de combustible, sin embargo este

no está dentro de nuestro interés por lo que nos centramos en los parámetros que se define en Info, Rating y Model.

Como en los demás casos visto, en Info se recopila la información general del generador, su ID único, el bus al que se conecta, el cual debe de cumplir las mismas especificaciones que el PG y el modo de operación. La designación de SC (SC Designation) sirve para ubicar la generador dentro del estándar ANSI/IEEE e IEC para realizar los estudios de SC y a partir del tipo de generador que se selecciona ETAP escoge los valores de reactancia que se utilizaran durante el estudio.

En Rating se establecen los parámetros eléctricos, se comienza con la capacidad de generar potencia en kW o MW, a diferencia del PG, el generador si tiene una limitante de potencia por lo que puede ser sobrecargado. AL definir los MW (o kW) y los kV nominales ETAP puede calcular los demás parámetros, si alguno de esos parámetros se cambia manualmente ETAP alterará los valores previos (FLA representa la corriente del generador).

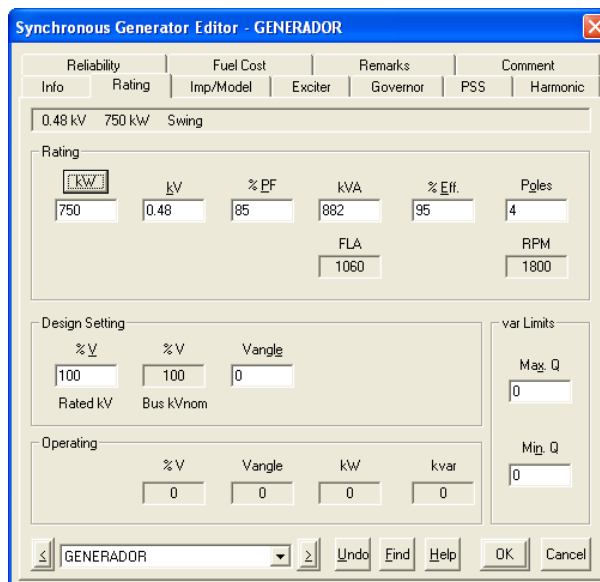


Fig. A9.18: Hoja de Rating para Generador

Finalmente, la hoja de Impedance, define las características propias del generador que se utilizaran para la mayoría de estudios. Aquí se definen los valores de las reactancias transitorias, subtransitorias y síncronas de la máquina, su relación X/R y un modelo dinámico. Como esta información es difícil de obtener generalmente, ETAP da la posibilidad de trabajar con los

valores típicos de forma similar al caso de los transformadores de 2 devanados. La Fig. A9.18 muestra la hoja de características de Impedancia y Modelo del generador.

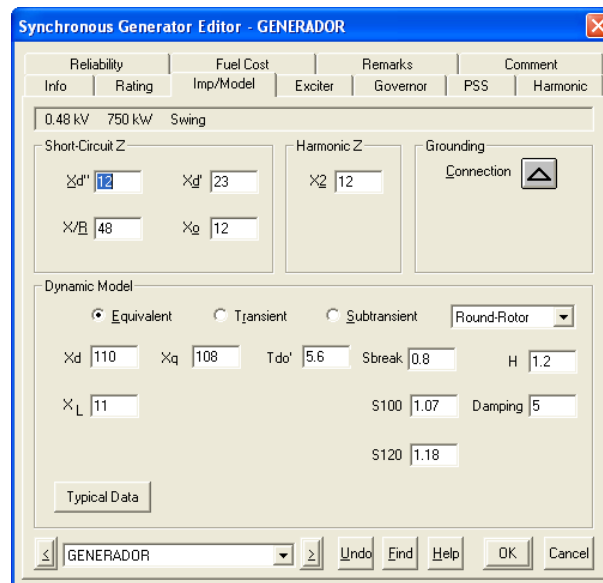


Fig. A9.18: Hoja de Impedance para Generador

A9.6 MOTOR SINCRONO

El motor síncrono incluye 11 hojas para sus características. Info define el ID de motor, el bus al que se conecta, el tipo sistema de conexión (3 fases, 2 fases o 1 fase). Si se desea hacer un estudio de SC aproximado y la instalación a simular tiene una gran cantidad de motores síncronos de igual capacidad cada 1, la hoja Info permite definir la cantidad de motores que en ese único elemento se encuentran presentes. Esto es de especial importancia para sistemas donde es complicado insertar los dispositivos debido a la gran cantidad de elementos (Fig. A9.19)

En la hoja Nameplate se definen la capacidad de los motores, la capacidad se puede expresar en kW o HP y se especifica el voltaje nominal de operación. ETAP asigna automáticamente valores estándares de factor de potencia (%FP) y eficiencia (%Eff) de acuerdo a la capacidad indicada y de acuerdo a porcentajes de la capacidad total del motor (al 100%, al 75% y al 50%). Nameplate tiene un enlace a librería, aquí se pueden encontrar algunos tipos de motores con la única limitante que todos tiene la letra A como letra código, sin embargo puede ser de mucha utilidad en caso no se tenga ninguna otra fuente de información (En el Anexo 6 se muestra algunos detalles de la letra código).

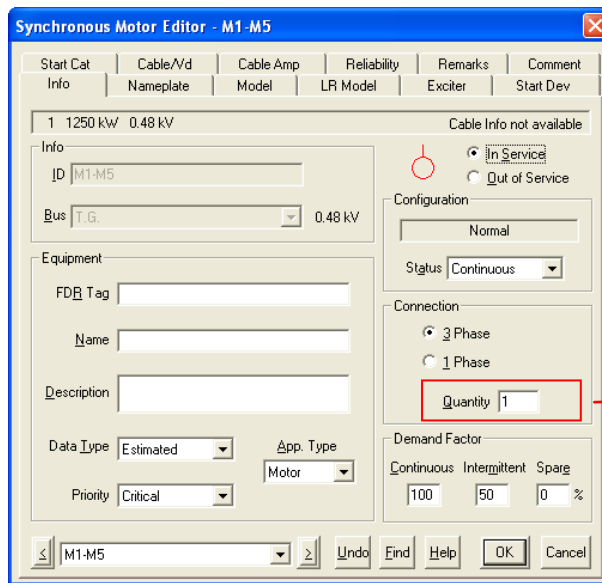


Fig. A9.19: Hoja de Impedance para Generador

La hoja Model es la encargada de recopilar la información de las reactancias del motor, ETAP permite utilizar valores típicos para estos campos según la información proporcionada en Nameplate.

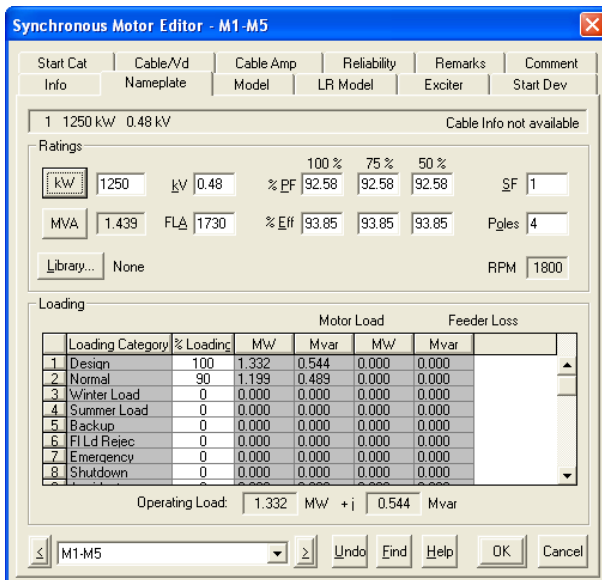


Fig. A9.20: Hoja de Nameplate para Motor Síncrono

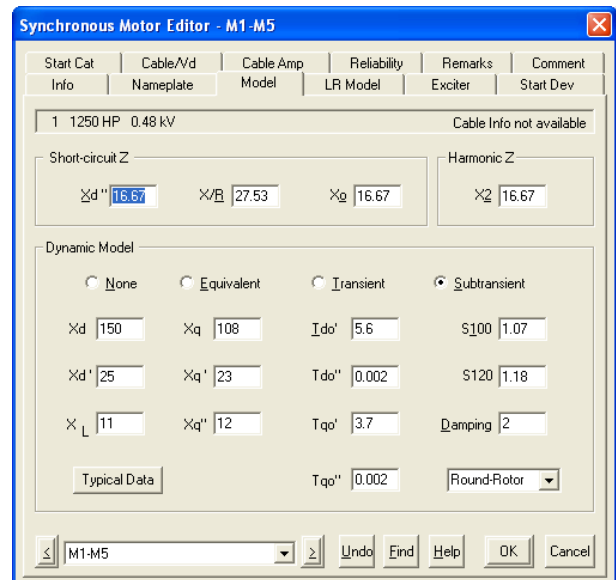


Fig. A9.21: Hoja de Model para Motor Síncrono

Dentro de las propiedades del motor se puede especificar el conductor a través del que se conecta a la fuente de energía, esto se define en la hoja Cable Amp, sin embargo es posible definir este cable de forma externa, es decir utilizando el elemento cable y conectando sus extremos entre el

motor y la fuente de energía. Cualquiera de los dos métodos es válido y no altera los resultados, la diferencia está en que al coordinar protecciones, si el cable no se definió fuera del motor, la curva de daño de cable no parecerá en las gráficas.

A9.7 CARGA VARIADA (LUMPED LOAD) y CARGA ESTÁTICA (STATIC LOAD)

Cuando se desea hacer una aproximación en cualquier tipo de estudio y no se tiene detalles exactos de los elementos de la red, se puede concentrar la carga en un punto en base a una estimación. ETAP ofrece 2 tipos de carga: Variada (Lumped) o Estática (Static), la diferencia entre una y otra está en que el tipo Variada aporta a la corriente de corto circuito y la Estática no lo hace, pero ambas pueden influir el análisis de flujo de carga.

La carga tiene 6 páginas para concentrar sus propiedades, Info, Nameplate, Short Circuit, Reliability, Remarks, Comment. La carga variada puede aportar a la corriente de cortocircuito porque es una mezcla entre carga estática y carga de motores que se separa en forma de porcentajes, es decir que el 100% se divide en una fracción a estática y el resto a motores. La Fig A9.22 muestra la primera de las páginas de características.

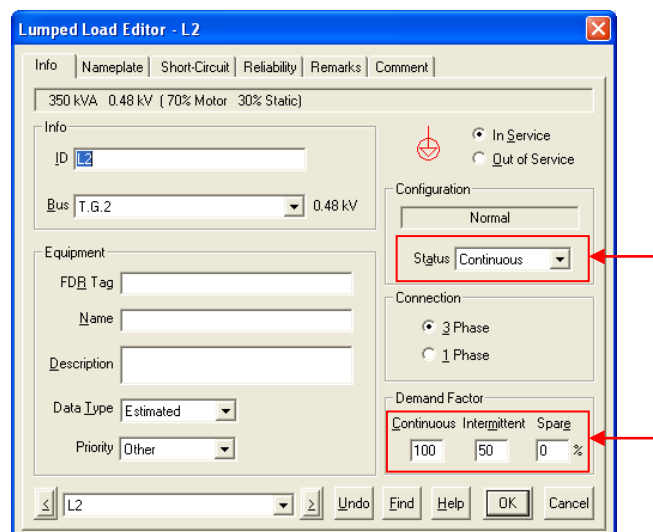


Fig. A9.22: Hoja de Info para Carga Variada

Los parámetros iniciales son su ID único y el bus o nodo al que se conecta, pero también define un estado para su funcionamiento que puede ser continuo, intermitente u ocasional y para cada tipo se establece cual es su factor de demanda el cual se utilizara para el cálculo de FC y AM.

Nótese que este tipo de carga puede ser trifásico o monofásico, si se selecciona monofásico se debe especificar entre que fases se conecta (A, B, C, AB, BC o AC).

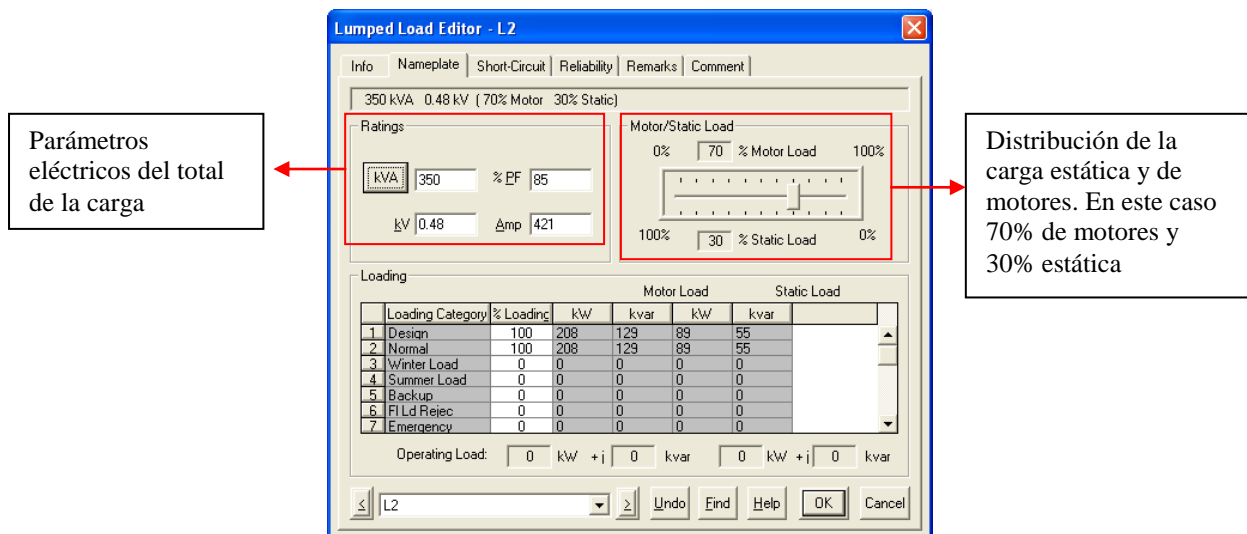


Fig. A9.23: Hoja de Nameplate para Carga Variada

En las opciones de Nameplate se define la carga, se debe establecer el total de la carga ya sea indicando la potencia total o la corriente total, una de estas provocará cambios en la otra dependiendo del factor de potencia y del voltaje. Se debe tener cuidado porque tanto kVA como AMP se refiere a valores totales: motores y estático incluido. Luego en Motor/static Load se divide la carga según los porcentajes para cada tipo, en el caso de la Fig. A9.23 se ha dividido en el 70% para motores y 30% para carga estática.

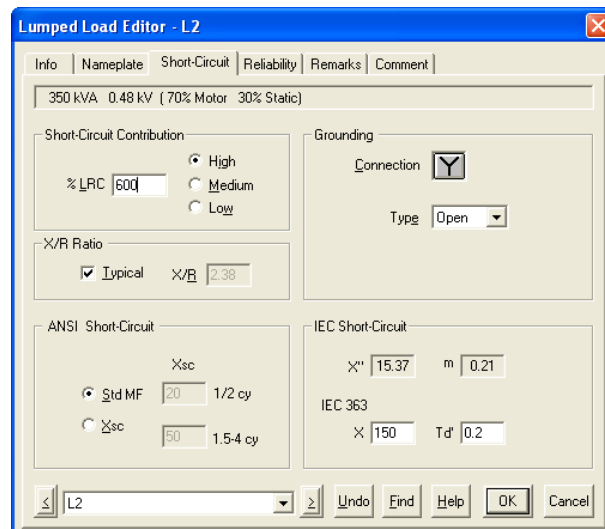


Fig. A9.24: Hoja de Short Circuit para Carga Variada

Como se menciona, la carga variada aporta a la corriente de cortocircuito, es por eso que en su tercer páginas de opciones se definen estos parámetros. %LRC establece el incremento de la corriente de rotor bloqueado del motor, si se estableció una corriente de 120A al 80% entonces la corriente de motores es de 96A, son esos 96A los que se incrementarían en un 600% (es el valor por defecto que ETAP proporciona) en caso que ocurra una falla. En los métodos ANSI para cortocircuito la contribución se puede definir como alta, media o baja (High, Medium, Low) y depende tanto del voltaje como de la potencia de los motores, este es un parámetro que ETAP no establece automáticamente y se debe seguir la tabla siguiente:

Contribución de SC	V ≤ 600V	V > 600
Alta (High)	100 < HP < 250	HP > 1000
Media (Medium)	50 < HP < 100	250 < HP < 1000
Baja (Low)	HP < 50	HP < 250

Entre otros de los parámetros que se puede especificar en la Fig. A9.24 están la relación X/R si es conocida; sino, se define una valor tipo

La primera pagina de la carga estática, Info, se completa de la misma forma que para carga variada (Fig. A9.22). La siguiente hoja define los parámetros eléctricos de la carga, similar al caso anterior se puede definir la potencia o la corriente y ETAP altera los demás parámetros en base al voltaje y factor de potencia. Si se altera el FP o kVAR, ETAP realizará un ajuste en todos los parámetros pero siempre mantendrá constante el valor definido de voltaje.

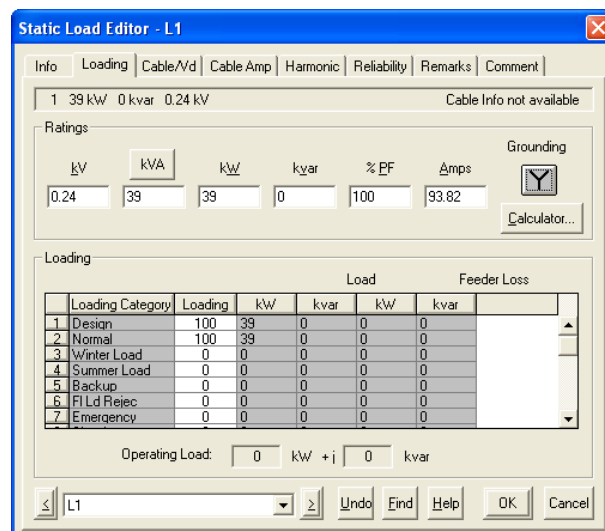


Fig. A9.25: Hoja de Loading para Carga Estática

El editor de Loading, permite establecer el tipo de conexión de la carga y la forma de puesta a tierra. La carga estática puede definir su alimentador para conectarse al nodo de interés, sin embargo, si se hace de esta forma, la curva de daño del conductor no parecerá en las gráficas de coordinación de protecciones, por lo que es posible también asignarle un conductor externo utilizando Cable o Línea de Transmisión. Vea en la Fig. A9.26 que Cable/Vd ofrece un enlace directo a la misma librería de conductores que la opción Cable vista antes en la sección A9.3.

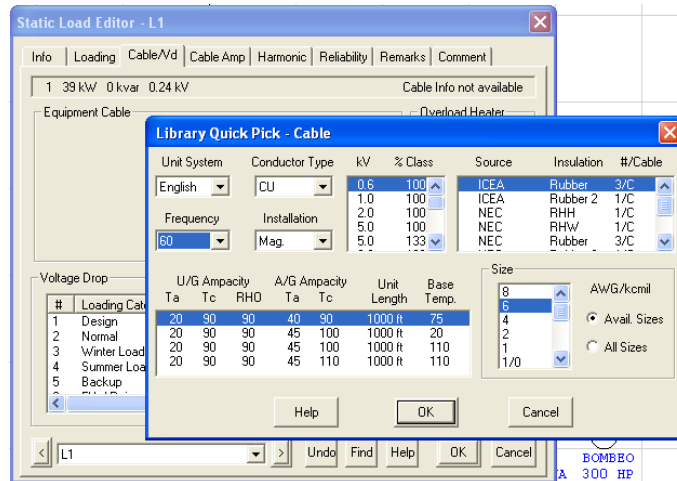


Fig. A9.26: Hoja de Cable/Vd para Carga Estática

A9.8 FUSIBLE

ETAP además de los elementos que contiene permite seleccionar las protecciones del sistema, aquí muestra un complemento de su base de datos, en la sección A9.3 se mostrará que posee una librería con las características de los conductores y para las protecciones también tiene una base de datos amplia que al igual que en el caso de los conductores se basa en estándares ANSI e IEC.

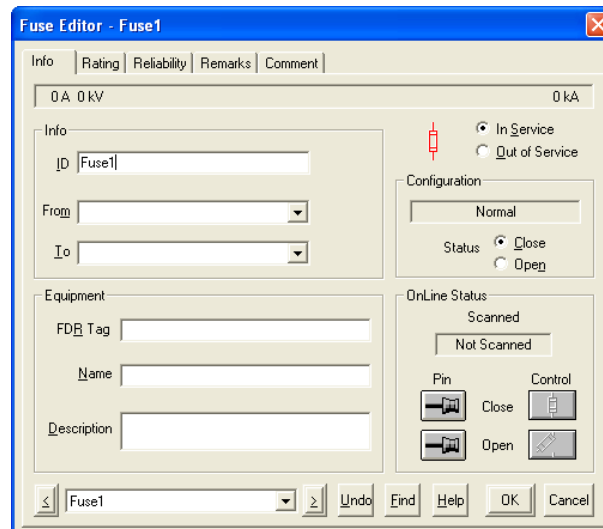


Fig. A9.27: Hoja de Info para Carga Fusible

La pagina Info (Fig. A9.27) únicamente define el ID único y los puntos en que se conectara el fusibles, pero es la pagina de Rating la que nos interesa ya que es aquí donde se definirá la capacidad del dispositivo de protección.

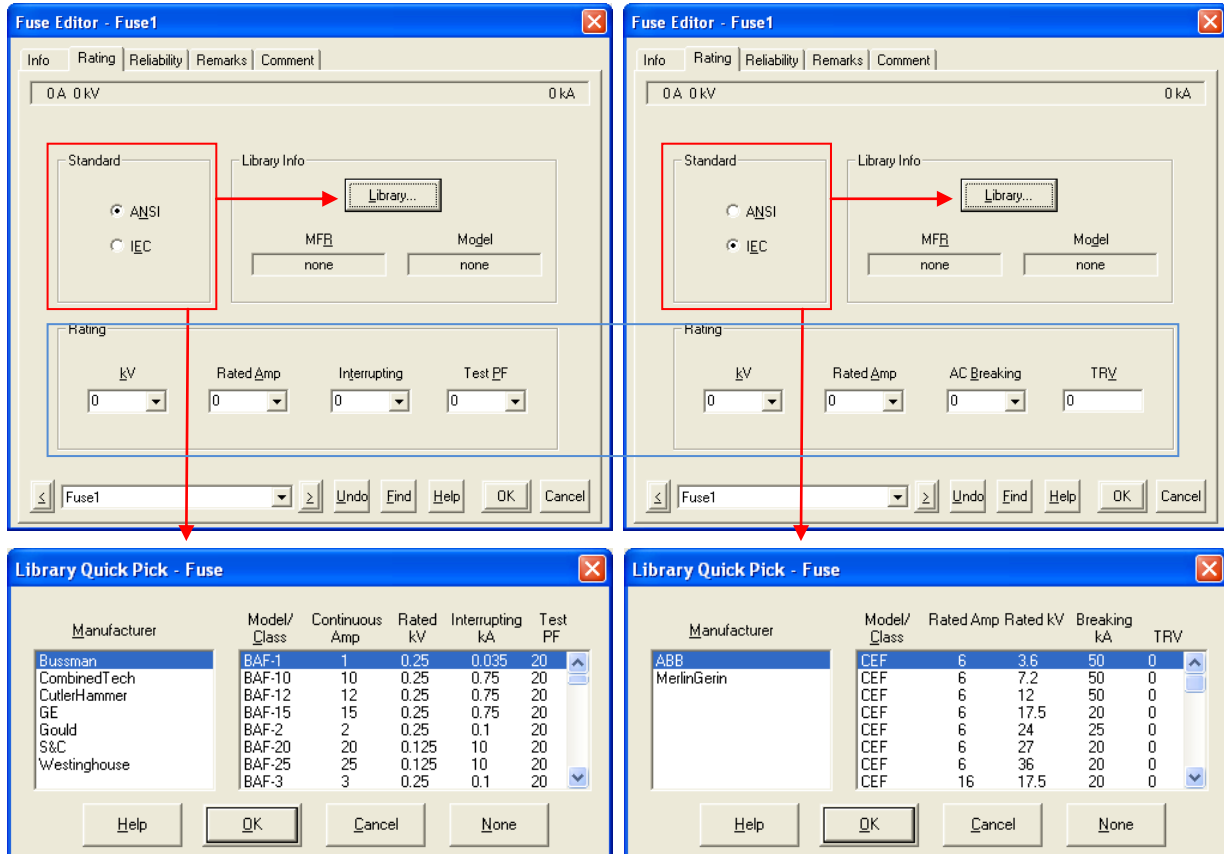


Fig. A9.28: Diferencias entre estándares Hoja de Rating para Fusible

En la Fig. A9.28 se nota que para la misma hoja Rating los elementos descritos en la librería cambian según el estándar seleccionado, por lo que fácilmente podemos apegarnos a cualquiera de las dos normativas sin ningún problema. Una recomendación muy útil es escoger un fabricante (si el diseño es nuevo) y a través de los catálogos de sus protecciones definir cual se utilizará, debido a que se vuelve complicado ir seleccionando al azar que protección podría ser adecuada. Las casillas del recuadro azul se complementan automáticamente cuando se selecciona una protección las listas.

A9.9 DISYUNTORES TERMOMAGNETICOS (CIRCUIT BREAKER)

De similar forma que para los fusibles, es posible encontrar en el mercado dispositivos termomagnético acordes a dos estándares, el ANSI y el IEC. La pagina Info mostrada en la Fig. A9.29 detalla el ID del dispositivo y los puntos entre los que se conecta.

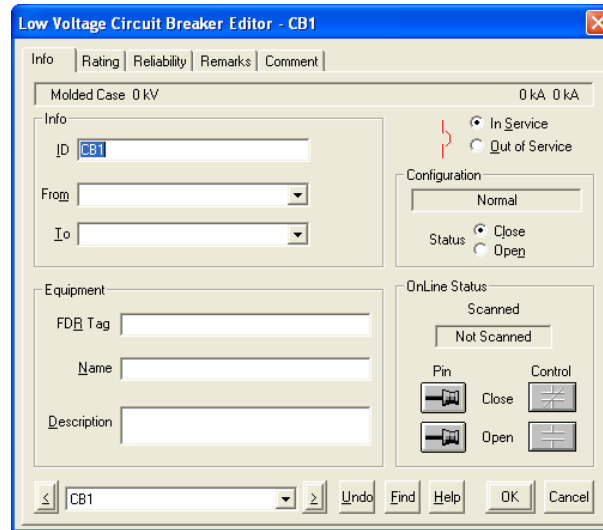


Fig. A9.29: Hoja de Info para Disyuntores Termomagnéticos

La página de Rating tiene 2 posibles vistas, similar a los fusibles, una es para el estándar ANSI y otra para el IEC. Véase que el enlace hacia la librería es el mismo, pero las opciones que esta despliega depende del estándar seleccionado, los campos del bloque Rating se complementan una vez se han seleccionado los dispositivos de protección adecuados. Las curvas de estos dispositivos y de cualquier otra protección se pueden visualizar con la ayuda de la interface de Power Plot, si lo que se protegerá es un motor o un transformador se puede seleccionar también es elemento protegido, así se pueda comprobar si en efecto está protegiendo a ese elemento contra cortocircuito y sobrecarga. Esto se muestra más adelante en la sección 9.12.3 que corresponde a la coordinación de protecciones utilizando ETAP.

En la figura A9.30 se muestra la comparación de la pagina Rating para cada uno de los estándares que ETAP permite utilizar. Nuevamente se recomienda seleccionar los dispositivos desde un catalogo para optimizar el uso de la librería ya que es más fácil tener una idea precisa del dispositivo a utilizar y no buscar uno a uno hasta encontrar uno con las características deseadas.

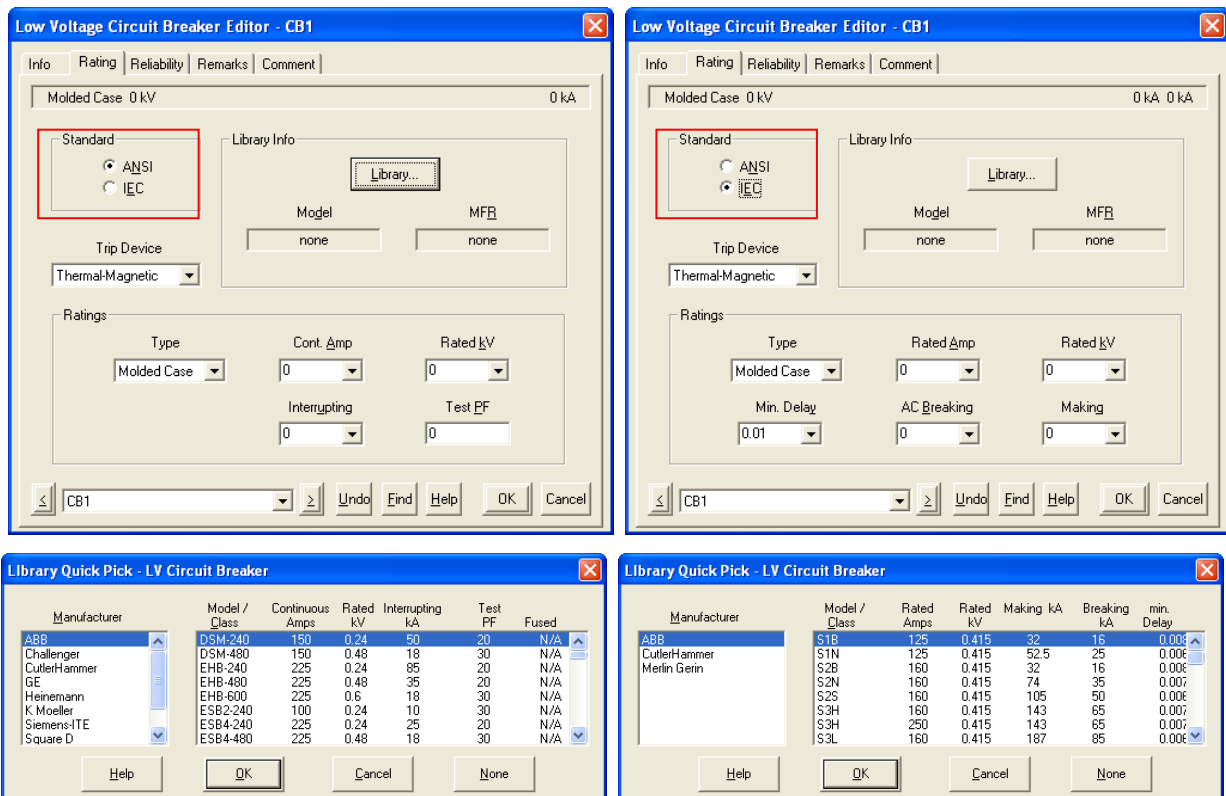


Fig. A9.30: Diferencias entre estándares Hoja de Rating para Disyuntores Termomagnéticos

A9.10 RELE DE SOBRECARGA (50/51)

El relé de sobre carga no forma parte de los elementos de AC sino que constituye parte de los elementos de instrumentación. El dispositivo completo consta de un transformador de corriente CT y del relé de sobrecarga 50/51.

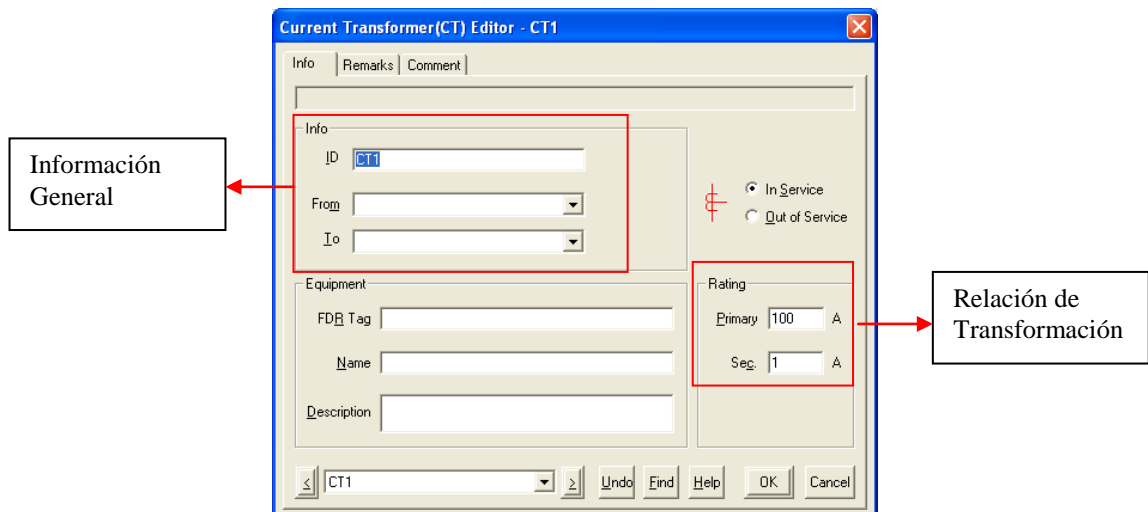


Fig. A9.31: Pagina Info para transformadores de Corriente

En la Fig. A9.31 se muestra la página Info del transformador de corriente, uno de los elementos más sencillos de complementar, solo hay tres datos que proveer; el ID único, Los terminales entre los que se conectara y la relación de transformación (100:5 por ejemplo). Recordemos que un transformador de corriente realmente se conecta alrededor del conductor y no circula corriente por él, cuando se especifican los terminales, se refiere a por donde entra y sale la corriente que se está analizando.

El relé de sobrecorriente necesita definir un ID único como los demás dispositivos en ETAP y de forma automática muestra al que transformador de corriente se ha conectado y su relación de transformación, además ofrece la opción Interlock en la cual se especifican los dispositivos que el relé de sobrecarga gobierna y especifica la acción que deben ejecutar cuando se sobre pasan los limites de corriente que el relé debe establecer.

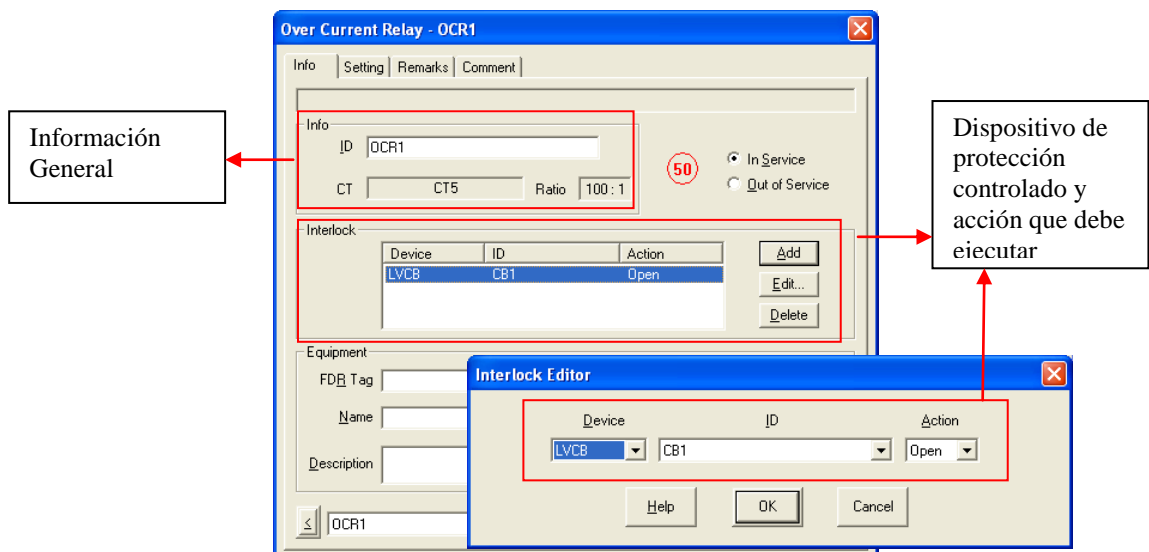


Fig. A9.31: Pagina Info para Relé de Sobre carga.

EN la página Setting de la Fig. A9.32 se establecen los parámetros eléctricos y de tiempo para el relé, Setting establece la corriente que máxima que se permitirá y con la relación de transformación del relé ETAP Automáticamente establece la corriente verdadera que se desea bloquear, para el caso se escogió 50A y por la relación de 100 en el lado primario la corriente a bloquear es de 5000A. y el parámetro Time Delay establece el retardo de tiempo que ele relé podrá soportar dicha corriente.

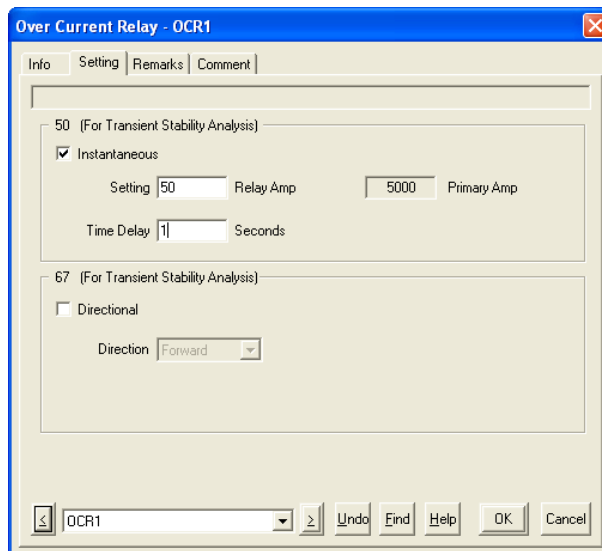


Fig. A9.32: Pagina Setting para Relé de Sobre carga.

9.11 INICIO DE UN PROYECTO ETAP

Cuando se va a comenzar un proyecto nuevo ETAP inicia pidiendo un nombre y una ubicación para el sistema que se quiere simular, una vez realizado esto pide el nombre del usuario, es decir el nombre de quien crea el nuevo proyecto y pide definir los permisos que el archivo tendrá. En nuestro caso se darán todos los permisos pero estos pueden ser modificados en cualquier momento por el administrador, incluso es posible asignarle una contraseña para tener acceso.

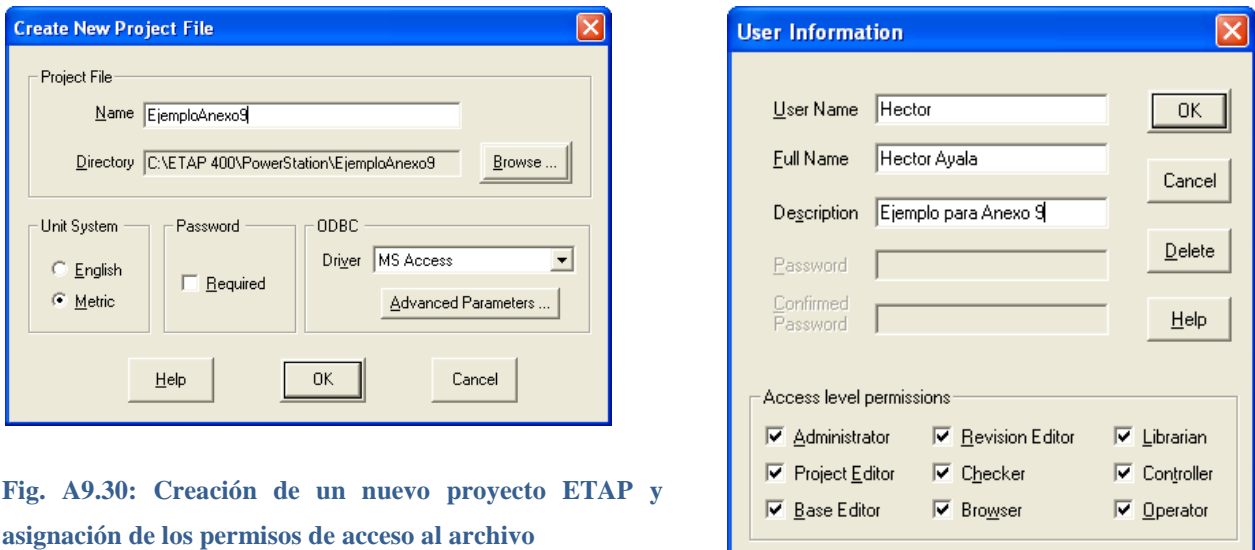


Fig. A9.30: Creación de un nuevo proyecto ETAP y asignación de los permisos de acceso al archivo

Cuando se han completado los pasos anteriores se accesa al OLV, el OLV es el área de trabajo definida por ETAP para insertar los elementos que constituyen el sistema, a la izquierda del OLV se encuentra la barra de elementos, a la izquierda el Editor de Proyectos y sobre el área de trabajo

se encuentran las herramientas de análisis (Fig. A9.31). Para iniciar la creación del sistema es necesario que se arrastren los elementos necesarios desde la barra de elementos hasta el OLV y una vez estén todos se pueden comenzar las interconexiones (Fig. A9.32).

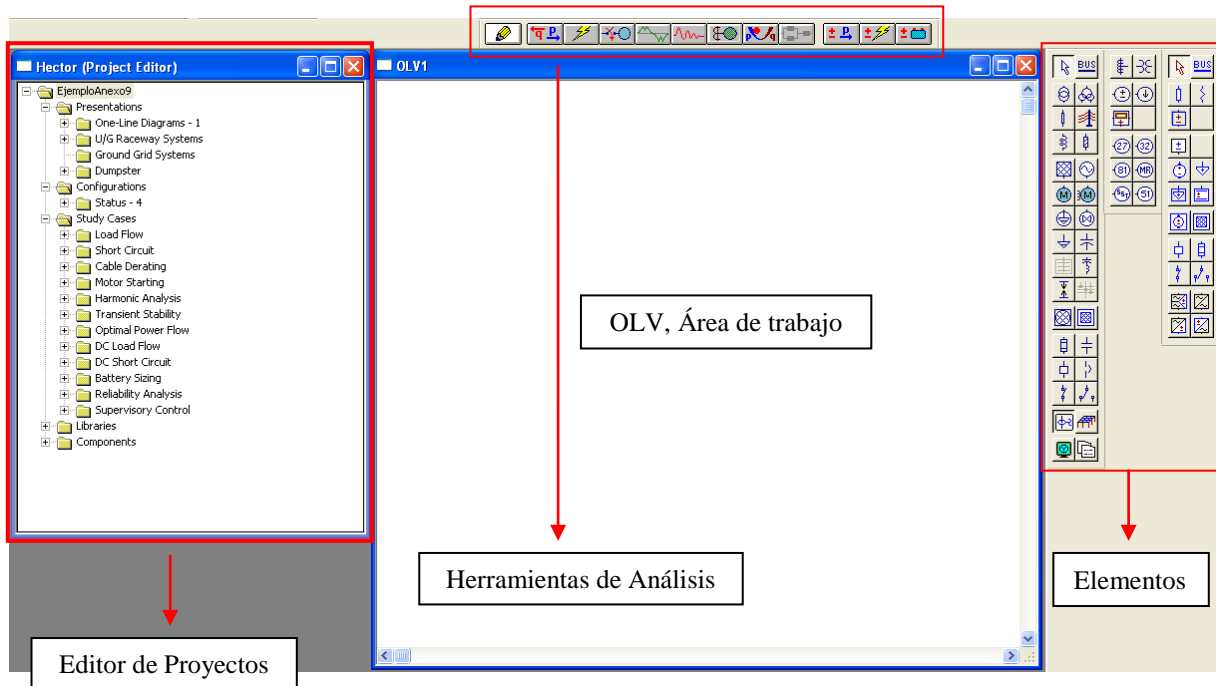


Fig. A9.31: Áreas y herramientas de trabajo ETAP

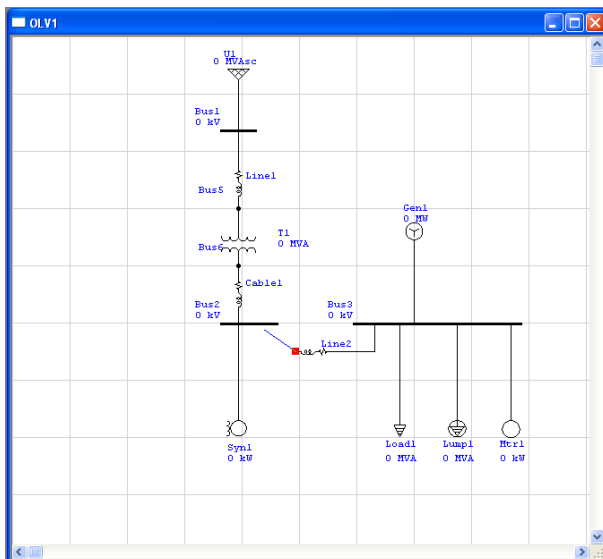


Fig. A9.31: Interconexión de Elementos

Una vez que se han interconectado los elementos se deben de asignar los nombres (No es necesario porque ETAP ya les ha asignado un ID a cada uno) y se debe completar las características eléctricas. Nótese que solo aparecen los elementos pero no hay protecciones, se debe a que partimos de la idea que del sistema representado en la Fig. A9.31 solo conocemos las corrientes y no las corrientes de Sc por lo que primero se

hará este análisis y luego se insertaran las protecciones una vez se conozcan las intensidades de CS que la protección deba soportar.

La información de los elementos y dispositivos en el esquema de la figura anterior son:

Elemento	Voltaje (kV)	Potencia (kVA)	Longitud (m)	Elemento	Voltaje (kV)	Potencia (kVA)	Longitud (m)
Distribución	23	1000 MVAsc	-	M1-M5	0.48	1250	
Acometida	23	-		T2	0.48/0.24	45	
Subestación	23/0.48	1500	-	L1	0.24	39	-
Alim. 1	0.48	-		L2	0.48	350	-
Generador	0.48	750	-	Bombeo	0.48	150	-
Respaldo	0.48	-	-	-	-	-	-

Tabla A9.1: Parámetros eléctricos del Ejemplo Anexo 9

9.12 HERRAMIENTAS DE ANALISIS ETAP

ETAP cuenta con una variedad de herramientas de análisis, estas se encuentran en la barra que usualmente se coloca por encima del área de trabajo OLV, cada tipo de análisis o estudio que se selecciona a su vez despliega una serie de opciones a través de las cuales se obtiene resultados o realizan ajustes al análisis, la Fig. A9.32 muestra las herramientas de análisis que nos interesa estudiar (SC, CP, FC, FCA, AM y ES) y las opciones que estos presentan cuando son Seleccionados.

	Flujo de Carga (FC)	Cortocircuito (SC)	Arranque de Motores (AM)	Flujo de carga armónico (FCA)	Estabilidad (ES)	Coordinación de protecciones (CP)
1	Run Load Flow	-	Run Dynamic Motor starting	Run HArmonic Load Flow	Run Transient Satbility	Run Power PLOT
2	Upadate Cable Current	Run 3Φ Duty	Run Static Motor starting	Run Frecuency Scan	Display Options	Edit PowerPlot Properties
3	Display Options	Run 3Φ	Display Options	Display Options	Alrt View	Display Curves
4	Alrt View	Run 3Φ, LL,LLG, LG. ½ Ciclo	Alrt View	Alrt View	Report Manager	Simulate divice operation
5	Report Manager	Run 3Φ, LL,LLG, LG. 1.5 - 4 Ciclos	Report Manager	Report Manager	Stop	Simulate device operation
6	Stop	Run 3Φ, LL,LLG, LG. 30 Ciclos	Stop	Stop	Get On Line Data	Update PowerPlot
7	Get On Line Data	Save Faul kA	Get On Line Data	Get On Line Data	Get Archived Data	Copy Elements
8	Get Archived Data	Display Options	Get Archived Data	Get Archived Data	-	Display Options
9	-	Alrt View	-	-	-	-
10	-	Report Manager	-	-	-	-
11	-	Stop	-	-	-	-
12	-	Get On Line Data	-	-	-	-
13	-	Get Archived Data	-	-	-	-

Tabla A9.2: Herramientas análisis ETAP

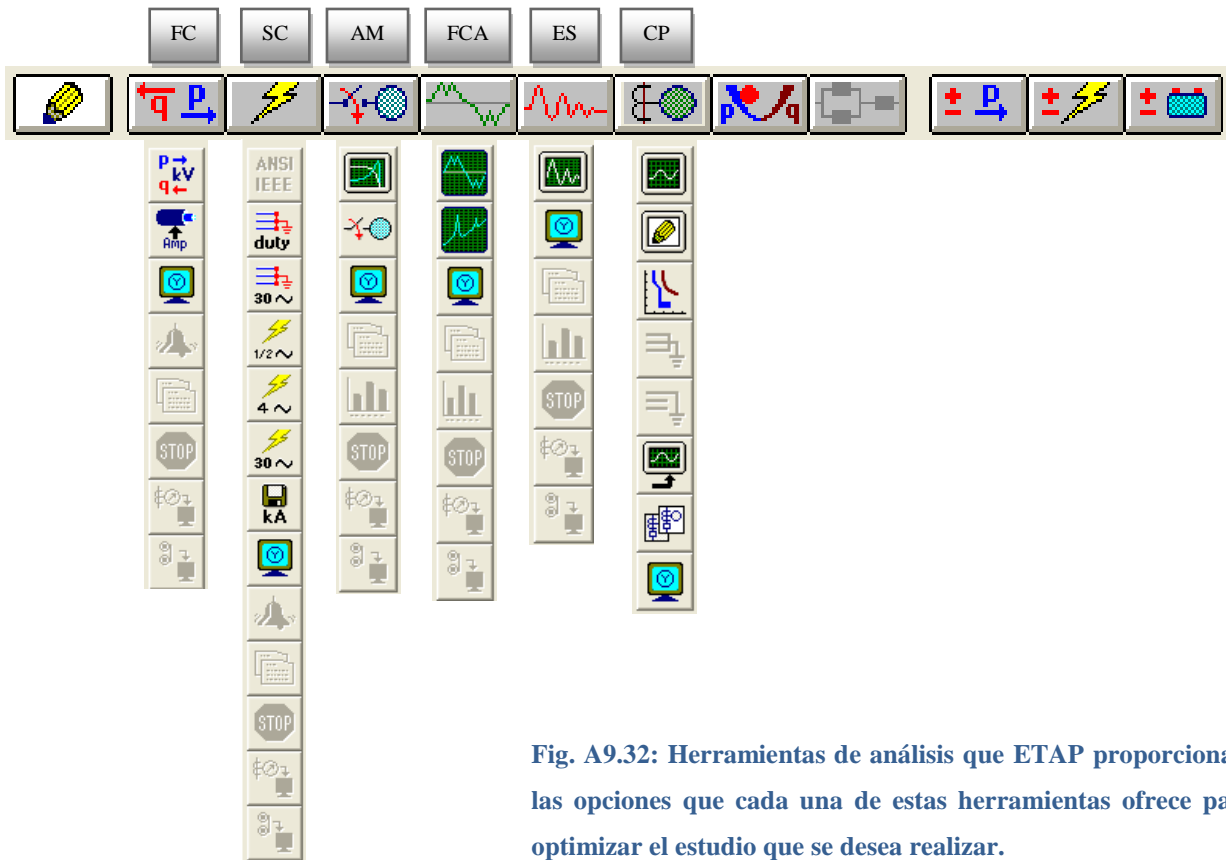


Fig. A9.32: Herramientas de análisis que ETAP proporciona y las opciones que cada una de estas herramientas ofrece para optimizar el estudio que se desea realizar.

9.12.1 ANALISIS DE CORTOCIRCUITO (SC)

Una vez que se ha completado la información de todos los elementos del sistema seleccionamos la herramienta que nos permitirá realizar el análisis, antes de seleccionar una opción es necesario editar la información (Fig. A9.33), en la opción Bus Selection (que por defecto aparece en blanco) deben aparecer los buses en los que se desea determinar el nivel de falla, se selecciona un bus de la lista “Don’t Fault” y oprimiendo el botón “<< Fault” se cambia a la lista “Fault”, una vez hecho esto al regresar al OLV, los buses seleccionados habrán cambiado de color, lo que indica que estos han sido seleccionados para realizar el estudio.

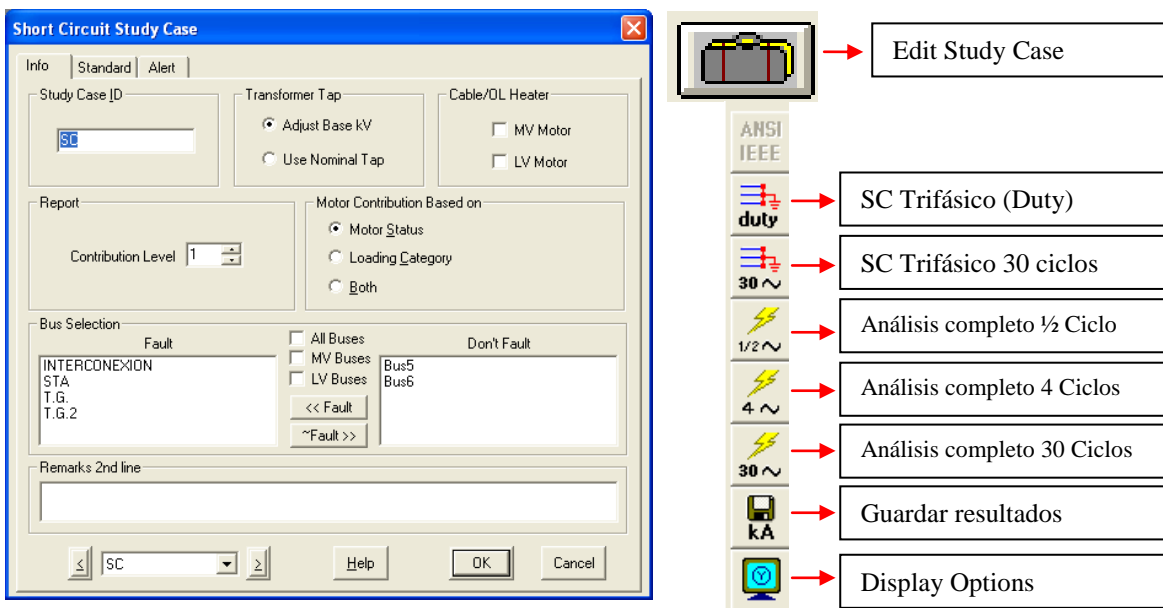


Fig. A9.33: Edición del caso de estudio y opciones para el estudio de cortocircuito

SC Trifásico Duty: Calcula la corriente de cortocircuito según el estándar ANSI C37, además se calculan los intensidades momentáneas simétricas y asimétricas, cresta asimétrica, valor interruptivo asimétrico.

SC Trifásico 30 ciclos: Calcula la corriente de cortocircuito trifásica según ANSI C37 30 ciclos después de ocurrida la falla.

Análisis completo 1/2 ciclo: Calcula fallas, trifásicas, línea a línea, línea línea a tierra, línea a tierra según el estándar ANSI medio ciclo después de ocurrida la falla (Intensidades máximas)

Análisis completo 4 ciclos: Calcula fallas, trifásicas, línea a línea, línea línea a tierra, línea a tierra según el estándar ANSI entre 1.5 y 4 ciclos después de ocurrida la falla (Intensidades máximas).

Guardar resultados: Después de realizado cualquiera de los estudios, guarda los resultados para que puedan ser utilizados por PowerPlot para coordinar protecciones.

Display Options: Determina el tamaño, color y todo lo relacionado con el formato para presentar resultados.

Para el esquema en la Fig. A9.31 realizaremos el estudio de cortocircuito completo de 1/2 ciclo, los resultados se muestran en la Fig. A9.34. Cuando se realice el estudio ETAP desplegará una ventana para que el usuario asigne un nombre al estudio, ese nombre se le dará al reporte (Fig. A9.35) que se puede obtener con todos los resultados y parámetros del sistema.

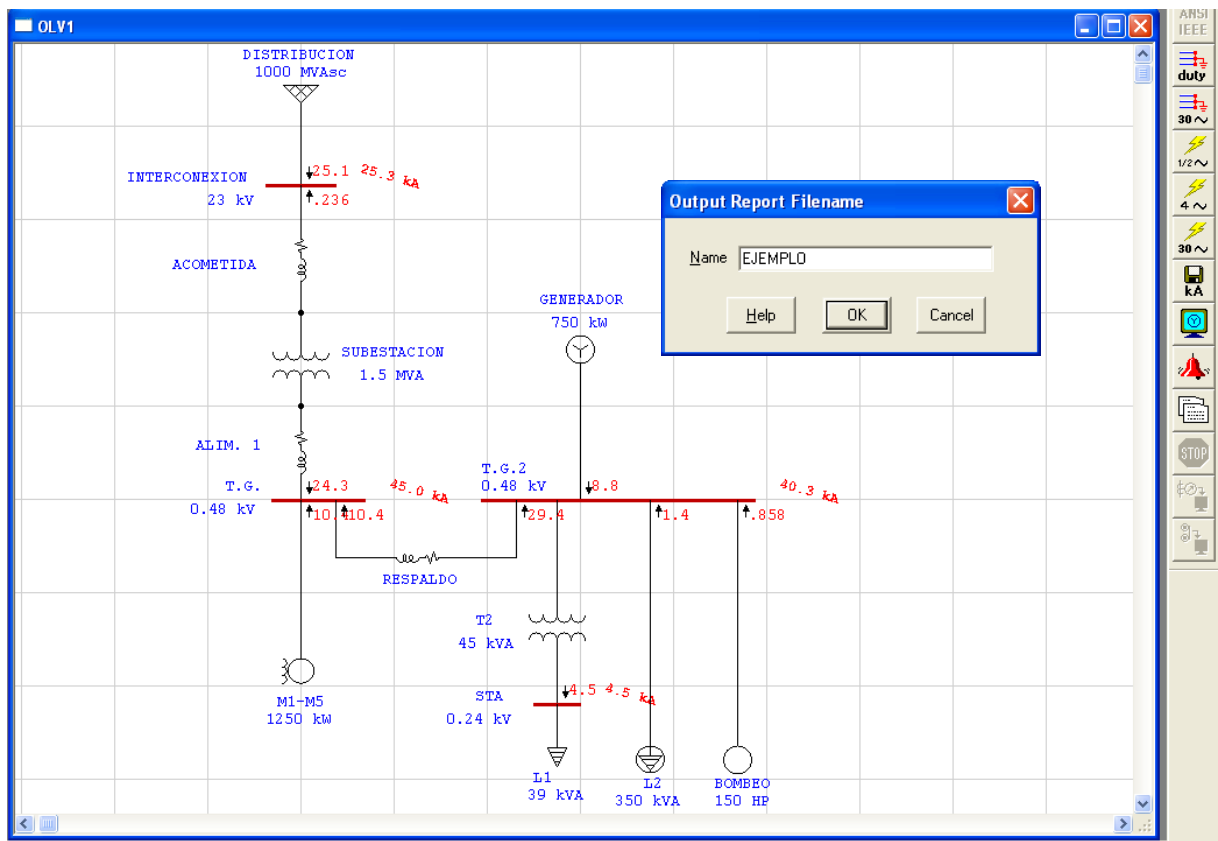


Fig. A9.34: Corriente de cortocircuito trifásica al ejecutar el estudio completo de ½ ciclo. El estudio completo ofrece 4 tipos de resultado (1 para cada tipo de falla) pero solo se presenta uno, el resto de resultados se pueden ver en el reporte.

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag
INTERCONEXION	23.00	1.086	-25.314	25.338	0.804	-18.897	18.915	21.923	0.941	21.943	21.604	8.479	23.208
STA	0.24	3.271	-3.090	4.500	3.356	-3.099	4.567	2.676	2.833	3.897	-4.398	-1.280	4.580
T.G.	0.48	5.646	-44.630	44.985	0.000	0.000	0.000	38.650	4.890	38.959	38.650	4.890	38.959
T.G. 2	0.48	6.593	-39.726	40.269	0.000	0.000	0.000	34.404	5.710	34.874	34.404	5.710	34.874

All fault currents are symmetrical momentary (1/2 Cycle network) values in rms kA

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents

Fig. A9.35: Parte de la información presentada por ETAP en el reporte de resultados

Los resultados que se obtuvieron ha sido calculados en base al estándar ANSI / IEEE, también es posible hacer un análisis según el estándar IEC, esto se define en la ventana edición del caso de estudio de la Fig. A9.33.

9.12.2 ANALISIS DE FLUJO DE CARGA (FC)

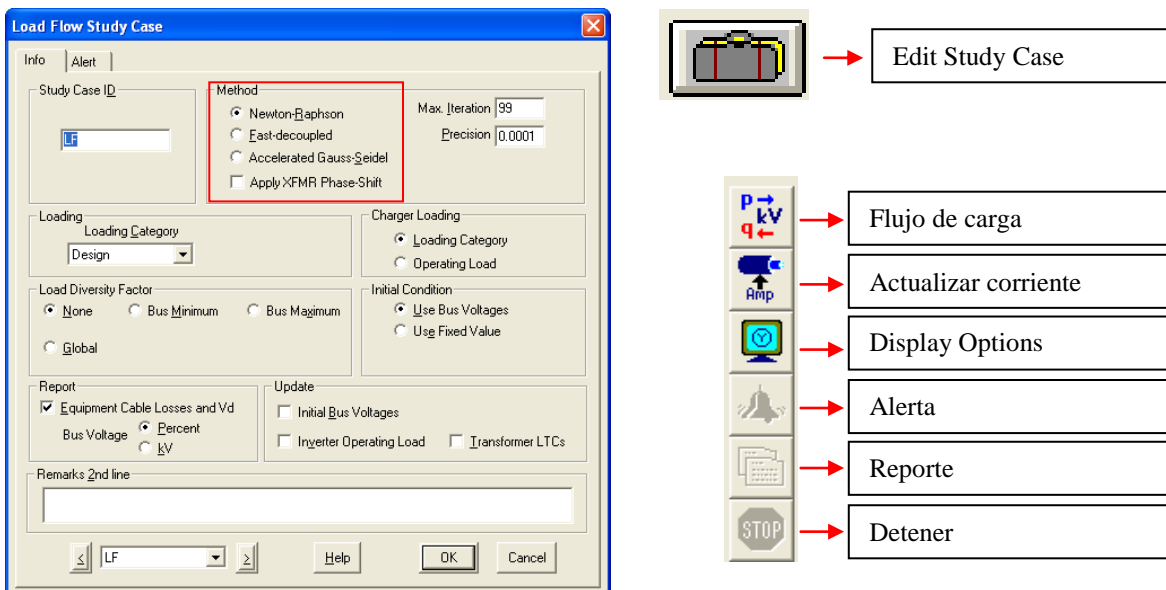


Fig. A9.36: Edición del caso de estudio y opciones para el estudio de Flujo de Carga

Flujo de Carga: Ejecuta el estudio de flujo de carga. Los resultados que se presentan de la configuración de las opciones de visualización (Display Options).

Actualizar corriente: Toma los valores de corriente de carga que se obtuvieron en el análisis de flujo de carga y los envía al editor de cable de cualquier cable asociado al sistema.

Display Options: Permite configurar la presentación de los resultados, pero también determina que resultados se presentaran ya que se puede hacer un estudio de flujo de kVA, Amperios o kW + jkVAR además de brindar la opción de elegir de que elementos queremos información.

Alerta: Después de haber realizado el estudio de flujo de carga se despliega una ventana que contiene los buses que tiene voltaje fuera de los rangos establecidos, en la interface gráfica estos puntos cambian de color.

Reporte: Genera un reporte con los parámetros calculados.

Detener: Detiene el análisis de flujo de carga en cualquier momento de su ejecución.

Se utiliza el mismo diagrama que en el caso de cortocircuito, ETAP nuevamente nos da la opción de editar el caso de estudio (Fig. A9.36) y en esta edición es posible definir bajo que método se va a realizar el análisis, además permite mostrar los resultados de voltaje en porcentaje o kV, esta edición también establece los límites de sobre tensión o baja tensión que el sistema puede experimentar, en la Fig. A9.37 se ha determinado que existe alerta de bajo voltaje si el porcentaje calculado es inferior a 98% y hay sobre voltaje si es mayor al 101%.

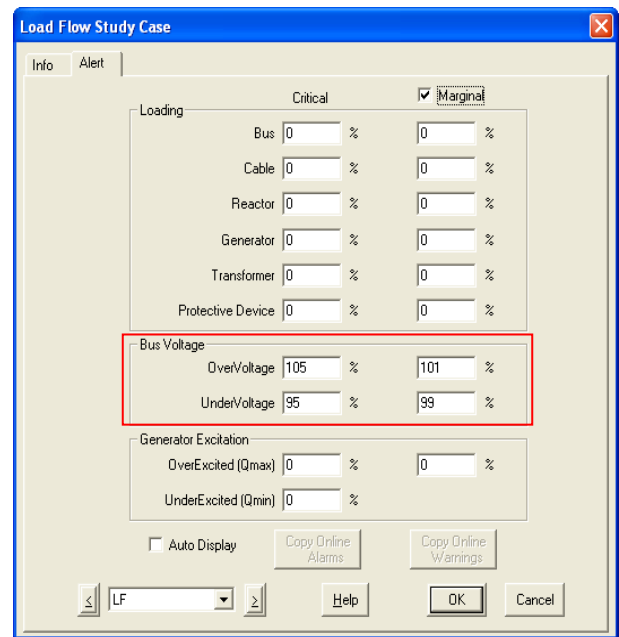


Fig. A9.37: Límites de voltaje para Flujo de Potencia.

Una vez que se ha configurado el estudio, se puede realizar, en la Fig. A9.38 se muestran los resultados, se observa que la barra STA ha cambiado de color, esto se debe a que el voltaje está por debajo del límite definido, Para solucionar esta caída de voltaje indeseada se debe de ajustar el TAP (del transformador T2 (45kVA)).

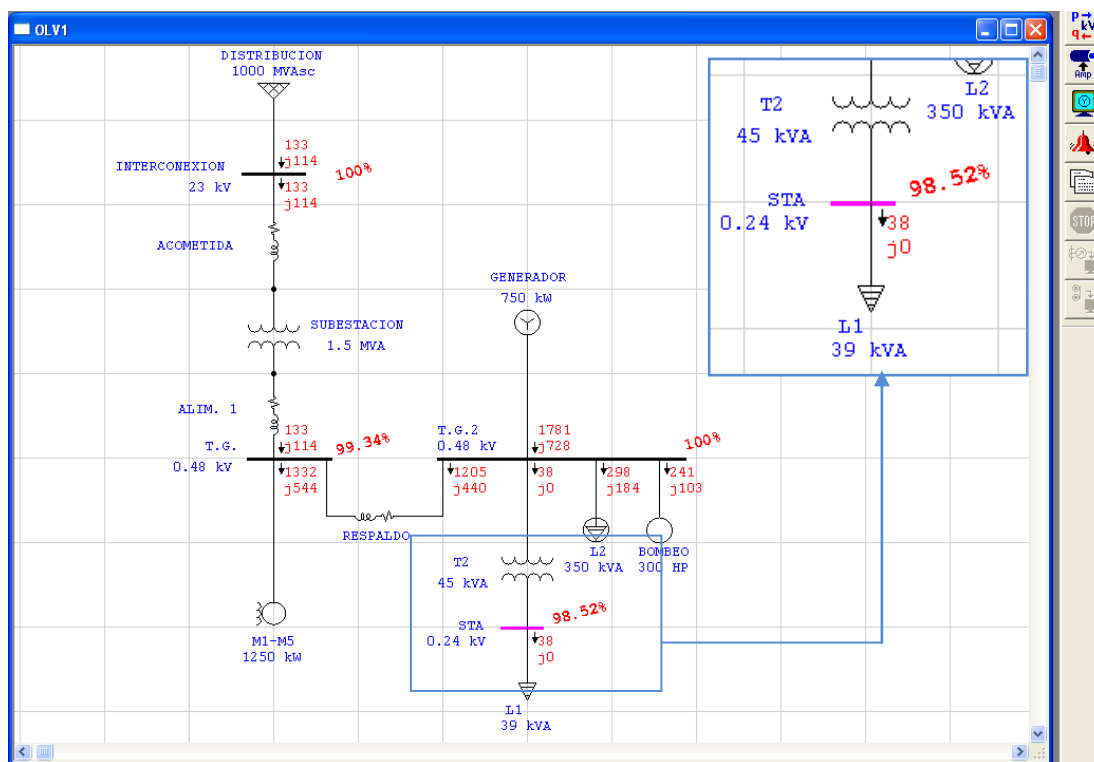
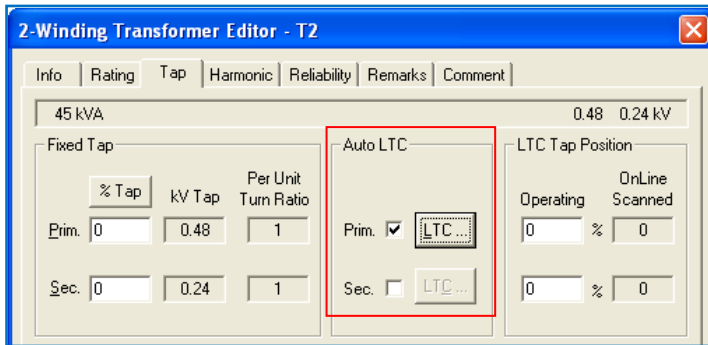
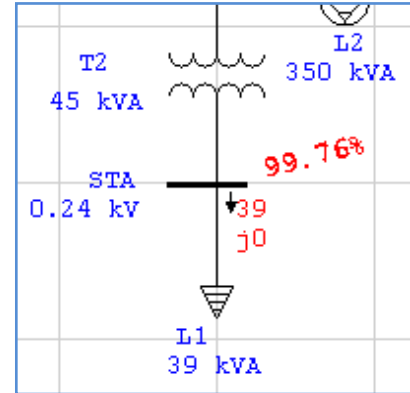


Fig. A9.38: Resultados de Flujo de Carga (kW + jkVAR), se muestra una barra con voltaje menor al limite

ETAP permite solucionar el problema de la caída de voltaje regulando el LTC del transformador, el editor de propiedades del transformador posee la opción de Auto LTC, al seleccionar esta opción (para el lado primario o secundario) el transformador ajustara su TAP y de esta manera se podrá elevar o disminuir el voltaje con el objetivo de evitar bajas o sobre tensiones en las barras.



(a)



(b)

Fig. A9.39: (a) Editor de las características del transformador y selección de Auto LTC en el lado primario.
(b) Nuevo resultado en barra STA después de ajustar LTC

La figura A9.40 muestra parte de los resultados del reporte que ETAP genera para cada tipo de estudio que realiza. En el reporte aparecen valores de porcentajes de voltaje, corrientes, potencia real y activa.

LOAD FLOW REPORT																
Bus ID	kV	Voltage		Generation		Motor Load		Static Load		Load Flow					XFMR	
		%Mag	Ang	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	% Tap	
Bus5	23.000	99.984	0.0	0	0	0	0	0	0	INTERCONEXION	-0.13	-0.11	4	75.6		
										Bus6	0.13	0.11	4	75.6		
Bus6	0.480	99.390	-0.3	0	0	0	0	0	0	T.G.	0.13	0.11	211	76.0		
										Bus5	-0.13	-0.11	211	76.0		
*INTERCONEXION	23.000	100.000	0.0	0.13	0.11	0	0	0	0	Bus5	0.13	0.11	4	75.9		
STA	0.240	98.517	-0.7	0	0	0	0	0.04	0.00	T.G.2	-0.04	0.00	92	100.0		
T.G.	0.480	99.337	-0.3	0	0	1.33	0.54	0	0	Bus6	-0.13	-0.11	211	76.0		
										T.G.2	-1.20	-0.43	1542	94.1		
*T.G.2	0.480	100.000	0.0	1.78	0.73	0.45	0.23	0.09	0.06	T.G.	1.20	0.44	1542	93.9		
										STA	0.04	0.00	46	100.0		

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)
Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Fig. A9.40: Parte de la información presentada por ETAP en el reporte de resultados

9.12.4 ARRANQUE DE MOTORES (AM)

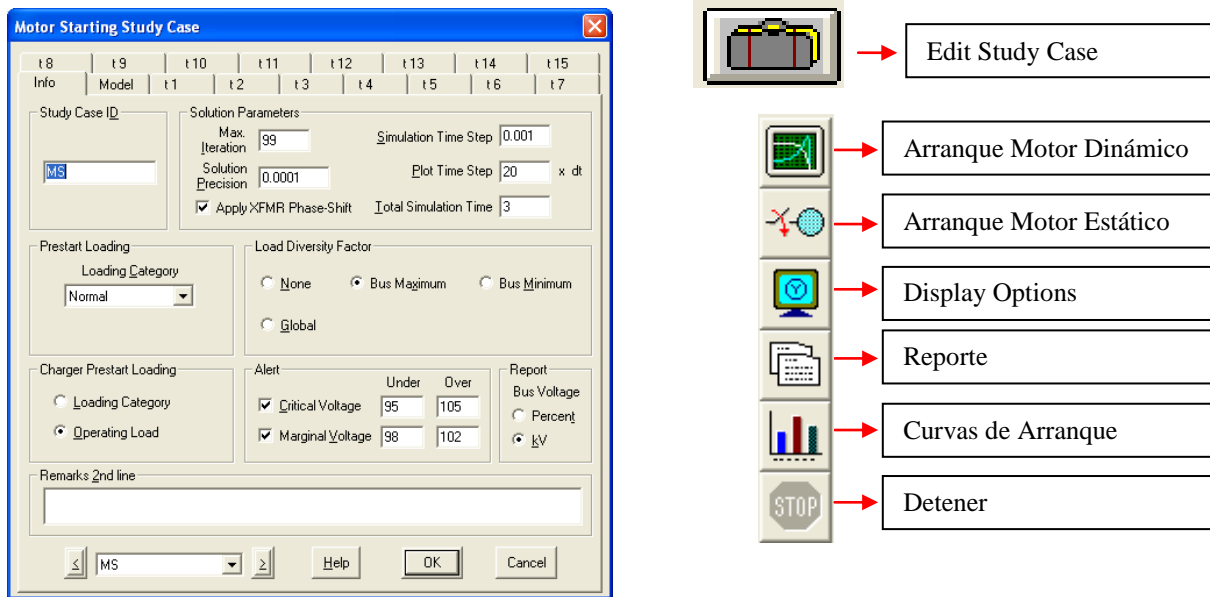


Fig. A9.40: Edición del caso de estudio y opciones para el estudio de Flujo de Carga

Arranque de Motor Dinámico: En esta opción se ejecuta la simulación de arranque o paro de motores y cargas estáticas, la aceleración de los motores es modelada de forma dinámica, debido a esa razón los parámetros deben ser especificados, modelo dinámico, inercia y carga de arranque.

Arranque de Motor Estático: En esta opción se ejecuta la simulación de arranque o para de motores y cargas estáticas, los motores que se arrancan se modelan como una carga de impedancia constante calculados a partir de sus corrientes de rotor bloqueado y de un tiempo de arranque definido por el usuario. Los parámetros que se requieren son corriente de rotor bloqueado, factor de potencia, tiempo de arranque sin carga y plena carga y carga de arranque.

Ambas opciones ofrecen la posibilidad de definir hasta 15 eventos, cada evento representa una acción de arranque o paro que puede utilizarse para varios motores o el comportamiento de la red cuando un solo motor arranque y para varias veces.

Display Options: permite configurar la presentación de los resultados, pero también determina que resultados se presentaran, por ejemplo se puede definir mostrar Amperios, kVA o kW + jkVAR además de brindar la opción de elegir de que elementos queremos información.

Reporte: Genera un reporte con los parámetros calculados.

Curvas de Arranque: Genera gráficos del comportamiento en el tiempo de los parámetros eléctricos involucrados en el estudio, las gráficas pueden ser de voltaje, corriente, deslizamiento, torque, potencia, etc.

Detener: Detiene el análisis de que se está ejecutando.

En la Fig. A9.40 se aprecia que la opción para arranque de motores tiene 17 pestañas u opciones, de estas 17 15 corresponden a los eventos que se pueden definir, las dos restantes corresponden a la información general (Info) y al modelo del motor (Model)

Info: Permite definir la parte más general del estudio. Se define el identificador de estudio, y algunas características de tiempo necesarias para el estudio, forma en que se presentaran los resultados (% o kV) y los límites de sobre y bajo voltaje entre otras cosas.

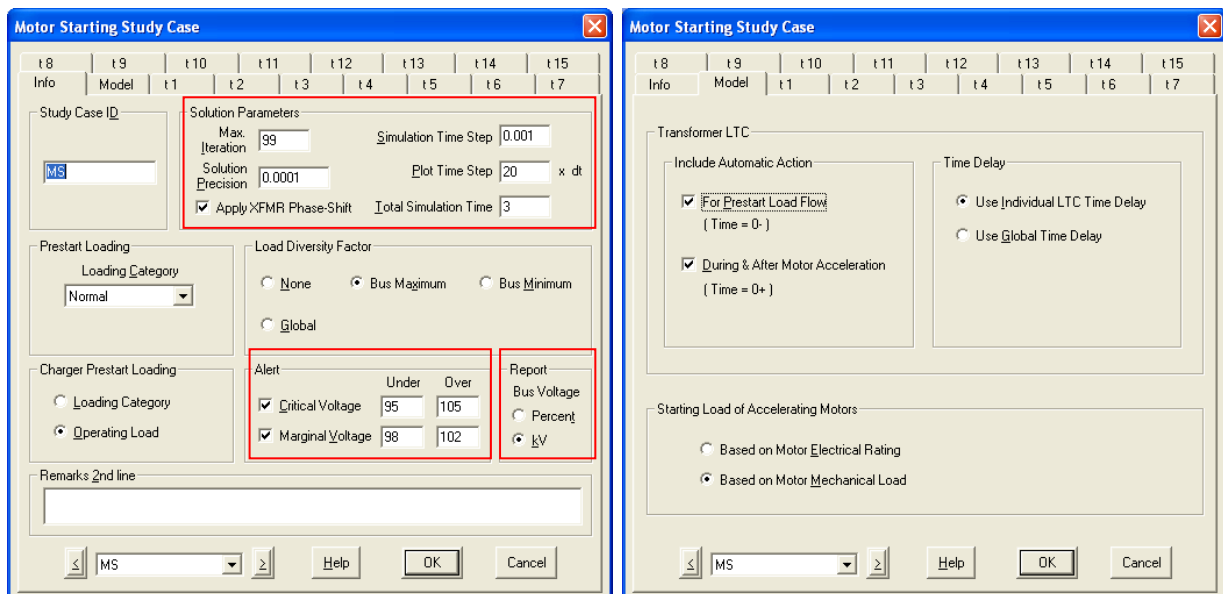


Fig. A9.41: Edición de Info y Model

En la Fig. A9.42 se muestra el contenido de las opciones T1-15, todas son iguales y aquí se permite definir un evento de arranque o de paro de un motor cualquier que nos interese simular su comportamiento.

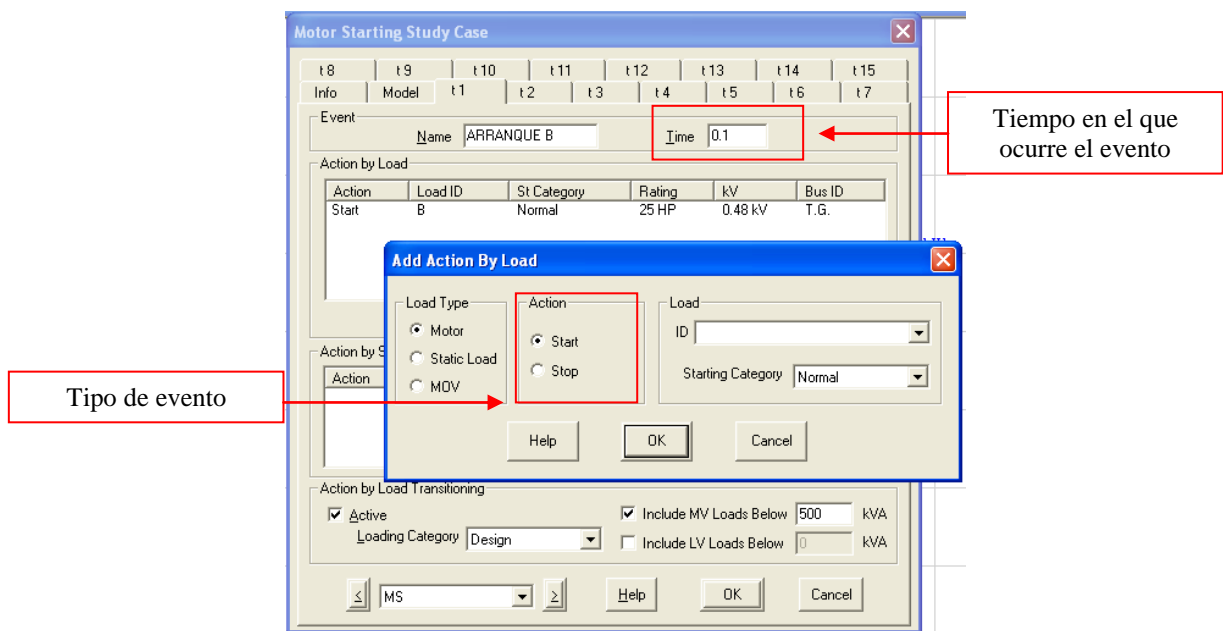


Fig. A9.42: Edición de los eventos

Se selecciona el dispositivo sobre el cual se hará el análisis y el tipo de acción que realizará: Arranque o Paro. Además se define en qué momento del tiempo de simulación total (definido en la pestaña Info) se ejecutara el evento.

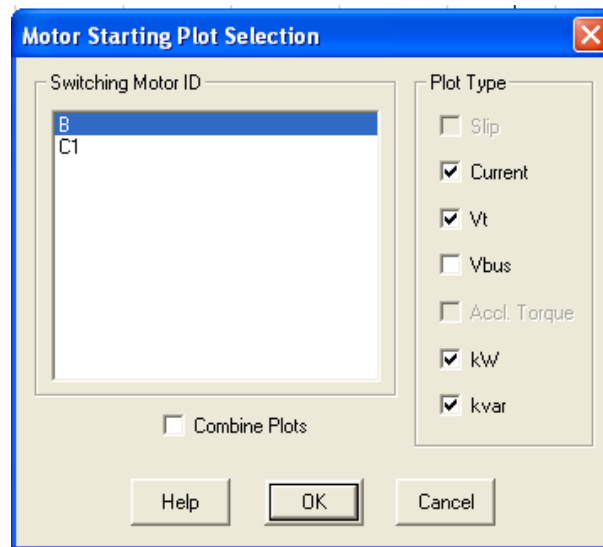


Fig. A9.43: Selección de gráficos

Es muy importante saber que si más de un equipo se activará en un tiempo t , por ejemplo 1 segundo, se debe de definir en una misma pestaña, es decir que si se analizara una bomba y un compresor que entraran a trabajar al mismo tiempo se deben agrupar en la pestaña t1 (o

cualquiera de las otras 14), si se define cada una en evento separados, el tiempo de 1 segundo no podrá ser aplicado en más de una pestaña generando problemas en las simulaciones.

Una vez realizada la simulación, ya sea dinámica o estática, se pueden graficar algunos de los parámetros, la Fig. A9.43 muestra las opciones que se pueden escoger: Deslizamiento, Corriente, Voltaje en terminales del motor, Voltaje en el bus donde se conecta el motor, Torque, potencia real y reactiva. Para cada uno de esos parámetros se puede decidir si se aplica solo para un equipo o para varios cuando ese sea el caso. El tipo de gráficas generadas se pueden ver en los resultados presentados en el Capítulo 5 correspondiente a la caída de voltaje producida por los motores del caso de estudio de dicho capítulo.

9.12.5 FLUJO DE CARGA ARMÓNICO (FCA)

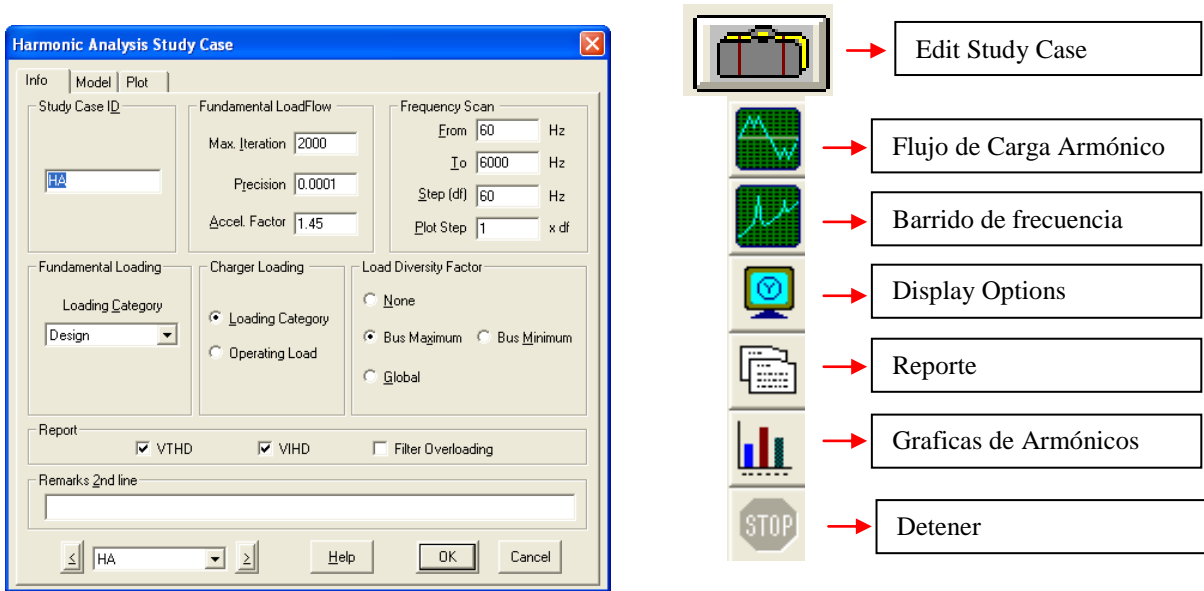


Fig. A9.44: Edición del caso de estudio y opciones para el estudio de Flujo de Carga Armónico

Flujo de Carga Armónico: En esta opción permite ejecutar el Flujo de carga armónico, Los resultados que se generen serán presentados en el diagrama unifilar del OLV. Los resultados que se presentan se refieren al efecto global en el sistema, es decir que muestra valores de THD totales y además muestra resultados para armónicos específicos: 3, 5, 7, etc.

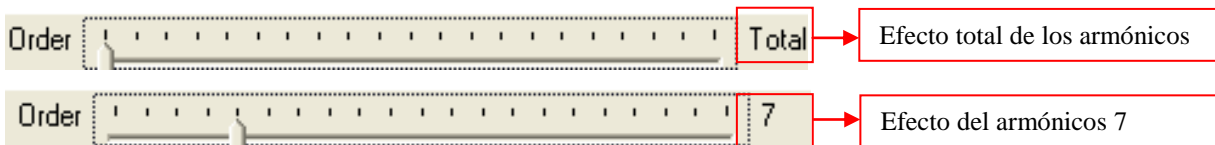


Fig. A9.45: Barra de variación orden de armónicos

Barrido de Frecuencia: En esta opción es similar al anterior en cuanto al funcionamiento, pero esta se basa en las frecuencias para realizar el análisis y no en el orden de los armónicos.

Display Options: permite configurar la presentación de los resultados, pero también determina que resultados se presentarán, por ejemplo se puede definir mostrar Voltajes, corrientes, THD o impedancias además de brindar la opción de elegir de que elementos queremos información.

Reporte: Genera un reporte con los parámetros calculados.

Graficas de armónicos: Genera gráficos del comportamiento de los armónicos, se pueden graficar todos los puntos, o puntos específicos de interés. Se grafican únicamente la forma de onda de voltaje y un gráfico de barra para el THD.

Detener: Detiene el análisis de que se está ejecutando.

Para ejecutar cualquiera de los análisis, es necesario configurar algunos parámetros previo al estudio, estos parámetros se determinan en la Edición del Caso de Estudio y posee 3 opciones: Info (Fig. A9.44), Model y Plot (Fig. A9.46)

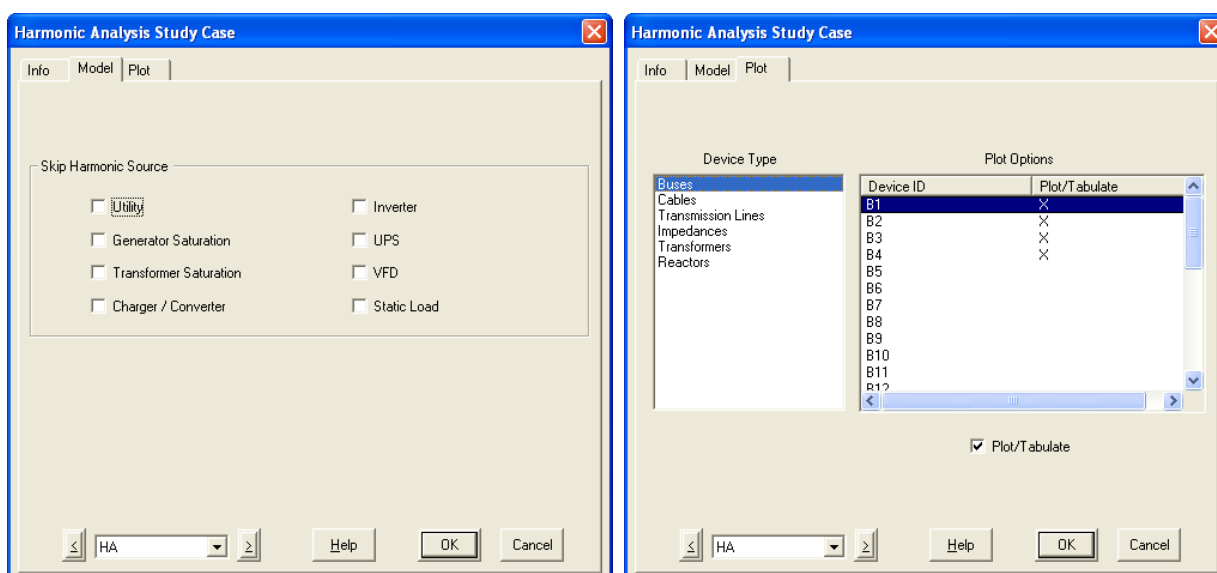


Fig. A9.46: Edición de Model y Plot para el estudio de armónicos

En info se definen el nombre que se le desea dar al estudio y otros aspectos generales como el número máximo de iteraciones, intervalo de frecuencias, tipo de carga, etc. Por lo general dejaremos estas opciones como valores por defecto y las variaremos únicamente cuando se desde profundizar en algún aspecto específico.

La opción de Modelo (Model) permite definir el modelado de los componentes que se pueden utilizar. Específicamente permite definir que componentes se modelaran de tal forma que no sean tomados en cuenta como fuentes de armónicos, si por ejemplo se selecciona Utility, el Power Grid no contribuirá con armónicos al sistema, esto por supuesto influirá en los resultados.

Finalmente la opción Plot define para que dispositivos, componentes o elementos se generara una gráfica, véase en la Fig. A9.46 que se ha seleccionado graficar los buses B1, 2, 3 y 4. UN ejemplo de estas gráficas se aprecia en los resultados de Flujo de Carga Armónico desarrollado en el Capitulo 4.

VTHD (Total Harmonic Distortion) Report

Bus		Voltage Distortion	
ID	kV	Fund. %	THD %
B1	23.000	100.00	3.96
B2	23.000	100.00	3.79
B3	23.000	100.00	3.78
B4	23.000	100.00	3.78
B5	23.000	100.00	3.78
B6	23.000	100.00	3.78
B7	23.000	100.00	3.78
B8	23.000	100.00	3.78
B9	23.000	100.00	3.78
B10	23.000	100.00	3.78
B11	23.000	100.00	3.78
B12	23.000	100.00	3.78
B13	23.000	100.00	3.78
B14	23.000	100.00	3.77
B15	23.000	100.00	3.77
B16	23.000	100.00	3.77
B17	23.000	100.00	3.77
B18	23.000	100.00	3.77
B19	23.000	100.00	3.77
B20	23.000	100.00	3.77
B21	23.000	100.00	3.77
B22	23.000	100.00	3.77
B23	23.000	100.00	3.77
B24	23.000	100.00	3.77
B25	23.000	100.00	3.77

Indicates buses with THD (Total Harmonic Distortion) exceeding the limit

Fig. A9.47: Modelo de reporte para el estudio de armónicos

La Fig. A9.47 muestra un ejemplo de reporte presentado por ETAP, se han indicado los resultados de THD en cada barra del sistema, los valores son similares, esto se debe a que la red analizada es pequeña y no logra afectar de tal forma que los armónicos se atenúen de alguna forma.

9.12.6 ESTABILIDAD (ES)

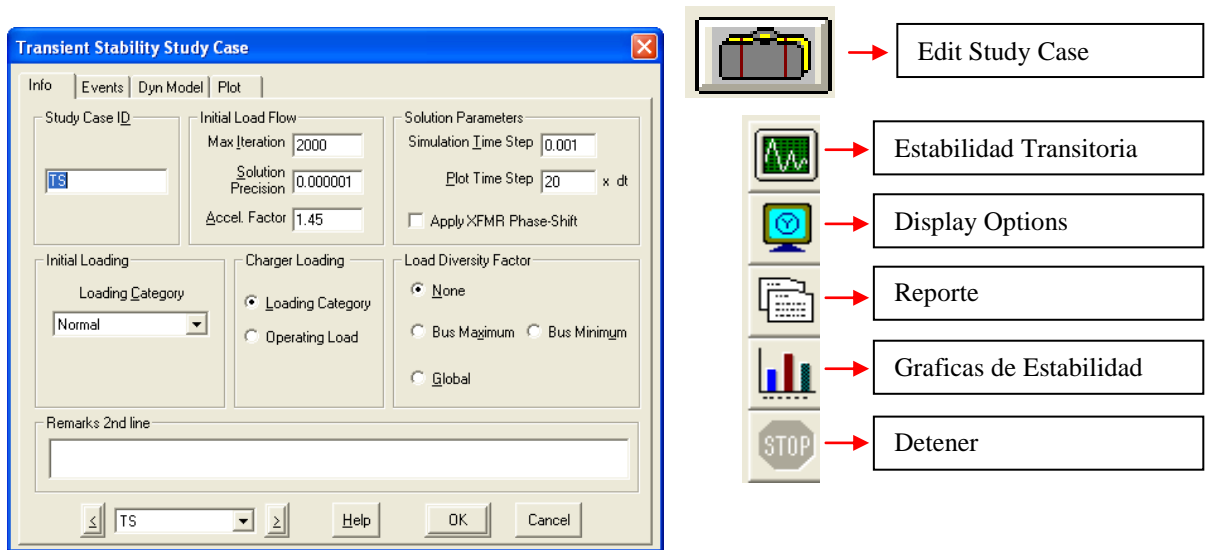


Fig. A9.48: Edición del caso de estudio y opciones para el estudio de Estabilidad Transitoria

Estabilidad Transitoria: Esta opción ejecuta el análisis de estabilidad transitoria, los resultados aparecerán en el diagrama unifilar del OLV. Como este es un estudio en el dominio del tiempo, se tiene una barra de variación de tiempo, desde cero hasta el tiempo definido por el usuario. A medida que se avanza en esta barra de variación es posible ver cómo cambian los valores de corriente, ángulo de rotor, frecuencia, etc.



Fig. A9.49: Barra de variación orden de armónicos

Display Options: permite configurar la presentación de los resultados, pero también determina que resultados se presentaran, por ejemplo se puede definir mostrar Voltajes, corrientes, THD o impedancias además de brindar la opción de elegir de que elementos queremos información.

Reporte: Genera un reporte con los parámetros calculados.

Graficas de Estabilidad: Genera gráficos del comportamiento de los armónicos, se pueden graficar todos los puntos, o puntos específicos de interés. Se grafican únicamente la forma de onda de voltaje y un grafico de barra para el THD.

Detener: Detiene el análisis de que se está ejecutando.

Para de realizar este estudio es necesario configurar el Caso de estudio, este consta de 4 pestañas las cuales son Info (Fig. A9.48), Events, Dyn Model y Plot (Fig. A9.50).

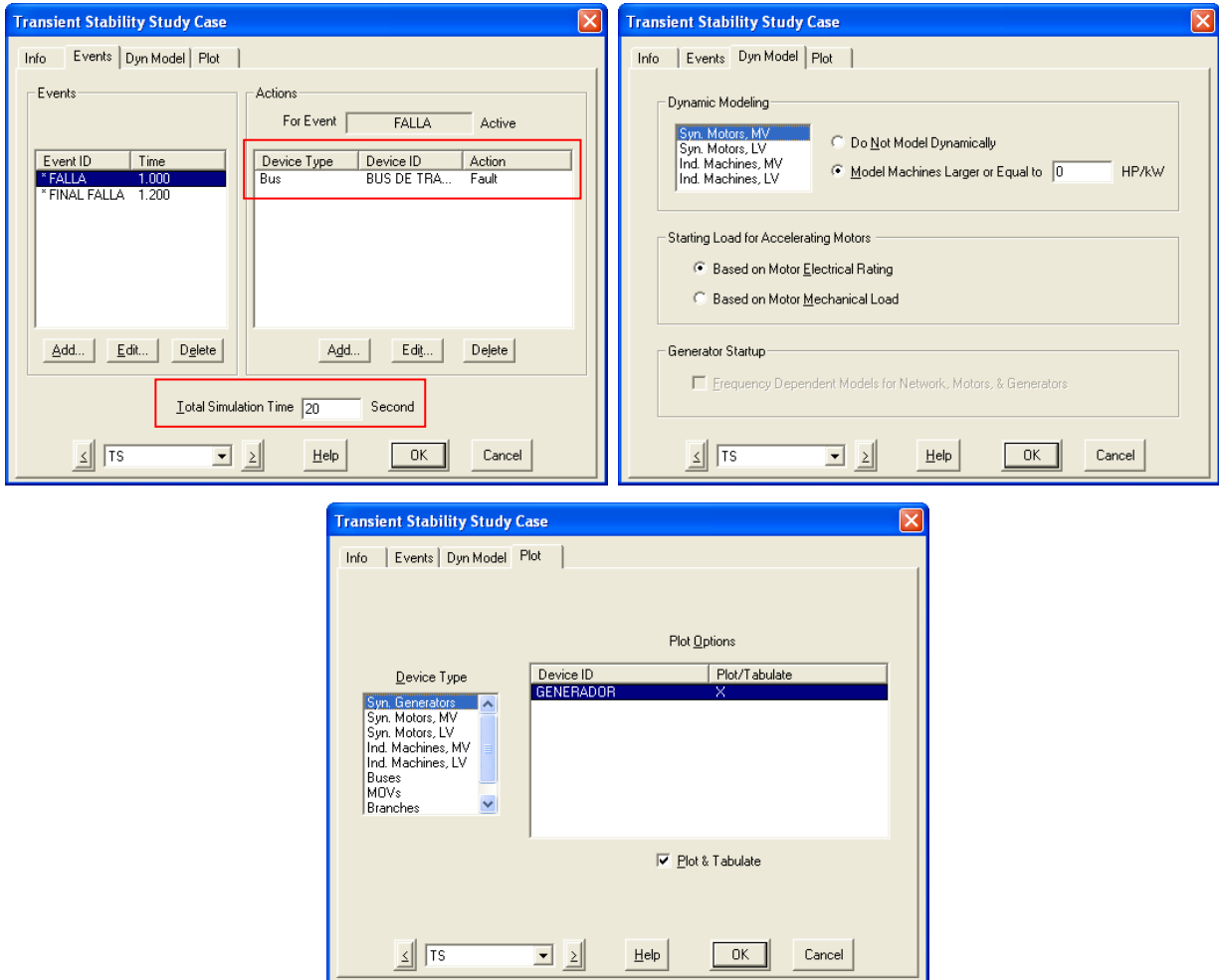


Fig. A9.50: Edición de Events, Dyn Model y Plot para el análisis de Estabilidad Transitoria

Como en todos los estudios que realiza ETAP, en la pestaña Info se especifican las características generales del análisis, identificador ID, tiempos de ejecución, intervalos, iteraciones, métodos, etc. En la opción de Eventos (Events) se especifican los fenómenos que son capaces de desestabilizar el sistema, ETAP permite que los fenómenos sean fallas en los buses, entrada o salida de generadores, etc., en nuestro caso nos limitaremos a fallas en los buses, especialmente, el bus de de transmisión, el cual tiene un voltaje de 115kV y es al cual se conecta el generador en nuestro caso de estudio.

Cuando deseamos definir el tipo de fenómeno que ocurrirá, tendremos una ventana como la que se muestra en la Fig. A9.51 . En esta ventana se define el tipo de dispositivo (Device Type) que puede ser generadores, fusibles, motores, etc. Se escoge el elemento específico donde ocurrirá el evento (Device ID) y la acción que sucederá, para la opción que hemos ejecutado solo ha dos opciones: Falla (Fault) o Eliminar Falla (Clear Fault)

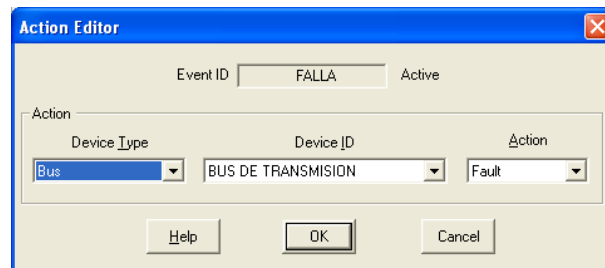


Fig. A9.51: Editor de Eventos

LA pestaña de Dyn Model servirá para modelar los motores en el sistema de forma dinámica, similar al caso del estudio de arranque de motores. La última opción es la de graficar algunos de los parámetros que interviene en el análisis de estabilidad, aquí las opciones dependen del tipo de elemento que se está analizando, en la Fig. A9.50 se ha seleccionado el único generador que hay en el sistema.

Las gráficas generadas se muestran en los resultados del caso de estudio, el cual se analizó en el capítulo 6.

>>> Anexo 10: Diagramas Unifilares

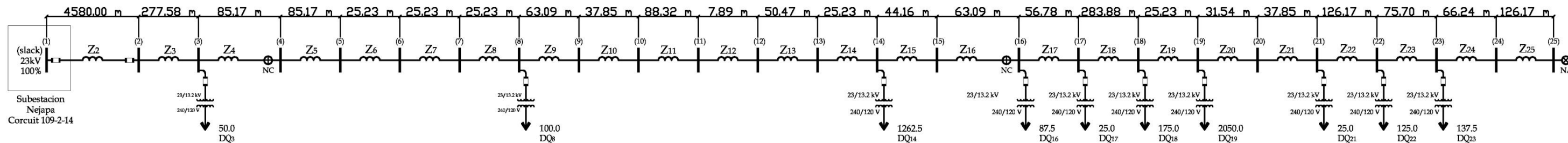


Fig. A10.1: Diagrama Unifilar de La red de Distribución (Simplificado)

Tramo		Longitud Tramo	Impedancia de Secuencia		Estudio de Cortocircuito				Flujo de Carga
De	Hasta	m	Z pos-neg	Z zero	3fases	1fase	2 fases gnd	2 fases	%Vnom
Ref	Slack	0	0.58446	0.95153	24171.60	10846.75	9246.16	19676.28	100
Slack	2	4580.00	1.71764	8.31070	5768.39	2873.00	3313.07	4995.43	98.66
2	3	277.58	0.11712	0.51465	5489.13	2725.79	3140.22	4753.59	98.55
3	4	82.01	0.03460	0.15206	5411.72	2685.14	3092.55	4686.55	98.52
4	5	85.17	0.03594	0.15790	5333.61	2644.19	3044.55	4618.91	98.49
5	6	25.23	0.01065	0.04679	5310.90	2632.29	3030.61	4599.24	98.48
6	7	25.23	0.01065	0.04679	5288.38	2620.51	3016.80	4579.74	98.47
7	8	25.23	0.01065	0.04679	5266.05	2608.82	3003.12	4560.40	98.47
8	9	63.09	0.02662	0.11697	5211.05	2580.07	2969.44	4512.77	98.44
9	10	37.85	0.01597	0.07018	5178.59	2563.11	2949.60	4484.66	98.43
10	11	88.32	0.03727	0.16375	5104.41	2524.41	2904.31	4420.42	98.40
11	12	7.89	0.00333	0.01462	5097.89	2521.01	2900.34	4414.77	98.40
12	13	50.47	0.02129	0.09357	5056.55	2499.48	2875.15	4378.97	98.39
13	14	25.23	0.01065	0.04679	5036.13	2488.85	2862.71	4361.29	98.38
14	15	44.16	0.01863	0.08188	5000.80	2470.46	2841.21	4330.69	98.37
15	16	63.09	0.02662	0.11697	4951.17	2444.65	2811.05	4287.71	98.36
16	17	56.78	0.02396	0.10527	4907.33	2421.89	2784.45	4249.75	98.35
17	18	283.88	0.11978	0.52635	4699.32	2314.14	2658.66	4069.61	98.29
18	19	25.23	0.01065	0.04679	4681.68	2305.02	2648.03	4054.33	98.28
19	20	31.54	0.01331	0.05848	4659.81	2293.73	2634.85	4035.40	98.28
20	21	37.85	0.01597	0.07018	4633.84	2280.32	2619.22	4012.91	98.28
21	22	126.17	0.05324	0.23393	4549.33	2236.74	2568.41	3939.72	98.28
22	23	75.70	0.03194	0.14036	4500.08	2211.38	2538.86	3897.07	98.28
23	24	66.24	0.02795	0.12281	4457.86	2189.66	2513.56	3860.51	98.28
24	25	126.17	0.05324	0.23393	4379.59	2149.44	2466.74	3792.73	98.28

Resultados Obtenidos para Cortocircuito y Flujo de Carga utilizando ETAP

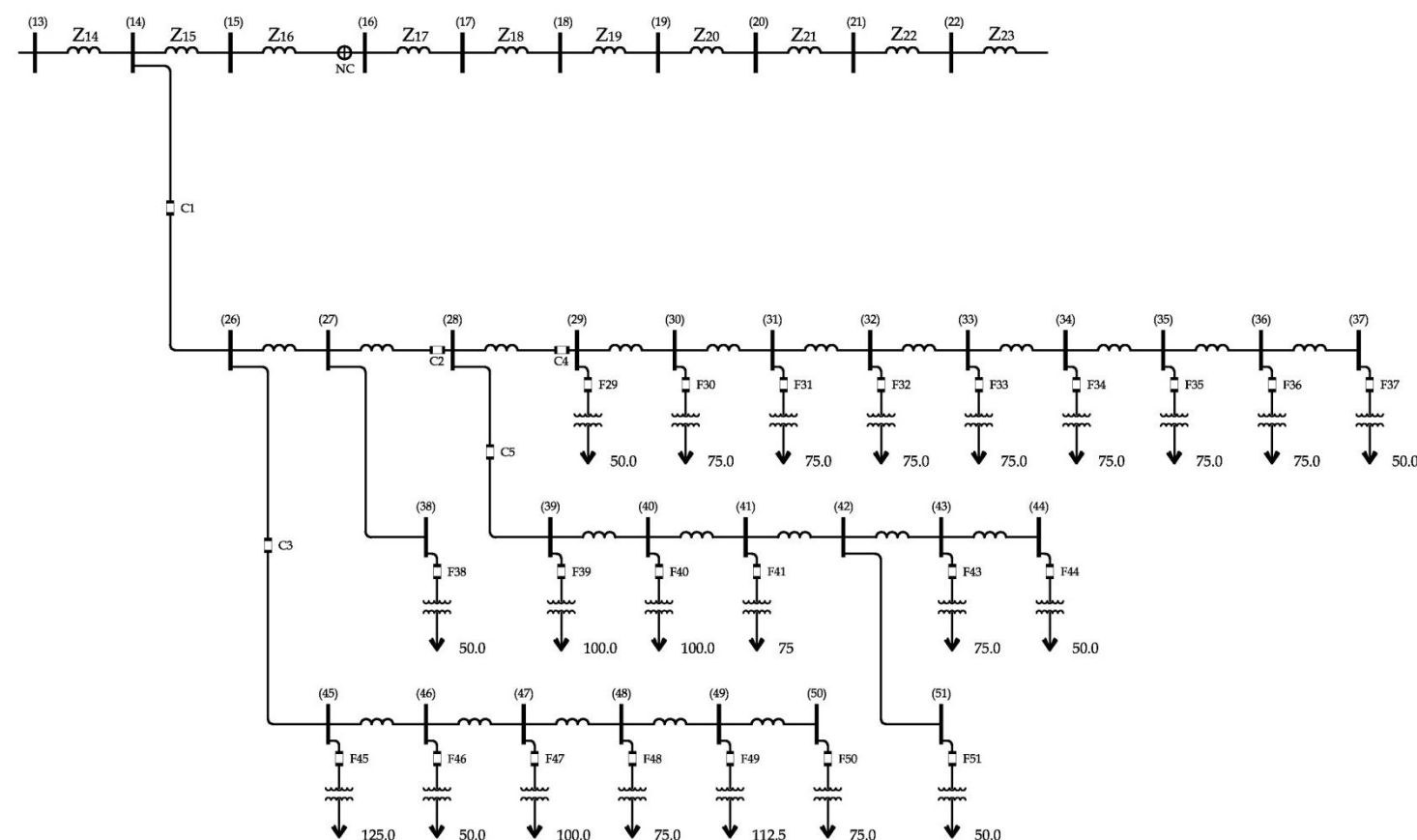


Fig. A10.2: Detalle de la carga conectada al BUS 16 que se utiliza para Coordinar Protecciones

DESARROLLO DE APLICACIONES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA Y EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	
Diagrama Unifilar Simplificado Circuito 109-2-14 Subestación Nejapa	
Elaborado por Héctor Aníbal Ayala Alas	
Universidad de El Salvador Facultad de Ingeniería y Arquitectura Escuela de Ingeniería Eléctrica	Contenido: Diagrama Unifilar Simplificado CKTO 109-2-14 Niveles de Falla en cada BUS Análisis de Flujo de Carga Detalle Carga conectada a BUS 14 para Coordinación

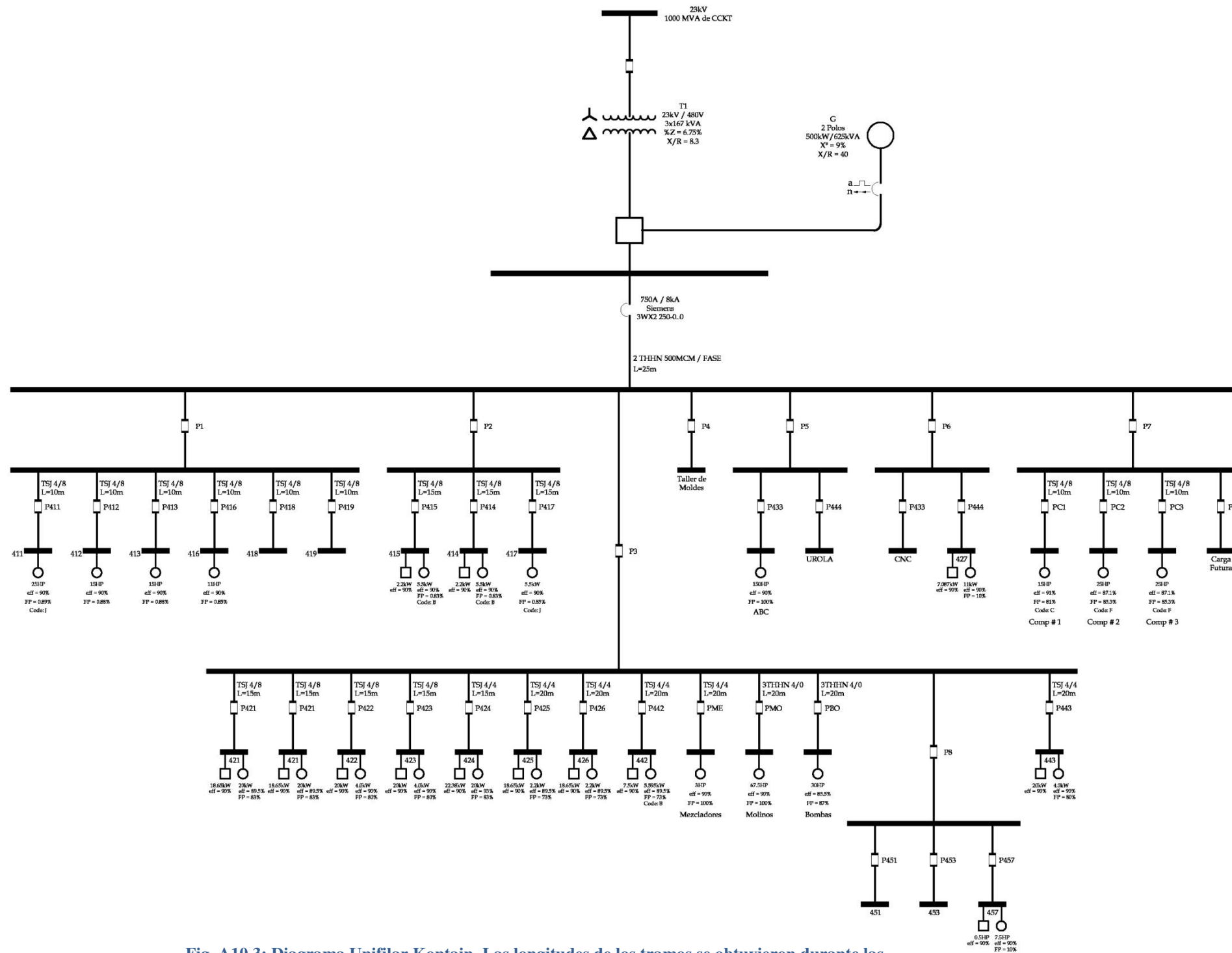



Fig. A10.3: Diagrama Unifilar Kontain. Las longitudes de los tramos se obtuvieron durante las etapa de adquisición de datos de las maquinas para el estudio de cortocircuito

PROTECCIONES			PROTECCIONES		
MAQUINA	CAPACIDAD (A)	TIPO	MAQUINA	CAPACIDAD (A)	TIPO
P411	63	FUSIBLE	P443	22-33	TM
P412	45	FUSIBLE	CNC	160	FUSIBLE
P413	63	FUSIBLE	P427	50	FUSIBLE
P416	33	FUSIBLE	P1	160	FUSIBLE
P418	80	FUSIBLE	P2	80	FUSIBLE
P419	80	FUSIBLE	P3	400	FUSIBLE
P415	50	FUSIBLE	P4	110	FUSIBLE
P414	50	FUSIBLE	P5	500	FUSIBLE
P417	50	FUSIBLE	P6	160	FUSIBLE
P433	500	FUSIBLE	P7	160	FUSIBLE
P434	160	FUSIBLE	P8	200	FUSIBLE
PC1	50	FUSIBLE	MAIN	750	TM
PC2	50	FUSIBLE			
PC3	50	FUSIBLE			
P421	22-23	TM			
P421	22-23	TM			
P422	22-23	TM			
P423	22-23	TM			
P424	63	FUSIBLE			
P425	63	FUSIBLE			
P426	63	FUSIBLE			
P442	22-23	TM			
Mezclador	10-25	TM			
Molinos	10-25	TM			
Bombas	80	FUSIBLE			

Valore de las protecciones del sistema eléctrico de KONTAIN

DESARROLLO DE APLICACIONES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA Y EN REDES DE DISTRIBUCIÓN		
Diagrama Unifilar Fabrica de Envases Plásticos Kontain 1 DE 2		
Elaborado por Héctor Aníbal Ayala Alas		
Universidad de El Salvador Facultad de Ingeniería y Arquitectura Escuela de Ingeniería Eléctrica		Contenido: Diagrama Unifilar Niveles de Falla en barras de cada Tablero Simplificaciones Circuitales del Sistema Tabla con Resumen de Resultados

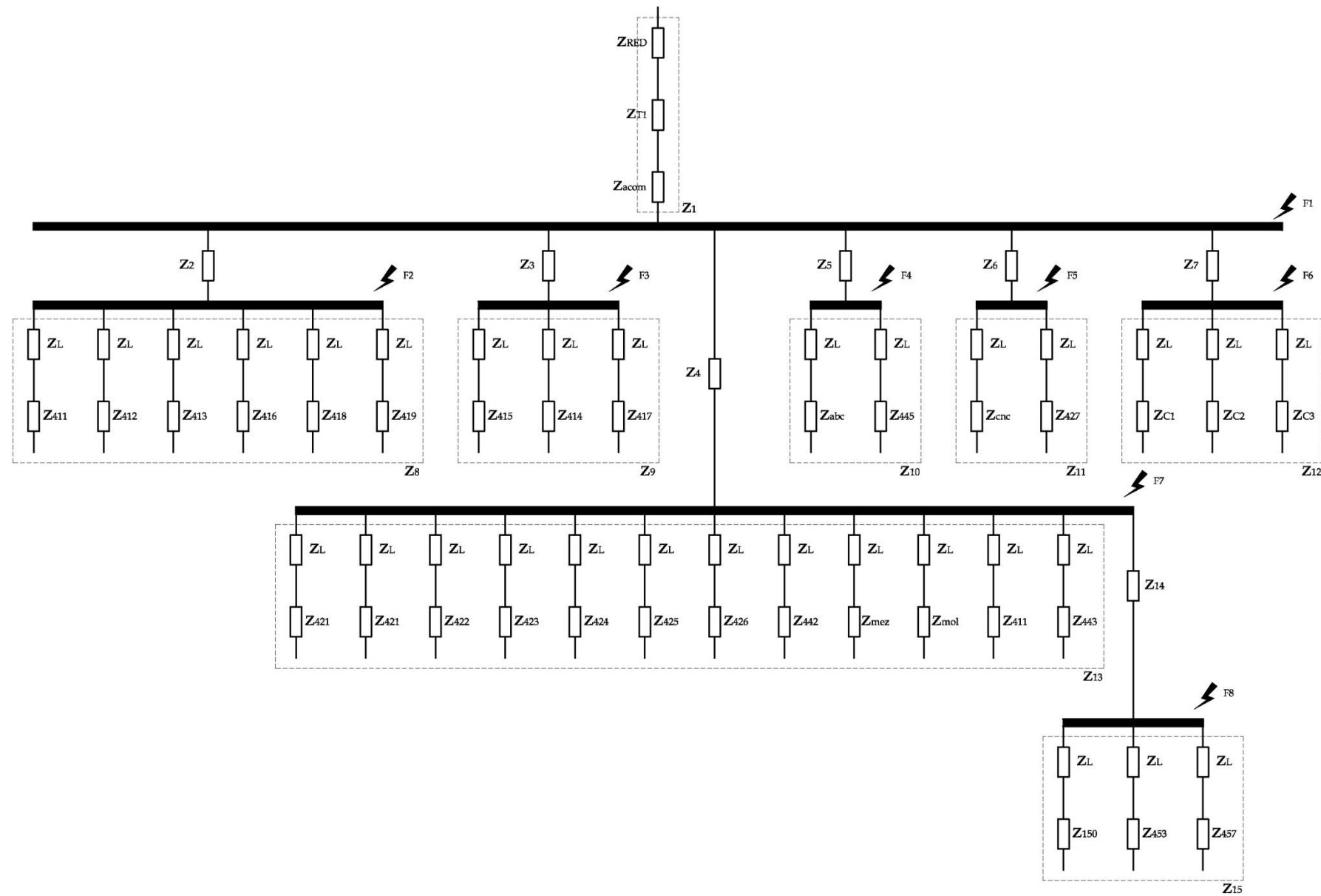


Fig. A10.4: Diagrama de impedancias Kontain

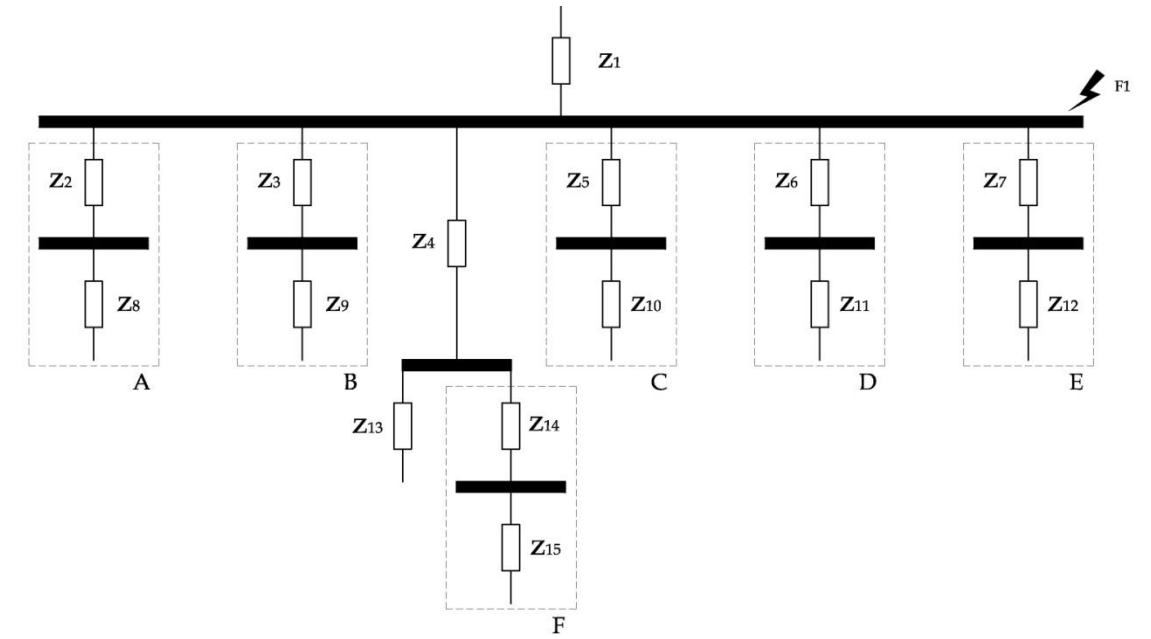



Fig. A10.5: Diagrama Unifilar Kontain

Req	Xeq	Zeq	kVAsc	Isc
0.010431488	0.062802768	0.063663205	7869.537874	9465.59
0.011424001	0.064313769	0.065320507	7669.873097	9225.43
0.019610121	0.077064639	0.079520535	6300.25942	7578.04
0.025884173	0.087182274	0.090943605	5508.908512	6626.19
0.015178454	0.069231994	0.070876332	7068.650243	8502.27
0.018223281	0.077839535	0.079944238	6266.868154	7537.87
0.018816777	0.07364164	0.076007646	6591.442143	7928.28

Tabla A10.1: Impedancias Equivalentes en cada punto del Sistema

DESARROLLO DE APLICACIONES DE INGENIERÍA ELÉCTRICA EN LA INDUSTRIA Y EN REDES DE DISTRIBUCIÓN		
Diagrama Unifilar Fabrica de Envases Plásticos Kontain 2 DE 2		
Elaborado por Héctor Aníbal Ayala Alas		
Universidad de El Salvador Facultad de Ingeniería y Arquitectura Escuela de Ingeniería Eléctrica		Contenido: Diagrama Unifilar Niveles de Falla en barras de cada Tablero Simplificaciones Circuitales del Sistema Tabla con Resumen de Resultados

