

**MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA DE COLTEJER  
SA. (ITAGUI)**

**JHON ALEXANDER ROMAN CARMONA**

**INSTITUCION UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**TECNOLOGÍA ELÉCTRICA**

**MEDELLÍN**

**2014**

**MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA DE COLTEJER  
SA (ITAGUI)**

**JHON ALEXANDER ROMAN CARMONA**

**Trabajo De Grado Para Optar Por El Título De  
Ingeniero Electricista**

**ASESOR**

**JUAN FEDERICO VILLA SIERRA**

**Ingeniero Electricista**

**INSTITUCION UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA**

**MEDELLÍN**

**2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

- A Dios por esta vida tan maravillosa, por mi salud, alegrías y tristezas, por la salud y vida de mis seres queridos, por permitirme realizar el proyecto de estudiar y ser un ingeniero, gracias por todas las experiencias diarias por que son las necesarias para aprender y evolucionar como persona y en mi ser, gracias por todo lo que soy, sin su voluntad nada es posible toda la gloria es para Dios.
  
- A mis padres por su amor, esfuerzo, paciencia y sacrificio para poder darme los estudios de educación básica primaria, secundaria y tecnológica.
  
- A mi esposa e hijo por su amor, apoyo y paciencia durante mis estudios de ingeniería Eléctrica.
  
- A la ingeniera Luz Piedad Lopera Arboleda por darme la oportunidad realizar esta tesis de grado en la empresa y estar a cargo de la ingeniería eléctrica del CEVA.
  
- A todos los Profesores que hicieron parte de mi formación en especial a Juan Federico Villa Asesor de esta tesis y Jair Vélez, son un ejemplo y modelo a seguir como personas y profesionales.
  
- A la Decanatura y Dirección de ingeniería eléctrica.

## RESUMEN

Esta tesis comprende la realización del modelo del sistema eléctrico de potencia de Coltejer SA planta de Itagüí, el modelo incluye la topología de red, modelo de transformadores de potencia, motores, rectificadores, inversores, cargas estáticas y equipos de medida y protección.

El modelo es realizado utilizando una herramienta informática para estudios de ingeniería eléctrica y luego es ajustado de acuerdo a parámetros de los equipos y mediciones puntuales en subestaciones y máquinas de producción.

Después de estar ajustado el modelo en condiciones normales de operación se realizan los estudios de flujo de carga y cortocircuito, realizando las simulaciones en condiciones de máxima y mínima demanda de energía eléctrica a para obtener las corrientes máxima y mínimas de cortocircuito

También se efectúa la coordinación de los relés de sobrecorriente de fase de los circuitos principales en el nivel de media tensión.

## **ABSTRACT**

This thesis comprises performing model of power system Coltejer SA Itagui plant, the model includes the network topology model of power transformers, motors, rectifiers, inverters, static loads and measuring equipment and protection. The model is made using a software tool for studies of electrical engineering and is then adjusted according to equipment parameters and spot measurements in substations and production machines.

After being adjusted the model under normal operating conditions the load flow studies are performed and short circuit, performing simulation sat maximum and minimum demand for electricity to power for the maximum and minimum short-circuit currents.

Coordination of over current relays phase of the main circuit in the medium voltage level is also done.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCION</b> .....	14
<b>1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA</b> .....	15
<b>2. JUSTIFICACIÓN</b> .....	16
<b>3. OBJETIVOS</b> .....	17
3.1 Objetivo general.....	17
3.2Objetivos especificos .....	18
<b>4. MARCO TEÓRICO</b> .....	19
4.1 Analisis de flujo de carga.....	19
4.1.1 Modelo de admitancia.....	21
4.1.2 Circuitos equivalentes.....	25
4.1.3 Flujo de potencia.....	38
4.1.4 Solucion del flujo de potencia .....	40
<b>4.2 CALCULO DE CORTOCIRCUITO</b> .....	45
4.3 Fundamentos de la norma IEC .....	46
4.3.1Fuentes de cortocircuito.....	53
4.3.2 Establecimiento de la corriente de cortocircuito.....	55
4.3.3 Procedimiento para el calculo.....	60
4.3.4 Impedancias de cortocircuito .....	67
4.3.5 Ecuaciones de las diferentes corrientes de cortocircuito.....	79
4.4 Fundamentos de la norma ANSI/IEEE.....	86
4.4.1 Red de primer ciclo.....	89
4.4.2 Red de interrupcion o apertura de contactos .....	92
4.4.3 Procedimiento común para el cálculo de la corriente de interrupción.....	93
4.4.4 Calculo de los esfuerzos con base de corriente total.....	94
4.4.5 Calculo de los con base de corriente total simétrica.....	97
4.4.6 Red de 30 ciclos.....	99

<b>5.METODOLOGIA</b> .....	102
5.1 Tipo de investigacion .....	102
5.2 Metodo .....	103
5.3 Tecnicas de recoleccion de la informacion. ....	104
5.3.1 Fuentes primarias .....	104
5.3.2 Fuentes secundarias.....	104
<b>6. RESULTADOS DEL PROYECTO</b> .....	105
6.1 Topologia de la red .....	105
6.2 Desarrollo del modelo de red .....	107
6.3 Estudio del flujo de carga.....	112
6.4 Estudio de cortocircuito.....	118
6.5 Coordinacion de protecciones.....	123
6.6 Ajustes de los relés de protección.....	124
6.7 Resultados de la coordinación.....	129
<b>7. CONCLUSIONES</b> .....	131
<b>8. RECOMENDACIONES</b> .....	132
<b>Referencias</b> .....	133
<b>ANEXOS.Coordinacion de protecciones reles sobrecorriente de fase.</b> .....	135
Anexo 1.....	136
Anexo 2.....	137
Anexo 3.....	138
Anexo 4.....	139
Anexo 5.....	140
Anexo 6.....	141
Anexo 7.....	142
Anexo 8.....	143
Anexo 9.....	144
<b>GLOSARIO</b> .....	145

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Conexión de dos barras a través de una admitancia.....	21
Figura 2: Derivación de la barra principal en la barra principal.....	22
Figura 3 : Barra de carga (PQ).....	26
Figura 4: Nodo de generacion (PV).....	27
Figura 5: Circuito equivalente de una línea de transmisión corta donde la resistencia $R$ y la inductancia $L$ son valores para la longitud total de la línea.....	28
Figura 6: Circuito nominal $\pi$ de una línea de transmisión de longitud media.....	28
Figura 7: Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso.....	30
Figura 8: Circuito equivalente de un transformador de dos devanados con cambiador de tap.....	36
Figura 9: Circuito equivalente $\pi$ de un transformador de dos devanados.....	37
Figura 10: Corriente de cortocircuito de un cortocircuito próximo a un generador con componente de corriente alterna decreciente.....	47
Figura 11: Cortocircuito no amortiguado (cortocircuito lejano al generador).....	48
Figura 12: Corriente de cortocircuito asimétrico no amortiguado.....	49
Figura 13: Cortocircuito trifásico.....	50
Figura 14: Cortocircuito Bifásico.....	51
Figura15: Cortocircuito Bifásico a tierra.....	51
Figura 16: Cortocircuito monofásico a tierra.....	52
Figura 17: Cortocircuito doble contacto a tierra.....	52
Figura 18: Oscilogramas de corrientes simétricas de cortocircuito desde la red eléctrica, generadora y motora sincrónica, motor de inducción y la total.....	55

Figura 19: Esquema simplificado de una red.....	56
Figura 20: Representación gráfica y descomposición de la corriente de cortocircuito, producido en un punto alejado del generador.....	60
Figura 21: Ilustración de la corriente simétrica inicial de cortocircuito $I''_k$ según el procedimiento de la fuente de tensión equivalente.....	61
Figura 22: Impedancia de secuencia directa $Z_1$ .....	64
Figura 23: Impedancia de secuencia inversa $Z_2$ .....	64
Figura 24: Impedancia de secuencia homopolar $Z_0$ .....	65
Figura 25: Esquema del sistema y del circuito equivalente de la red de alimentación sin transformador.....	68
Figura 26: Esquema del sistema y del circuito equivalente de la red de alimentación con transformador.....	69
Figura 27: Diagrama fasorial de un generador sincrónico en condiciones nominales.....	74
Figura 28: Ejemplo de estimación de la contribución de los motores de media y baja tensión a la corriente total de cortocircuito.....	77
Figura 29: Ejemplo red no mallada.....	80
Figura 30: Variación del factor K en función de R/X o R/L.....	81
Figura 31 : Factor $\mu$ para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte $I_b$ .....	83
Figura 32 : Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ para turbogeneradores.....	84
Figura 33 : Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ para generadores de polos salientes.....	85
Figura 34 : Factor de multiplicación remoto $FM_r$ falla trifásica y de línea a tierra base de corriente total.....	95

Figura 35: Factor de multiplicación local $FM_1$ falla trifásica base de corriente total.....	96
Figura 36 : Factor de multiplicación local falla trifásica base de corriente simétrica... ..	98
Figura 37 : Factor de multiplicación remoto falla trifásica y línea a tierra base de corriente simétrica.....	99
Figura 38 : Modelo de la máquina de producción textil lavadora cámara 3 de planta de acabados.....	108
Figura 39 : Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros del rectificador controlado para el flujo de carga.....	109
Figura 40 : Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros básicos del inversor.....	110
Figura 41 : Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros del inversor Para el flujo de carga.....	111
Figura 42 : Figura 42 Cuadro de dialogo para la configuración del control de iteraciones.....	112
Figura 43 : Simulación de flujo de carga entrega de 10 MW a la red externa.....	114
Figura 44 : Simulación de flujo de carga entrega de 5MW a la red externa.....	116
Figura 45 : Simulación de flujo de carga del generador 3.....	117

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1 : Factor de tensión C.....	62
Tabla 2 : Tensión de cortocircuito normalizada para los transformadores MT/BT de redes de distribución pública.....	71
Tabla 3 : Multiplicadores de la reactancia o impedancia de la maquinas rotatorias para una red combinada.....	87
Tabla 4 : Aplicación de la red de primer ciclo.....	87
Tabla 5 : Multiplicadores de las reactancias o impedancias de las maquina rotatorias.....	88
Tabla 6 : Definición del tiempo mínimo de separación de contactos para interruptores de alta tensión.....	94
Tabla 7 : Impedancia en la red de 30 ciclos.....	100
Tabla 8 : Aplicación de la red de 30 ciclos.....	101
Tabla 9 : Circuitos principales y potencia aparente de los transformadores de las subestaciones.....	106
Tabla 10 : Resultado de los voltajes en pu y porcentaje de carga de los transformadores de las subestaciones.....	113
Tabla 11 : Resultados de la simulación del flujo de carga para los generadores operando el sistema eléctrico de potencia en el Caso A.....	115
Tabla 12 : Resultados de la simulación del flujo de carga para los generadores operando el sistema eléctrico de potencia en el Caso B.....	115
Tabla 13 : Nivel de cortocircuito en la fuente.....	118
Tabla 14 : Nivel de cortocircuito en el punto de conexión.....	119
Tabla 15 : Nivel de cortocircuito trifásico en los Generadores Caso A.....	119

Tabla 16 : Nivel de cortocircuito trifásico en los Circuitos Principales Caso A.....	119
Tabla 17 : Nivel de cortocircuito trifásico en la barra principal de Generación Caso A.....	120
Tabla 18 : Nivel de cortocircuito trifásico en los Generadores Caso B.....	120
Tabla 19 : Nivel de cortocircuito trifásico en los Circuitos Principales Caso B.....	120
Tabla 20 : Nivel de cortocircuito trifásico en la barra principal de Generación Caso B.....	121
Tabla 21 : Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos principales Caso A.....	121
Tabla 22 : Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos Generadores Caso A.....	121
Tabla 23 : Nivel de cortocircuito monofásico en la barra principal Caso A.....	122
Tabla 24 : Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos principales Caso B.....	122
Tabla 25 : Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos Generadores Caso B.....	122
Tabla 26 : Nivel de cortocircuito monofásico en la barra principal Caso B.....	123
Tabla 27 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito baghouse.....	125
Tabla 28 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Sedeco.....	125
Tabla 29 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito EPM.....	126
Tabla 30 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 1.....	126
Tabla 31 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 2.....	127

Tabla 32 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 3.....	127
Tabla 33 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito CI.....	128
Tabla 34 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Doña María.....	128
Tabla 35 : Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Planta de Acabados.....	129
Tabla 36 : Tabla 36 Ajustes recomendados para la protección instantánea.....	129
Tabla 37 : Tabla 36 Ajustes recomendados para la protección temporizada.....	130

## INTRODUCCIÓN

Debido al cambio desde hace algunos años en la infraestructura de la planta textil de Coltejer SA ubicada en el municipio de ITAGUI, su sistema eléctrico de potencia en el nivel de media tensión 12.7 KV, también ha cambiado al igual que demanda de energía y la naturaleza de las cargas conectadas al sistema eléctrico.

Además el sistema eléctrico de potencia no cuenta con un modelo de red y de carga actualizado que nos permita reproducir más fielmente el comportamiento del sistema eléctrico en estado estable y ante un evento de falla.

En este proyecto se plantea la realización del modelo de red y los análisis de flujo de carga, corto circuito y la coordinación de las protecciones de los circuitos principales en el nivel de media tensión.

El análisis de flujo de carga nos permite establecer el comportamiento en estado estable del sistema eléctrico de potencia además de analizar varios casos de operación de la generación de energía eléctrica, el análisis de corto circuito nos proporciona las corrientes mínimas y máximas de cortocircuito para determinar las capacidades de cortocircuito de los equipos nuevos y verificar la de los existentes

A partir de los datos que se obtiene del estudio de corto circuito se puede realizar y calcular los ajustes correctos para la coordinación de las protecciones eléctricas de los generadores y los circuitos principales en el nivel de media tensión proporcionando la seguridad y la estabilidad del sistema eléctrico de potencia y de esta manera garantizar la continuidad del proceso textil, evitando la operación incorrecta de protecciones eléctricas y más importante garantizando la protección de las personas, equipos e infraestructura de la empresa.

## **1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA**

Se desconoce las condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia en el estado estable y ante un evento de falla, además no se cuenta con los datos de las corrientes de cortocircuito, que permitan determinar si los ajustes actuales de las protecciones son correctos y si despejan de manera efectiva una falla eléctrica también se requiere los valores de las corrientes de corto circuito para la selección de equipo nuevo y para verificar si los equipos actuales cumplen con la capacidad de corto circuito que se pueda presentar en el punto de la instalación.

El sistema eléctrico de potencia no cuenta con un modelo de red y datos de muchos equipos que componen el sistema eléctrico de potencia, por este motivo no es posible efectuar ningún estudio de ingeniería eléctrica.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Desarrollando el modelo de red configurado con los parámetros eléctricos y dinámicos de los equipos que conforman el sistema eléctrico de potencia como generadores sincrónicos, cables, motores, convertidores de potencia, cargas estáticas, bancos de condensadores, interruptores y equipos de protección ajustando el modelo de red con las condiciones de operación de estos equipos, permite realizar estudios de ingeniería eléctrica como el flujo de potencia, cortocircuito coordinación de protecciones.

Con el estudio de flujo de potencia se puede establecer las condiciones normales de operación del sistema eléctrico de potencia y analizar otras condiciones que se puedan presentar como variaciones de la demanda de energía eléctrica, voltaje, factor de potencia entre otras condiciones que puedan afectar el sistema eléctrico También con el análisis se pueden tomar acciones correctivas, preventivas buscando siempre eficiencia en los equipos como transformadores, motores, cables operación de la máquinas de generación de energía eléctrica garantizando más confiabilidad y un uso razonable de la energía eléctrica.

Realizando el estudio de cortocircuito nos proporciona las corrientes máximas y mínimas de cortocircuitos para realizar la coordinación de protecciones para determinar los correctos ajustes e implementación de sistemas de protección garantizando la vida útil de los equipos y evitar pérdidas de dinero debido a la reparación o reposición del equipo dañado. Los ajustes son realizados con de confiabilidad y seguridad actuando de manera selectiva, evitando el paro de producción debido a disparos incorrectos de las protecciones eléctricas.

### 3. OBJETIVOS

#### 3.1 Objetivo general

- Realizar el modelo de red del sistema eléctrico de potencia elementos que hacen parte del sistema ajustando el modelo con las condiciones normales de operación esto es demanda máxima de energía eléctrica y caracterización del tipo de carga conectado al sistema eléctrico.

### **3.2 Objetivos específicos**

- Realizar el modelo del sistema eléctrico de potencia con la herramienta computacional DigSILENT (Digital Simulator and Electric Network calculation).
- Análisis de flujo de carga al sistema eléctrico de potencia en condiciones de carga normal y máxima.
- Análisis de corto circuito, con los aportes máximos y mínimos utilizando las normas IEC-ANSI/IEEE
- Análisis de coordinación de protecciones a los equipos de protección de los circuitos principales en el nivel de media tensión diagnóstico actual, propuesta de coordinación.

## **4. MARCO TEÓRICO**

### **4.1 Análisis de flujo de carga.**

Para la planeación, diseño y operación de un sistema eléctrico de potencia es necesaria la realización de estudios de ingeniería uno de estos estudios es el de flujo de carga que nos permite determinar el voltaje, corriente, potencia activa y reactiva además del factor de potencia en los elementos que componen el sistema eléctrico de potencia, el análisis de flujo de carga es una herramienta indispensable para el diseño y la planeación de los sistemas de potencia, nos permite analizar antes de la ejecución de un proyecto diferentes escenarios que se puedan presentar como altas y bajas sobretensiones, pérdidas de unidades de generación o líneas de transmisión, aumento y disminución de la demanda y operación de generadores. En sistemas de potencia existente nos permite evaluar si un equipo está sobrecargado o trabajando con porcentajes de cargas bajos generando pérdidas, también se puede determinar donde es necesario implementar compensación de potencia reactiva, en general nos permite saber las condiciones de operación de un sistema eléctricos de potencia como información para tomar acciones correctivas y preventivas que nos permitan incrementar aspectos como la confiabilidad, eficiencia, economía y seguridad.

Debido al tamaño y complejidad de los sistemas de potencia proporcionan un esfuerzo intelectual que toma mucho tiempo y se hace poco práctico además de la posibilidad de presentarse errores al hacerse los cálculos de forma manual, es por eso la importancia de utilizar un software de ingeniería eléctrica que nos permite realizar el modelo de la red e ingresar la información de cada equipo del sistema eléctrico de potencia se ajusta el modelo a las condiciones normales de operación y se verifica con datos históricos de consumos y medición de parámetros eléctricos.

El estudio de flujo de carga es el punto de partida para otros estudios de ingeniería eléctrica como:

- Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones.
- Estudio de estabilidad.
- Estudio de armónicos
- Estudio de arranque de motores.

Para la solución del flujo de carga se puede utilizar la matriz de admitancias propias y mutuas que forman la matriz de barra  $Y_{\text{barra}}$  o las impedancias de punto de operación y transferencia que componen la  $Z_{\text{barra}}$ . Para con el desarrollo de estudio del flujo de carga o también llamado flujo de potencial se debe tener el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia especificando cada elemento de la red con su equivalente monofásico.

Para el generador sincrónico se especifica la potencia, el voltaje y la impedancia sincrónica, la línea de transmisión se representa con el modelo  $\pi$ , pero es posible hacer algunas simplificaciones dependiendo de la exactitud de los resultados.

Del transformador se especifica sus valores nominales y su impedancia interna, también se debe especificar capacidad de los capacitores en paralelo y el ajuste del tap de los transformadores.

Como datos de partida se debe conocer algunos voltajes de barras y algunas inyecciones de potencia además se deben modelar el tipo de carga, en el caso industrial lo más común es motores de inducción, cargas generales que están formadas por alumbrado con balasta electromagnética o electrónica y equipo electrónicos para los sistemas de cómputo, banco de capacitores, variadores de velocidad de motores de corriente alterna y continua.

### 4.1.1 Modelo de admitancia.

El modelo de admitancia es elemental para describir las características de un componente del sistema eléctrico de potencia y consiste en hallar las ecuaciones de corriente en cada nodo o barra considerando las corrientes que entran al nodo positivas y las que salen negativas.

Si suponemos una matriz que tenga n barras, dos barras conectadas a través de una admitancia, por ella fluirá una corriente desde la barra i hasta la barra j

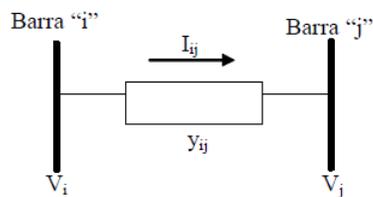


Figura 1 Conexión de dos barras a través de una admitancia.

Entonces la corriente que fluye entre las barras es:

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} = y_{ij} (V_i - V_j) \quad \text{Ec1}$$

Suponiendo una barra principal K (figura 2) y que de esta barra se deriven varias ramas que se conectan a otras barras se pueden plantear las ecuaciones que fluyen por cada rama de la siguiente manera:

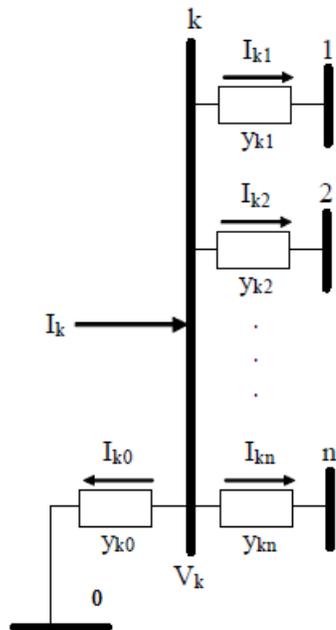


Figura 2 Derivación de la barra principal en la barra principal.

$$I_{k0} = y_{k0} V_k \quad \text{Ec 2}$$

$$I_{k1} = y_{k1} (V_k - V_1) \quad \text{Ec 3}$$

$$I_{k2} = y_{k2} (V_k - V_2) \quad \text{Ec 4}$$

·  
·  
·

$$I_{kn} = y_{kn} (V_k - V_{2n}) \quad \text{Ec 5}$$

Si la corriente que entra a la barra principal k es  $I_k$  entonces se puede plantear la ecuación de la siguiente manera:

$$I_k = I_{k0} + I_{k1} + I_{k2} + \dots + I_{kn} \quad \text{Ec 6}$$

$$I_k = y_{k0} V_k + y_{k1} (V_k - V_1) + y_{k2} (V_k - V_2) + \dots + y_{kn} (V_k - V_n) \quad \text{Ec 7}$$

$$I_k = V_k \sum_{j=0}^n y_{kj} - \sum_{j=1}^n y_{kj} V_j$$

Ec 8

La admitancia propia de la barra K sería:

$$\sum_{j=0}^n y_{kj} = Y_{kk}$$

Ec 9

$$-y_{kj} = Y_{kj}$$

Ec 10

La corriente del nodo K está dada por:

$$I_k = V_k Y_{kk} + \sum_{j=0}^n Y_{kj} V_j$$

$$j \neq k$$

Ec 11

$$I_k = \sum_{j=1}^n Y_{kj} V_j$$

Ec12

Entonces para n barras las ecuaciones de corrientes se pueden expresar de la siguiente manera:

$$I_1 = Y_{11} V_1 + Y_{12} V_2 + Y_{13} V_3 + \dots + Y_{1n} V_n \quad \text{Ec13}$$

$$I_2 = Y_{21} V_1 + Y_{22} V_2 + Y_{23} V_3 + \dots + Y_{2n} V_n \quad \text{Ec14}$$

$$I_3 = Y_{31} V_1 + Y_{32} V_2 + Y_{33} V_3 + \dots + Y_{3n} V_n \quad \text{Ec15}$$

.

.

.

$$I_n = Y_{n1} V_1 + Y_{n2} V_2 + Y_{n3} V_3 + \dots + Y_{nn} V_n \quad \text{Ec16}$$

Y en forma matricial

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec17}$$

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad \text{Ec18}$$

La simetría de la matriz es evidente y se puede extender para cualquier número de nodos, el orden de los subíndices de Y es de causa y efecto, el primer subíndice es el del nodo del que se expresa la corriente mientras el segundo es el del voltaje que causa esta componente de corriente a la matriz Y se le denomina Ybarra y se le llama matriz de admitancia de barra y la reglas usuales para formar los elementos típicos de la Ybarra son los siguientes:

- Los elementos de la diagonal  $Y_{jj}$  son iguales a la suma de admitancias que están directamente conectadas al nodo j
- Los elementos de la diagonal  $Y_{ij}$  son iguales al negativo de la admitancia total conectada entre los nodos i y j

Las admitancias de la diagonal principal se llaman admitancias propias de los nodos y las admitancias de la matriz que se encuentran por fuera de la diagonal son las admitancias mutuas de los nodos, algunos autores las llaman admitancias del punto de operación y transferencia de los nodos [1].

#### 4.1.2 Circuitos equivalentes.

Las barras se clasifican en varios tipos:

- Barra de carga (PQ): Son barras a las que normalmente se le conectan las cargas pero también pueden tener generación, en estas barras se conoce  $P_k$  y  $Q_k$ , y son incógnitas  $V_k$  y  $\delta_k$  del voltaje en estas barras son conectadas cargas como por ejemplo, motores, variadores de velocidad, alumbrado y otros equipos electrónicos.

En un sistema industrial los valores de  $P_k$  y  $Q_k$  se toman de registros históricos. También se pueden hacer mediciones en campo para saber la  $P_k$ ,  $Q_k$ ,  $V_k$  y  $\delta_k$  en una maquina de producción con muchos motores y variadores de velocidad. De igual manera realizar mediciones en las barras de subestaciones, en algunos casos se recurre a suponer un factor de potencia de 0.85. La potencia total conectada a este tipo de barra es:

$$P_{total} = P_{gen} - P_{load}$$

$$Q_{total} = Q_{gen} - Q_{load}$$

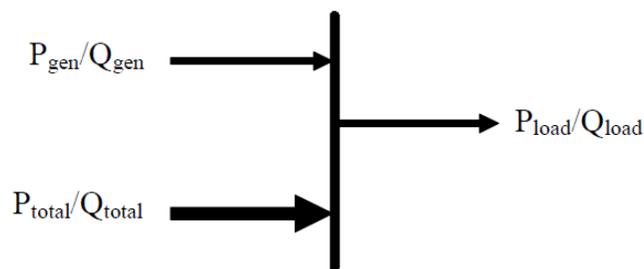


Figura 3 Barra de carga (PQ)

Las incógnitas que se deben hallar en este tipo de barras son la magnitud y el ángulo del voltaje.

- Barra voltaje controlado (PV): Son las barras en las cuales está conectada la generación y se trata de mantener la magnitud del voltaje constante, la generación de la potencia real se ajusta por medio de la fuente mecánica que mueve el generador normalmente se especifican los límites de potencia reactiva dependiendo de los parámetros de diseño de la máquina.

En este tipo de barra la potencia reactiva para mantener el voltaje en el valor deseado no se conoce por lo tanto en este tipo de barra el ángulo es una incógnita esto quiere decir que son datos conocidos  $P_k$  y  $V_k$  e incógnitas  $Q_k$  y  $\delta_k$ .

- Barra de compensación: El ángulo de voltaje de la barra de compensación sirve como referencia de todos los demás voltajes de barra, la generación de esta barra proporciona las pérdidas del sistema es normal que a la barra de compensación se le asigne un ángulo  $0^\circ$  y la magnitud del voltaje se asigna como un valor conocido.
- Generadores: Los generadores en los sistemas eléctricos de potencia se representan como nodos de PV o PQ.

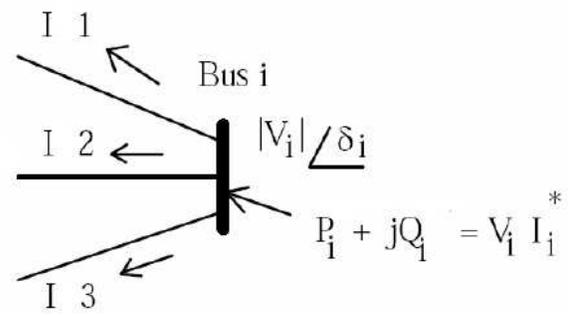


Figura 4 Nodo de generación (PV)

- Líneas de transmisión: Las líneas de transporte de energía eléctrica poseen un modelo que depende de su longitud.  
Las líneas cortas son aquellas que su longitud es menor a 80 km, las líneas medianas son aquellas que se encuentra entre 80 y 240 km y las líneas largas son las mayores a 320 km.
- Líneas Cortas: El circuito equivalente para una línea de transporte de energía es mostrado en la figura 5. Para el modelo de las líneas cortas se puede despreciar el parámetro shunt y no afectaría los resultados.

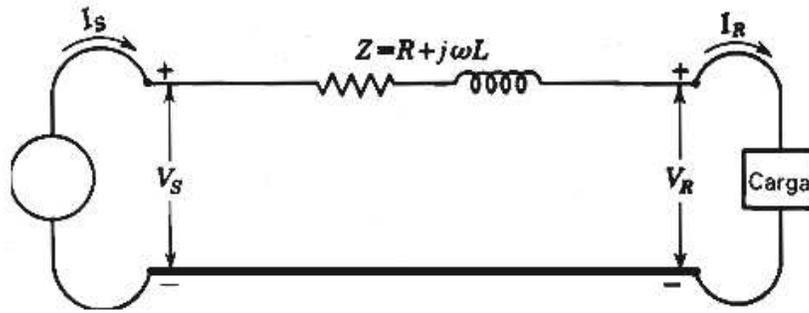


Figura 5[1] Circuito equivalente de una línea de transmisión corta donde la resistencia  $R$  y la inductancia  $L$  son valores para la longitud total de la línea.

Dónde

$$Z' = R + j\omega L \quad \text{Ec19}$$

- Líneas de medias: En el circuito equivalente de una línea de longitud media se incluye la admitancia en paralelo. Si se divide la admitancia total de la línea en dos partes iguales una se ubica en el lado del generador y la otra cantidad en el lado de la carga o receptor se obtiene el modelo  $\pi$  figura 6 que es usado para para modelar una línea de longitud media a partir del modelo se puede plantear las siguientes ecuaciones:

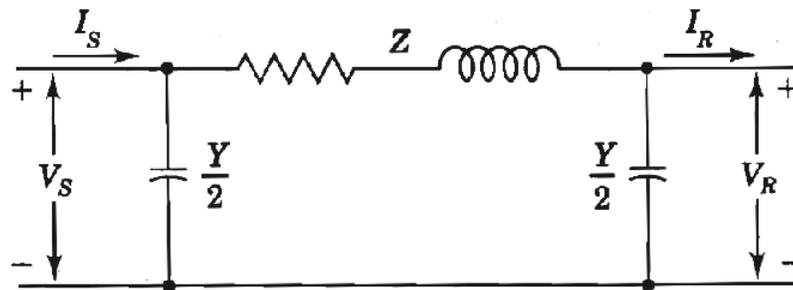


Figura 6[1] Circuito nominal  $\pi$  de una línea de transmisión de longitud media.

Las relaciones de voltaje y corriente son las siguientes:

$$V_s = \left( V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R \quad \text{Ec20}$$

$$V_s = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R \quad \text{Ec21}$$

$$I_s = V_R Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left( \frac{ZY}{4} + 1 \right) I_R \quad \text{Ec22}$$

$$V_s = A V_R + B I_R \quad \text{Ec23}$$

$$V_s = A V_R + B I_R \quad \text{Ec24}$$

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1 \quad \text{Ec25}$$

$$B = Z$$

$$C = Y \left\{ \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) + 1 \right\} I_R \quad \text{Ec26}$$

Donde:

$V_s$ =Voltaje fuente.

$V_R$ =Voltaje receptor.

$I_R$ =Corriente de la rama serie.

$Y$ =Admitancia paralelo total de la linea.

$Z$ =Impedancia serie total de la linea

$A, B, C, D$ =Son constantes generalizadas de una linea de transmision.

Líneas de largas: Cuando las líneas son mayores a 240 km se debe considerar que los parámetros de la línea no son agrupados sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea esto si requiere una mayor exactitud en los resultados pero en algunos casos se pueden usar el modelo de los parámetros concentrados hasta líneas con 320 km de longitud.

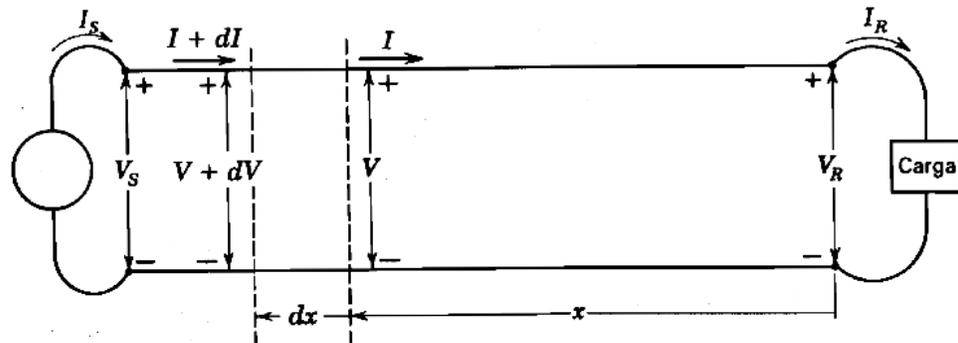


Figura 7 [1] Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso.

Considerando que la impedancia y la admitancia están uniformemente distribuidas a lo largo de la línea se tiene que la corriente promedio es  $(I + I + dl)/2$  y el incremento  $V$  en la distancia  $dx$  se puede aproximar a:

$$dV = \frac{(I + I + dl)}{2} z dx = I z dx \quad \text{Ec27}$$

De igual forma el incremento de corriente se puede expresar de la siguiente manera.

$$dI = \frac{(V + V + dV)}{2} y dx = V y dx \quad \text{Ec28}$$

Entonces de las ecuaciones 27 y 28 se puede deducir que:

$$\frac{dV}{dx} = Iz$$

Ec29

De igual forma para el incremento de corriente en función de la distancia.

$$\frac{dI}{dx} = Vy$$

Ec30

Derivando ambas ecuaciones en función de x se tiene que:

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx}$$

Ec31

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = y \frac{dV}{dx}$$

Ec32

Sustituyendo las ecuaciones 29 y 30 en las ecuaciones 31 y 32.

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = yzV$$

Ec33

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = yzI$$

Ec34

Se puede observar que en las ecuaciones 33 y 34 las variables son corriente (I), voltaje (V) y Distancia (x) por lo tanto si suponemos que la solución es exponenciales tiene que:

$$V = A_1 \varepsilon^{\sqrt{yzx}} + A_2 \varepsilon^{-\sqrt{yzx}}$$

Ec35

Calculando la segunda derivada de V.

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = yz[A_1 \varepsilon^{\sqrt{yzx}} + A_2 \varepsilon^{-\sqrt{yzx}}]$$

Ec36

Cuando se sustituye la ecuación 35 en la ecuación 29 se encuentra la solución para la corriente (I).

$$I = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} A_1 \varepsilon^{\sqrt{yzx}} - \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}} A_2 \varepsilon^{-\sqrt{yzx}}$$

Ec37

Las constantes  $A_1$  y  $A_2$  se pueden evaluar dando las condiciones iniciales en el extremo receptor de la línea  $X = 0$ ,  $V = V_R$  y  $I = I_R$  al sustituir estos valores en las ecuaciones 35 y 37 se obtiene.

$$V_R = A_1 + A_2 \quad \text{Ec38}$$

$$I_R = \frac{1}{\sqrt{\frac{z}{y}}}(A_1 - A_2) \quad \text{Ec39}$$

La impedancia característica de la línea es:

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad \text{Ec40}$$

Resolviendo  $A_1$  en la ecuación 38 y reemplazando en la ecuación 39 se resuelve para  $A_2$  este resultado lo reemplazamos en la ecuación 38 y obtenemos  $A_1$ .

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_c}{2} \quad \text{Ec41}$$

$$A_2 = \frac{V_R - I_R Z_c}{2} \quad \text{Ec42}$$

La constante de propagación es:

$$\gamma = \sqrt{yz} \quad \text{Ec43}$$

Se reemplazan las constantes  $A_1$  y  $A_2$  por los resultados de las ecuaciones 41 y 42 en la ecuaciones 35 y 37 se obtiene entonces la solución de  $V$  e  $I$ .

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{-\gamma x} \quad \text{Ec44}$$

$$I = \frac{V_R/Z_C + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{V_R/Z_C - I_R}{2} e^{-\gamma x} \quad \text{Ec45}$$

Tanto  $Z_c$  como  $\lambda$  son cantidades complejas, como menciono antes  $\lambda$  es la constante de propagación y está dada por:

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad \text{Ec46}$$

Donde,  $\alpha$  es la constante de atenuación, se mide en longitud, la parte imaginaria de  $\lambda$  es  $\beta$  y es la constante de fase, se mide en radianes por unidad de longitud. Entonces la ecuación 44 y 45 se puede escribir de la siguiente manera:

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\alpha x} e^{j\beta x} + \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{-\alpha x} e^{-j\beta x} \quad \text{Ec47}$$

$$I = \frac{V_R/Z_C + I_R}{2} \varepsilon^{\alpha x} \varepsilon^{j\beta x} - \frac{V_R/Z_C - I_R}{2} \varepsilon^{-\alpha x} \varepsilon^{-j\beta x}$$

Ec48

Apartir de la ecuaciones 44 y 45 y utilizando la identidades de la funciones hiperbolicas se puede desarrollar otra forma conveniente para expresar el voltaje y la corriente de la linea de transmision.

$$\sinh\theta = \frac{\varepsilon^\theta - \varepsilon^{-\theta}}{2}$$

Ec49

$$\cosh\theta = \frac{\varepsilon^\theta + \varepsilon^{-\theta}}{2}$$

Ec50

$$V_S = V_R \cosh \gamma l + I_R Z_C \sinh \gamma l$$

Ec51

$$I_S = I_R \cosh \gamma l + \frac{V_R}{Z_C} \sinh \gamma l$$

Ec52

Donde las constantes de propagacion son:

$$A = \cosh yl$$

$$B = Z_c \sinh yl$$

$$C = \frac{\sinh yl}{Z_c}$$

$$D = \cosh yl$$

Ec53

Transformador de potencia: Para el estudio de flujo de potencia es comun representar al transformador con su reactancia de cortocircuito, se tiene en cuenta la pocision del tap ya que la resistencia y la reactancia de dispersion varia ligeramente con la posicion en que se encuentra,el transformador con regulacion de tap se modela con el circuito equivalente  $\pi$  donde su impedancia en por unidad esta en serie con con un autotransformador ideal cuya relacion de transformacion es compleja esta dada por  $t < 0:1$  los circuitos equivalentes son mostrados en la figura 8 y 9.

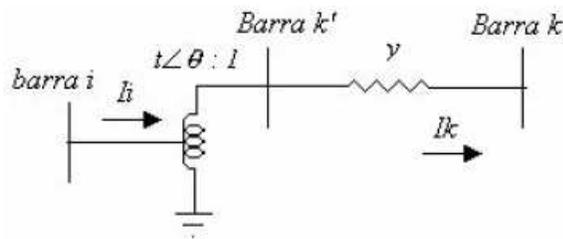


Figura 8 Circuito equivalente de un transformador de dos devanados con cambiador de tap.

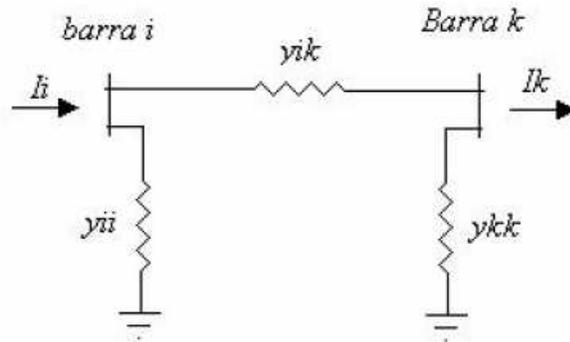


Figura 9 Circuito equivalente  $\pi$  de un transformador de dos devanados.

Apartir del modelo  $\pi$  se desarrollan las siguientes ecuaciones para la corriente en la barra i y j.

$$I_i = (V_i - V_k)y_{ik} + V_i y_{ii} \quad \text{Ec54}$$

$$-I_k = (V_k - V_i)y_{ki} + V_k y_{kk} \quad \text{Ec55}$$

Expresando las corrientes en forma matricial se tiene que:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ -I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{ii} + y_{kk} & -y_{ik} \\ -y_{ik} & y_{kk} + y_{ik} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_k \end{bmatrix} \quad \text{Ec56}$$

$$\begin{bmatrix} I_i \\ -I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{y}{t^2} & -\frac{y}{t < \theta} \\ -\frac{y}{t < \theta} & y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_k \end{bmatrix} \quad \text{Ec57}$$

Para los transformadores de tres devanados se requiere el modelo de red de tres puertos.

### 4.1.3 Flujo de potencia.

El punto de partida para la solución de un flujo de potencia es el diagrama unifilar, a partir del cual se pueden tener los datos de entrada de todos los elementos que conforman la red como generadores, barras, líneas, transformadores, condensadores, reactancias, motores y cargas en general. Para empezar con la solución del flujo de potencia se debe clasificar las barras del sistema de potencia que se van a analizar.

Los datos de entrada de las líneas de transmisión son la impedancia serie y la admitancia en paralelo del modelo  $\pi$  en por unidad, las barras a las que está conectada la línea y la capacidad máxima en MVA.

Para los transformadores los datos de entrada son la impedancia de los devanados en por unidad, la admitancia de la rama de vacío en por unidad, las barras a las que está conectado el transformador, la capacidad máxima en MVA y la posición del tap, a partir de los datos de los transformadores y las líneas se construye la matriz de admitancia  $Y_{bus}$ .

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{Ec58}$$

Donde los elementos de la diagonal  $y_{kk}$  es la suma de admitancias conectadas al nodo  $k$  y los elementos por fuera de la diagonal principal  $-y_{kj}$  son la suma de las admitancias conectadas a los buses  $k$  y  $j$  donde  $k \neq j$ .

A partir de la matriz  $Y_{bus}$  se desarrolla las ecuaciones nodales:

$$I_{bus} = Y_{bus} V_{bus} \quad \text{Ec59}$$

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec60}$$

En coordenadas polares las ecuaciones del flujo de potencia son:

$$V_k = |V_k| \angle \delta_k \quad \text{Ec61}$$

$$V_j = |V_j| \angle \delta_j \quad \text{Ec62}$$

$$Y_{kj} = |Y_{kj}| \angle \theta_{kj} \quad \text{Ec63}$$

$$P_k = \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \cos(\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k)$$

Ec64

$$j \neq 0$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \text{sen}(\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k)$$

Ec65

$j \neq 0$

$$\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k = -(\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k) \quad \text{Ec66}$$

#### 4.1.4 Solución del flujo de potencia.

La expansión en series de Taylor para una función de una o más variables es la base del método numérico de Newton Raphson. Las derivadas parciales de orden superior a uno se desprecian en la expansión de las serie de términos de la expansión de Taylor. La mayoría de los programas de computadora empiezan con la iteración de Gauss-Sede para obtener un buen valor inicial de tensión en la iteración de Newton Raphson [2]

En las barras PQ se encuentran especificadas la potencia activa y reactiva inyectadas a la barra entonces se puede rescribir las ecuaciones 64 y 65 de la siguiente manera;

$$P_k = \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \cos(\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k) = f_k(x) \quad \text{Ec67}$$

$$Q_k = \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \text{sen}(\theta_{kj} + \delta_j - \delta_k) = g_k(x) \quad \text{Ec68}$$

El vector x se define como:

$$X = \begin{bmatrix} V \\ \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_n \end{bmatrix} \quad \text{Ec69}$$

Para el sistema de potencia se obtiene que:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta |V| \\ \Delta \delta \end{bmatrix} \quad \text{Ec70}$$

De donde :

$$J_1 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial V_1} & \frac{\partial P_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial V_1} & \frac{\partial P_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad \text{Ec71}$$

$$J_2 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix} \quad \text{Ec72}$$

$$J_3 = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad \text{Ec73}$$

$$J_4 = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_1}{\partial \delta_n} \\ \vdots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_1} & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad \text{Ec74}$$

$$J = \begin{bmatrix} [J_1] & [J_2] \\ [J_3] & [J_4] \end{bmatrix} \text{Matriz jacobiana} \quad \text{Ec75}$$

De donde se tiene que :

$$X^{(i)} = \begin{bmatrix} V^{(i)} \\ \delta^{(i)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1^{(i)} \\ V_2^{(i)} \\ \vdots \\ V_n^{(i)} \\ \delta_1^{(i)} \\ \delta_2^{(i)} \\ \vdots \\ \delta_n^{(i)} \end{bmatrix}$$

$$\Delta Q_k^{(i)} = Q_k - Q_k^{(i)} \quad \text{Ec76}$$

$$\Delta P_k^{(i)} = P_k - P_k^{(i)} \quad \text{Ec77}$$

$$P_k^{(i)} = f_k(x^{(i)}) \quad \text{Ec78}$$

$$Q_k^{(i)} = g_k(x^{(i)}) \quad \text{Ec79}$$

$P_k$  =Potencia activa especificada

$Q_k$  =Potencia reactiva especificada

$P_k^{(i)}$  =Potencia activa calculada

$Q_k^{(i)}$  =Potencia reactiva calculada

$\Delta P_k^{(i)}$  y  $\Delta Q_k^{(i)}$  =Son los errores.

Los elementos de la matriz jacobiana son:

**$J_1$ :**

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 2|V_k||Y_{kk}|\cos(\theta_{kk}) + \sum_{j=1}^n |V_j||Y_{kj}|\cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec80

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_j} = |V_k||Y_{kj}|\cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec81

**$J_2$ :**

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{j=1}^n |V_k||V_j||Y_{kj}|\text{sen}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec82

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_j} = |V_k||V_j||Y_{kj}|\text{sen}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec83

**$J_3$ :**

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2|V_k||Y_{kk}|\text{sen}(\theta_{kk}) + \sum_{j=1}^n |V_j||Y_{kj}|\text{sen}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec84

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_j} = |V_j||Y_{kj}|\text{sen}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec85

**$J_4$ :**

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{j=1}^n |V_k||V_j||Y_{kj}|\text{cos}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec86

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_j} = -|V_k||V_j||Y_{kj}|\text{cos}(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj})$$

Ec87

## 4.2 CALCULO DE CORTOCIRCUITO

Los estudios de corto circuito juegan un papel muy importante en la planeación de los sistemas de potencia y en la selección de los equipos. Para efectuar los estudios de cortocircuitos se requieren procedimientos confiables y precisos que estén normalizados, existen varios procedimientos siendo los más reconocidos los normalizados ANSI/IEEE (American National Standard Institute/Institute of Electrical and Electronics Engineers) de origen americano y el normalizado por la norma IEC (International Electro technical Commission) de origen europeo.

Sin embargo hay diferencias importantes como el modelo matemático, procedimientos de cálculo que originan resultados diferentes.

En este capítulo se expondrá algunos conceptos y la metodología de cada norma sin profundizar en ninguna de ellas.

Un corto es la unión intencional o accidental de dos puntos o más punto que se encuentran a diferente potencial, en un evento de cortocircuito es donde se producen las corrientes con magnitudes más altas, debido a la disminución de impedancia entre los puntos involucrados.

Normalmente los cortocircuitos se producen por perdidas de aislamiento entre elementos que están energizados por ejemplo líneas de transmisión, cables generadores, motores y transformadores.

La pérdida de aislamiento es producida por sobre tensiones producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el circuito de potencia, sobre intensidades, daños mecánicos o contaminación que puede ser acumulación de polvo, sustancias químicas o humedad.

Es necesario conocer los valores máximos de las corrientes de cortocircuito para determinarlas capacidades de los equipos como barras, interruptores y cables. También conocer los valores mínimos de corriente cortocircuito, es necesario para elegir los correctos ajustes de los equipos de protección para el despeje de la falla antes de que cause algún daño en los elementos que se protejan.

Los equipos de maniobra deben ser capaces de soportar los esfuerzos máximos térmicos y dinámicos que se presentan debido a la máxima corriente de cortocircuito en el punto de la instalación.

Según el valor de la tensión en el momento de la falla, la corriente de cortocircuito puede ser simétrica o asimétrica respecto al eje de abscisas, siendo simétrica cuando el valor de la tensión es máximo, o inicialmente asimétrico cuando la tensión es cero siendo este el caso más desfavorable.

El cortocircuito puede ser cercano o lejano al generador (figura 10), cuando es cercano la corriente inicial trifásica es mayor o igual al doble de la corriente nominal del generador.

#### **4.2.1 Fundamentos de la norma IEC.**

Uno de los procedimientos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito más utilizado, es el de la norma IEC (Comisión Internacional de Electrotecnia) de origen europeo, el estándar IEC 60909 es la norma para el procedimiento de cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna y se aplica para niveles de bajo, medio y alto voltaje hasta 230 KV con frecuencias nominales de 60 y 50 HZ.

Para establecer este método de cálculo se introduce una fuente de tensión equivalente en el punto de falla y no incluye otros métodos especiales por ejemplo el método de superposición.

El valor máximo de la corriente  $i_p$  depende de la relación X/R o R/X de la componente aperiódica y de la impedancia  $Z_k$  y caso más desfavorable es cuando la onda de tensión cruza por cero.

En los sistemas de potencia en malla existen diferentes constantes de tiempo por lo que no es tan fácil determinar  $i_p$  e  $i_{dc}$  por lo que se requiere de métodos especiales para su cálculo.

Para iniciar los cálculos se deben hacer las siguientes hipótesis:

- Durante la duración de corto no hay cambio en el tipo de falla, esto quiere decir que si la falla es trifásica permanece trifásica, si es monofásica a tierra permanece igual durante el evento de cortocircuito.
- Durante el cortocircuito no hay cambio en la red.
- La impedancia de los transformadores es la correspondiente a la posición de tap nominal.
- No se tiene en cuenta las resistencias de arco.
- No se consideran las capacidades de las líneas y de las admitancias en paralelo y cargas estáticas excepto las del sistema homopolar.

Cuando la falla es lejana al generador (figura 11), el valor de la corriente de cortocircuito trifásico no alcanza el doble de la corriente nominal del generador

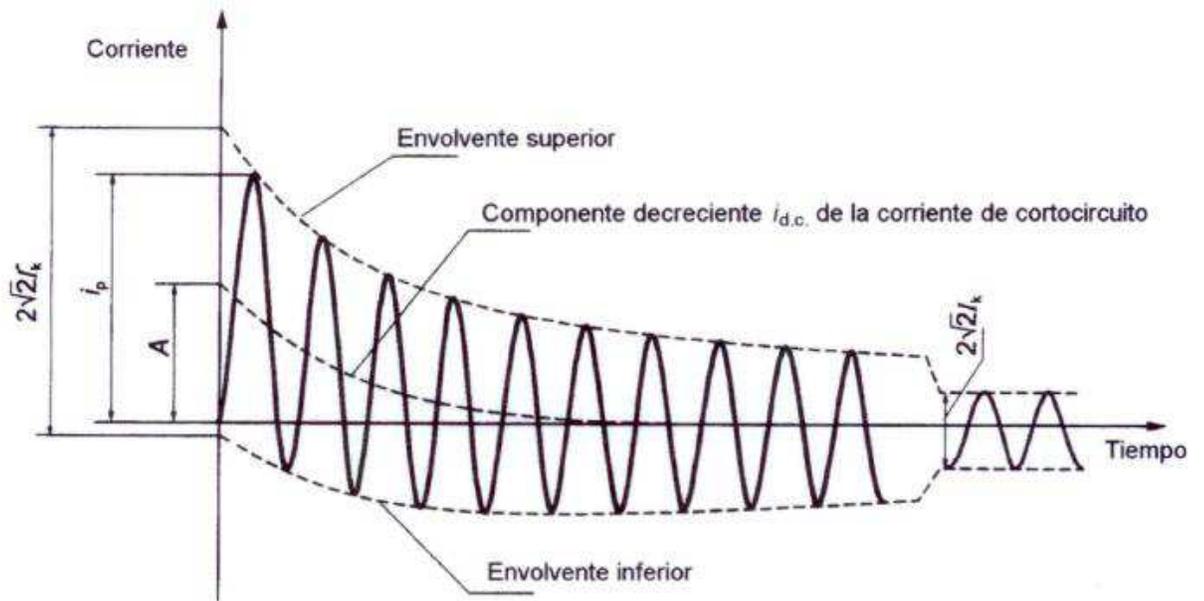


Figura 10[13] Corriente de cortocircuito de un cortocircuito próximo a un generador con componente de corriente alterna decreciente.

$I''_k$  = corriente de cortocircuito simétrica inicial.

$I_k$  = corriente de cortocircuito permanente.

$i_p$  = valor de la cresta de la corriente de cortocircuito.

$i_{dc}$  = componente continua de la corriente de cortocircuito.

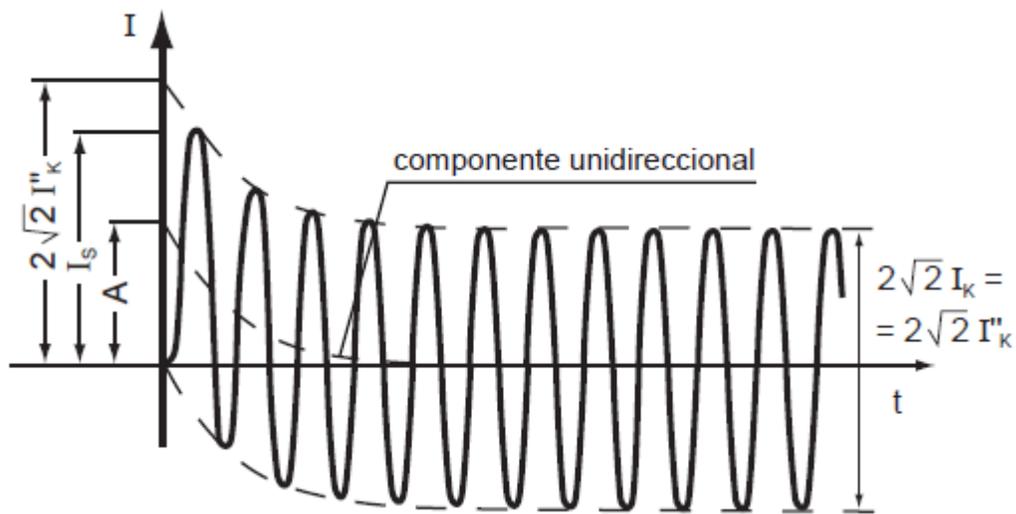


Figura 11[8] Cortocircuito no amortiguado (cortocircuito lejano al generador).

Como se aprecia en la figura 10 cuando la falla es cercana al generador la corriente de cortocircuito es amortiguada en el tiempo debido a la impedancia aparente del generador y esta amortiguación evoluciona en tres etapas:

- Subtransitorio: Corresponde de 10 a 20 primeros milisegundos de inicio de falla.
- Transitorio: Después de terminado el subtransitorio continua hasta 500 milisegundos.
- Permanente: Debido a la reactancia síncrona de la máquina.

Cuando la corriente de cortocircuito se presenta en un punto lejano del generador la corriente inicial de cortocircuito no se amortigua, este caso se presentan en redes de media tensión, alimentados con transformadores AT/MT en los cuales la potencia de alimentación de la red de AT es muy grande en comparación con los transformadores AT/MT que alimentan la red de media tensión un ejemplo de típico de corriente de cortocircuito no amortiguadas son las empresas operadoras de red.

En la figura 12 se puede apreciar los valores característicos de la corriente de cortocircuito donde

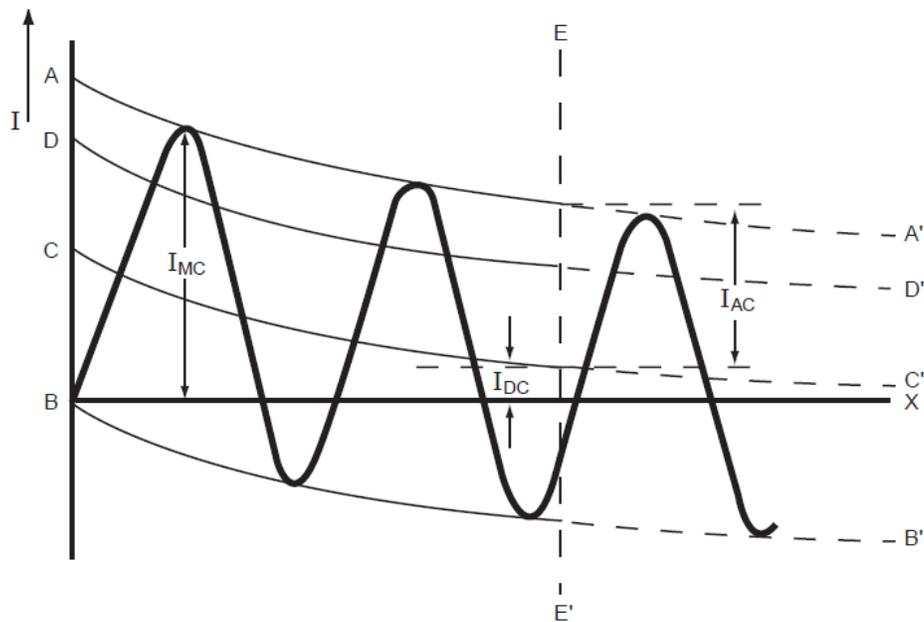


Figura 12[8] Corriente de cortocircuito asimétrica no amortiguado

$AA' Y BB'$  = Envolvente de la onda de corriente.

$BX$  = Línea de cero.

$CC'$  = Desplazamiento de la línea del cero de la onda de corriente en cada instante.

$DD'$  = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en cada instante, medida a partir de  $CC'$ .

$EE'$  = Instante de la separación de los arcos (cebado del arco).

$I_{MC}$  = Intensidad establecida.

$I_{AC}$  = Valor cresta de la componente periódica de la corriente en el instante  $EE'$

$\frac{I_{AC}}{\sqrt{2}}$  = Valor eficaz de la componente periódica de la corriente en el instante  $EE'$ .

$I_{DC}$  = Componente aperiódica de la corriente en el instante  $EE'$ .

$\frac{I_{DC} \times 100}{I_{AC}}$  = Porcentaje de la corriente aperiódica.

En los sistemas de potencia trifásicos los cortocircuitos, pueden ser:

- Cortocircuito trifásico: El 5% de los casos es una cortocircuito tripolar y representa una carga simétrica, en las que las tres fases son iguales en magnitud y desfasadas  $120^\circ$ .

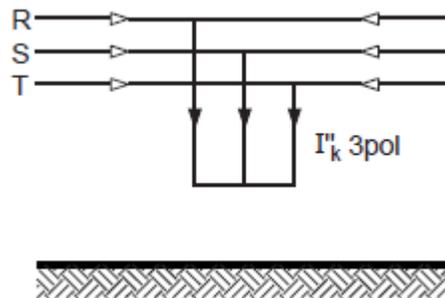


Figura 13[13] Cortocircuito trifásico

- Cortocircuito Bipolar sin contacto a tierra.

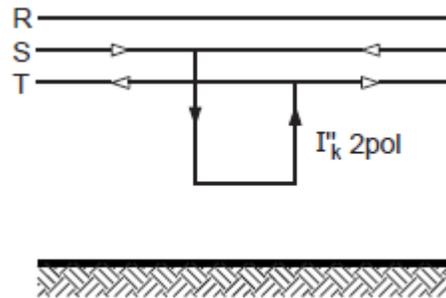


Figura 14[13] Cortocircuito Bifásico

- Cortocircuito Bipolar con contacto a tierra.

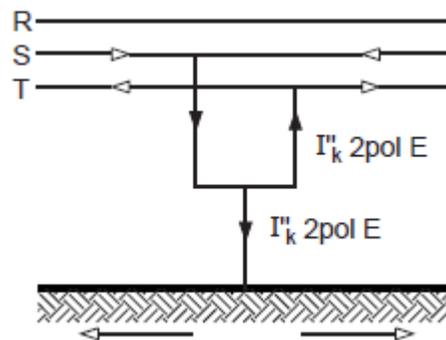


Figura 15[13] Cortocircuito Bifásico a tierra

- Cortocircuito unipolar.

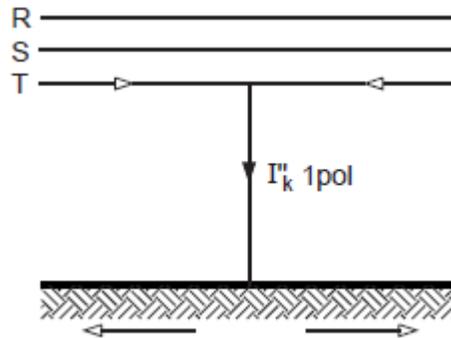


Figura 16[13] Cortocircuito monofásico a tierra

- Doble contacto a tierra.

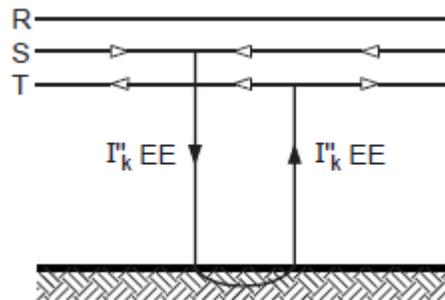


Figura 17[8] Cortocircuito doble contacto a tierra

Los cortocircuitos bifásicos representan el 15% de los casos y en ocasiones evolucionan en un cortocircuito trifásico.

Los cortocircuitos monofásicos representan el 80% de los casos, tanto los cortocircuitos monofásicos y bifásicos representan cargas asimétricas.

#### **4.3.1 Fuentes de cortocircuito.**

Las principales fuente de cortocircuito son las maquinas rotativas, las maquinas rotativas son generadores y motores síncronos, motores de inducción y las empresas que suministran la energía eléctrica esta contribuye con una corriente de cortocircuito similar a la que aporta un generador síncrono y también puede ser modelado de igual manera.

Puesto que un generador es movido por un primo-motor como una turbina a vapor hidráulica, cuando se presenta un cortocircuito en el circuito de potencia que este alimenta este mantiene en sus terminales el voltaje ya que se mantiene la fuente de energía mecánica y la excitación por lo tanto produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que circula por el bobinado del generador.

El valor de la corriente es limitada por la impedancia del generador y la impedancia del circuito entre el generador y el punto donde ocurrió la falla, si el cortocircuito ocurriera en los terminales del generador la corriente de falla solo es limitada por la impedancia interna del generador.

Los motores sincrónicos son construidos de forma similar a los generadores su rotor es excitado por corriente directa y por el devanado del estator circula corriente alterna, toma potencia eléctrica de la red para transformar en potencia mecánica.

Cuando hay un cortocircuito el voltaje se reduce a un valor muy bajo y deja de suministrar potencia mecánica a la carga el motor se va frenando lentamente pero la inercia del rotor y la carga hacen que siga girando y funciona como generador aportando a la corriente de cortocircuito varios ciclos después de ocurrida la falla, la corriente de cortocircuito depende la impedancia interna y de la impedancia del sistema desde el punto de falla hasta el motor.

En el motor de inducción cuando se reduce el voltaje hasta un nivel bajo debido a un cortocircuito en la red a la cual está conectado, el flujo magnético del rotor no desaparece inmediatamente y continua girando debido a la inercia de la carga y el rotor induciendo una tensión en el estator y aportando corriente de cortocircuito al punto de la falla hasta cuatro ciclos después del evento de cortocircuito.

El punto de conexión a la red de la empresa que suministra la energía eléctrica representa un equivalente Thevenin de toda la red que se encuentra aguas arriba, por lo que tiene un aporte importante de corriente de cortocircuito.

Las empresas operadoras de la red de energía eléctrica proporcionan los datos del nivel de cortocircuito en el punto de conexión. En conclusión el valor total de la corriente de cortocircuito es la suma de todas las corrientes de cortocircuito que aportan los elementos vistos en los párrafos anteriores como fuentes de cortocircuito. [3]

En la figura 18 se puede apreciar el tipo de onda de corriente de corto circuito para las máquinas rotativas que aportan a la corriente de corto circuito en el punto de falla.

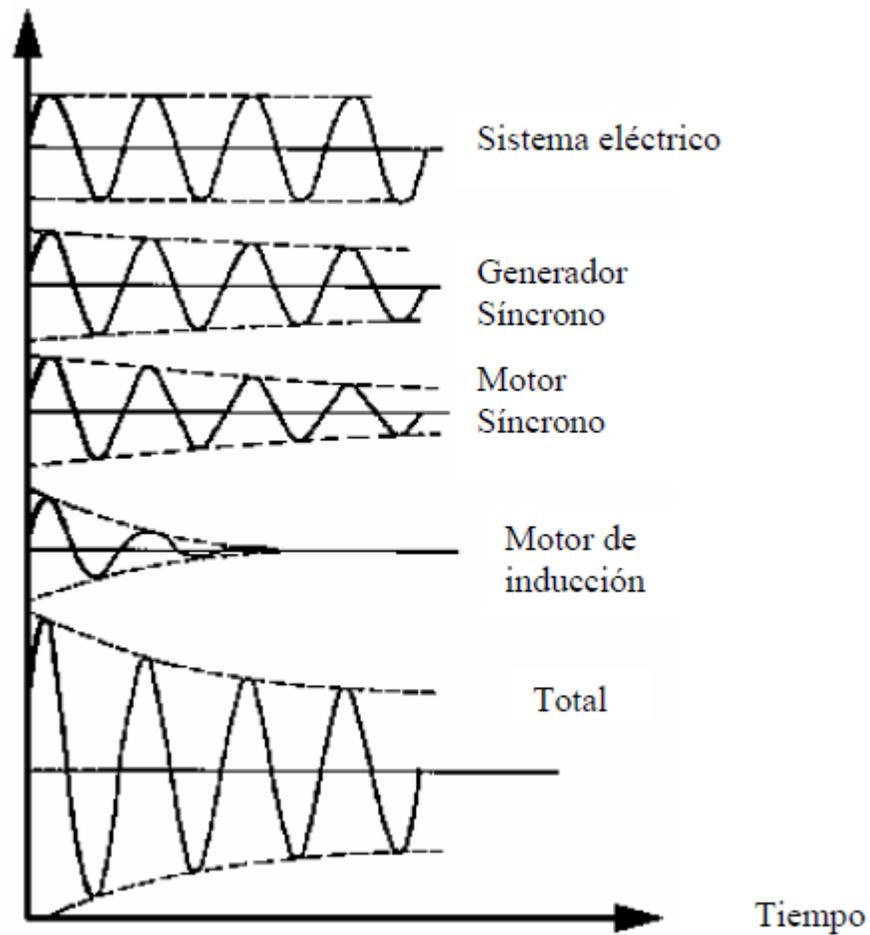


Figura 18[9].Oscilogramas de corrientes simétricas de cortocircuito desde la red eléctrica, generadora y motora sincrónica, motor de inducción y la total.

#### 4.3.2 Establecimiento de la corriente de cortocircuito.

Para el análisis se puede simplificar una red representándola con una fuente de tensión en serie con una impedancia un interruptor y una impedancia de carga como se puede ver en la figura 19.

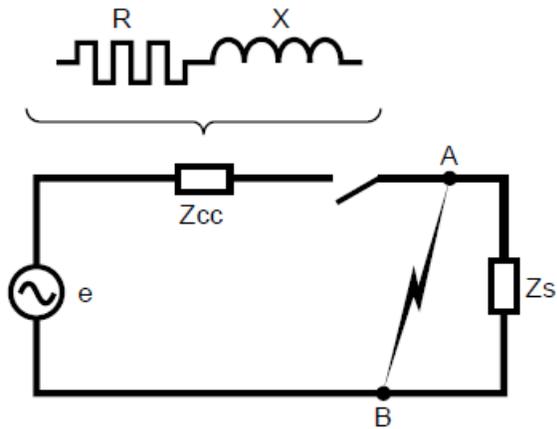


Figura 19[4] Esquema simplificado de una red

En realidad la impedancia del generador está conformada por todo lo que hay aguas arriba del punto de la falla, la impedancia equivalente de las redes que están a diferente tensión AT/MT e impedancia de los cables.

Cerrando el interruptor de la figura 19 empieza a circular la corriente de operación cuando hay una falla franca entre los puntos A y B, circula una corriente de cortocircuito limitada por la impedancia entre el punto de la falla y la fuente.

La corriente de cortocircuito se establece siguiendo el régimen transitorio de las reactancias X y la resistencia R que componen la impedancia  $Z_{cc}$  y la relación  $R/X$  está entre 0.10 y 0.3, estos valores siguen siendo muy similares para valores bajos de  $\cos\varphi_{cc}$  que es factor de potencia durante el cortocircuito [4].

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{Ec88}$$

$$\cos\varphi_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad \text{Ec89}$$

Sin embargo el régimen transitorio de establecimiento de una la corriente de cortocircuito depende normalmente de la distancia del punto del defecto hasta los generadores, ya que la impedancia entre los generadores y el punto de la falla es mayor que la impedancia de los generadores.

Aplicando una tensión alterna al circuito de la figura 19 se puede desarrollar la repuesta transitoria:

$$L \frac{di}{dt} + Ri = E \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad \text{Ec90}$$

$$\frac{di}{dt} + \frac{Ri}{L} = \frac{E}{L} \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad \text{Ec91}$$

El factor integrante es:

$$e^{\frac{\int Rdt}{L}} = e^{\frac{Rt}{L}} \quad \text{Ec92}$$

Multiplicando por el factor integrante se tiene que:

$$e^{\frac{Rt}{L}} \left[ \frac{di}{dt} + \frac{Ri}{L} \right] = e^{\frac{Rt}{L}} \frac{E}{L} \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad \text{Ec93}$$

$$\frac{d}{dt} \left[ e^{\frac{Rt}{L}} \cdot i \right] = e^{\frac{Rt}{L}} \frac{E}{L} \text{sen}(\omega t + \alpha) \quad \text{Ec94}$$

Integrando ambos lados de la ecuación se tiene que:

$$e^{\frac{Rt}{L}} \cdot i = \int e^{\frac{Rt}{L}} \frac{E}{L} \text{sen}(\omega t + \alpha) dt + C \quad \text{Ec95}$$

$$i = \frac{E}{L} e^{-\frac{Rt}{L}} \int e^{\frac{Rt}{L}} \text{sen}(\omega t + \alpha) dt + C e^{-\frac{Rt}{L}} \quad \text{Ec96}$$

Dónde:

$$e^{-\frac{Rt}{L}} \int e^{\frac{Rt}{L}} \frac{E}{L} \text{sen}(\omega t + \alpha) dt \quad \text{Es el término estacionario.}$$

$$C e^{-\frac{Rt}{L}} \quad \text{Es el término transitorio.}$$

Dato que  $e(t) = E \text{sen}(\omega t + \alpha)$  entonces de igual forma

$$i(t) = \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) \quad \text{Ec97}$$

Dónde:

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + \omega^2 L^2} \quad \text{Ec98}$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left[ \frac{\omega L}{R} \right] \quad \text{Ec99}$$

La expresión completa para la corriente sería:

$$i(t) = \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) + C e^{-\frac{Rt}{L}} \quad \text{Ec100}$$

Dando las condiciones iniciales de  $i(t) = 0$  antes del evento de cortocircuito, se calcula la constante  $C$ .

$$i(0) = \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\omega(0) + \alpha - \varphi) + C e^{\frac{-R(0)}{L}} = 0 \quad \text{Ec101}$$

$$0 = \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\alpha - \varphi) + C \quad \text{Ec102}$$

$$C = -\frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\alpha - \varphi) \quad \text{Ec103}$$

La expresión completa definitiva para la corriente ya que en el instante de cortocircuito la corriente se supone cero debido a que la corriente de operación es despreciable.

$$i(t) = \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) - \frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{\frac{-Rt}{L}} \quad \text{Ec104}$$

$$i(t) = \frac{E}{Z_{cc}} \left[ \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) - \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{\frac{-Rt}{L}} \right] \quad \text{Ec105}$$

Dónde:

$$\frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\omega t + \alpha - \varphi) \text{ Termino estacionario}$$

$$-\frac{E}{Z_{cc}} \text{sen}(\alpha - \varphi) e^{\frac{-Rt}{L}} \text{ Termino transitorio}$$

El término  $e^{\frac{-Rt}{L}}$  es mucho mayor cuando menor es el amortiguamiento de la componente DC.

El amortiguamiento de la componente DC, la relación de  $\frac{R}{L} \propto \frac{R}{X}$

En la gráfica se puede ver la suma algebraica de las dos componentes que son la componente alterna y la componente DC.

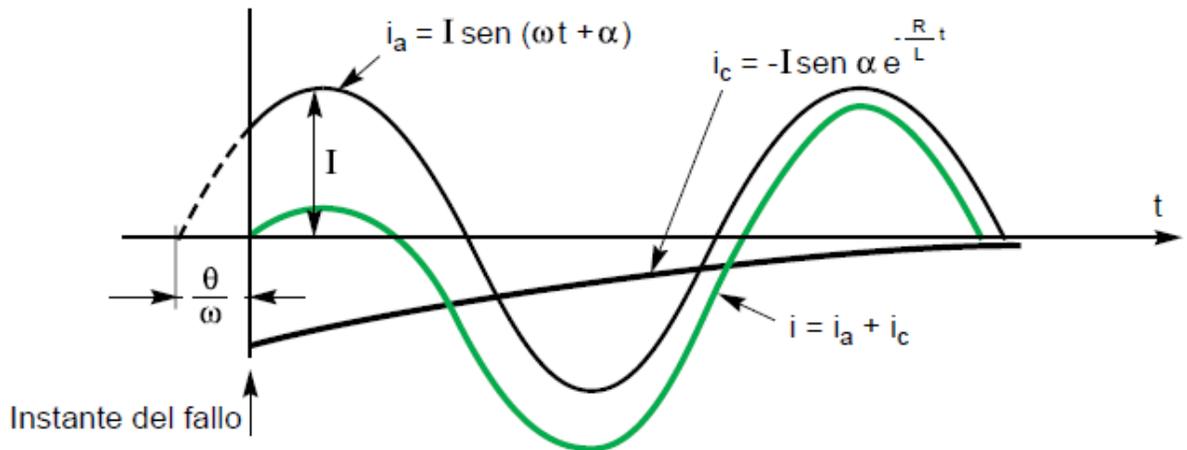


Figura 20[4] Representación gráfica y descomposición de la corriente de cortocircuito, producido en un punto alejado del generador.

Cabe decir que la mayoría de las corrientes de cortocircuito son casi siempre asimétricas durante los primeros ciclos después del evento del cortocircuito y después que decae la componente DC, se vuelve simétrica.

#### 4.3.3 Procedimiento para el cálculo.

En el método utilizado para el cálculo introduce una fuente de tensión equivalente en el punto de la falla, y es única fuente activa en el momento de la falla.

No se considera el flujo de potencia por los diferentes ramales de la red, todos los elementos de la red son representados por sus impedancias internas.

En la figura 21 se muestra un ejemplo de una red con una fuente de tensión equivalente para cálculo de la corriente simétrica inicial de cortocircuito.

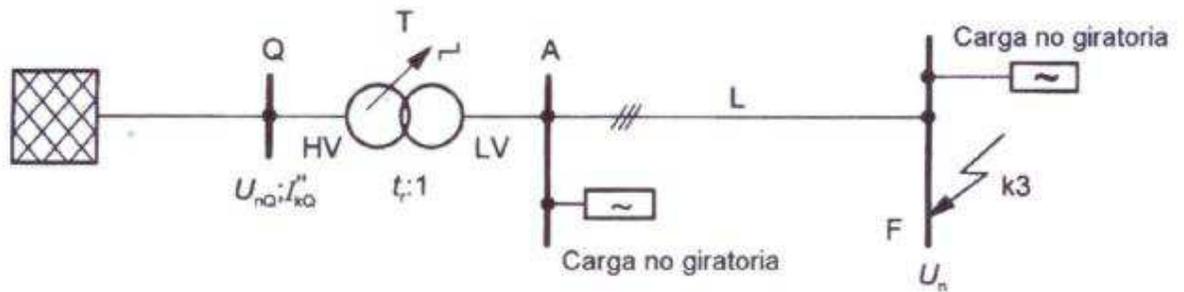


Fig. 4a – Diagrama del sistema

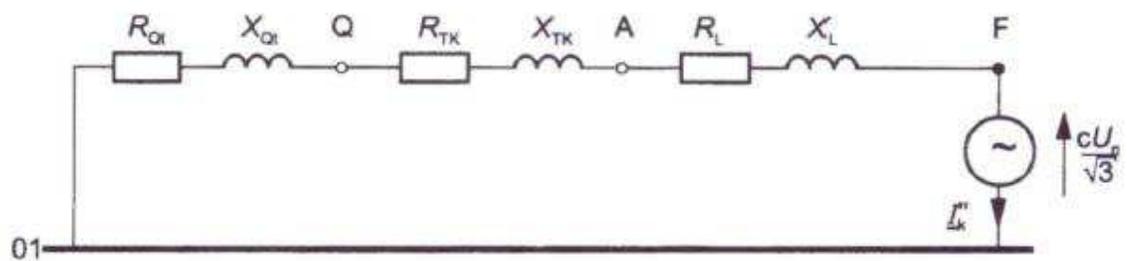


Figura 21[13] Ilustración de la corriente simétrica inicial de cortocircuito  $I''_k$  según el procedimiento de la fuente de tensión equivalente.

De la figura 1 se observa que no se considera la admitancias en derivación, esto quiere decir que ninguna capacitancia es considerada, donde el factor c se puede elegir de la tabla 1.

Tensión nominal $U_n$	Factor de tensión C para el calculo	
	Las corrientes de cortocircuitos máximas $C_{m\acute{a}x}$ <sup>1)</sup>	Las corrientes de cortocircuitos mínimas $C_{m\acute{i}n}$
<b>Baja tensión</b> 100 a 1000 V (Tabla 1 de la Norma CEI 60038)	1.05 <sup>3)</sup> 1.10 <sup>4)</sup>	0.95
<b>Media tensión</b> > 1kV a 35kV (Tabla 3 de la Norma CEI 60038)	1.10	1.00
<b>Alta tensión</b> >35kV (Tabla 4 de la Norma CEI 60038)		
<p>1) <math>C_{m\acute{a}x} U_n</math> No debería exceder la tensión máxima para el material <math>U_m</math>.</p> <p>2) Si no está definida la tensión nominal, se debería aplicar: <math>C_{m\acute{a}x} U_n = U_m</math> o <math>U_n = 0.9 * U_m</math>.</p> <p>3) Para unos sistemas de baja tensión con una tolerancia +6%. Por ejemplo sistemas renombrados de 380V a 400V.</p> <p>4) Para sistema de baja tensión con una tolerancia de +10%.</p>		

Tabla 1[13] Factor de tensión C.

En sistemas trifásicos los cálculos de corrientes de cortocircuito equilibrados y desequilibrados resultantes puede ser más simple aplicando la técnica de componentes simétricas.

La corriente por cada fase, se determina por la superposición de los tres sistemas de componentes simétricas.

- Corriente de secuencia directa  $I_1$
- Corriente de secuencia Inversa  $I_2$
- Corriente homopolar  $I_0$

Teniendo en cuenta el conductor de la fase 1 como referencia las corrientes el sistema de ecuaciones es:

$$I_{1.1} = I_1 + I_2 + I_0 \quad \text{Ec106}$$

$$I_{2.1} = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 \quad \text{Ec107}$$

$$I_{3.1} = a I_1 + a^2 I_2 + I_0 \quad \text{Ec108}$$

$$a = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad \text{Ec109}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3} \quad \text{Ec110}$$

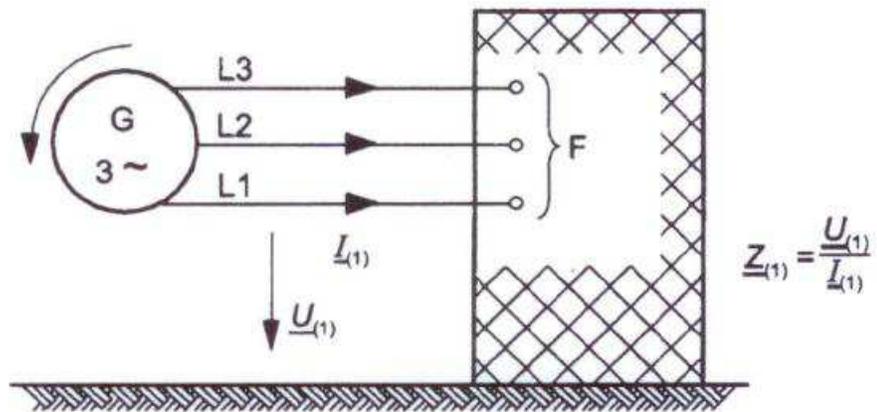


Figura 22[13] Impedancia de secuencia directa  $Z_1$

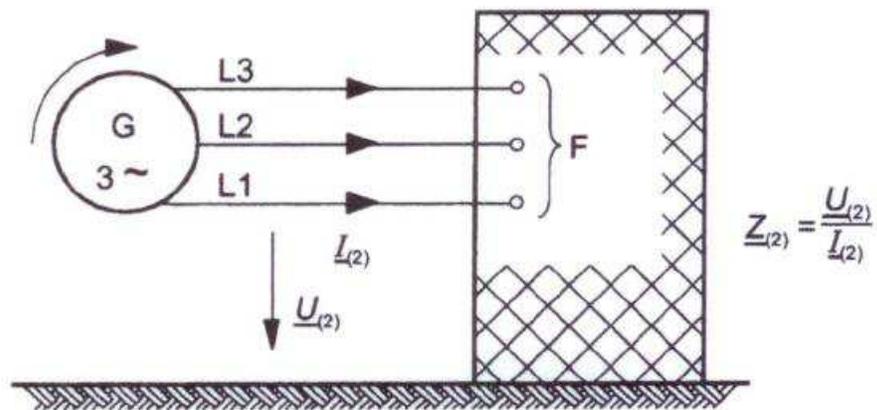


Figura 23[13] Impedancia de secuencia inversa  $Z_2$

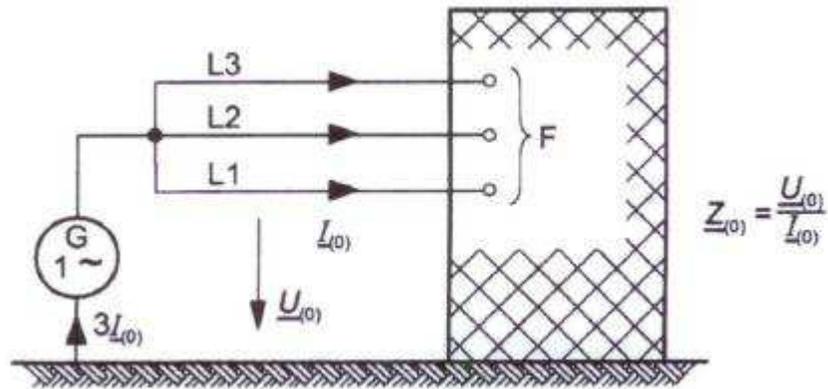


Figura 24[13] Impedancia de secuencia homopolar  $Z_0$

Para el cálculo de la máxima corriente de cortocircuito se debe considerar:

- Se debe aplicar el factor  $C_{m\acute{a}x}$  de acuerdo a la tabla 1.
- Determinar las condiciones de operación de la red con el mayor aporte de generación y redes de alimentación que conducen al máximo valor de la corriente de cortocircuito en el punto de falla.
- Cuando se utiliza la impedancia equivalente  $Z_Q$  para representar una red externa, se utiliza el valor mínimo de esta impedancia que conduce al máximo aporte de corriente de cortocircuito en el punto de falla.
- El valor de las resistencias  $R_L$  de líneas (aéreas y cables) deberá considerarse a la temperatura de 20 °C.
- Los motores deben ser incluidos.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito mínimas se debe considerar lo siguiente:

- Se debe aplicar el factor  $C_{min}$  de acuerdo a la tabla 1.
- Determinar las condiciones de operación de la red con el menor aporte de generación y redes de alimentación que conducen al mínimo valor de la corriente de cortocircuito en el punto de la falla.
- Los motores no deben ser considerados.
- El valor de las resistencias  $R_L$  de líneas (aéreas y cables, conductores de fase y neutro) deberán considerarse a una temperatura más alta que 20 °C.

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C})].R_{L20} \quad \text{Ec111}$$

Dónde:

$R_{L20}$  = Valor de la resistencia a 20 °C

$\alpha$  = Factor igual a 0.004/K, aceptado con suficiente precisión para la mayoría de aplicaciones en el caso del cobre, aluminio y aleaciones de aluminio.

$\theta_e$  = Es la temperatura del conductor en °C al final de un cortocircuito

#### 4.3.4 Impedancias de cortocircuito.

En redes de alimentación, transformadores, líneas aéreas, cables, reactancias y equipos similares, las impedancias de secuencia directa e inversa son iguales.

La impedancia homopolar se determina suponiendo una tensión alterna entre las tres fases en paralelo y el conductor de retorno, por ejemplo la tierra, el sistema de puesta a tierra, el conductor neutro, el hilo de tierra, la pantalla de los cables y la armadura de estos. En este caso el conjunto de las tres corrientes homopolares circulan por el circuito de retorno [13].

$$Z_0 = U_0 / I_0 \quad \text{Ec112}$$

- Si un cortocircuito trifásico es alimentado por una red externa de la cual solo se conócela corriente simétrica inicial de cortocircuito  $I''_{kQ}$  en el punto Q de la figura 25, la impedancia de secuencia directa viene dada por:

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} \quad \text{Ec113}$$

Si se conoce la relación  $R_Q / X_Q$  entonces  $X_Q$  se calcula de la siguiente manera:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_Q}{X_Q}\right)^2}} \quad \text{Ec114}$$

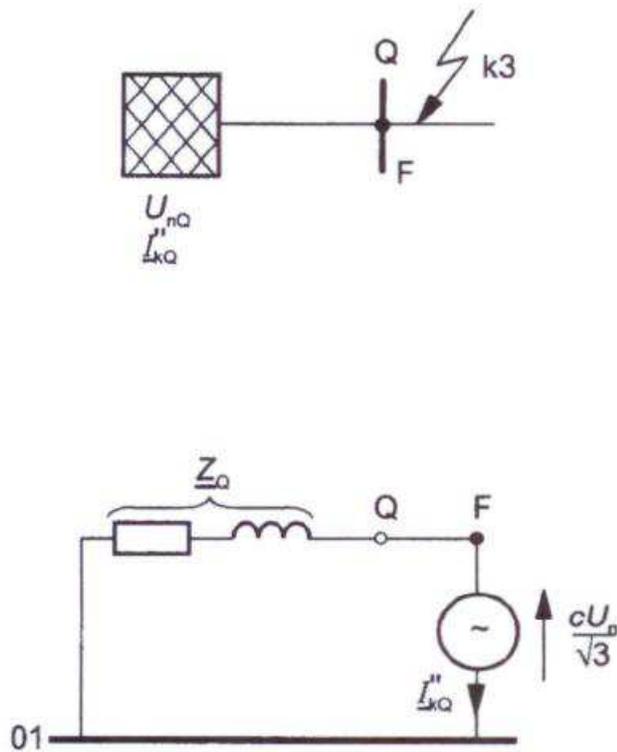


Figura 25[13] Esquema del sistema y del circuito equivalente de la red de alimentación sin transformador.

Si un circuito de potencia está alimentado por una fuente externa en un nivel de media o alta tensión a través de un transformador y que de la red solo se conoce la corriente simétrica inicial de cortocircuito  $I''_{kQ}$  en el punto Q de la figura 26, la impedancia de cortocircuito de secuencia directa referida al lado de baja tensión está dada por:

$$Z_{Qt} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I''_{kQ}} * \frac{1}{t_r^2} \quad \text{Ec115}$$

$U_{nQ}$  = Es la corriente nominal del sistema en el punto Q

$I''_{kQ}$  = Corriente simétrica inicial de cortocircuito en el punto Q

$c$  = Factor de tensión:

$t_r$  = Relación de transformación del tap nominal.

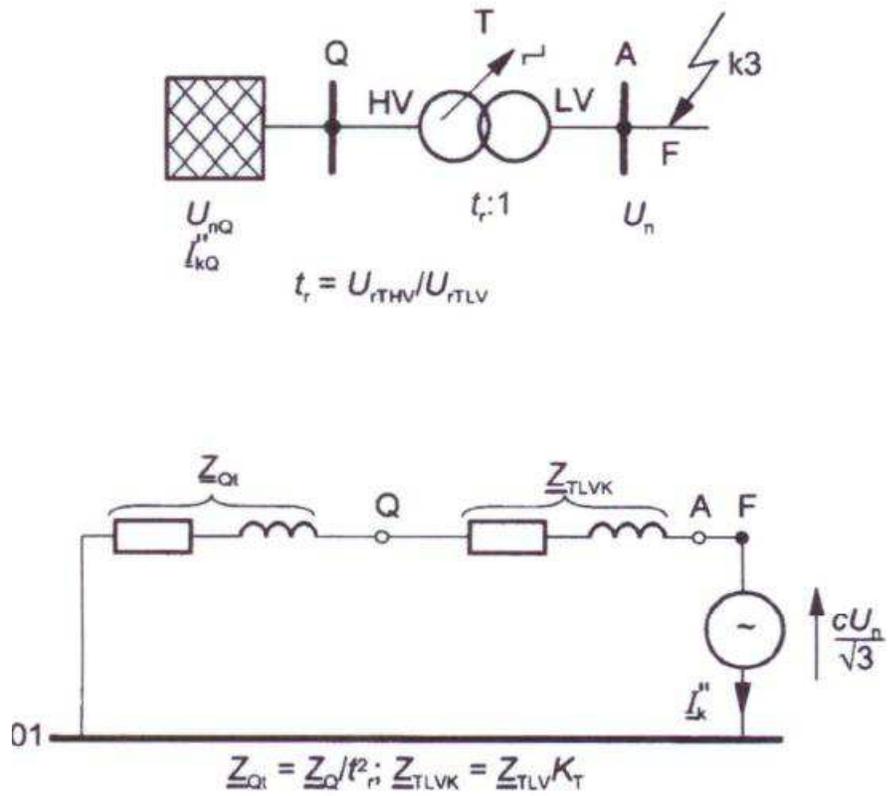


Figura 26[13] Esquema del sistema y del circuito equivalente de la red de alimentación con transformador.

- Para los transformadores la impedancia de secuencia directa se calcula a partir de los datos de placa.

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} * \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad \text{Ec116}$$

$$R_T = \frac{u_{RT}}{100\%} * \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad \text{Ec117}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad \text{Ec118}$$

$U_{rT}$  = Tensión nominal del transformador en el lado de alta o baja.

$I_{rT}$  = Corriente nominal del transformador en lado de alta o baja.

$S_{rT}$  = Potencia aparente nominal del transformador.

$P_{krT}$  = Pérdidas totales del transformador a la corriente nominal.

$u_{kr}$  = Tensión de cortocircuito en porcentaje a la corriente nominal.

$U_{rT}$  = Es la componente resistiva en porcentaje de la tensión de cortocircuito.

La relación  $R_T / X_T$  se hace cada más pequeña con el tamaño del transformador, en transformadores de gran potencia la resistencia se considera.

La resistencia es necesaria para calcula la componente de corriente continua o el valor de la cresta de la corriente de cortocircuito.

En la siguiente tabla se encuentra los valores tensión de cortocircuito de transformadores hasta 2 MVA.

Potencia del transformador MT/BT (kVA).	≤630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito en (%).	4	4.5	5	5.5	6	7

Tabla 2 Tensión de cortocircuito normalizada para los transformadores MT/BT de redes de distribución pública.

Los factores de corrección para los transformadores se calculan de la siguiente manera:

$$Z_{Tk} = K_T Z_T \quad \text{Ec119}$$

$$K_T = \frac{0.95 C_{m\acute{a}x}}{1+0.6x_T} \quad \text{Ec120}$$

$$x_T = \frac{X_T}{\left(\frac{U_{rT}}{S_{rT}}\right)^2} \quad \text{Ec121}$$

Si las condiciones de operación del transformador antes de un cortocircuito se conocen entonces el factor de corrección se calcula de la siguiente manera:

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} * \frac{C_{m\acute{a}x}}{1+x_T \left(\frac{I_T^b}{I_{rT}}\right) \text{sen } \varphi_T^b} \quad \text{Ec122}$$

Dónde:

$C_{m\acute{a}x}$  = Es el factor de tensión

$U^b$  = Es la tensión más alta antes del cortocircuito.

$I_T^b$  = Es la corriente de operación más alta antes del cortocircuito.

$\varphi_T^b$  = Es el ángulo de factor de potencia antes del cortocircuito.

El factor de corrección debe aplicarse a las impedancias de secuencia inversa y homopolar en redes desequilibradas, la impedancia  $Z_N$  entre el punto neutro de transformadores y tierra se expresara como  $3Z_N$  en sistema homopolar y sin factor de corrección.

La impedancia del sistema homopolar depende de la clase de conexión de sus bobinados.

- La reactancia de las líneas aéreas y cables y juegos de barras se puede calcular con la siguiente ecuación[4]:

$$X_L = L * \omega = [15.7 + 144,44 \log\left(\frac{d}{r}\right)] \quad \text{Ec123}$$

Dónde:

$X_L$  =Reactancia unitaria expresada en mΩ/km para un sistema de cables monofásicos o trifásicos en triangulo y con dimensiones en mm.

r=Radio de los conductores.

d=Distancia media entre los conductores.

log =Logaritmo decimal.

En líneas aéreas el valor de la reactancia crece con la separación de los conductores.

Valores medios que se pueden aplicar:

$$X = 0.3\Omega/\text{km} \quad \text{Ec124 (líneas BT o MT)}$$

$$X = 0.4\Omega/\text{km} \quad \text{Ec125 (líneas MT o AT)}$$

- Para los generadores sincrónicos la impedancia de secuencia directa cuando se calcula las corrientes de cortocircuito simétrica inicial en sistemas directamente alimentados por generadores como es común en algunas redes industriales sin transformadores de grupos.

$$Z_{Gk} = K_G * Z_G = K_G(R_G + jX''_d) \quad \text{Ec126}$$

Donde  $K_G$  es el factor de corrección se calcula:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} * \frac{C_{m\acute{a}x}}{1+x''_d \text{sen } \varphi_{rG}} \quad \text{Ec127}$$

Dónde:

$C_{m\acute{a}x}$  = Es el factor de tensión de acuerdo a la tabla 1.

$U_n$  = Es la tensión nominal del sistema.

$U_{rG}$  = Es la tensión nominal del generador.

$Z_{Gk}$  = Es la impedancia subtransitoria corregida del generador.

$Z_G$  = Es la impedancia subtransitoria de secuencia directa del generador.

$\varphi_{rG}$  = Es el ángulo de fase entre  $I_{rG}$  y  $U_{rG} / \sqrt{3}$ .

$x''_d$  = Es la reactancia relativa subtransitoria del generador referida a la impedancia nominal.

$$x''_d = \frac{X''_d}{Z_{rG}} \quad \text{Ec120 Donde } Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad \text{Ec128}$$

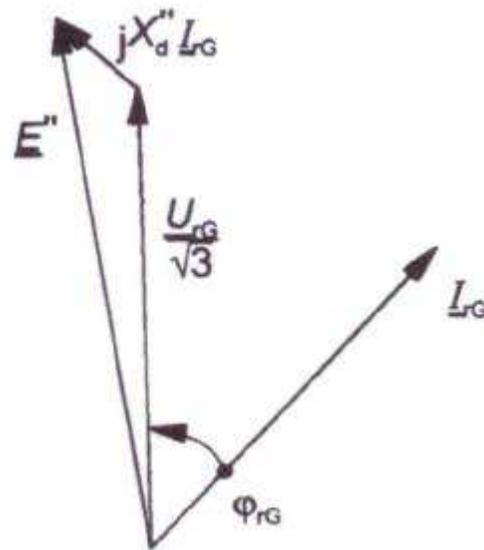


Figura 27 Diagrama fasorial de un generador sincrónico en condiciones nominales.

Para el cálculo del valor de la cresta de la corriente de cortocircuito se puede tomar los siguientes valores:

$$R_{Gf} = 0.05X''_d \text{ Para generadores con } U_{rG} > 1kV \text{ y } S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0.07X''_d \text{ Para generadores con } U_{rG} > 1kV \text{ y } S_{rG} < 100 \text{ MVA}$$

$$R_{Gf} = 0.15X''_d \text{ Para generadores con } U_{rG} \leq 1kV$$

La impedancia de secuencia inversa es:

$$Z_{2Gk} = K_G * Z_{2G} = K_G(R_{2G} + jX_{2G}) \cong K_G * Z_G = K_G(R_G + jX''_d)$$

Ec129

Si los valores de  $X''_d$  y  $X''_q$  son diferentes se puede usar

$$X_{2G} = \left( \frac{X''_d + X''_q}{2} \right)$$

Ec130

La impedancia del sistema homopolar es:

$$Z_0 = K_G(R_{0G} + jX_{0G}) \quad \text{Ec131}$$

- Los motores de baja y media tensión contribuyen a la corriente simétrica inicial de cortocircuito  $I''_k$ , al valor de la cresta  $i_p$ , la corriente de cortocircuito de corte  $i_b$  y en cortocircuitos desequilibrados también a la corriente de estado permanente [13]. Los motores de media tensión deben ser considerados en el cálculo de la corriente máxima de cortocircuito.

La contribución de los motores de inducción en sistemas de baja tensión se puede despreciar si su contribución no es superior al 5% de la corriente de cortocircuito simétrica inicial  $I''_{km}$  calculada sin motores.

La impedancia de secuencia directa e inversa de los motores asíncronos se determina de la siguiente manera:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} * \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad \text{Ec132}$$

Dónde:

$U_{rM}$  =Tensión nominal del motor

$I_{rM}$  =Corriente nominal del motor

$S_{rM}$  =Potencia aparente nominal del motor

$I_{LR} / I_{rM}$  =Es la relación entre la corriente de rotor bloqueado y la corriente nominal.

$$S_{rM} = P_{rM} / \eta_{rM} \cos \varphi_{rM} \quad \text{Ec133}$$

Si es conocida la relación  $R_M / X_M$  entonces  $X_M$ :

$$X_M = Z_M / \sqrt{1 + \left(\frac{R_M}{X_M}\right)^2} \quad \text{Ec134}$$

Se puede utilizar las siguientes relaciones con suficiente precisión:

$R_M / X_M = 0.10$ , con  $X_M = 0.995 Z_M$  Para motores de media tensión con potencias nominales por par de polos mayores o iguales a 1MW.

$R_M / X_M = 0.15$ , con  $X_M = 0.989 Z_M$  Para motores de media tensión con potencias nominales por par de polos menores a 1MW.

$R_M / X_M = 0.42$ , con  $X_M = 0.922 Z_M$  Para grupos de motores de baja tensión con cables de conexión.

Cuando los motores de media y baja conexión están conectados a red o barra donde ocurre el cortocircuito por medio de transformadores de dos devanados como en la figura 28 se puede ignorar el aporte a la corriente de cortocircuito si:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0.8}{\left| \frac{c100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3} U_{nQ} I''_{kQ}} - 0.3 \right|} \quad \text{Ec135}$$

Dónde:

$\sum P_{rM}$  = Suma de las potencias activas de los motores y media tensión.

$\sum S_{rT}$  = Es la suma de la potencia de los transformadores a los cuales están conectados los motores.

$I''_{kQ}$  = Es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en el punto de la falla, pero sin considerar los motores.

$U_{nQ}$  = Es tensión de operación del sistema en el punto de la falla.

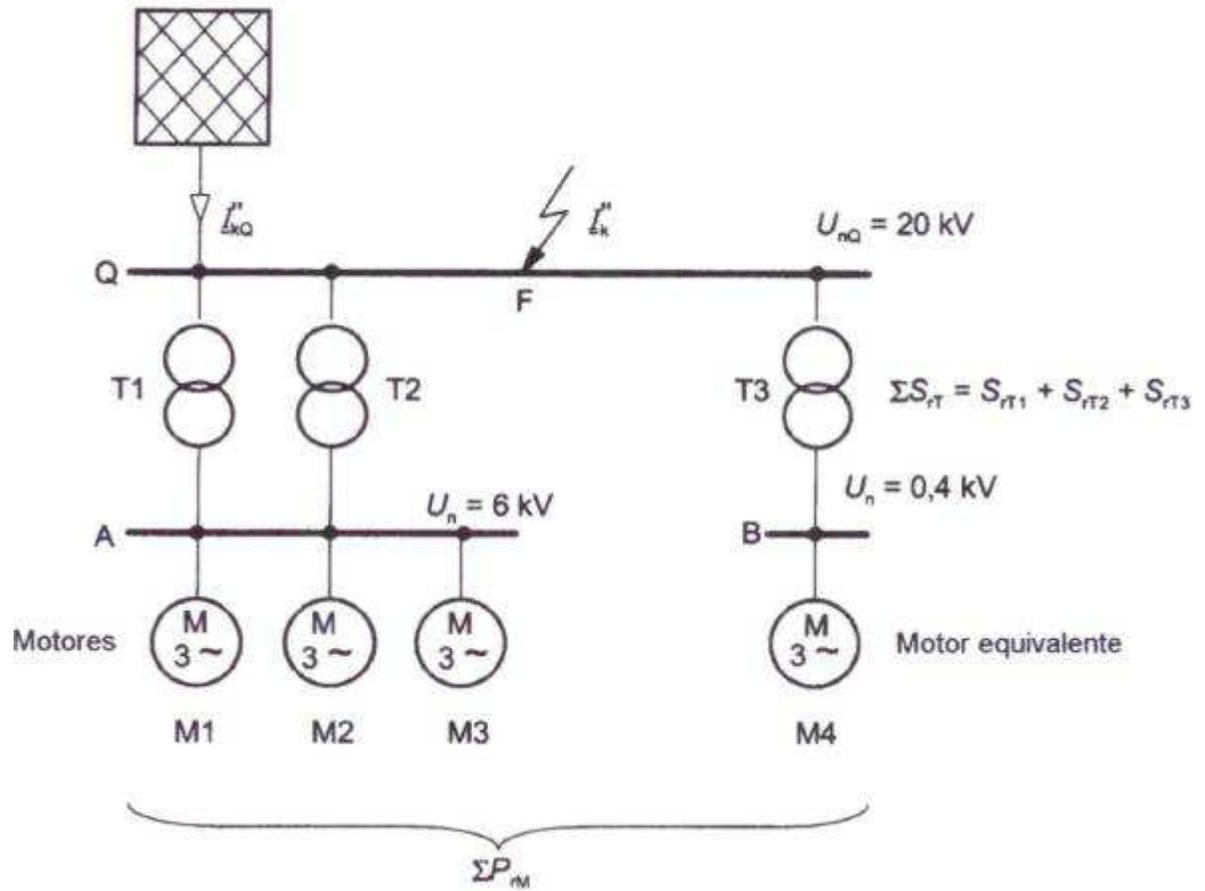


Figura 28[13] ejemplo de estimación de la contribución de los motores de media y baja tensión a la corriente total de cortocircuito.

Para motores de baja tensión que usualmente se conectan a la barra y que tienen longitudes de cables y potencias diferentes, se puede agrupar en un motor equivalente un ejemplo de este motor es el M4 de la figura 28.

Para este motor equivalente se puede utilizar los siguientes datos:

$I_{rM}$  = Es la suma de todas las corrientes nominales de los motores que hacen forma el motor equivalente.

$$I_{LR} / I_{rM} = 5$$

$$R_M / X_M = 0.42$$

$P_{rM}/p = 0.05$  MW si no se conoce el dato, siendo  $p$  el número de pares de polos.

- Los convertidores estáticos usados para el control de velocidad se consideran en cortocircuitos trifásicos si la carga rotativa transfiere energía para sí desaceleración durante el cortocircuito entonces en ese momento aporta a la corriente inicial de cortocircuito y al valor de la cresta, pero no contribuye a la corriente de cortocircuito simétrica de corte, tampoco a la permanente.

Si se cumple con la condición antes descrita el convertidor estático es tratado como un motor asincrónico.

Se pueden usar los siguientes datos en el cálculo:

$U_{rM}$  = Es la tensión asignada del convertidor.

$I_{rM}$  = Es la corriente asignada del convertidor.

$$I_{LR} / I_{rM} = 3$$

$$R_M / X_M = 0.10 \text{ con } X_M = 0.995 Z_M$$

#### 4.3.5 Ecuaciones de las diferentes corrientes de cortocircuito.

El cálculo de la corriente inicial de cortocircuito  $I''_k$  efectúa aplicando las siguientes formulas:

Cortocircuito trifásico caso general:

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_1|} \quad \text{Ec136}$$

Cortocircuito trifásico alejado de los generadores:

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_1|} \quad \text{Ec137}$$

En los dos casos dependen de la impedancia de secuencia directa, generalmente  $Z_1$  es reemplazada por la impedancia de cortocircuito en el punto de la falla.

$$I''_k = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} \quad \text{Ec138}$$

Cortocircuito Bifásico:

$$I''_{k2} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_1 + Z_2|} \quad \text{Ec139}$$

Independiente si la falla es cercana o alejada del generador en el inicio del cortocircuito  $Z_1 = Z_2$  entonces

$$I''_{k2} = \frac{cU_n}{2|Z_1|} = \frac{\sqrt{3}}{2} I''_k \quad \text{Ec140}$$

Cortocircuito bifásico a tierra: La corriente inicial de cortocircuito que circula por tierra o por los hilos de tierra.

$$I''_{kE2E} = - \frac{\sqrt{3}cU_n Z_2}{|Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0|} \quad \text{Ec141}$$

Para un cortocircuito alejado del generador  $Z_1 = Z_2$  entonces:

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{|Z_1 + 2Z_0|} \quad \text{Ec142}$$

Cortocircuito monofásico a tierra:

$$I''_{k1} = - \frac{\sqrt{3}cU_n}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad \text{Ec143}$$

Cortocircuito en una red no mallada:

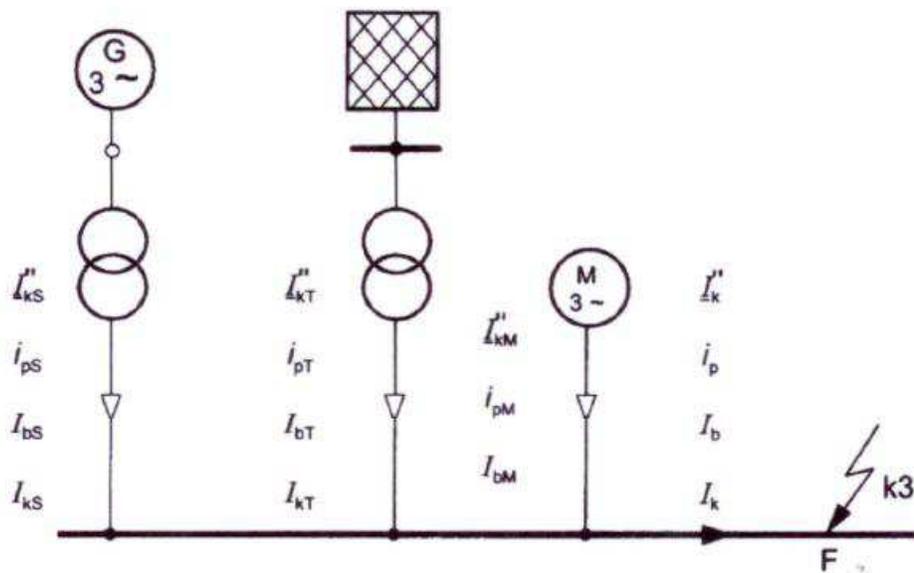


Figura 29[13] Ejemplo red no mallada.

$$I''_k = \sum_i I''_{ki} \quad \text{Ec144}$$

Valor de la cresta  $i_p$  de la corriente de cortocircuito, en las redes no malladas cualquiera que sea la naturaleza del defecto se calcula de la forma siguiente:

$$i_p = K\sqrt{2}I''_k \quad \text{Ec145}$$

El factor K es en función de la relación R/X del circuito, y se determina con la curva de la figura 30 o aproximadamente de la siguiente ecuación.

$$K = 1.02 + 0.98 \cdot e^{-3\frac{R}{X}} \quad \text{Ec146}$$

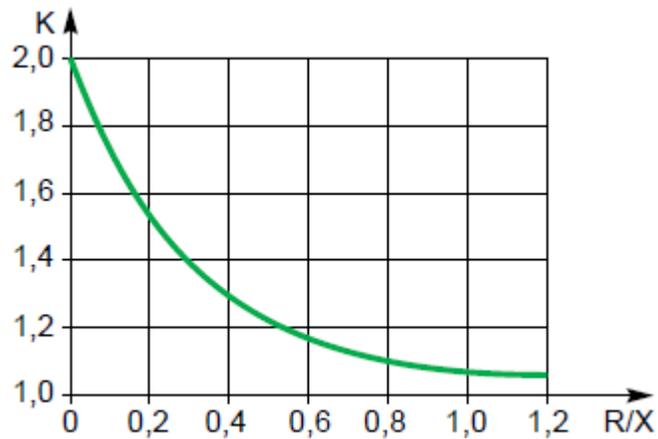


Figura 30[13] Variación del factor K en función de R/X o R/L

El cálculo de la corriente de cortocircuito de corte  $I_b$  solo es necesario en el caso de una falla cercana al generador y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados [4].

El cálculo de esta corriente es necesaria para determinar el poder de corte de los Interruptores automáticos.

$$I_b = \mu * I''_k \quad \text{Ec147}$$

Dónde:

$\mu$ =Factor función del tiempo del retardo mínimo del interruptor  $t_{mín}$  de la razón de cambio  $I''_k/I_{rG}$  que relaciona la influencia de las reactancias transitorias y subtransitorias con  $I_{rG}$  que es la corriente nominal del generador. En la figura 31 se determina el factor  $\mu$ .

La corriente transitorio o permanente  $I_k$  depende del estado de saturación del circuito magnético del generador sincrónico cuando el cortocircuito es alimentado por el generador la corriente de cortocircuito permanece máxima cuando a la excitación es máxima i viene dada por:

$$I_{kmáx} = \lambda_{máx} * I_{rG} \quad \text{Ec148}$$

La corriente de cortocircuito permanente mínima con el generador operando en vacío con una excitación mínima está dada por:

$$I_{kmín} = \lambda_{mín} * I_{rG} \quad \text{Ec149}$$

Dónde:

$\lambda$  = factor que depende de la inductancia de saturación  $X_{dsat}$ .

De la figura 32 se determina el factor  $\lambda_{m\acute{a}x}$  y  $\lambda_{m\acute{i}n}$  para los turbogeneradores y de la figura 33 para los generadores de polos salientes

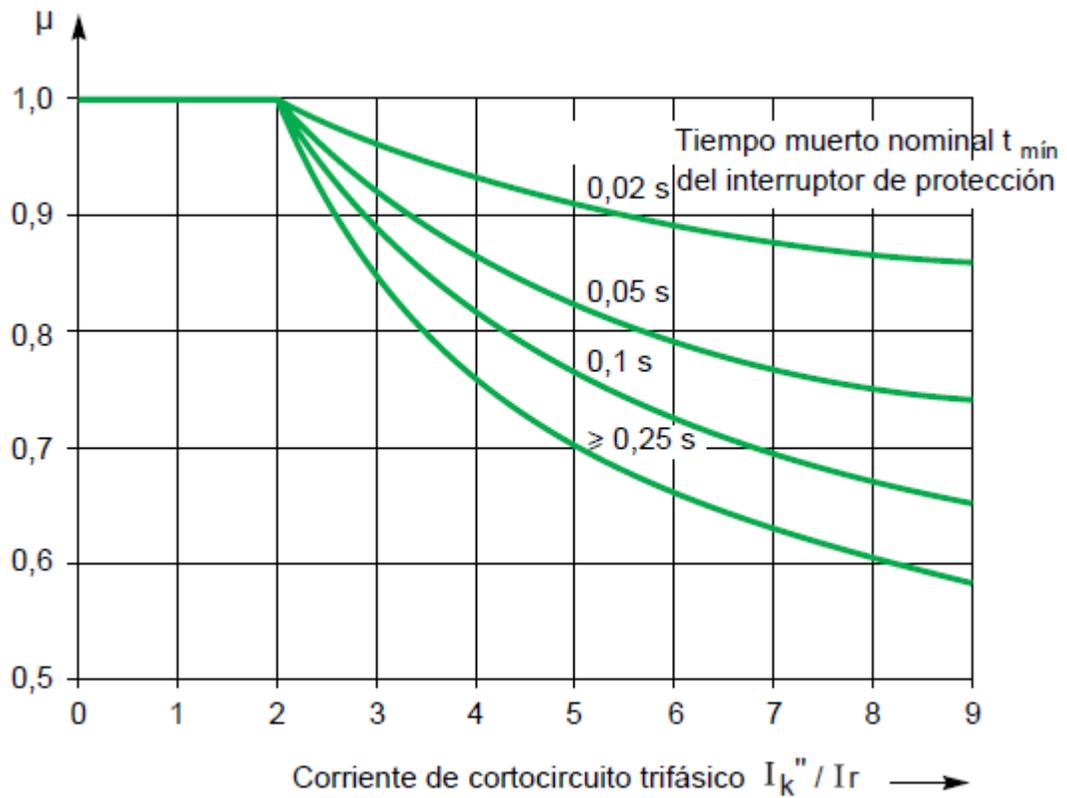


Figura 31[13] Factor  $\mu$  para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte  $I_b$ .

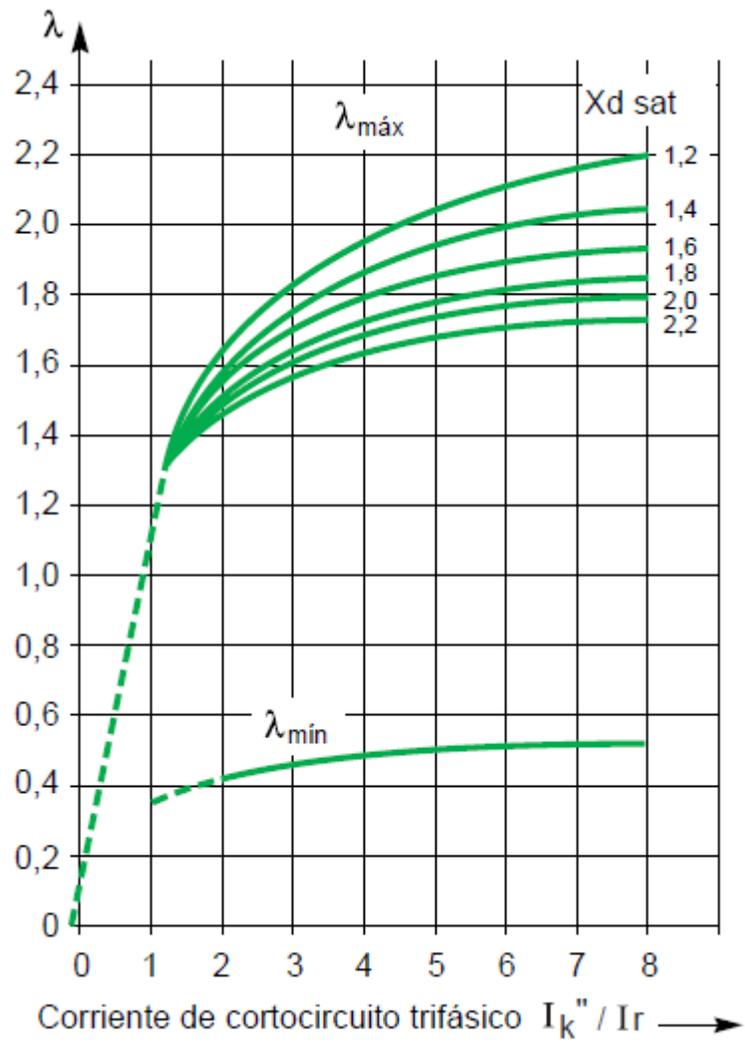


Figura32 [13] Factores  $\lambda_{\text{máx}}$  y  $\lambda_{\text{mín}}$  para turbogeneradores.

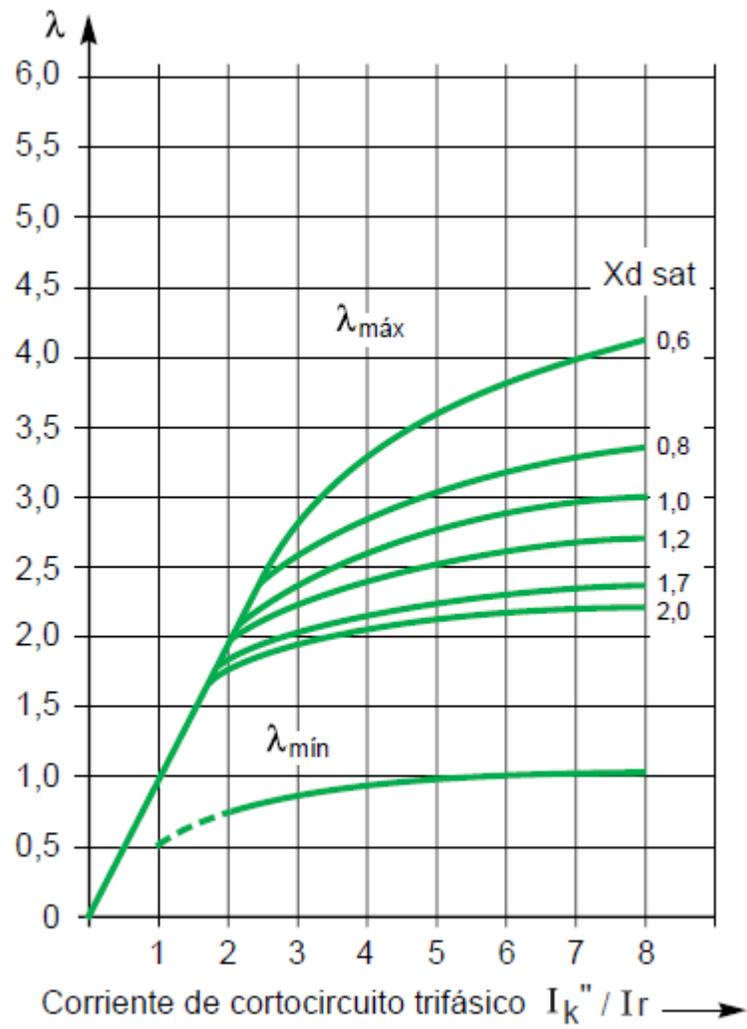


Figura33 [13] Factores  $\lambda_{\text{máx}}$  y  $\lambda_{\text{mín}}$  para generadores de polos salientes.

#### 4.4 Fundamentos de la norma ANSI/IEEE

Para el cálculo de la corriente de corto circuito en el tiempo en el que se produce la falla, se definen tres periodos y cada uno de estos periodos definen tres redes [5], después se usa las técnicas estudiadas en la teoría de circuitos para calcular en el intervalo deseado la corriente de cortocircuito.

Según la norma ANSI/IEEE estas tres redes son las siguientes:

- Red de primer ciclo.
- Red de interrupción.
- Red de 30 ciclos.

Estas tres redes se forman con las reactancias o impedancias de los elementos que conforman la red. La única diferencia entre una red y otra son las reactancias de cada máquina rotativa [6]. La reactancia de los elementos pasivos es la misma en las tres redes.

Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se trabaja por separado las componentes de la corriente de cortocircuito que son la componente alterna, y de corriente continua para luego calcular el valor de la corriente asimétrica en cualquier instante del tiempo dividiendo la onda de cortocircuito en tres periodos que son el subtransitorio, transitorio y permanente

- Red de primer ciclo: Se usa para calcular la corriente momentánea rms de cortocircuito para determinar los esfuerzos que se puedan presentar en los equipos al inicio de la falla.

Las maquinas rotativas se representan mediante su reactancias afectadas por un factor de multiplicación mostrados en la tabla 3.

Tipo de maquina rotativa	Red primer ciclo	Red de interrupción
Motores de inducción		
Mayores a 50 HP	$1.2 X''_d$	$3.0 X''_d$
Menores a 50 HP	$1.67 X''_d$	Ignorar

Tabla 3 Multiplicadores de la reactancia o impedancia de la maquinas rotatorias para una red combinada.

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Interruptor de circuito de alto voltaje	Capacidad de "cierre y trabado"
Interruptor de circuito de bajo voltaje	Capacidad de interrupción
Fusible	Capacidad de interrupción
Tableros de Interruptores y CCM	Capacidad del Bus.
Relevadores	Disparo Instantáneo

Tabla 4[7] Aplicación de la red de primer ciclo.

<b>Tipos de máquinas Rotativas.</b>	<b>Red de primer ciclo</b>	<b>Red de interrupción</b>
Todos los turbogeneradores. Todos los hidrogeneradores con devanado amortiguador.	$1.0 X''_d$	$1.0 X''_d$
Hidrogeneradores sin devanado amortiguador.	$0.75 X''_d$	$0.75 X''_d$
Todos los motores sincrónicos.	$1.0 X''_d$	$1.5 X''_d$
Motores de inducción.		
Arriba de 1000 HP a 1800 RPM o menos.	$1.0 X''_d$	$1.5 X''_d$
Arriba de 250 a 3600 RPM	$1.0 X''_d$	$1.5 X''_d$
mayores de 50 HP.	$1.2 X''_d$	$3.0 X''_d$
Menos de 50 HP	Ignorar	Ignorar

Tabla 5 Multiplicadores de las reactancias o impedancias de las maquina rotatorias.

Pasos a seguir para formar la red de primer ciclo:

- Datos de cortocircuito en el punto de conexión por parte de la empresa operadora de la red de energía eléctrica. Los datos mínimos son la potencia máxima de cortocircuito monofásica y trifásica, relación X/R.
- Determinar los valores de resistencia y reactancia de los elementos activos y pasivos que conforman la red.
- Aplicar los factores de multiplicación a las reactancias de las máquinas rotativas.
- Expresar los valores de las resistencias y reactancias en por unidad de referidas a una base común.
- Formar el diagrama de resistencias y reactancias especificando los valores en por unidad.
- Calcular la resistencia y reactancia equivalente Thevenin en el punto de conexión y calcular la relación X/R en el punto de la falla.

#### 4.4.1 Red de primer ciclo

La corriente de cortocircuito de primer ciclo es el valor más alto de la corriente total de cortocircuito antes de que llegue a su valor permanente. Ese valor se presenta en  $1/2$  después de iniciada la falla. En realidad el valor más alto se presenta en un tiempo ligeramente diferente al  $1/2$  ciclo. Esta diferencia se desprecia pues su impacto en los resultados es insignificante (máximo un 3%).

Se debe tener en cuenta para los cálculos que la reactancia  $X''_d$  es la reactancia de eje subtransitoria de eje directo valor saturado a voltaje nominal,  $X'_d$  es la reactancia transitoria de eje directo valor saturado a voltaje nominal de la máquina sincrónica.

La corriente momentánea es la que se usa para especificar la corriente de cierre del interruptor, el valor efectivo simétrico se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{mom,rms,sim} = \frac{E_{prefalla}}{Z_{eq}} \quad \text{Ec150}$$

$$I_{mom,rms,sim} = I_{CA} \quad \text{Ec151}$$

Dónde:

$Z_{eq}$ : Es la impedancia equivalente Thevenin en el punto de falla después de reducir por separado las redes X y R de primer ciclo.

Se calcula la corriente efectiva asimétrica de primer ciclo.

$$I_{(t)rms} = FM_{Asim} * I_{CA} \quad \text{Ec152}$$

$FM_{Asim}$ . Es el factor de multiplicación asimétrico.

$$FM_{Asim} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi C / (\frac{X}{R})}}$$

Ec153

Donde C es el tiempo en ciclos donde se desea calcular la corriente de cortocircuito.

$$C = t(seg) * f\left(\frac{ciclos}{seg}\right) \quad Ec154$$

Para C=1/2 ciclos se tiene que el factor de multiplicación y  $I_{(t)rms}$  es igual a:

$$FM_{Asim} = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi/(\frac{X}{R})}}$$

Ec155

$$I_{(t)rms} = \sqrt{1 + 2e^{-2\pi/(\frac{X}{R})}} * I_{CA} \quad Ec156$$

$$I_{mom,rms,sim} = FM_{Asim} * I_{mom,rms,sim} \quad Ec157$$

A continuación se calcula la corriente pico asimétrica de primer ciclo.

$$I_{pico} = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\omega t}{\frac{X}{R}}}\right) * I_{CA} \quad Ec158$$

$$FM_{pico} = \sqrt{2} \left(1 + e^{-2\pi C / (\frac{X}{R})}\right) \quad Ec159$$

Para C=1/2 ciclos se tiene

$$FM_{pico} = \sqrt{2} \left( 1 + e^{-\pi / \left( \frac{X}{R} \right)} \right) \quad \text{Ec160}$$

$$I_{mom,pico} = FM_{pico} * I_{mom,rms, sim.} \quad \text{Ec161}$$

La norma permite usar los siguientes factores para el cálculo de la corriente rms simétrica.

FM = 1.6 Utilizado para el cálculo de la corriente momentánea del primer ciclo.

FM = 2.7 Utilizado para el cálculo del corriente pico del primer ciclo.

#### 4.4.2 Red de interrupción o apertura de contactos.

Esta red se utiliza para calcular los esfuerzos de interrupción, que se presentan en la apertura de los contactos de interruptores de circuitos  $IC_s$  mayores a 1KV los multiplicadores de las reactancias que se utilizan en esta red, son los que se muestran en la segunda columna de la tabla 3 y 4.

Para el cálculo de las corrientes de interrupción la norma ANSI /IEEE hace las siguientes consideraciones.

- $IC_s$  con especificaciones en base a la corriente rms total de cortocircuito estos interruptores fueron fabricados antes de 1964 y fueron probados tomando como base la corrientes total de cortocircuito de interrupción estos interruptores se le conoce como interruptores  $IC_s$  con base en la corriente total y para estos se aplica la norma IEEE C37.5-1979 [11].

- $I_{C_s}$  con especificaciones en base a la corriente rms simétrica (componente CA) de la corriente de corto circuito. Estos interruptores fueron fabricados después de 1964 y fueron probados tomando como base la corriente simétrica (Componente CA) de la componente de cortocircuito de la red de interrupción a estos interruptores se les conoce como  $I_{C_s}$  con base de corriente simétrica y para esto se aplica la norma ANSI/IEEE C37.010-1979 [12].

Dada la distinción entre este tipo de interruptores de circuitos y norma que se aplica, se desarrolla procedimientos diferentes para el cálculo de la corriente de cortocircuito de interrupción.

#### 4.4.3 Procedimiento común para el cálculo de la corriente de interrupción.

- Se determinan los valores de resistencia y reactancia dados por el fabricante o por la norma para el cálculo de la corriente de interrupción.
- La reactancia y la resistencia de las máquinas rotativas es multiplicada por los factores mostrados en las tablas 3 y 4 para la red de interrupción.
- Se expresan los valores de las resistencias y reactancia en por unidad referenciados a una base común.
- Se forma el diagrama de resistencias y reactancias por separados y con los valores en por unidad.
- Cada diagrama se reduce y se halla la resistencia y reactancia en punto de falla Thevenin.
- Se determina la relación X/R en el punto de falla.
- Se determina el voltaje de operación de pre-falla en por unidad ( $E_{pu}$ ).
- Se calcula el valor rms de la corriente de cortocircuito de interrupción.

$$I_{int,rms,sim.} = \frac{E_{pu}}{Z_{eq}} \quad Ec162$$

#### 4.4.4 Cálculo de los esfuerzos con base de corriente total.

Después de calcular la corriente rms simétrica de interrupción, de acuerdo a las siguientes consideraciones, se eligen los factores de multiplicación para el cálculo de los esfuerzos de interrupción.

- Se deberán caracterizar si los aportes de los diferentes buses al bus fallado como local o remoto considerando local si la falla es alimentada predominantemente desde generadores a través de un solo transformador o una sola reactancia serie con un valor de reactancia subtransitoria 1.5 menor a la del generador. En caso contrario se considera una contribución a la falla es remota [11].
- Si la contribución es remota con los datos de entrada de la relación X/R y el tiempo de apertura de los contactos se elige el factor de multiplicación de la curva mostrada en la figura 34. El dato del tiempo de apertura de contactos lo da el fabricante o por medio de la tabla 6.

TIEMPO NOMINAL DE INTERRUPCION (CICLOS) 60 HZ	TIEMPO MINIMO DE SEPARACION DE CONTACTOS (CICLOS) 60 HZ
8	4
5	3
3	2
2	1.5

Tabla 6 Definición del tiempo mínimo de separación de contactos para interruptores de alta tensión.

El factor de multiplicación remoto  $FM_r$  se puede calcular de la siguiente manera:

$$FM_r = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi C / (\frac{X}{R})}} \quad Ec163$$

Dónde:

C: Es el tiempo de apertura de los contactos  $IC_s$  en ciclos y  $X/R$  es la relación de la reactancia y resistencia equivalente en el punto de la falla.

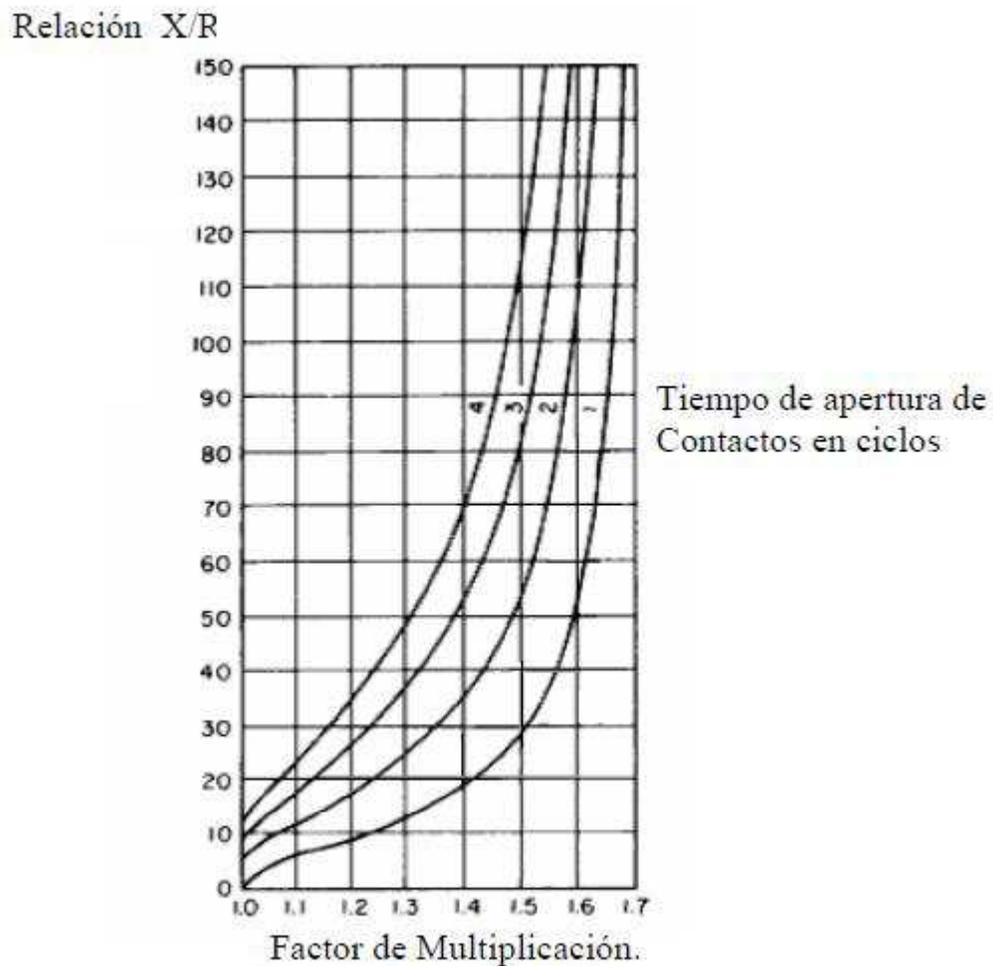


Figura 34[9] Factor de multiplicación remoto  $FM_r$  falla trifásica y de línea a tierra base de corriente total.

- Si la contribución es local, se usa la figura 35 para elegir el factor de multiplicación local  $FM_1$ , teniendo como datos de entrada la relación X/R y el tiempo de apertura de los contactos.

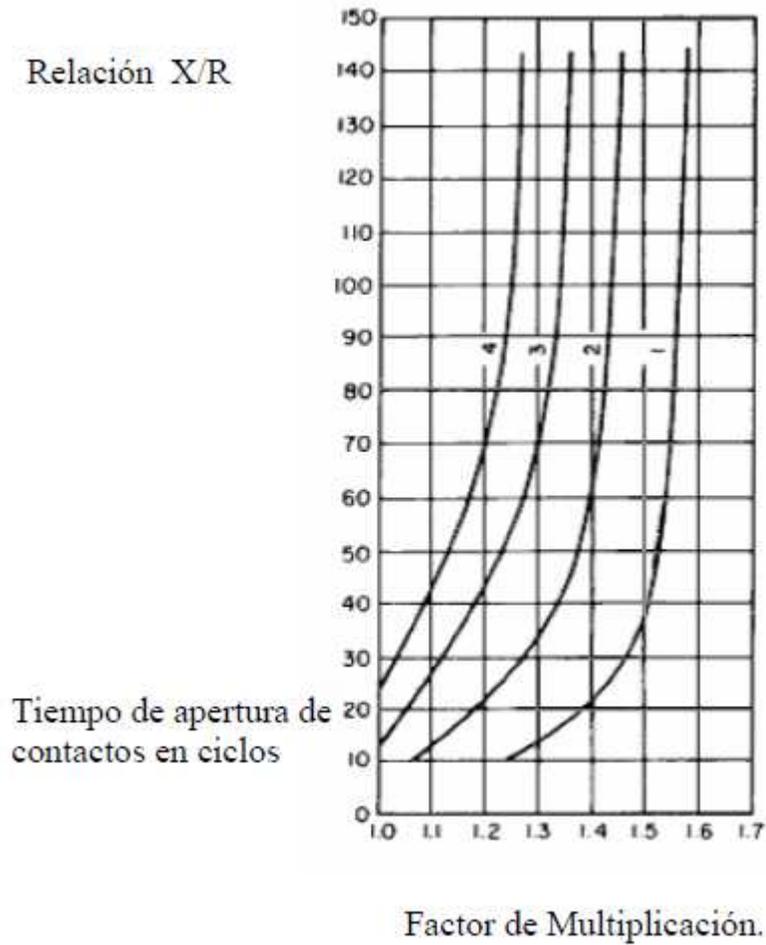


Figura 35[9] Factor de multiplicación local  $FM_1$  falla trifásica base de corriente total.

Cualquiera que sea el tipo de contribución local o remota se calcula el esfuerzo de interrupción rms total de la siguiente manera:

$$\text{Esf. de Int. rms, total} = FM_{I \text{ o } R} * I_{int,rms,sim.} \quad \text{Ec164}$$

#### 4.4.5 Calculo de los esfuerzos con base de corriente total simétrica.

El procedimiento es el mismo que para los  $IC_s$  con base de corriente total.

- Se calcula la corriente de interrupción rms y la relación X/R en el punto de la falla.
- Determinar los factores de multiplicación que aplican a la corriente de interrupción rms simétrica.
- Caracterizar la contribución de los diferentes buses al bus fallado.

Si la contribución es local se utiliza las siguientes curvas de la figura 36.

Si la contribución es remota para determinar el factor de multiplicación se utilizan las curvas de la figura 37.

Cualquiera que sea el tipo de contribución local o remota se calcula el esfuerzo de interrupción rms simétrica de la siguiente manera:

$$\text{Esf. de Int. rms, simetrico} = FM_{I \text{ o } R} * I_{int,rms,sim.} \quad \text{Ec165}$$

Dónde:

Esf. de Int. rms, simétrico: Representa el esfuerzo de interrupción rms calculado de la corriente de cortocircuito simétrica debido a una falla trifásica franca en un tiempo igual a la apertura de los contactos. Este valor es usado para comparar la capacidad de interrupción simétrica del  $IC_s$  con base de corriente simétrica y

determinar si es adecuado para el nivel de cortocircuito de la instalación o para seleccionar otro interruptor.

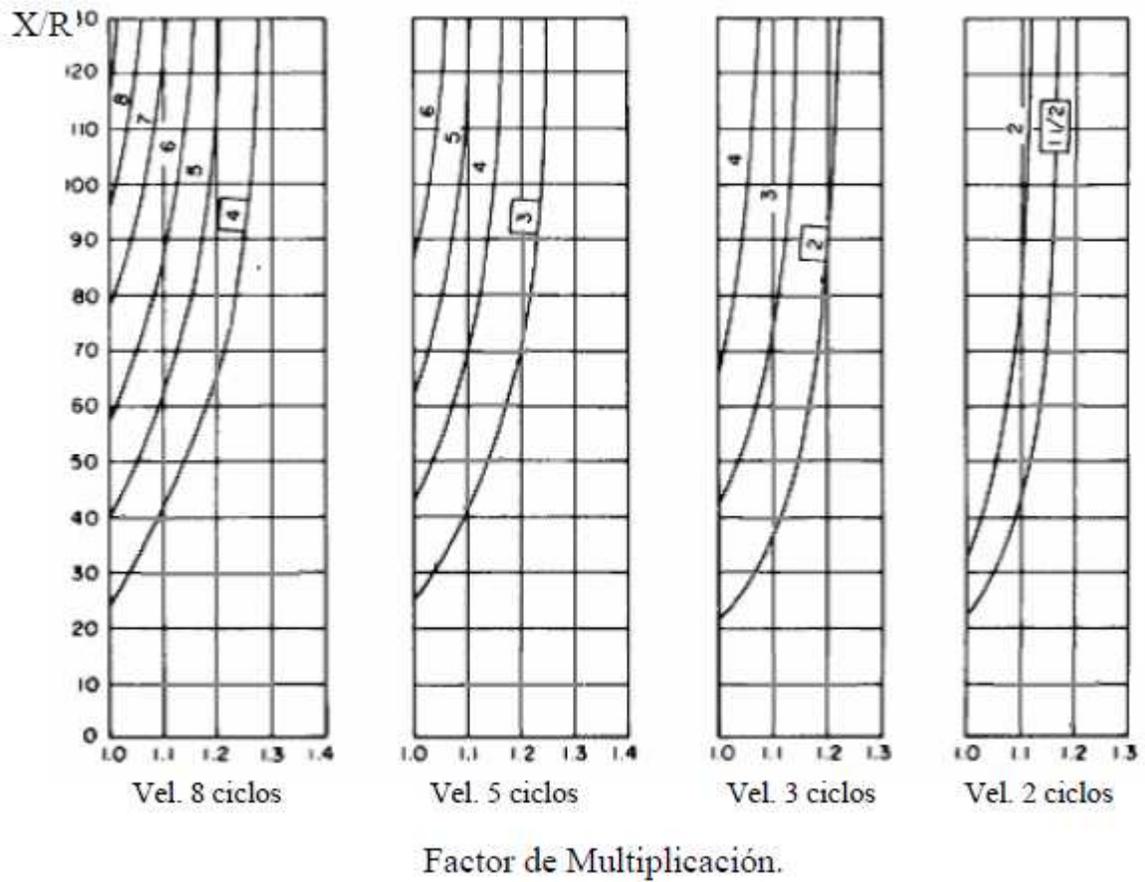


Figura 36[9] Factor de multiplicación local falla trifásica base de corriente simétrica.

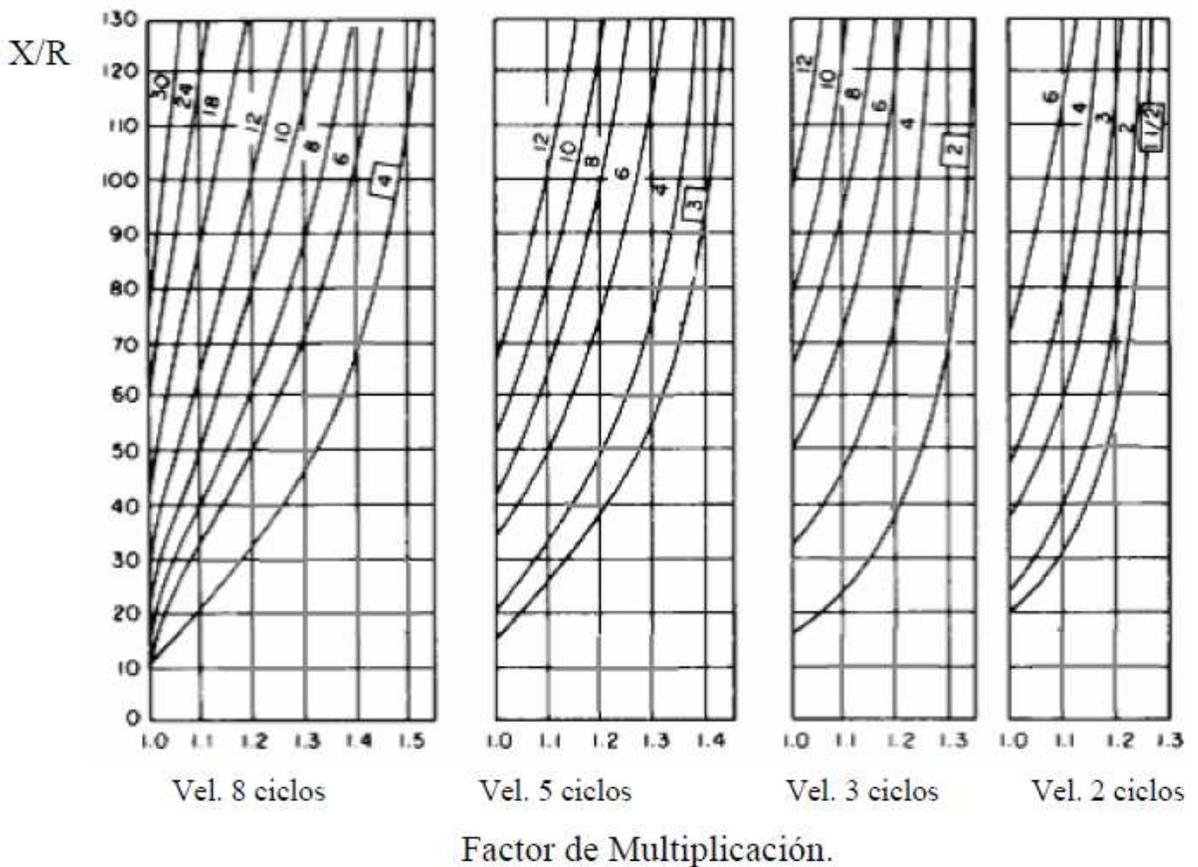


Figura 37[9] Factor de multiplicación remoto falla trifásica y línea a tierra base de corriente simétrica.

#### 4.4.6 Red de 30 ciclos.

Se usa para calcular las corrientes mínimas de cortocircuito o de estado permanente. Este valor es importante para el ajuste de los relés de protección. Estos valores de corriente de cortocircuito se presentan con condiciones de operación del sistema eléctrico de potencia con mínima generación.

Los generadores de la planta de energía se representan con la reactancia sincrónica. La motores de inducción y sincrónicos no se consideran en la red de 30 ciclos.

En la tabla 7 se muestra la representación de la maquinas rotativas en la red de 30 ciclos.

La red de 30 ciclos se utiliza para determinar las corrientes de cortocircuito momentáneas y los esfuerzos asociados a estas, las aplicaciones del cálculo de la red de 30 ciclos son mostrados en la tabla 8.

Tipo de maquina	$X_{sc}$
Suministro de energía eléctrica	$X'$
Turbogenerador.	$X'$
Hidrogenerador con devanado amortiguador	$X'$
Hidrogenerador sin devanado amortiguador	$X'_d$
Condensador	Infinita
Motor sincrónico	Infinita
Máquina de inducción	Infinita

Tabla 7 Impedancia en la red de 30 ciclos.

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Interruptor de circuito de alto voltaje.	N/A
Interruptor de circuito de bajo voltaje.	N/A
Fusible	N/A
Tableros de interrupción y se control de control de motores.	N/A
Relevadores	Ajustes de sobrecorriente.

Tabla 8 Aplicación de la red de 30 ciclos.

## 5. METODOLOGÍA

### 5.1 Tipo de investigación.

Investigación aplicada, se aplicara las herramientas matemáticas y las técnicas de análisis de circuitos y sistemas eléctricos de potencia aplicados para modelar un sistema eléctrico de potencia industrial.

El proyecto se realizó en el siguiente orden:

- Una investigación que proporcionara la referencia teórica para el desarrollo del modelo del sistema eléctrico de potencia y la realización de los estudios de ingeniería eléctrica.
- Levantamiento de la información como topología de red, longitud, configuración y calibre de las líneas aéreas y cables, potencia instalada de las máquinas de producción, datos de placa generadores sincrónicos, transformadores potencia y medida, motores, convertidores estáticos, iluminación y demás cargas, relés de sobrecorriente y fusibles. Además solicitar los datos del nivel de cortocircuito al operador de red.  
Históricos con consumos y generación de energía eléctrica.
- Medición con analizador de red portátil en los terminales secundarios de los transformadores de potencia de cada subestación y los terminales de entrada de las máquinas de producción textil y sistemas auxiliares.
- Documentar todo el proceso de investigación, medición y levantamiento de la información.
- Diseño de la topología de red en el software DlgSILENT.
- Parametrización de cada elemento que conforma la red como generadores sincrónicos, líneas y cables, transformadores de potencia, convertidores estáticos, motores y cargas estáticas, transformadores de medida, modelos de relés de sobrecorriente y fusibles.

- Ajustes del modelo del sistema eléctrico de potencia a las condiciones de operación reales y según las mediciones tomadas con el analizador de red.
- Simulación del flujo de carga a demanda máxima y mínima en condiciones normales de la producción textil y con la venta de excedentes de energía.
- Simulaciones de cortocircuitos aplicando la norma internacional IEC60909.
- Coordinación de protecciones específicamente los relés de sobrecorriente de los circuitos principales.

## **5.2 Método.**

Se ha utilizado, el método deductivo, pues se ha partido de bases teóricas reconocidas en el campo de la ingeniería eléctrica para el análisis de sistemas eléctricos de potencia y procedimientos establecidos por normas internacionales como la ANSI/IEEE de origen americano y las norma IEC que es de origen europeo. Se analizara el sistema eléctrico de potencia mediante simulaciones con el programa DigSILENT (Digital SimuLator and Electric NeTwork calculation) el cual es un moderno paquete de cálculo digital interactivo de alta para estudios de ingeniería eléctrica.

Para la realización del modelo se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se obtendrán los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico siguiendo las recomendaciones de la norma IEC 60909, obteniendo la corriente simétrica inicial de cortocircuito.
- Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito monofásicas se consideran la resistencia de puesta a tierra del neutro de los generadores y las conexiones a tierra de los transformadores.
- Para el cálculo de los niveles de cortocircuito se considera el aporte de la red externa propiedad de EPM (Empresas Públicas de Medellín) por medio de la subestación envigado.

- Se realizaron los cálculos para obtener los ajustes y configurar con estos el modelo de cada relé y así efectuar simulaciones con el módulo de protecciones del programa DlgSILENT para obtener las curvas y determinar los ajustes correctos.

### **5.3 Técnicas de recolección de la información**

#### **5.3.1 Fuentes primarias.**

La mayoría de la información fue levantada en sitio, tomando mediciones y tomando los datos de placa de los equipos. Además de la información suministrada por el personal técnico y la jefe de ingeniería eléctrica.

En la central de energía, vapor y aire (CEVA) se obtuvieron los datos de los consumos de energía eléctrica de los circuitos principales y el despacho de las unidades de generación de energía eléctrica además de las condiciones de operación de la termoeléctrica.

#### **5.3.2 Fuentes secundarias.**

Los libros y manuales relacionados con el análisis de sistemas eléctricos de potencia, cálculo de corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Manuales de equipos y planos de instalaciones eléctricas en el nivel de media y baja tensión.

## 6 RESULTADOS DEL PROYECTO

### 6.1 Topología de la red.

La topología de red del sistema eléctrico de potencia de Coltejer SA planta de Itagüí es radial y actualmente la central de energía vapor y aire (CEVA) cuenta con tres unidades de generación dos de 5 MVA y una de 13.529 MVA.

También cuenta con un transformador de 7.5 MVA (ONAN)/10MVA (ONAF) para la conexión a la red de Empresas Públicas de Medellín (EPM) en un nivel de 13.2 kV. Los tres generadores y la red de EPM se conectan a una barra principal, y de esta barra se derivan los siguientes circuitos principales:

- Baghouse.
- CI
- Doña María.
- Planta de Acabados.
- Sedeco.
- Transformador de Servicio 1.
- Transformador de Servicio 2.
- Transformador de Servicio

Cada circuito está conformado por las siguientes subestaciones de la siguiente manera:

<b>CIRCUITO</b>	<b>SUBESTACION</b>	<b>POTENCIA (kVA)</b>
Baghouse	Baghouse	1250
CI	Tejeduría	2000
	Alumbrado CI	300
	Planta de Acabados	2000
Doña María	Sistemas	250
	Alumbrado Hilatura	300
	Hilatura	2000
Planta de Acabados	A	2000
	B	1000
	B'	500
	C	1000
	D	1000
Sedeco	Compresores 1	1000
	Compresores 2	1000
	A (No tejidos)	1250
	A'(Alumbrado No Tejidos)	100
	B (CEDI)	1150
	C (Palomera)	1000
	D (Engomadoras)	1000
	E (Alumbrado)	500
	F (Modulo)	1000
	Presidencia	400
	Planta de Filtros	300
	LA FLA	75
Transformador de Servicio 1	Transformador 1	1000
Transformador de Servicio 2	Transformador 2	1000
Transformador de Servicio 3	Transformador 3	1250
EPM	Transformador EPM	7500/10000 ONAN/ONAF

Tabla 9 Circuitos principales y potencia aparente de los transformadores de las subestaciones.

## 6.2 Desarrollo del modelo de red.

Para el modelo de red se utilizó los datos de los equipos y la medición de la energía en cada máquina de producción y subestación.

Para el modelo de las líneas aéreas y cables en media tensión y cables de baja tensión se utilizó la resistencia y la reactancia de los cables por kilómetro queda el fabricante, los parámetros de los generadores fueron calculados a partir de valores en pu de tablas del fabricante. Los generadores fueron ajustados de acuerdo a las condiciones normales de operación, pero tomando las siguientes consideraciones:

Para el modelamiento de las líneas y cables se utilizó el modelo  $\pi$  ya que la longitud de las líneas y cables es corta.

Para el desarrollo del modelo de las máquinas de producción encontró sobre todo que para el acabado de la tela hay máquinas que contaban con motores de corriente alterna y continua, en algunas los motores de corriente continua se utilizan para el transporte de la tela y su velocidad es controlada por un variador de corriente continua los demás motores son de corriente alterna de variada potencia algunos de estos son para ventiladores, bombas centrifugas, agitadores.

En las mediciones realizadas en los bornes de entrada al totalizador de cada máquina de producción se observó que las que tienen variadores de velocidad de corriente continua tienen un bajo factor de potencia y este se encuentra entre 0.3 y 0.7.

Las máquinas de producción con motores de corriente alterna controlados por inversores tienen un factor de potencia alto a la entrada entre 0.95 y 0.99.

Para motores de compresores de aire, equipos de succión y bombas de centrifugas que debidos a las condiciones de operación no fue posible hacer la medición con el analizador de red, se supuso un factor de potencia de 0.85.

Se hizo medición en los transformadores de potencia de todas las subestaciones y se ajustó el porcentaje de carga y el factor de potencia de cada transformador de acuerdo a la medición realizada, en el modelo del transformador se realizó el ajuste del tap de acuerdo a la posición real en el que se encuentra.

La máquinas de producción con muchos motores de variadas potencias se modelaron agrupando todos los motores formado un solo motor equivalente esto se realizado siguiendo las recomendaciones de la referencia [13].

Si los motores que se agruparon son controlados por inversores de igual forma también se puede modelar dichos inversores por un solo inversor controlando al motor equivalente.

De igual manera para máquinas de producción con varios motores de corriente continua controlados por un variador de velocidad, los motores se agrupan y son modelados como una carga estática con un factor de potencia de 1 esta carga es alimentada por un variador DC (rectificador controlado).

En la siguiente figura se puede ver como se modelo una máquina de producción textil que tiene variadores de velocidad de motores AC Y DC.

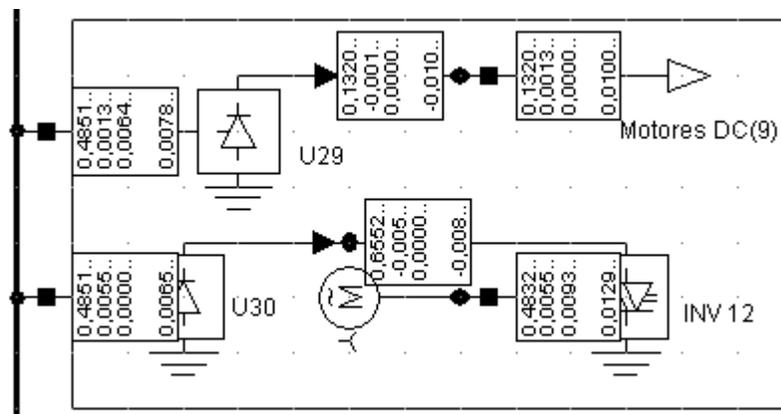


Figura 38 Modelo de la máquina de producción textil lavadora cámara 3 de planta de acabados.

La potencia activa y reactiva a la entrada del rectificador controlado fue ajustada de igual forma a lo medido en la máquina.

**Rectificador/Inversor/1 Conexión DC - Diagrama Unifilar ColtejerU29.ElmRecmono**

Corto Circuito Completo	Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	OK
Armónicos	Optimización	Estimador de Estado	Confiabilidad	Descripción	Cancelar
Datos Básicos		Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC		Figurar >>

**Control de ángulo de disparo (alpha-)**

Característica de Control:

Tensión de Operación:  p.u.

Control Automático del Ángulo de Disparo

Ángulo de Disparo Actual:  deg

Ángulo mínimo de disparo:  deg

Ángulo máximo de disparo:  deg

Ángulo mínimo de extinción:  deg

**Transformador del Conversor**

Reactancia de Conmutación:  Ohm

**Setpoint for DC Load Flow**

Potencia de Operación:  MW

Ira ...

Figura 39 Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros del rectificador controlado para el flujo de carga.

La configuración del inversor es la siguiente:

**Convertidor PWM/1 Conexión DC - ...rama Unifilar ColtejerINV 12.ElmVscmono**

Corto Circuito ANSI	IEC 61363	Simulación RMS	Simulación EMT	OK
Armónicos	Optimización	Estimador de Estado	Confiabilidad	Descripción
Datos Básicos	Flujo de Carga	Corto Circuito VDE/IEC	Corto Circuito Completo	Cancelar

Nombre: INV 12

Terminal AC: ... ma Unifilar Coltejer\Terminal(122)\Cub\_3 Terminal(122)

Terminal DC: ... ma Unifilar Coltejer\Terminal(117)\Cub\_2 Terminal(117)

Zona: Terminal AC

Area: Terminal AC

Fuera de Servicio

Valores Nominales

Tensión nominal (AC): 0,44 kV

Tensión nominal (DC): 0,6 kV

Potencia Nominal: 0,04 MVA

Pérdidas de vacío: 0, kW

Reactancia serie

Impedancia de Cortocircuito: 0, %

Pérdidas en el cobre: 0, kW

Modulación

PWM Sinusoidal

PWM Rectangular

Sin Modulación

Figurar >>

Ir a ...

Figura 40 Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros básicos del inversor

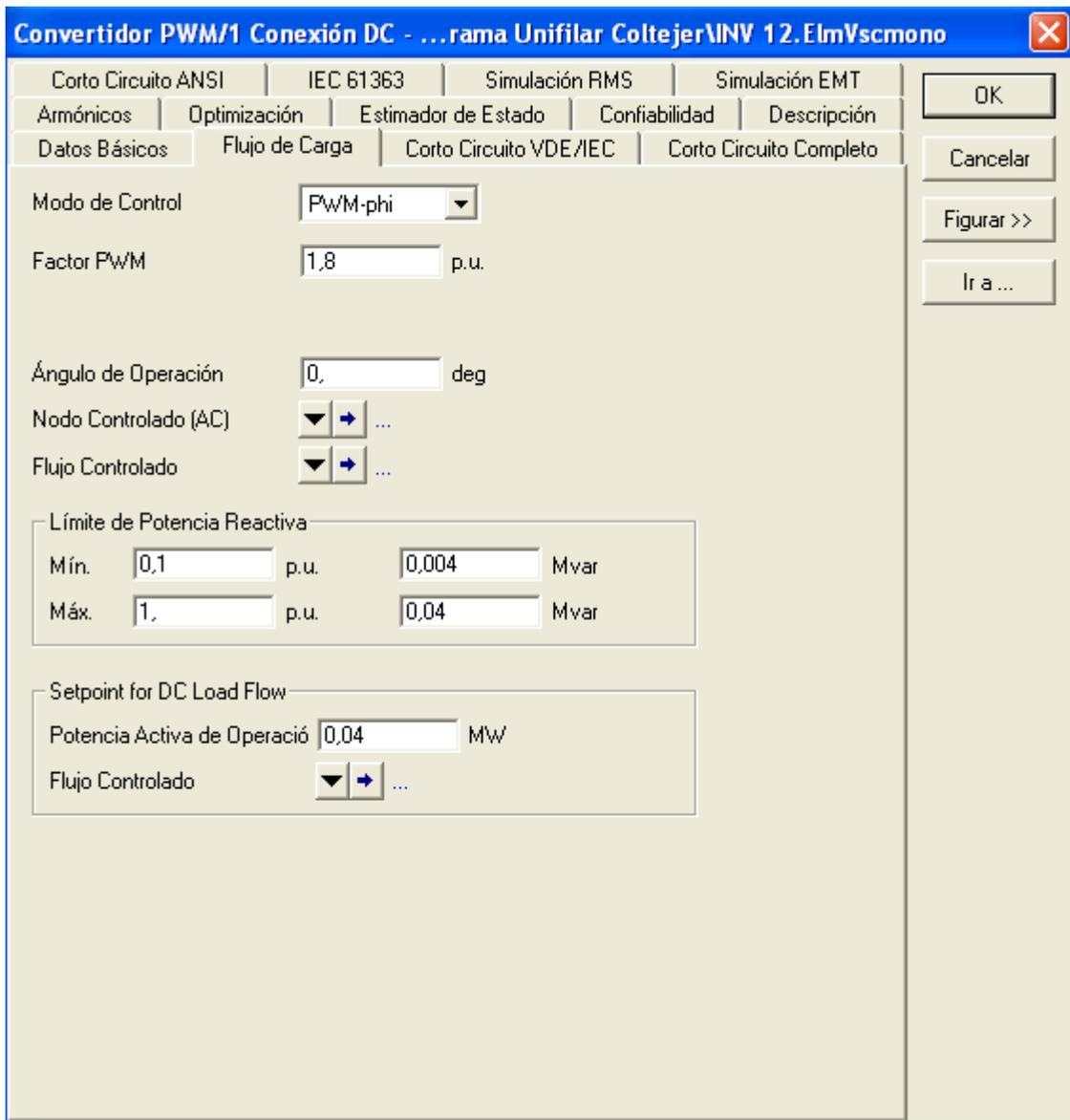


Figura 41 Cuadro de dialogo para la configuración de los parámetros del inversor Para el flujo de carga.

### 6.3 Estudio del flujo de carga.

Los parámetros de los generadores fueron calculados a partir de valores en pu de tablas del fabricante. Los generadores fueron ajustados de acuerdo a las condiciones normales de operación, pero tomando las siguientes consideraciones:

- Caso A Demanda Máxima: Operando tres generadores, entregando a la red externa 10 MW de excedentes de energía eléctrica además del consumo interno de energía eléctrica para las condiciones normales de producción textil.
- Caso B Condiciones Normales: Dos generadores operando y una venta de energía 5 MW además de un consumo interno de energía eléctrica para las condiciones normales de producción textil.

The image shows a software dialog box titled "Cálculo del Flujo de Carga - ...studio\Cálculo del Flujo de Carga.ComLdf". The dialog has several tabs: "Análisis de Baja Tensión", "Opciones de Simulación Avanzadas", "Opciones Básicas", "Control de potencia activa", "Opciones Avanzadas", "Control de Iteraciones", and "Salidas". The "Control de Iteraciones" tab is active. On the right side, there are three buttons: "Ejecutar", "Cerrar", and "Cancelar". The main area contains the following settings:

- Path: `ldf/notopo/sim/fls/disp`
- Máx. Número de Iteraciones para:
  - Iteración Newton-Raphson: 25
  - Lazo externo: 20
  - Número de Escalas: 1
- Máx. error de Flujo de Carga aceptable para:
  - Nodos: 0,1 kVA
  - Ecuaciones del Modelo: 0,1 %
- Opciones de convergencia:
  - Factor de Relajación: 1,
  - Adaptación del Modelo automático para convergencia

Figura 42 Cuadro de dialogo para la configuración del control de iteraciones.

Los resultados del flujo de carga por el método de newton Raphson para el caso 1 son los siguientes:

Nombre	u, Magnitud	u, Magnitud	Nivel de Carga	Posición Actual del Tap	Tensión de Secuencia Positiva, Ángulo
	Lado HV in p.u.	Lado LV in p.u.	%		Lado HV in deg
ALUMBRADO CI (PA Y TEJ)	1,02265	0,9890975	15,94328	-1	34,8334
TRAFO A (NO TEJIDOS)	1,022419	1,004842	14,13714	0	34,81775
TRAFO A PA	1,022758	1,010398	32,99954	-1	34,83802
TRAFO A' (ALUM NO TEJIDOS)	1,022431	1,065485	35,16064	-1	34,81764
TRAFO ALUM A Y T	1,02265	0,9890975	15,94328	-1	34,8334
TRAFO ALUM HILATURA	1,023426	0,9662526	10,51786	0	34,83056
TRAFO B PA	1,022485	1,010698	76,28444	-1	34,83626
TRAFO B' PA	1,022521	1,011507	21,51274	-1	34,83468
TRAFO C PALOMERA	1,022786	1,023659	17,13698	1	34,8251
TRAFO C PA	1,022477	1,067043	20,71304	-1	34,83338
TRAFO CEDI	1,022415	1,04471	4,191207	-1	34,81767
TRAFO CI ACABADOS	1,022555	1,006924	34,55453	1	34,84009
TRAFO CI HILATURA	1,02338	1,023823	23,3612	0	34,83117
TRAFO CI TEJEDURIA	1,022383	1,023592	64,90961	0	34,83725
TRAFO COMP 1	1,023415	1,008867	35,90943	-1	34,8375
TRAFO COMP 2	1,023439	1,140481	1,714854	-1	34,83736
TRAFO D (ENGOMADORAS)	1,022915	1,031986	2,261106	0	34,82731
TRAFO E (ALUMBRADO)	1,022915	0,9665519	7,137412	0	34,82729
TRAFO EPM	1,007413	1,039467	143,7142	-2	34,82996
TRAFO F (MODULO)	1,022397	0,9806097	40,7806	-1	34,82199
TRAFO LA FLA	1,022417	1,071339	4,259785	-1	34,8174
TRAFO PLANTA FILTROS	1,022466	1,014713	10,06995	-1	34,82039
TRAFO PRESIDENCIA	1,022412	0,9667632	6,336156	0	34,81745
TRAFO SISTEMAS	1,023427	1,020908	7,04651	0	34,83059
TRANSFORMADOR 2	1,023805	0,954347	35,96475	0	34,83787
TRANSFORMADOR 3	1,023801	1,046299	53,80039	-1	34,83776
TRANSFORMADOR 1	1,023743	0,9142111	85,82465	1	34,83827
TRAFO BAGHOUSE	1,023703	1,029976	34,56204	-1	34,83708
TRAFO SUD PA	1,022947	1,006251	30,49038	-1	34,8377

Tabla 10 Resultado de los voltajes en pu y porcentaje de carga de los transformadores de las subestaciones.

En la tabla 10 se muestran los resultados de la simulación del flujo de carga para los transformadores de la subestaciones, operando el sistema eléctrico de potencia en el Caso A.

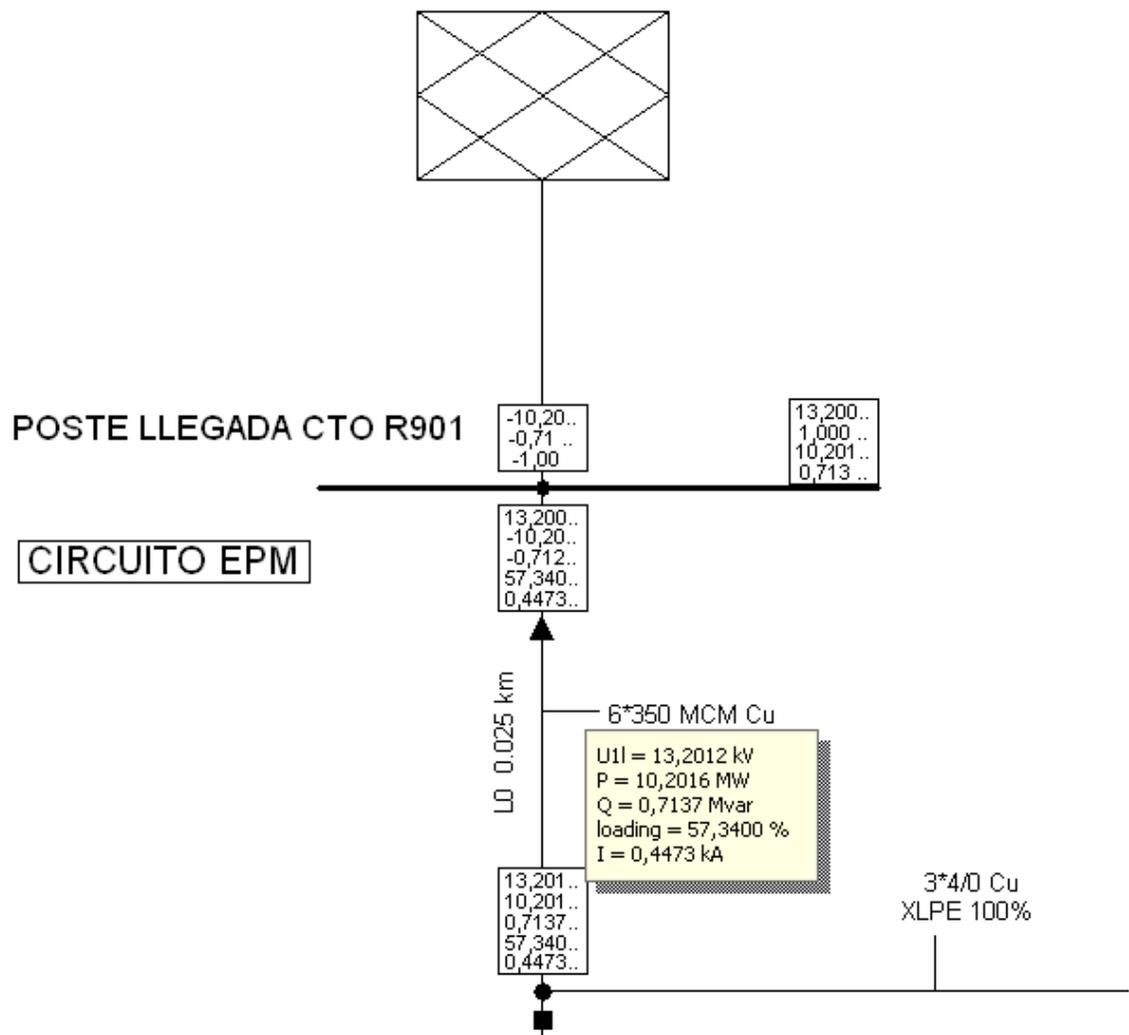


Figura 43 Simulación de flujo de carga entrega de 10 MW a la red externa.

En las Tablas 11 y 12, se muestran los resultados de la simulación del flujo de carga con el factor de potencia con el que normalmente se operan estos generadores para los casos A y B.

Nombre	Tipo de Nodo	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Potencia Aparente Nominal	u, Magnitud	Factor de Potencia
		MW	MVARES	MVA	MVA	p.u.	
GENERADOR 1	PQ	3	1,859233	3,529412	5	1,023943	0,8500001
GENERADOR 2	PQ	2,5	1,064995	2,717391	5	1,023907	0,92
GENERADOR 3	PQ	11	3,615524	11,57895	13,529	1,024018	0,95

Tabla11 Resultados de la simulación del flujo de carga para los generadores operando el sistema eléctrico de potencia en el Caso A.

Nombre	Tipo de Nodo	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente	Potencia Aparente Nominal	u, Magnitud	Factor de Potencia
		MW	MVARES	MVA	MVA	p.u.	
GENERADOR 1	PQ	3	1,859233	3,529412	5	1,004948	0,8500001
GENERADOR 3	PQ	8	2,629471	8,421052	13,529	1,004973	0,9500001

Tabla 12 Resultados de la simulación del flujo de carga para los generadores operando el sistema eléctrico de potencia en el Caso B.

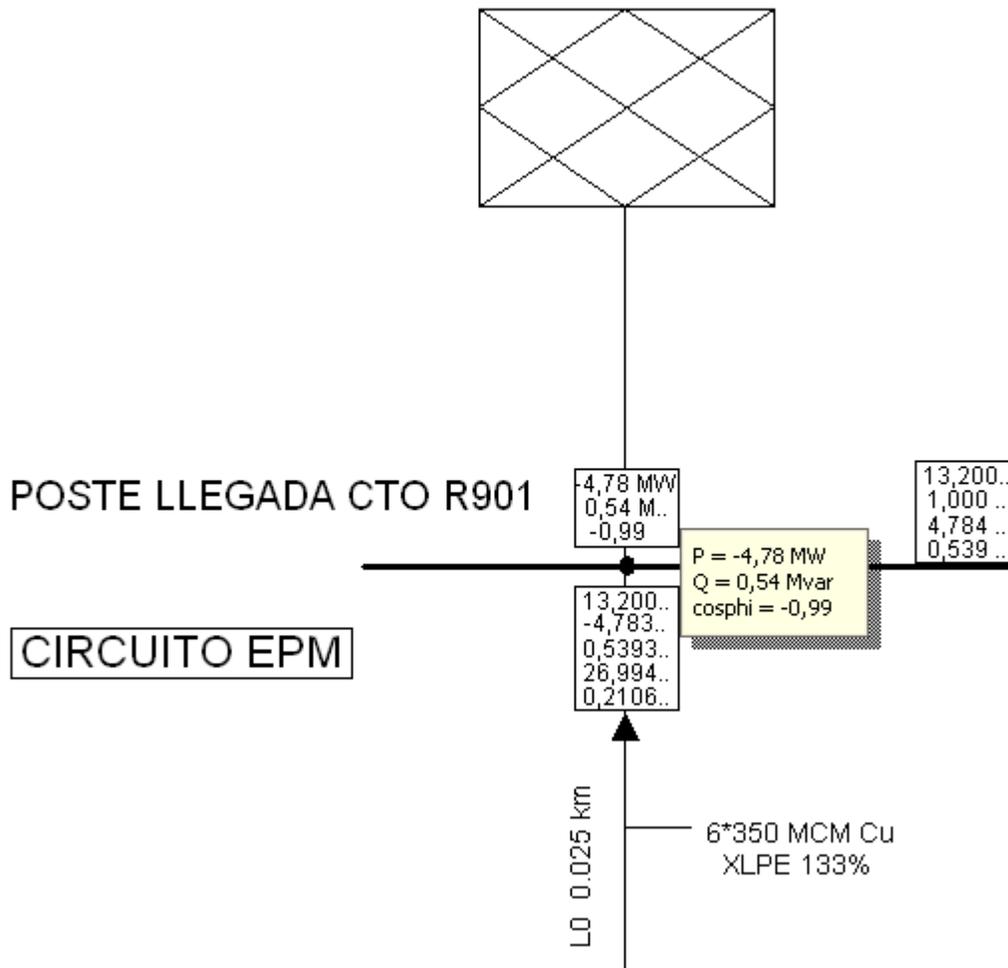


Figura 44 Simulación de flujo de carga entrega de 5MW a la red externa.

En la figura 44 se muestra la simulación del flujo de carga en la red externa, para el caso B, en el modelo de red, parámetros de la red y las unidades de generación fueron ajustadas de tal manera que los resultados de la simulación fueron los valores registrados en el medidor EPM para esas condiciones de operación.

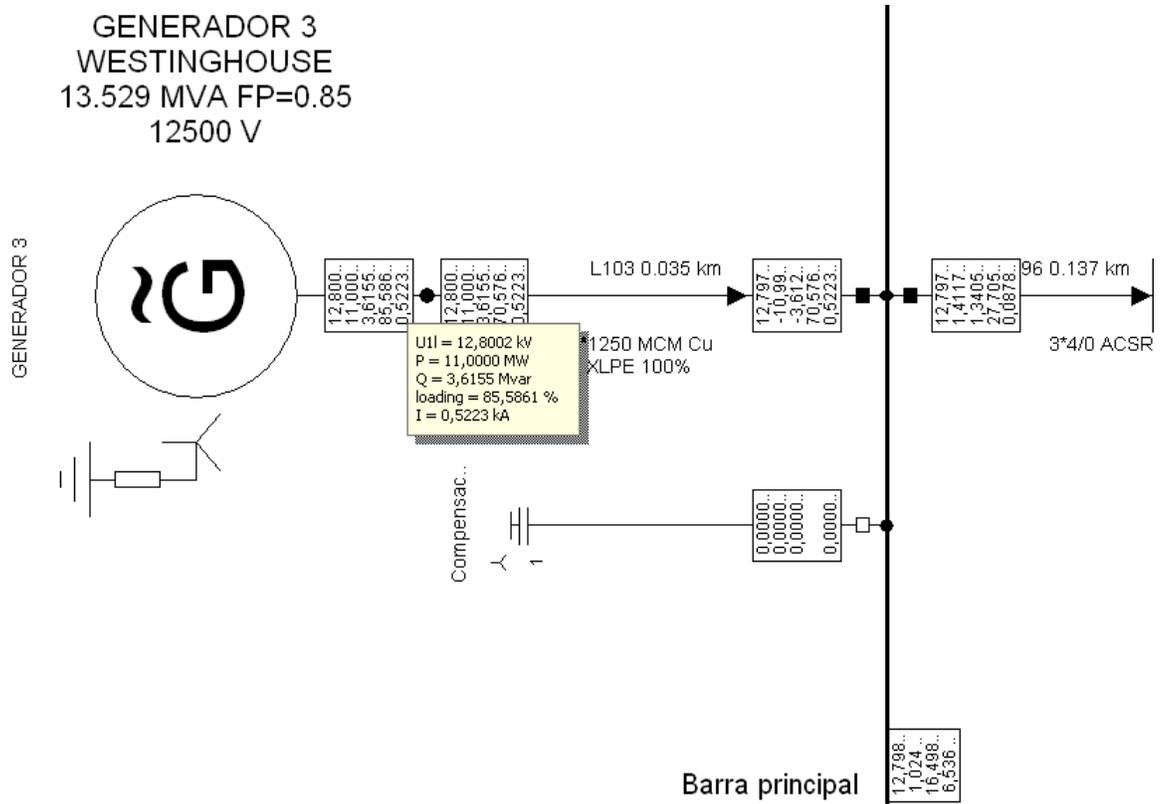


Figura 45 Simulación de flujo de carga del generador 3.

Se verifico que el voltaje en la barra principal sea el que normalmente se mantiene para la condiciones de operación de los generadores en los dos casos.

## 6.4 Estudio de cortocircuito.

Para la realización del estudio de cortocircuito se parametrizo cada equipo en el modelo de red con los datos requeridos para el estudio y siguiendo las recomendaciones de la norma IEC 60909.

Las simulaciones fueron realizadas teniendo en cuenta los siguientes casos:

- Caso A: Obtención de las corrientes de cortocircuito mínima y máxima operando los tres generadores para suministrar la demanda de energía interna y los excedentes de energía a la red externa (EPM).
- Caso B: Obtención de las corrientes de cortocircuito mínima y máxima operando dos generadores y sin conexión a la red externa para la venta de excedente de energía (circuito EPM aislado).

En las tablas 15 al 26 se muestran los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico en la barra principal de la central de energía, vapor y aire (CEVA) de cada uno de los circuitos principales del sistema eléctrico de potencia de Coltejer SA planta en Itagüí.

El factor de tensión para el estudio de las corrientes mínimas y máximas de cortocircuito se eligió de acuerdo a la Tabla 1.

Los datos solicitados al operador de red del nivel de cortocircuito en la fuente y el punto de conexión son los de la tabla 13 y 14.

Cuadro de corto circuito fuente							
Corto circuito (Amp)	Trifásico	2 fases a tierra	2 fases	1 fase a tierra	MVA 1Φ	MVA 3Φ	
	11475	15114	9937	15045	344	262	
Impedancias	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>	R <sub>1</sub>	X <sub>1</sub>	X/R	X <sub>0</sub> /X <sub>1</sub>	R <sub>0</sub> /X <sub>0</sub>
	0,0052	0,1928	0,1063	0,6556	6,17	0,294082	0,027

Tabla 13 Nivel de cortocircuito en la fuente.

Cuadro de corto circuito punto de conexión							
Corto circuito(Amp)	Trifásico	2 fases a tierra	2 fases	1 fase a tierra	MVA 1Φ	MVA 3Φ	
	9674	11281	8378	10901	249	221	
Impedancias	Ro	Xo	R1	X1	X/R	X0/X1	R0/X0
	0,2926	0,4559	0,199	0,7622	3,83	0,598137	0,6418

Tabla 14 Nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

Nombre	Ik"	Ik", Ángulo	Sk"	ip
	kA	deg	MVA	kA
GENERADOR 1	2,427758	-86,10988	52,56251	5,937946
GENERADOR 2	2,427758	-86,10988	52,56251	5,939841
GENERADOR 3	5,499048	-87,32814	119,0579	13,51058

Tabla 15 Nivel de cortocircuito trifásico en los Generadores Caso A.

Nombre	Línea	Ik" kA	Ik", Ángulo	Sk MVA	ipkA
Sedeco	L11	14,574	100,32	315,53	33,08
EPM	L2	12,039	-83,102	81,325	9,232
Baghouse	L3	15,431	97,42	334,09	37,34
Transformador 1	L39	15,299	98,271	331,24	36,3
Transformador 2	L57	15,449	97,819	334,48	37
Transformador 3	L72	15,449	97,201	334,47	37,37
Doña María	L79	12,853	102,38	278,27	28,03
Planta de Acabados	L84	15,007	97,695	324,92	35,62
CI	L96	13,765	99,894	298,03	31,44

Tabla 16 Nivel de cortocircuito trifásico en los Circuitos Principales Caso A.

Nombre	$I_k''$	$S_k''$	$i_p$	$I_b$	$S_b$	$I_k$	$I_{th}$	$R_k, Re(Z_k)$	$X_k, Im(Z_k)$
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA	kA	Ohm	Ohm
Barra principal	15,725	340,45	38,65	11,42	247,3	14,07	15,94	0,05959	0,5082931

Tabla 17 Nivel de cortocircuito trifásico en la barra principal de Generación Caso A.

Nombre	$I_k''$	$I_k''$ , Ángulo	$S_k''$	$i_p$
	kA	deg	MVA	kA
GENERADOR 1	2,427758	-86,10988	52,56251	5,897831
GENERADOR 2	2,427758	-86,10988	52,56251	6,22941
GENERADOR 3	5,499048	-87,32814	119,0579	13,40789

Tabla 18 Nivel de cortocircuito trifásico en los Generadores Caso B.

Nombre	Línea	$I_k''$	$I_k''$ , Ángulo	$S_k''$	$i_{pkA}$
		kA		MVA	
Sedeco	L11	12,409	100,161	268,65	28,3
EPM	L2	9,638	-82,516	81,325	9,158
Baghouse	L3	13,057	97,8022	282,69	31,42
Transformador 1	L39	12,944	98,4863	280,25	30,65
Transformador 2	L57	13,075	98,1089	283,08	31,2
Transformador 3	L72	13,055	97,545	282,65	31,41
Doña María	L79	11,167	101,977	241,77	24,58
Planta de Acabados	L84	12,69	97,8165	274,76	30,05
CI	L96	11,79	99,7793	255,26	27,03

Tabla 19 Nivel de cortocircuito trifásico en los Circuitos Principales Caso B

Nombre	Ik"	Sk"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith	Rk, Re(Zk)	Xk, Im(Zk)
	kA	MVA	kA	kA	MVA	kA	kA	Ohm	Ohm
Barra principal	13,3033	288,025	32,43	9,854	213,34	11,641	13,474	0,0759483	0,6016761

Tabla 20 Nivel de cortocircuito trifásico en la barra principal de Generación Caso B.

Nombre	Línea	Ik" A	Ik", Ángulo A	Ik" B	Ik", Ángulo B	Ik" C	Ik", Ángulo C
Sedeco	L11	0,84134	177,2	0,00124	-138,6	0,0082	-153
EPM	L2	0,22017	133,1	0,2071	-17,93	0,1075	-116
Baghouse	L3	0,84938	177,9	0,00534	164,45	0,0023	85,08
Transformador 1	L39	0,84745	177,4	0,00056	-67,79	0,0067	-154
Transformador 2	L57	0,85222	177,3	0,00432	-14,69	0,0079	-140
Transformador 3	L72	0,84918	177,4	0,0009	-119,9	0,0059	-148
Doña María	L79	0,83881	176,5	0,00101	-145,4	0,005	-145
Planta de Acabados	L84	0,84258	177	0,00192	-118,3	0,0126	-142
CI	L96	0,83426	177,7	0,01521	163,45	0,0034	86,4

Tabla 21 Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos principales Caso A

Nombre	Ik" A	Ik", Ángulo A	Ik" B	Ik", Ángulo B	Ik" C	Ik", Ángulo C	ip A	ip B	ip C
	kA	deg	kA	deg	kA	deg	kA	kA	kA
GENERADOR 1	0,183	7,481729	0,08	-11,393	0,0319	-37,44	0,447	0,2	0,078
GENERADOR 2	0,183	7,492029	0,08	-11,401	0,0319	-37,44	0,447	0,2	0,078
GENERADOR 3	0,297	10,97365	0,064	-28,967	0,0722	-149,5	0,73	0,16	0,177

Tabla 22 Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos Generadores Caso A

Nombre	Ik" A	Sk" A	ip A
	kA	MVA	kA
<b>Barra principal</b>	0,8556046	6,174794	2,102835

Tabla 23 Nivel de cortocircuito monofásico en la barra principal Caso A

Nombre	Línea	Ik" A	Ik", Ángulo A	Ik" B	Ik", Ángulo B	Ik" C	Ik", Ángulo C
Sedeco	L11	0,56429	177,4855	0,0011	-54,557	0,008	-147,5425
EPM	L2	0,19282	129,4955	0,1867	-18,2287	0,106	-121,155
Baghouse	L3	0,56818	178,4693	0,0046	164,365	0,002	77,0267
Transformador 1	L39	0,56759	177,7335	0,0015	-27,2224	0,006	-149,8359
Transformador 2	L57	0,57131	177,5063	0,005	-13,0661	0,008	-137,3899
Transformador 3	L72	0,56852	177,7443	0,0009	-49,1775	0,006	-144,002
Doña María	L79	0,56426	177,1729	0,0005	-68,9678	0,005	-139,0624
Planta de Acabados	L84	0,56458	177,1436	0,0019	-43,7647	0,012	-137,8353
CI	L96	0,5588	178,497	0,013	161,0611	0,003	63,05209

Tabla 24 Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos principales Caso B

Nombre	Ik" A	Ik", Ángulo A	Ik" B	Ik", Ángulo B	Ik" C	Ik", Ángulo C	ip A	ip B	ip C
	kA	deg	kA	deg	kA	deg	kA	kA	kA
<b>GENERADOR 1</b>	0,1663	11,172	0,095	-11,369	0,0373	-37,47	0,404	0,232	0,091
<b>GENERADOR 2</b>	0,2789	-4,6027	0	0	0	0	0,716	0	0
<b>GENERADOR 3</b>	0,2611	16,6973	0,098	-23,529	0,0698	-140	0,637	0,238	0,17

Tabla 25 Nivel de cortocircuito monofásico en los circuitos Generadores Caso B

Nombre	Ik" A	Sk" A	ip A
	kA	MVA	kA
<b>Barra principal</b>	0,5727738	4,133639	1,39641

Tabla 26 Nivel de cortocircuito monofásico en la barra principal Caso B

### 6.5 Coordinación de protecciones.

El estudio de coordinación de protecciones se hace con el fin de determinar el correcto ajuste de las protecciones eléctricas con el fin de despejar las corrientes de cortocircuito aislando de forma segura el circuito donde se produjo el corto sin afectar la continuidad del servicio de los otros circuitos.

Las protecciones ante un evento de falla, deben actuar en un tiempo que no afecte el equipo protegido, estos ajustes se eligen basados en las simulaciones de cortocircuitos y las capacidades de los equipos, para este estudio se siguió la recomendaciones de la norma ANSI/IEEE [14].

La información de los relés de sobrecorriente de los circuitos principales fue tomada en sitio, la relación de los transformadores de corriente es tomada de los planos y verificados con la información del personal técnico de la central de energía vapor y aire (CEVA).

Los dispositivos de protección de los circuitos principales son relés electromecánicos General Electric IAC de tiempo inverso.

Cada circuito cuenta con dos protecciones de fase y uno de sobrecorriente de neutro.

Cada generador cuenta con un relé de sobrecorriente de neutro electromecánico tipo CO marca Westinghouse.

Los criterios que se recomiendan para el ajuste de las protecciones son los siguientes:

- Para las protecciones de fase al corriente se ajusta con el menor valor de corriente entre el 125% de la corriente de carga y el 120% de la corriente del transformador de corriente.
- Se usa factores de coordinación entre protecciones adyacentes superiores a 200 ms.
- Las curvas de los relés de sobrecorriente de los generadores y los circuitos principales son propias del fabricante.
- Se tomó como criterio de ajuste de fases el tap mínimo que ofrece el relé ya que para la corriente máxima de operación el rango del relé y el transformador de corriente se encuentran sobre dimensionados, exceptuando el ajuste del relé del transformador del interruptor de empresas públicas que se ajustó con un criterio de 1.25 la corriente nominal.
- Se coordinó el disparo de los circuitos principales con el disparo del relé para el circuito de EPM.

## **6.6 Ajustes de los relés de protección.**

El presente estudio comprende los ajustes de corriente de arranque y tiempo de las funciones Instantánea y temporizada de los relés electromecánicos general electric IAC 51 de tiempo inverso y también los relés de sobrecorriente de neutro tipo CO de la marca Westinghouse.

Los ajustes actuales son mostrados en las siguientes tablas.

- **Circuito Baghouse**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	4-16 amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	20-80 amp
Dial actual	3	3	3
Transformadores de corrientes	75	150	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	13.057		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0.572		
Corriente de Carga (A)	33		

Tabla 27 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito baghouse.

- **Circuito Sedeco**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	2,8	3	2
Transformadores de corrientes		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	12,409		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,564		
Corriente de Carga (A)	60		

Tabla 28 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Sedeco.

- **Circuito EPM.**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	3	3	4
Transformadores de corrientes		400	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	9,638		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,193		
Corriente de Carga (A)	440		

Tabla 29 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito EPM.

- **Circuito Transformador 1**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	7	7	5
Transformadores de corrientes	75	150	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	12,944		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,568		
Corriente de Carga (A)	47		

Tabla 30 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 1

- **Circuito Transformador 2**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	3	3	3
Transformadores de corrientes	75	150	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	13,075		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,571		
Corriente de Carga (A)	47		

Tabla 31 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 2.

- **Circuito Transformador 3**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	5	8,3	5
Transformadores de corrientes	150	300	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		300	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	13,055		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,569		
Corriente de Carga (A)	40		

Tabla 32 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Transformador 3.

- **Circuito CI**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	2,1	3	2,5
Transformadores de corrientes	75	150	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	11,79		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,559		
Corriente de Carga (A)	90		

Tabla 33 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Sedeco.

- **Doña María**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	2,1	3	2,5
Transformadores de corrientes		300	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	11,167		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,564		
Corriente de Carga (A)	40		

Tabla 34 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Doña María.

- **Planta de Acabados**

<b>Fases</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Rango de corriente	4-16 amp	4-16 amp	0.5-2amp
Unidad Instantánea	20-80 amp	20-80 amp	10-40amp
Dial actual	3	3	3
Transformadores de corrientes	75	150	5
Relación Actual de los transformadores de corriente		150	5
Corriente de cortocircuito trifásico (kA)	12,69		
Corriente de cortocircuito Monofásico (kA)	0,565		
Corriente de Carga (A)	98		

Tabla 35 Ajustes actuales de la protección de fases del circuito Planta de Acabados.

### 6.7 Resultados de la coordinación.

Nombre	TIPO	Símbolo ANSI	Tipo	Corriente de Arranque		Tiempo de Arranque	Tiempo de Arranque	Tiempo Total
				sec.A	pri.A	s	cycles	s
Relé Doña María	I>>	50	loc	55,835	3350,1	0,02	1,2	0,02
Relé Trafo 3	I>>	50	loc	43,51667	1305,5	0,02	1,2	0,02
Relé CI	I>>	50	loc	39,3	1179	0,02	1,2	0,02
Relé Trafo 1	I>>	50	loc	43,14667	1294,4	0,02	1,2	0,02
Relé Trafo 2	I>>	50	loc	43,58333	1307,5	0,02	1,2	0,02
Relé Sedeco	I>>	50	loc	41,36333	1240,9	0,02	1,2	0,02
Relé Planta de Acabados	I>>	50	loc	42,3	1269	0,02	1,2	0,02
Relé Baghouse	I>>	50	loc	43,52	1305,6	0,02	1,2	0,02
Relé EPM INT B	I>>	50	loc	36,14	2891,2	0,02	1,2	0,02

Tabla 36 Ajustes recomendados para la protección instantánea.

Nombre	TIPO	Símbolo ANSI	Ajuste de Corriente	Ajuste de Corriente	Ajuste de Corriente	Dial de Tiempo
			p.u.	sec.A	pri.A	
Relé Doña María	I>t	51	4	4	240	3
Relé Trafo 3	I>t	51	4	4	120	2
Relé CI	I>t	51	4	4	120	3
Relé Trafo 1	I>t	51	4	4	120	2
Relé Trafo 2	I>t	51	4	4	120	2
Relé Sedeco	I>t	51	4	4	120	3
Relé Planta de Acabados	I>t	51	4	4	120	3
Relé Baghouse	I>t	51	4	4	120	1
Relé EPM INT B	I>t	51	4	4	320	5

Tabla 37 Ajustes recomendados para la protección temporizada.

## 7 CONCLUSIONES

- Se logró desarrollar un modelo del sistema eléctrico de potencia con una precisión muy con el cual es posible efectuar otros estudios de ingeniería eléctrica como por ejemplo estudios de estabilidad, arranque de motores, armónicos, confiabilidad, compensación de reactiva entre otros convirtiéndose en una herramienta poderosa para el análisis, planeación y toma de decisiones orientadas a operar el sistema eléctrico potencia de una manera más eficiente, confiable y segura garantizando más productividad en los procesos.
- Se realizó el estudio de cortocircuito obteniendo la corrientes mínimas y máximas de cortocircuito trifásico y monofásico, con los valores mínimos es posible hacer la coordinación de la protecciones en todo el ramal de un circuito de con criterios de selectividad y confiabilidad de manera que la protección despeje la falla antes de que se produzca daño en el equipo o produzca un incendio.  
Con los valores máximos de cortocircuito se selecciona la capacidad de los equipos.

## 8 RECOMENDACIONES

- Realizar la coordinación de las protecciones de sobrecorriente de neutro en los circuitos principales de media tensión y los generadores de la central de energía vapor y aire (CEVA).
- Coordinar los relés de sobrecorriente de fase de los circuitos principales con los fusibles de expulsión para las líneas aéreas, fusibles limitadores para la protección de los transformadores de potencia y los totalizadores en los gabinetes principales de las subestaciones.
- Implementar un esquema de protección con relés digitales multifunción para la protección de los generadores, ya que estos no cuentan con protección de sobrecorriente de fases y lo más recomendable es pensar en remplazar los relés electromecánicos para protección diferencial, sobrecorriente en el neutro y potencia inversa, con el fin de dar más confiabilidad al sistema de protección y así garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica.
- Implementar transformadores de corriente para las protecciones eléctricas con valores de corrientes secundarias cercanas a la corriente normal de operación.
- Implementar la protección diferencial para el Transformador de potencia para conexión a la red de EPM.
- Implementar un sistema de compensación de reactiva en la barra principal de generación, para disminuir el flujo de potencia reactiva que se toma de la red de EPM cuando el perfil de voltaje se encuentra alto, además para mejorar el factor de potencia del sistema eléctrico de potencia de la empresa.
- Trasladar circuitos hacia a otras subestaciones con disponibilidad de potencia, hay algunas subestaciones con porcentaje muy bajo de carga menor al 10%.

## Referencias.

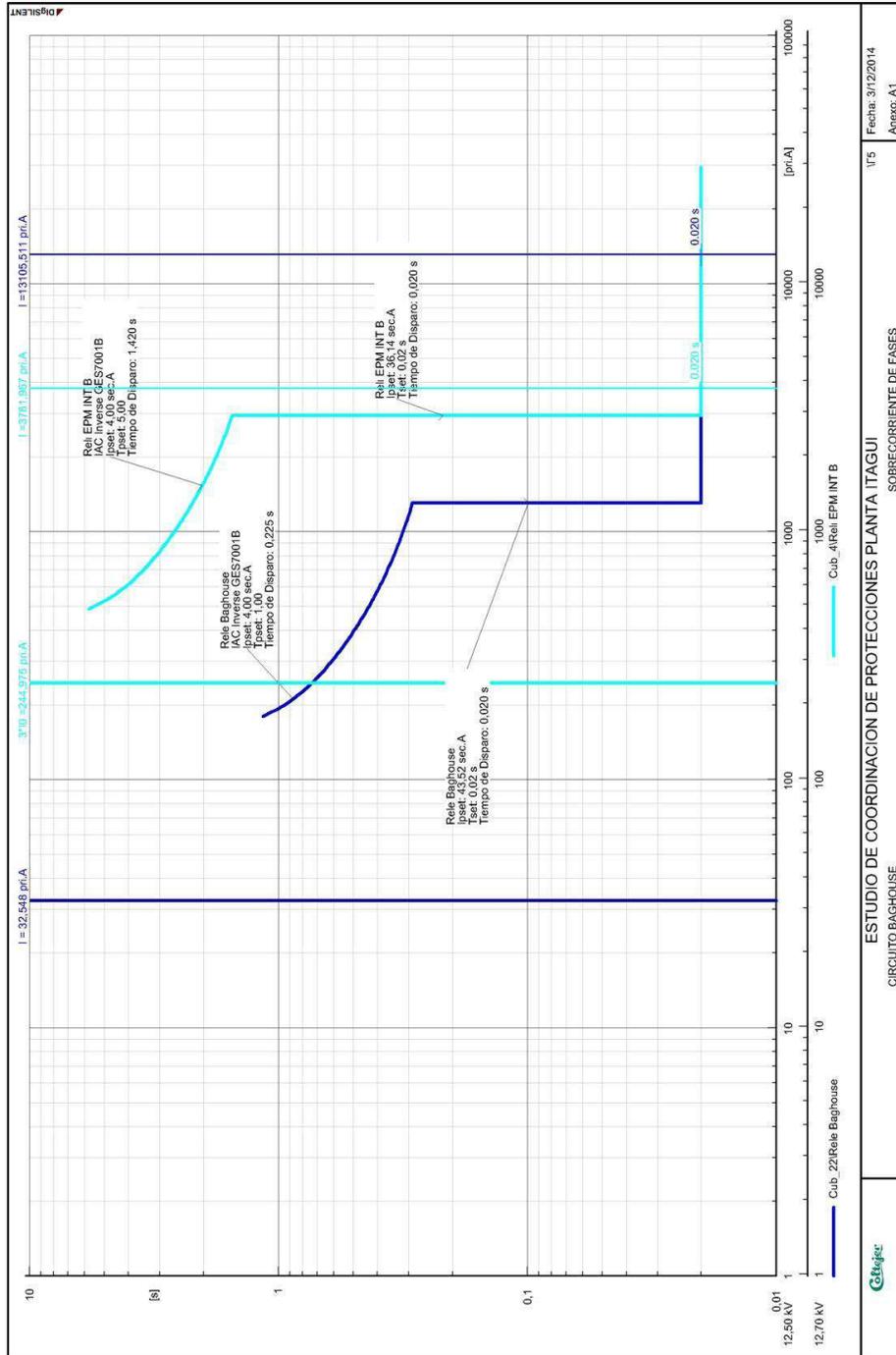
- [1] **John J. Grainger y William D. Stevenson Jr.** Análisis de sistemas de potencia. Primera edición. McGRAW-HILL.
- [2] **William D. Stevenson Jr.** Análisis de sistemas de potencia. Segunda edición. McGRAW-HILL.
- [3] **Enríquez Harper.** Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.
- [4] **Benoit De Metz –Noblat. FrédéricDumes. Georges Thomasset.**  
Cálculo de corrientes de cortocircuito. Cuaderno técnico nº 158.Schneider Electric
- [5] **Toledo Toledo F.** Desarrollos computacionales Didácticos para análisis de fallas En sistemas industriales. Tesis de maestría. Sección de Estudios Graduados e Investigacion.ESIME.IPN.1997.Mexico D.F.
- [6] **Mercede, J. Frank.** How To Perform Short-Circuit Calculations-Part 1.EC&M June, pp 46-50, 1995.
- [7] **IEEE Std. 141-1993.** IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- [8] **Robert Capella.** Conceptos generales de instalaciones trifásicas MT. Publicación técnica Schneider Electric PT 052. Edición: Junio 2001.
- [9] **Víctor Javier Vázquez Bojórquez.** “Estudio comparativo de las normas IEC y ANSI/IEEE para Calculo de Corto Circuito”. Tesis de maestría. Instituto Politécnico Nacional. Septiembre 2007. México DF.
- [10] **Samuel Ramírez Castaño** Protección de Sistemas Eléctricos. Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.Primer Edición.
- [11] **IEEE Std. C37.5-1979.**
- [12] **ANSI/IEEE Std. C37.010-1979.** Applications Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.

[13] **NORMA INTERNACIONAL CEI IEC 60909.** Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Primer edición 2001-07. Version en español.

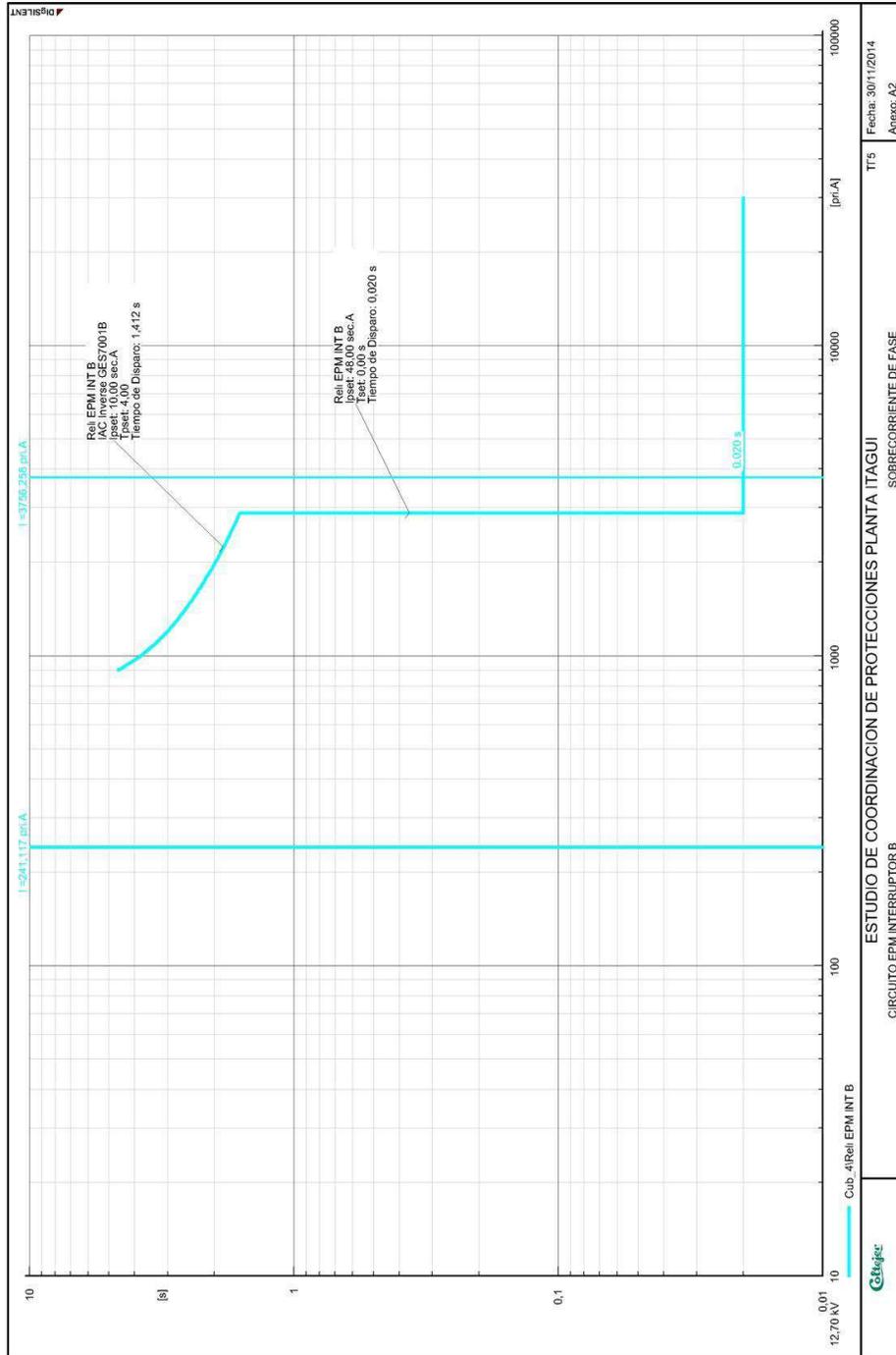
[14] **ANSI/IEEE Std. 242** Recommended Practice of Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 1986.

## ANEXOS

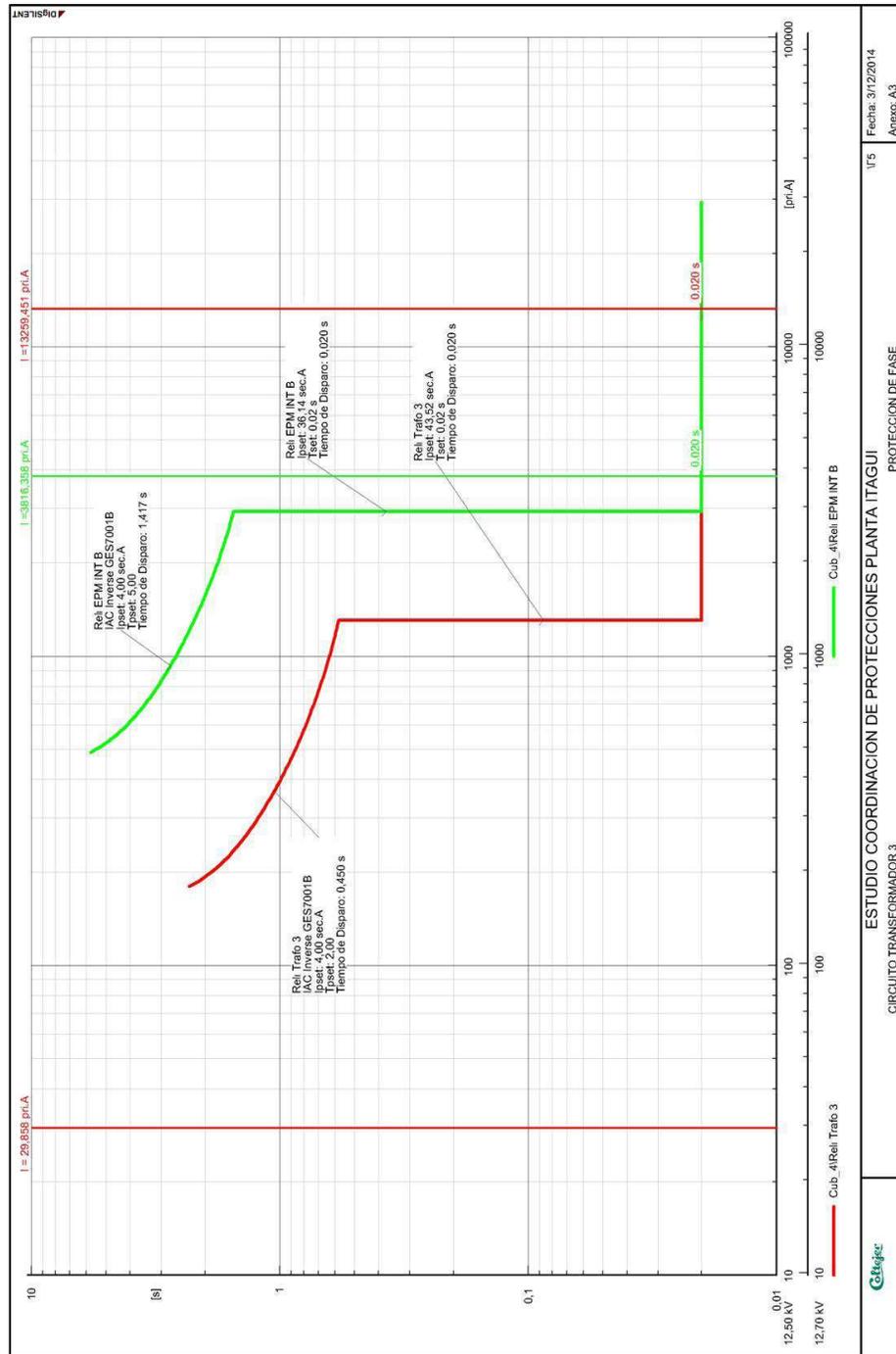
# Anexo1



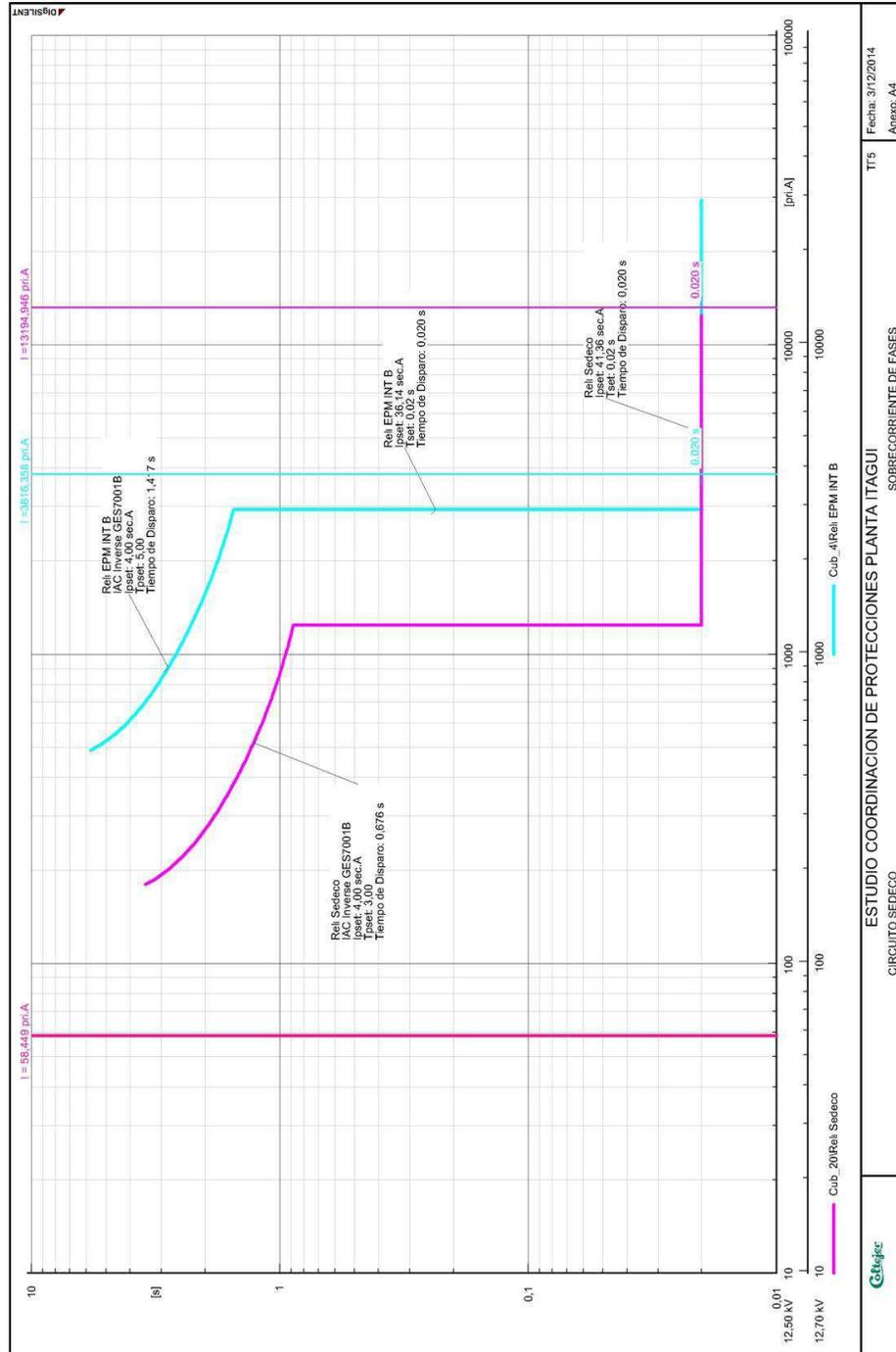
# Anexo2



# Anexo 3



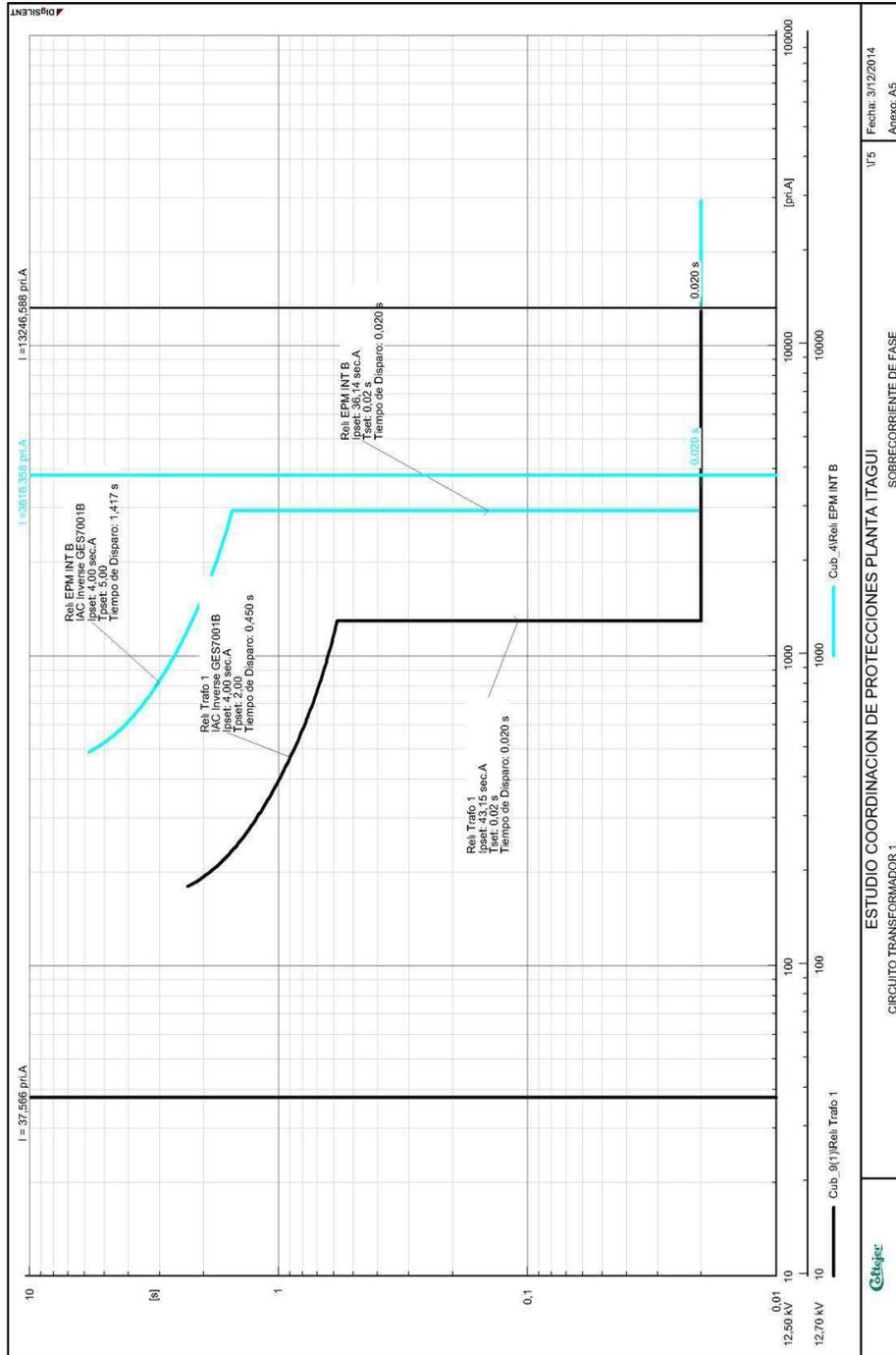
# Anexo4



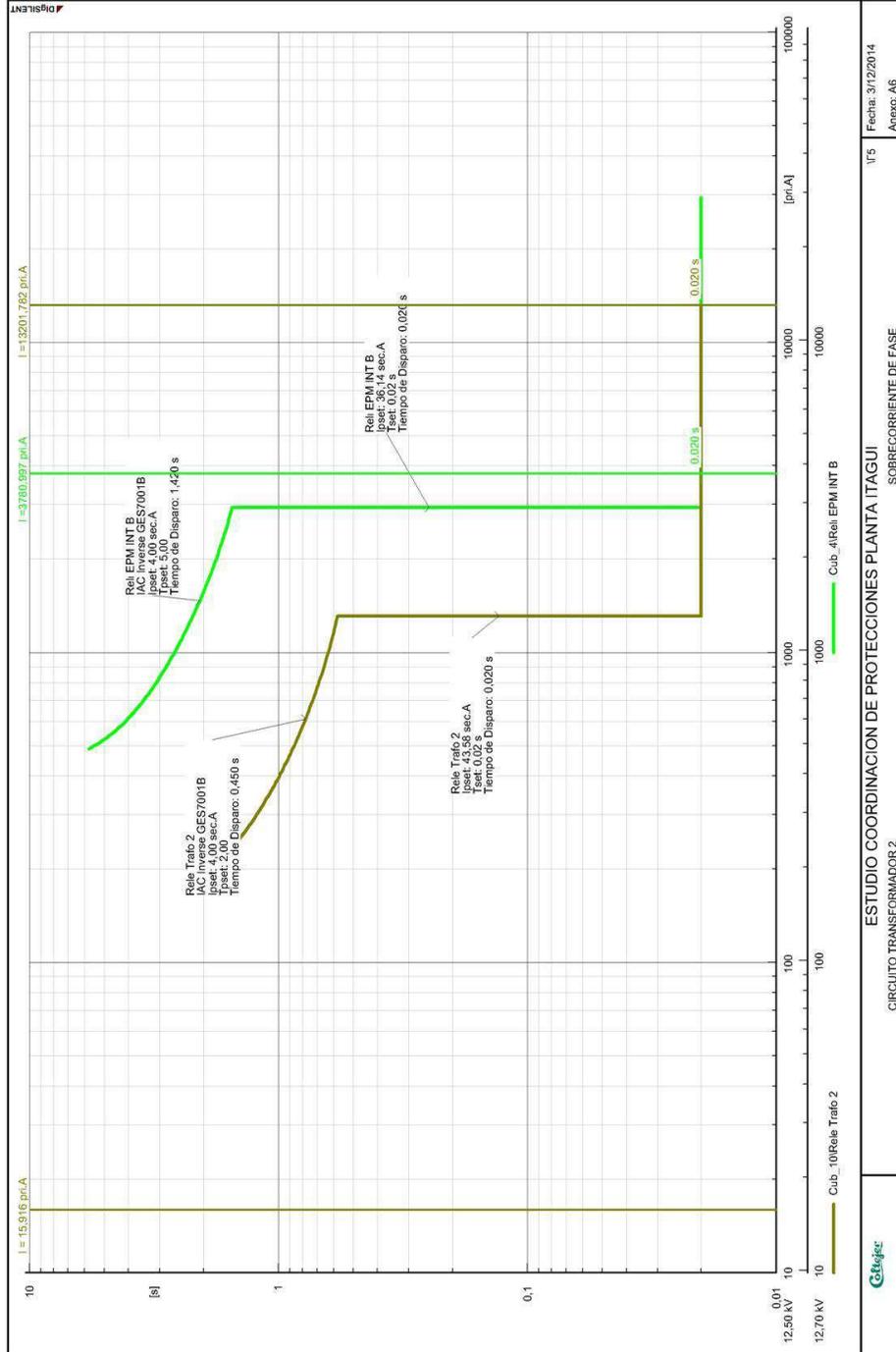
ESTUDIO COORDINACION DE PROTECCIONES PLANTA ITAGUI  
 SOBRECORRIENTE DE FASES  
 CIRCUITO SEDECO

TI5 Fecha: 3/12/2014 Anexo: A4

# Anexo5



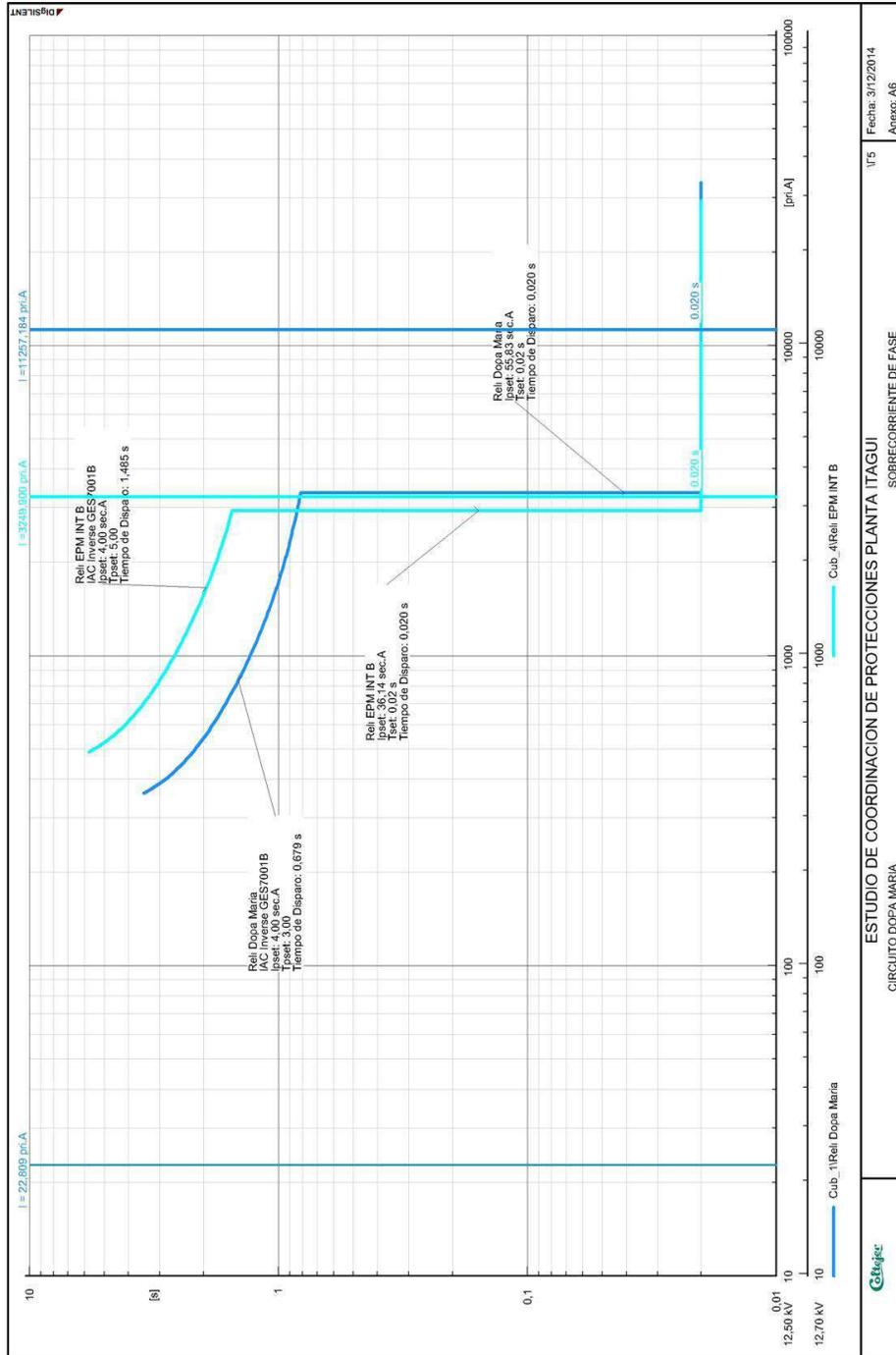
# Anexo6



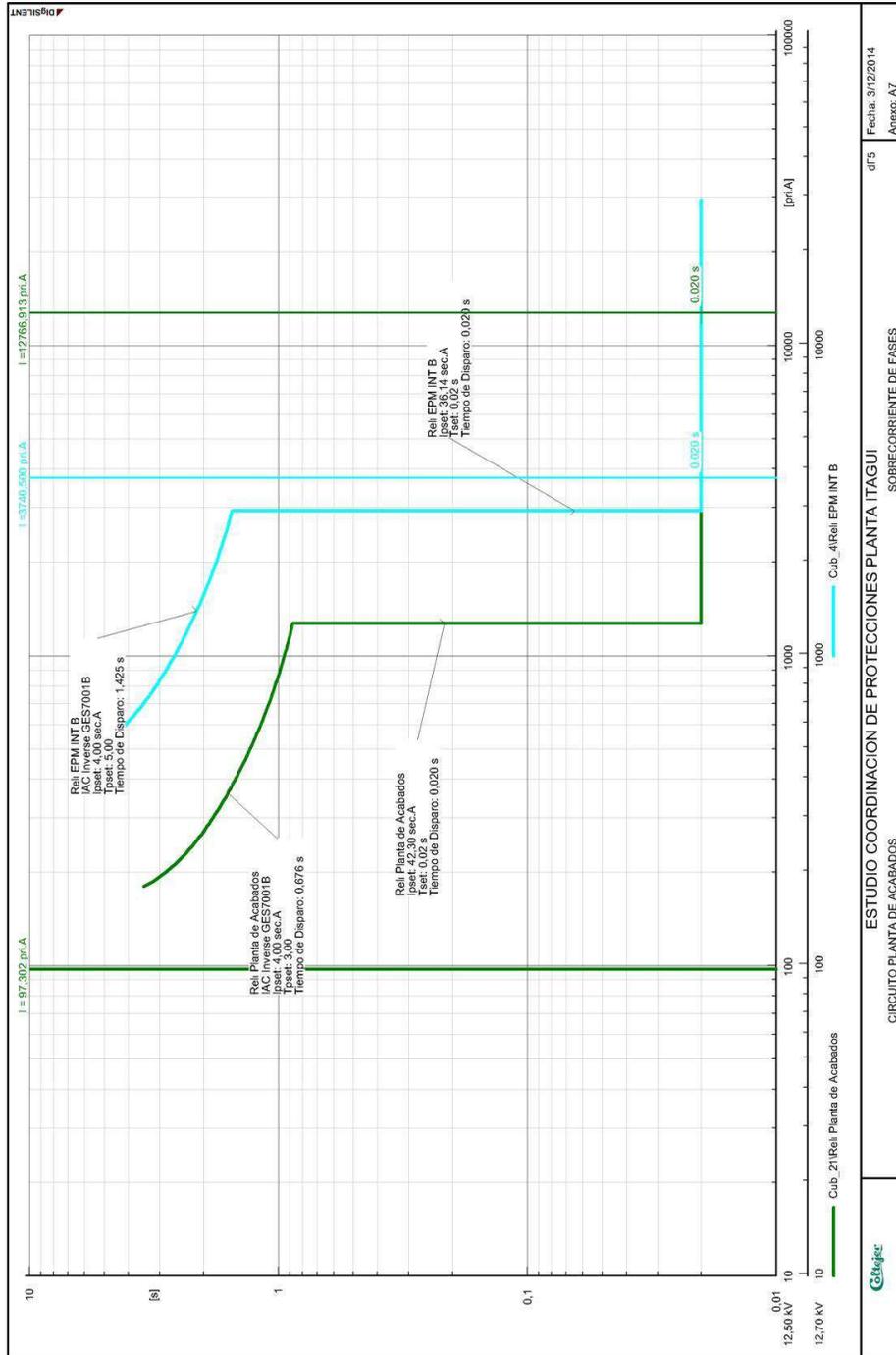

**ESTUDIO COORDINACION DE PROTECCIONES PLANTA ITAGUI**  
 CIRCUITO TRANSFORMADOR 2 SOBRECORRIENTE DE FASE

I/F5 Fecha: 31/12/2014  
 Anexo: A6

# Anexo 7



# Anexo 8

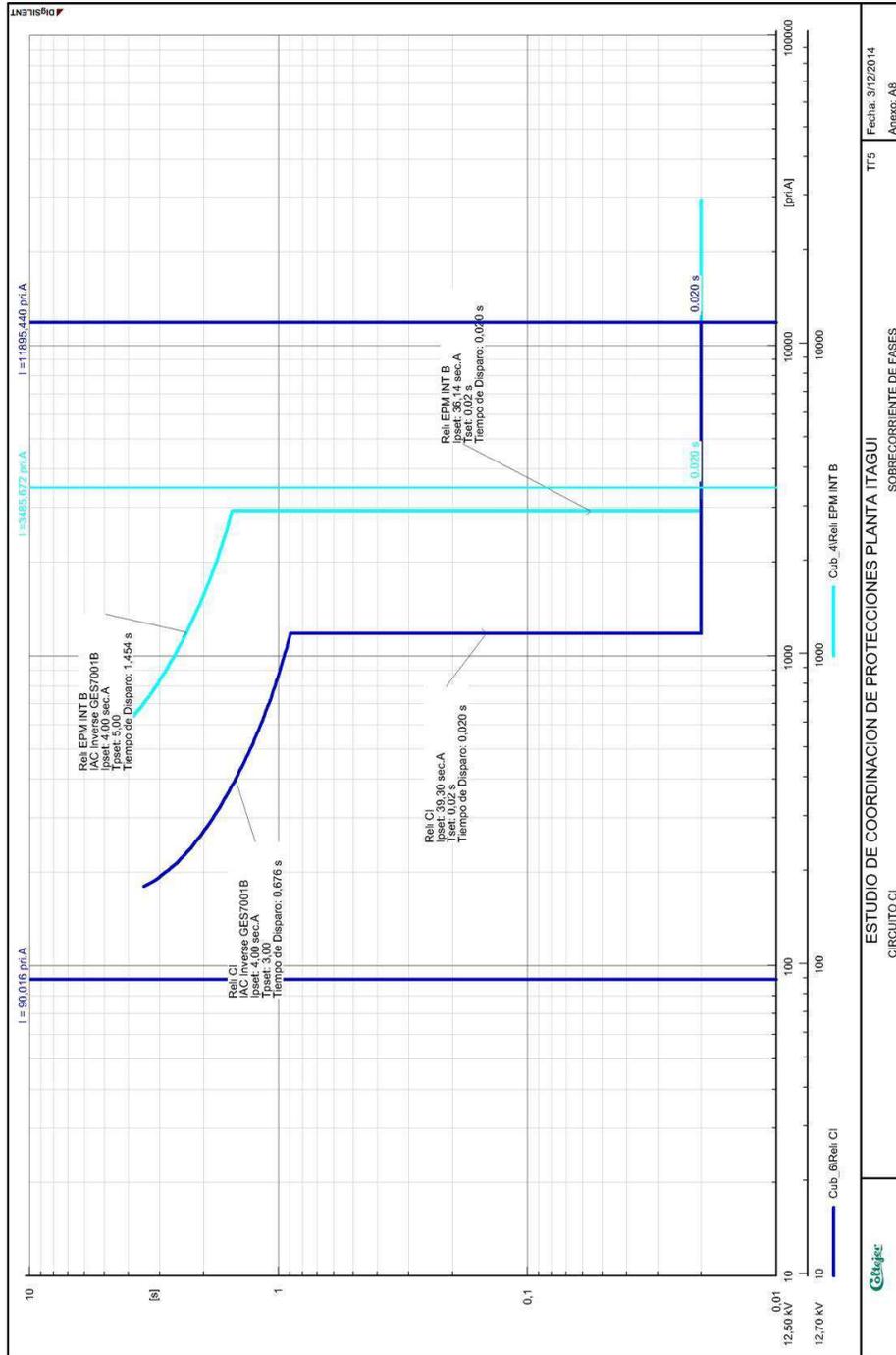


ESTUDIO COORDINACION DE PROTECCIONES PLANTA ITAGUI  
 SOBRECORRIENTE DE FASES

CIRCUITO PLANTA DE ACABADOS

Fecha: 31/2/2014  
 Anexo: A7

# Anexo9



## GLOSARIO [13]

**Corto circuito:** Camino conductor accidental o intencionado entre dos o más partes conductoras, que fuerza a que la diferencia de potencial entre ellas sea igual o próxima a cero.

**Cortocircuito bifásico:** Camino conductor accidental o intencionado entre dos o más conductores de fase con o sin conexión a tierra.

**Cortocircuito monofásico a tierra:** Camino conductor accidental o intencionado entre un conductor de fase y tierra local, en un sistema con neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia.

**Corriente de cortocircuito:** Sobre intensidad resultante de un cortocircuito en un sistema eléctrico.

NOTA - Es necesario distinguir entre la corriente de cortocircuito en el punto de defecto y las corrientes parciales en las ramas de la red en cualquier punto de la misma.

**Corriente de cortocircuito prevista (disponible):** Corriente que circularía si el cortocircuito fuera reemplazado por una conexión ideal de impedancia despreciable in ningún cambio en la alimentación.

**Corriente de cortocircuito simétrica:** Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista (disponible), siendo despreciada la componente de corriente continua, si existe.

**Corriente de cortocircuito simétrica inicial:** Valor eficaz de la componente simétrica de corriente alterna de una corriente de cortocircuito prevista (disponible), aplicable en el instante de cortocircuito si la impedancia permanece en el valor del instante cero.

**Potencia de cortocircuito simétrica inicial:** Valor ficticio determinado como el producto de la corriente de cortocircuito simétrica inicial por la tensión nominal del sistema.

**Componente decreciente (aperiódica) de la corriente de cortocircuito:** Valor medio entre las envolventes superior e inferior de una corriente de cortocircuito decreciente desde un valor inicial hasta cero.

Valor de cresta de la corriente de cortocircuito: Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista (disponible).

NOTA - La magnitud del valor de cresta de la corriente de cortocircuito varía según el momento en que ocurre el cortocircuito. El cálculo del valor de cresta de la corriente de cortocircuito trifásico aplica al conductor de fase y en el instante en que se produce la corriente de cortocircuito más grande posible. No se consideran cortocircuitos secuenciales.

**Corriente de cortocircuito simétrica de corte  $I_b$ :** Valor eficaz de un ciclo integral de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de separación de los contactos del primer polo que abre de un dispositivo de interrupción.

**Corriente de cortocircuito permanente:** Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que permanece después del decrecimiento del fenómeno transitorio.

**Corriente simétrica a rotor bloqueado:** Valor eficaz de la corriente simétrica más alta de un motor síncrono a rotor bloqueado alimentado a tensión y frecuencia asignadas.

**Circuito eléctrico equivalente:** Modelo para describir el comportamiento de un circuito eléctrico, por medio de una red de elementos ideales.

**Tensión nominal de un sistema:** Tensión por la cual un sistema es designado y a la cual están referidas ciertas características de operación.

**Fuente de tensión equivalente:** Tensión de una fuente ideal aplicada en el punto de cortocircuito en el sistema de secuencia directa, para el cálculo de la corriente de cortocircuito de acuerdo con el apartado. Ésta es la única tensión activa de la red.

Factor de tensión: Relación entre la fuente de tensión equivalente y la tensión nominal del sistema dividida por raíz de tres.

NOTA - La introducción de un factor de tensión es necesaria por varias razones que son las siguientes:

Variaciones de la tensión dependientes del tiempo y del lugar.

Cambios en las tomas de los transformadores.

Carga y capacitancias despreciadas en los cálculos.

El comportamiento subtransitorio de los alternadores y motores.

**Tensión subtransitoria de una máquina síncrona:** Valor eficaz de la tensión simétrica interna de una máquina síncrona, que es activa más allá de la reactancia subtransitoria de eje directo en el momento del cortocircuito.

**Cortocircuito alejado de un alternador:** Cortocircuito durante el cual la magnitud de la componente simétrica de corriente alterna de la corriente de cortocircuito prevista (disponible) permanece constante.

**Cortocircuito próximo a un alternador:** Cortocircuito en el que la contribución, de al menos una máquina síncrona, a la corriente de cortocircuito simétrica inicial prevista, es más del doble de la corriente asignada de la máquina síncrona, o en el que la contribución de los motores asíncronos supera el 5% de la corriente de cortocircuito simétrica inicial.

**Impedancia de cortocircuito de secuencia directa  $Z_1$  de un sistema trifásico de corriente alterna:** Impedancia del sistema de secuencia directa vista desde el punto de cortocircuito.

**Impedancia de cortocircuito de secuencia inversa  $Z_2$  de un sistema trifásico de corriente alterna:** Impedancia del sistema de secuencia inversa vista desde el punto de cortocircuito.

**Impedancia de cortocircuito homopolar  $Z_0$  de un sistema trifásico de corriente alterna:** Impedancia del sistema homopolar vista desde el punto de cortocircuito. Incluye el triple de la impedancia de puesta a tierra de los neutros.

**Impedancia de cortocircuito  $Z_k$  de un sistema trifásico de corriente alterna:** Expresión abreviada de la impedancia de cortocircuito de secuencia directa para el cálculo de corrientes trifásicas de cortocircuito.

**Impedancia de cortocircuito de secuencia directa de un equipo eléctrico:** Relación entre la tensión fase-neutro y la corriente de cortocircuito de la fase correspondiente de un equipo eléctrico, alimentado por un sistema simétrico de tensiones de secuencia directa.

**Impedancia de cortocircuito de secuencia inversa de un equipo eléctrico:** Relación entre la tensión fase-neutro y la corriente de cortocircuito de la fase correspondiente de un equipo eléctrico, alimentado por un sistema simétrico de tensiones de secuencia inversa.

**Impedancia de cortocircuito homopolar de un equipo eléctrico:** Relación entre la tensión fase-tierra y la corriente de cortocircuito de una fase de un equipo eléctrico, alimentado por una fuente de tensión alterna, cuando por los tres conductores de fase en paralelo circula la corriente de salida y un cuarto conductor y/o la tierra sirve como conductor común de retorno.

**Reactancia subtransitoria  $X''_d$  de una máquina síncrona:** Reactancia efectiva en el momento del cortocircuito. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito se debe tomar el valor saturado de  $X''_d$ .

**Tiempo de retardo mínimo  $t_{mín}$ :** Tiempo más de separación de los contactos del primer polo que abre, de un dispositivo de interrupción.

NOTA - El tiempo  $t_{mín}$  es la suma del tiempo de operación más pequeño posible de un relé de protección y el tiempo de apertura mínimo de un Interruptor. No se tienen en cuenta los tiempos de retardo ajustables de los dispositivos de disparo.

**Corriente de cortocircuito térmica equivalente  $I_{th}$ :** Valor eficaz de una corriente que tiene el mismo efecto térmico y la misma duración que la corriente real de cortocircuito, la cual puede contener una componente de corriente continua y puede disminuir en el tiempo.



