



UNIVERSIDAD  
DE LOS ANDES  
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

[www.bdigitalula.ve](http://www.bdigitalula.ve)

ESTUDIOS DE METODOS DE CALCULO DE  
CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE POTENCIA USANDO  
DIGSILENT POWERFACTORY

Br. José Antonio Angel Duran

Mérida, octubre, 2019

Reconocimiento-No comercial- Compartir igual



UNIVERSIDAD  
DE LOS ANDES  
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTUDIOS DE METODOS DE CALCULO DE  
CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE POTENCIA USANDO  
DIGSILENT POWERFACTORY

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero  
Electricista

Br. José Antonio Angel Duran  
Tutor(es): Prof. Juan Carlos Muños  
Prof. Ernesto Mora

Mérida, octubre, 2019

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE METODOS DE CALCULO DE CORTOCIRCUITO EN  
SISTEMA DE POTENCIA USANDO DIGSILENT POWERFACTORY**

Br. José Antonio Angel Duran

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

---

Dra. Marisol Dávila C.

---

MSc. Lelis Nelson Ballester U.

---

MSc. Ernesto Mora

## DEDICATORIA

El presente trabajo de grado lo dedico principalmente a Dios, por ser el inspirador y darme fuerza para continuar en este proceso de obtener uno de los anhelos más deseados.

A mis padres Garmi Duran y Elis Angel, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes he logrado llegar hasta aquí y convertirme en lo que soy.

A mis hermanos por estar siempre presentes, acompañándome y apoyándome incondicionalmente a lo largo de esta etapa de mi vida.

A mis sobrinos que mi logro académico sea ejemplo para ustedes y con la bendición de Dios logren formarse como profesionales más adelante

A todas las personas que me han apoyado y han hecho posible culminar con éxito esta etapa de mi vida en especial a aquellos que me abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios por guiarme a conseguir esta meta, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

Al profesor Juan Carlos Muñoz que me brindó la oportunidad de realizar este trabajo de grado.

Al profesor Ernesto Mora que me brindo su conocimiento y apoyo para poder culminar este trabajo de grado y alcanzar la meta de convertirme en profesional.

A la Universidad de Los Andes y a la facultad de ingeniería por abirme sus puertas y a todos los profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la carrera y proporcionarme las herramientas para convertirme en profesional.

A todas aquellas personas que de una u otra forma durante mi formación académica aportaron un granito de arena para poder alcanzar la meta.

**Jose Antonio Angel Duran. Estudio de métodos de cálculo de cortocircuito en sistemas de potencia usando DIgSILENT PowerFactory®.** Universidad de Los Andes, Tutores: Prof. Juan Carlos Muñoz, Prof. Ernesto Mora

## Resumen

En el siguiente trabajo de grado se describen los diferentes métodos de estudios para el cálculo de cortocircuito como son el método IEC 60909/VDE 0102, el método ANSI C37, el método de superposición, el método IEC 61363, el método IEC 61660 (DC) y el método ANSI/IEEE 946 (DC) utilizando el programa DIgSILENT PowerFactory®, se explicará detalladamente la metodología para aplicar y desarrollar cada una de las normas, como introducir cada uno de los datos necesarios para poder aplicar la norma que sea seleccionada y mostrar los resultados en el software computacional antes mencionado. Debido a que los sistemas modernos de potencia están diseñados para evitar la ocurrencia de fallas, no existe garantía de que las mismas no puedan presentarse. Por lo tanto, los estudios de cortocircuito en un sistema de potencia son de vital importancia para un adecuado dimensionamiento de los equipos que componen dichos sistemas y para garantizar una operación segura del mismo mediante una adecuada coordinación de protecciones. El objetivo de este estudio es analizar los diferentes métodos de cálculos de cortocircuito utilizados en sistemas de potencia para así poder determinar cuándo y bajo qué condiciones se debe aplicar cada uno de ellos, estudiar las fuentes de cortocircuito en un sistema de potencia, calcular las corrientes de cortocircuito de redes de pruebas y establecer los criterios más adecuados para el uso de cada una de las normas. Una vez realizado el análisis de cada una de las normas de cálculo de cortocircuito y habiendo explicado detalladamente como trabajar con dichas normas mediante la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory® se concluye que si se desea hacer un estudio menos detallado o se posee poca información del sistema de potencia la mejor elección

sería la norma ANSI/IEE debido a que dicha norma arroja resultados bastante confiables sobre las corrientes de cortocircuito debido a que hace uso de redes equivalentes para realizar los cálculos, al contrario de la norma IEC que requiere un modelado significativamente más detallado de las contribuciones del sistema de potencia a las corrientes de cortocircuito.

Descriptores: normas de cortocircuito, sistemas de potencia, corrientes de cortocircuito.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# ÍNDICE GENERAL

<b>APROBACION</b> .....	ii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iii
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	iv
<b>Resumen</b> .....	v
<b>Introducción</b> .....	1
<b>Capítulo 1</b> .....	3
<b>1.1 EL PROBLEMA</b> .....	3
<b>1.2 JUSTIFICACIÓN</b> .....	3
<b>1.3 OBJETIVOS</b> .....	4
<b>1.3.1 Objetivos General</b> .....	4
<b>1.3.2 Objetivos Específicos</b> .....	4
<b>1.4 METODOLLOGIA</b> .....	4
<b>1.5 ALCANCE</b> .....	5
<b>1.6 LIMITACIONES</b> .....	5
<b>Capítulo 2</b> .....	6
<b>2.1 Método IEC 60909 / VDE 0102</b> .....	6
<b>2.1.1 Cálculo de corriente máxima de cortocircuito</b> .....	8
<b>2.1.2 Cálculo de corriente de cortocircuito mínima.</b> .....	8
<b>2.1.3 Factores de corrección de impedancia IEC</b> .....	11
<b>2.2 El método ANSI</b> .....	11
<b>2.2.2 Voltaje de pre-falla</b> .....	13
<b>2.2.3 Métodos de cálculos</b> .....	14
<b>2.2.4 Método simplificado <math>X/R \leq 15</math></b> .....	14
<b>2.2.5 Método simplificado <math>X/R &gt; 15</math></b> .....	14
<b>2.2.6 Ajustes en el decremento AC y DC</b> .....	14
<b>2.2.7 Fallos alimentados desde fuentes remotas</b> .....	15
<b>2.2.8 Fallas alimentadas por fuentes locales</b> .....	15
<b>2.2.9 Factores multiplicadores ponderados</b> .....	16



2.2.10	Según las normas ANSI se calculan las siguientes corrientes de cortocircuito.....	16
2.3	Método de superposición .....	17
2.4	Método IEC 61363.....	18
2.5	Método IEC 61660 (DC) .....	20
2.6	Método ANSI/IEE 946 DC .....	22
2.7	Comparación entre la norma ANSI C37 y la norma IEC 60909 .....	22
2.7.1	Cálculos basados en la norma ANSI. (Impedancia).....	23
2.7.2	Cálculos basados en la norma IEC (corriente) .....	24
2.7.3	Datos de los elementos (diferencias entre las normas) .....	25
2.7.4	Voltajes de pre-falla (Comparación) .....	26
2.7.5	Configuraciones de la red (Comparación) .....	26
2.7.6	Criterios para el uso de las normas .....	27
Capítulo 3	.....	28
3.1	Ejecución de cálculos de cortocircuito.....	28
3.2	Ejecución del menú sensible al contexto.....	29
3.3	Fallos en barras colectoras/ terminales. ....	29
3.4	Fallos en líneas y ramales .....	31
3.5	Cálculo de Múltiples Fallas. ....	32
3.6	Opciones básicas (todos los métodos) .....	34
3.6.1	Falla de impedancia (excepto para IEC 61363).....	36
3.6.2	Mostrar Resultados .....	36
3.6.3	Ubicación de la falla .....	36
3.7	Método IEC 60909/VDE 0102 .....	37
3.7.1	Opciones básicas.....	37
3.7.2	Opciones Avanzadas .....	38
3.8	Método ANSI C37 .....	42
3.8.1	Opciones Básicas .....	42
3.8.2	Opciones Avanzadas .....	44
3.9	Método completo .....	46
3.9.1	Opciones básicas.....	46
3.9.2	Opciones Avanzadas .....	48
3.10	Método IEC 61363.....	50
3.10.1	Opciones Básicas .....	50

<b>3.10.2</b>	<b>Opciones Avanzadas</b> .....	52
<b>3.11</b>	<b>Método IEC 61660</b> .....	54
<b>3.11.1</b>	<b>Opciones Básicas</b> .....	54
<b>3.11.2</b>	<b>Opciones Avanzadas</b> .....	56
<b>3.12</b>	<b>Método ANSI/IEE 946</b> .....	57
<b>3.12.1</b>	<b>Opciones Básicas</b> .....	57
<b>3.12.2</b>	<b>Opciones Avanzadas</b> .....	58
<b>Capítulo 4</b> .....		59
<b>4.1</b>	<b>Visualización de resultados en un diagrama unifilar</b> .....	59
<b>4.2</b>	<b>Página de datos flexibles</b> .....	60
<b>4.3</b>	<b>Formatos de informe predefinidos (informes ASCII)</b> .....	60
<b>4.4</b>	<b>Diagrama de colores</b> .....	61
<b>4.5</b>	<b>Resultados</b> .....	62
<b>4.6</b>	<b>ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	82
<b>Conclusión</b> .....		84
<b>RECOMENDACIONES</b> .....		86
<b>Referencias</b> .....		87
<b>GLOSARIO</b> .....		88

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura</b>	<b>pp</b>
2.1 Ilustración del método IEC 60909/VDE 0102.....	7
2.2 factor de corrección de impedancia.....	11
2.3 Ilustración del método de superposición.....	18
2.4 Corriente de cortocircuito en función del tiempo de diferentes fuentes en DC.....	21
3.1 Comando ComShc para cálculo de cortocircuito.....	30
3.2 cuadro de configuración de falla de líneas y ramales.....	32
3.3 Cuadro de acceso a la lista de eventos de cortocircuito.....	33
3.4 Cuadro de eventos de cortocircuito (EvtShc).....	34
3.5 menú de opciones básicas para el cálculo de cortocircuitos.....	35
3.6 menú de opciones avanzadas para el cálculo de cortocircuito.....	38
3.7 menú de opciones básicas para el método ANSI C37.....	42
3.8 menú de opciones avanzadas.....	45
3.9 menú de opciones básicas.....	47
3.10 menú de opciones avanzadas.....	48
3.11 Menú de opciones básicas método IEC61363.....	50
3.12 Menú de opciones avanzadas para la opción del método de la norma IEC 61363.....	53
3.13 menú de opciones avanzadas para la opción método de simulación EMT.....	54
3.14 menú de opciones básicas para el método IEC 61660.....	55
3.15 menú de opciones avanzadas método IEC 61660.....	56
3.16 menú de opciones básicas para el método ANSI/IEE 946.....	57
3.17 menú de opciones avanzadas para el método ANSI/IEE 946.....	59

## ÍNDICE DE TABLAS

2.1 Factor de voltaje c .....	9
2.2 Criterios de Comparacion de las Normas.....	27
3.1 Tiempos de Rutura.....	41
4.1 Resultado de la falla trifásica .....	64
4.2 resultados de la falla bifásica .....	65
4.3 Resultados de la falla monofásica .....	67
4.4 Resultados de la falla trifásica .....	69
4.5 Resultados de la falla bifásica .....	70
4.6 Resultados de la falla monofásica .....	73
4.7 Resultados de la falla trifásica .....	75
4.8 Resultado de la falla bifásica .....	76
4.9 Resultado de la falla monofásica.....	77
4.10 Resultado de la falla trifásica .....	79
4.11 Resultado de la falla bifásica .....	79
4.12 Resultado de la falla monofásica.....	81

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# Introducción

Los sistemas de potencia como los sistemas industriales están diseñados para que las cargas sean alimentadas de forma continua, segura y confiable. Uno de los principales aspectos que se tienen en cuenta en el diseño y operación de los sistemas eléctricos es el manejo adecuado de los cortocircuitos. Aunque los sistemas están diseñados para mantenerse libres de cortocircuitos en la medida de lo posible estos todavía pueden ocurrir, por lo tanto, en el siguiente trabajo de grado se explicara la norma IEC 60909/VDE 0102, el método ANSI C37, el método de superposición, el método IEC 61363, el método IEC 61660 (DC) y el método ANSI/IEEE 946 (DC) para el cálculo de la corriente de cortocircuito, dichas normas se desarrollaron para proporcionar resultados conservadores para la determinación de la capacidad o la capacidad nominal de los equipos eléctricos. Además, la norma IEC 60909 proporciona procedimientos para determinar las corrientes mínimas de cortocircuito que se utilizarán como base para la selección de los fusibles, el ajuste de los dispositivos de protección y la comprobación del arranque de los motores.

La determinación de las corrientes de corto circuito en sistemas de potencia permite determinar y seleccionar los elementos necesarios para proteger adecuadamente los diferentes elementos que integran el sistema contra los efectos dinámicos y térmicos de esas corrientes. A la hora de diseñar o ampliar un sistema de potencia, debe de tomarse en cuenta hasta qué punto los equipos que integran el mismo pueden soportar los efectos térmicos y magnéticos producidos por las corrientes de corto circuito. En la selección de un dispositivo interruptor de corriente, es necesario determinar la máxima corriente que este dispositivo debe ser capaz de interrumpir, o de soportar momentáneamente.

Por otra parte, para la coordinación de dispositivos de sobre corriente para la detección de fallas, es necesario, en la mayoría de los casos, la determinación de las corrientes de corto circuito para asegurar una acción selectiva de los mismos.

La corriente de corto circuito es independiente de la carga y está relacionada con la naturaleza RL del circuito equivalente, con el tamaño y la dinámica de la fuente de potencia y la localización del punto del fallo. Mientras más grande sea la fuente generadora que provee de potencia al sistema (generadores, motores, transformadores, entre otras) mayor será la corriente de corto circuito y mientras más alejado de la fuente principal ocurra el fallo, menor será la corriente de corto circuito.

Conociendo que las principales causas de un corto circuito en los sistemas de potencia son:

- Descarga atmosféricas en equipos expuestos como líneas de transmisión.
- Envejecimiento prematuro del aislamiento debido principalmente a sobrecargas permanentes, ventilación inadecuada, entre otras.
- Contaminación ambiental que afectan los diferentes equipos.
- Fallas en los equipos del sistema.
- Funcionamiento inapropiado del sistema.

Aunque en la actualidad existen una gran variedad de software diseñados para proporcionar el estudio de los corto circuitos, este trabajo de grado se basará en el programa DIGSILENT PowerFactory® donde se explicará cómo aplicar cada una de las normas en el software de manera sencilla, haciendo posible el estudio, prevención y planificación de los sistemas de potencia para evitar así los daños o pérdidas ocasionadas en el caso de que se presente un cortocircuito en el sistema.

# Capítulo 1

## Cortocircuitos en Sistemas de Potencia

En la actualidad los sistemas de potencia se vuelven más complejos e importantes para el desarrollo de las sociedades, pero también conllevan un gran problema si no son planificados correctamente, debido a que un fallo en el sistema de potencia debido a un evento de cortocircuito podría afectar los equipos que conforman el sistema conllevando a pérdidas económicas o a poner en riesgo la seguridad de los trabajadores de las estaciones.

### 1.1 EL PROBLEMA

Los eventos de cortocircuitos en los sistemas de potencias generan gran preocupación debido a que pueden poner en riesgo la integridad física del personal y de los equipos que conforman el sistema, debido a esto es preciso realizar un estudio y planificación adecuada para poder evitar cualquier tipo de daño si se llegara a presentar algún evento de cortocircuito en el sistema, para ello se aplican una serie de normas que permitirán determinar las corrientes que se generaran durante el fallo y así poder diseñar el sistema de potencia de tal manera que se pueda evitar daños al mismo o alguna persona que se encuentre en el lugar del evento.

### 1.2 JUSTIFICACIÓN

Aunque los sistemas modernos de potencia están diseñados para evitar la ocurrencia de fallas, no existe garantía de que las mismas no puedan presentarse. Por lo tanto, los estudios de cortocircuito en un sistema de potencia son de vital importancia para un adecuado dimensionamiento de los equipos que componen dicho sistema y para garantizar una operación segura del mismo mediante una adecuada coordinación de protecciones. Existen una variedad de métodos usados para llevar a cabo los estudios de cortocircuito, entre los

cuales se tienen el método IEC 60909/VDE 0102, el método ANSI C37, el método de superposición, el método IEC 61363, el método IEC 61660 (DC) y el método ANSI/IEEE 946 (DC). Algunos de éstos métodos son utilizados en planificación y otros son más adecuados para estudios de operación del sistema. En este contexto, el presente trabajo de grado se propone estudiar en detalle las normas antes mencionadas.

## **1.3OBJETIVOS**

### **1.3.1 Objetivos General**

- Analizar los diferentes métodos de cálculo de cortocircuito usadas en sistemas de potencia.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Identificar las fuentes de cortocircuito en un sistema de potencia.
- Describir los métodos existentes para el cálculo de cortocircuito en un sistema de potencia.
- Calcular las corrientes de cortocircuito de redes de prueba mediante las normas estudiadas.
- Comparar los resultados obtenidos.
- Establecer los criterios más adecuados para el uso de cada norma.

## **1.4METODOLLOGIA**

Este trabajo se llevará a cabo mediante una revisión bibliográfica de los diferentes estándares relacionados al cálculo de cortocircuitos en sistemas de potencia y al uso de la herramienta computacional DigSILENT PowerFactory® para la aplicación de cada una de las normas de cortocircuitos.



## **1.5 ALCANCE**

En el presente trabajo de grado se explicará detalladamente la gravedad de presentarse un evento de cortocircuito en un sistema de potencia, sus consecuencias y cómo puede afectar de manera negativa el desempeño del sistema de potencia. Para evitar que al momento de presentarse un cortocircuito ocurran daños graves, se han establecido normativas las cuales serán analizadas y estudiadas con el fin de comprender la forma de proteger el sistema de potencia de la manera más adecuada. Para este estudio se utiliza la herramienta computacional DIgSILENT PowerFactory® de tal manera que cualquier usuario pueda aplicar las normas de cortocircuito de forma fácil y sencilla al momento de diseñar o estudiar un sistema de potencia.

## **1.6 LIMITACIONES**

En la actualidad existen una gran variedad de herramientas computacionales capaces de aplicar las normas de cortocircuitos para los sistemas de potencia, debido a esto sería necesario estudiar y comparar los más importantes con el software que será utilizado pero las licencias de estas herramientas computacionales son muy costosas haciendo de difícil acceso poder trabajar con cada uno de ellos y así poder deducir cual de todas ellas es de mayor fiabilidad y simplicidad al momento de trabajar en ellos.

## Capítulo 2

# Normas para el cálculo de cortocircuito en sistemas de potencia.

Las normas de cortocircuitos fueron implementadas con el fin de evitar daños graves a los equipos que conforman los sistemas de potencia y al personal que interactúan con los mismos, por ello es de vital importancia el estudio de cada una de las normas y comprender su aplicación.

### 2.1 Método IEC 60909 / VDE 0102

utiliza una fuente de voltaje equivalente en el punto de falla como se ilustra en la figura 2.1, todos los demás elementos del sistema son representados por sus respectivas impedancias. El objetivo de este método consiste en realizar un cálculo de cortocircuito cercano a la realidad sin la necesidad de realizar el cálculo de flujo de carga anterior y la definición asociada a las condiciones reales de operación.

En general se puede decir que la norma IEC determina dos tipos de corrientes de cortocircuito las cuales difieren en su magnitud:

- La corriente máxima de corto circuito: La cual determina la capacidad para el dimensionamiento del equipo eléctrico.
- La corriente mínima de cortocircuito: La cual es la base para la selección de fusibles, calibración de relés, y para el arranque de motores.

Las principales simplificaciones del método son las siguientes:

- Se asumen condiciones nominales para toda la red, es decir,  $U_i = U_n, i$
- Las corrientes de carga se desprecian, es decir,  $I_{Op} = 0$ .
- Se utiliza una red de simulación simplificada, es decir, las cargas no se consideran positivas ni negativas

- Para garantizar que los resultados se estiman de forma conservadora, se aplica un factor de corrección,  $C$ , a la tensión en la barra colectora averiada. Este factor difiere para el cálculo de corriente máxima y mínimas de cortocircuito de una red.

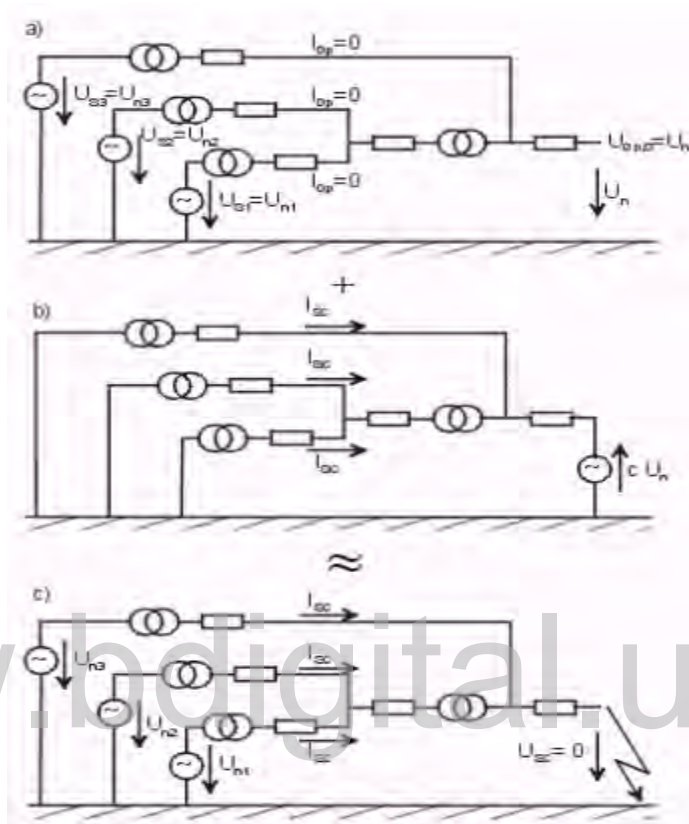


Figura 2.1 Ilustración del método IEC 60909/VDE 0102 [1]

El cálculo de cortocircuito basado en estas simplificaciones puede ser insuficiente para algunas aplicaciones prácticas. Por lo tanto, se aplican factores de corrección de impedancia adicionales a las impedancias físicas de los elementos de la red.

**Para los cálculos de las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito se asume las siguientes condiciones [2]:**

- Para la duración del cortocircuito no debe haber cambio en el tipo de cortocircuito involucrado.
- Para la duración del cortocircuito no hay cambio en la topología de la red.

- La impedancia de los transformadores se encuentra referida al cambiador de tomas en la posición principal.
- Las resistencias de arco son despreciadas.
- Todas las capacitancias de línea, admitancias paralelas, y cargas no rotativas, exceptuando las del sistema de secuencia cero son despreciadas.

### 2.1.1 Cálculo de corriente máxima de cortocircuito

Cuando se calculan las corrientes máximas de cortocircuito, es necesario introducir las siguientes condiciones:

- Se deben aplicar los factores de voltaje  $C_{max}$  de acuerdo a la tabla 2.1.
- Escoger la configuración del sistema y la máxima contribución de las plantas de potencia y alimentadores de red que conduzcan al valor máximo de la corriente de cortocircuito en el punto del fallo.
- Cuando las impedancias equivalentes  $Z_q$  son usadas para representar redes externas, se debe utilizar la impedancia equivalente de cortocircuito mínima, de tal forma que se obtenga una corriente de cortocircuito máxima de los alimentadores de la red.
- Los motores deben ser incluidos.
- La resistencia de las líneas y los cables deben ser tomadas para una temperatura de 20 °C.

### 2.1.2 Cálculo de corriente de cortocircuito mínima.

Cuando se calculan las corrientes de cortocircuito mínimas, es necesario tener presente las siguientes condiciones:

- Se aplica el factor  $C_{min}$  de acuerdo a la tabla 2.1.

Se selecciona la configuración de la red y la mínima contribución de las plantas de potencia y alimentadores de red que conduzcan al valor mínimo de la corriente de cortocircuito.

- Los motores deben ser despreciados.
- La resistencia  $R_L$  de las líneas deben ser tomadas para una temperatura determinada por la siguiente ecuación:

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ C)] \cdot R_{L20} \quad (2.1)$$

Donde:

$R_{L20}$ : Es la resistencia para una temperatura de 20 °C.

$\theta_e$ : Temperatura del conductor en grados celsius al final del cortocircuito.

$\alpha$ : es un factor igual a 0.004/K, válido con suficiente precisión en la mayoría de las aplicaciones prácticas en cobre, aluminio y aleaciones de aluminio.

www.bdigital.ula.ve

Tabla 2.1 Factor de voltaje c para el cálculo de

Voltaje nominal	Factor de voltaje c para el cálculo de	
	Corrientes máximas de cortocircuito $C_{max}$	Corrientes mínimas de cortocircuito $C_{min}$
<b>Bajo voltaje</b> 100V a 1000 V	1.05 1.10	0.95
<b>Medio voltaje</b> 1 kV a 35 kV	1.10	1.00
<b>Alto voltaje</b>		

<35 kV		
<p><math>C_{max}U_n</math> no debe exceder el voltaje más alto (<math>U_m</math>) de los equipos del sistema.</p> <p>Si no se define el voltaje nominal <math>C_{max}U_n=U_m</math> o <math>C_{min}U_n = 0.90xU_m</math> deberá ser aplicado</p> <p>Para sistemas de bajo voltaje con una tolerancia de +6% se utilizará el factor mínimo. Por ejemplo, sistemas entre 380 V a 400V.</p> <p>Para sistemas de bajo voltaje con una tolerancia de +10% se utilizara el factor máximo.</p>		

El método IEC 60909 requiere el cálculo del cortocircuito simétrico inicial para derivar el resto de las cantidades físicas, cada una de las cuales es una función de lo siguiente [2]:

- relación R / X,
- Características de la máquina.
- El tipo de sistema de excitación del generador síncrono.
- Tipo de red (si es radial o mallada),
- Determinación de si la contribución está “cerca de” o “lejos de” la ubicación del cortocircuito,

Con respecto al tipo de red, el método IEC 60909 describe tres métodos para el cálculo de (corriente máxima de cortocircuito) en redes malladas que se definen de la siguiente manera:

Método A:

- Relación uniforme R / X: el factor se determina en función de la relación más pequeña de R / X de Todas las ramas que contribuyen a la corriente de cortocircuito.

Método B:

- relación R / X en la ubicación del cortocircuito: para este método, el factor  $\kappa$  se multiplica por 1.5 para cubrir las imprecisiones causadas por el uso de la relación R / X de una reducción de red con impedancias complejas.

Método C:

- Frecuencia equivalente: se calcula una impedancia equivalente  $Z_c$  del sistema vista desde la ubicación del cortocircuito asumiendo una frecuencia  $f_c = 20\text{Hz}$  (para una frecuencia nominal  $f_c = 50\text{Hz}$ ) o  $f_c = 24\text{Hz}$  (para una frecuencia nominal  $f_c = 60\text{Hz}$ ). Este es el método recomendado en redes malladas.

### 2.1.3 Factores de corrección de impedancia IEC

El método IEC 60909 utiliza solo los parámetros nominales de los elementos de red. Esto es ventajoso debido a que solo se necesita poca información para realizar un cálculo de cortocircuito. Sin embargo, teniendo en cuenta que, por ejemplo, la contribución al cortocircuito de un generador síncrono depende en gran medida de la excitación de voltaje y en la posición del cambiador de tomas del transformador de la unidad, el valor de la impedancia para el peor caso se considera aplicando un factor de corrección ( $<1$ ), esta idea se ilustra en la figura 2.2.

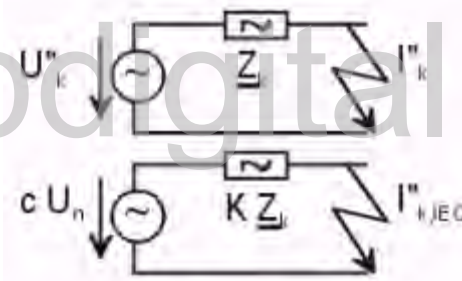


Figura 2.2 factor de corrección de impedancia [1]

El factor de corrección  $c$  debe determinarse de modo que  $I''_k = I''_{k,IEC}$ .

## 2.2 El método ANSI.

El método ANSI de cálculo de cortocircuito es utilizado en toda Norteamérica y es aceptado en muchos otros países. Sin embargo, para todos los equipos fabricados y aplicados en la industria en los EE. UU prevalecen las normas ANSI.

A la mayoría de los equipos extranjeros para uso en el mercado estadounidense se les han asignado clasificaciones ANSI.

En un sistema de multivoltaje pueden ser necesarios cuatro tipos de cálculos de cortocircuito. Estos son [2]:

1. Funciones de primer ciclo (momentáneas) para fusibles y disyuntores de baja tensión.
2. Funciones de primer ciclo (momentáneas) para interruptores automáticos de media o alta tensión.
3. Funciones de separación (interrupción) de contactos para disyuntores de alta tensión (disyuntores con capacidad nominal superior a 1 kV).
4. Corrientes de cortocircuito para dispositivos de relé con retardo de tiempo.

Independientemente del tipo de cálculo de la corriente de falla, el sistema de potencia se reduce a una sola impedancia equivalente detrás de la fuente de voltaje.

El método ANSI proporciona los procedimientos para calcular las corrientes de cortocircuito en los siguientes estándares:

- ANSI / IEEE Estándar C37.010, Guía de aplicación IEEE para interruptores de AC de alto voltaje
- ANSI / IEEE Standard C37.13, IEEE Standard para interruptores de potencia de AC de bajo voltaje
- Estándar ANSI / IEEE 141, Práctica recomendada por IEEE para la distribución de energía eléctrica de Plantas Industriales.
- ANSI / IEEE Estándar C37.5, Guía de aplicación IEEE para interruptores de AC de alto voltaje calificado en base a la corriente total. (Estándar retirado).

ANSI C37.010 detalla el procedimiento para equipos aplicados en sistemas de media y alta tensión, considerando una clasificación de los generadores como “local” o “remoto” según la ubicación de la falla, además de tener en cuenta la contribución del motor. El procedimiento también cubre el primer ciclo e interrupción de las corrientes en el tiempo, con énfasis en la interrupción de las corrientes en el tiempo.



ANSI C37.13 detalla el procedimiento para interruptores de circuito de potencia aplicados en sistemas de baja tensión (menos de 1000 voltios), mientras que se enfoca principalmente en las corrientes de primer ciclo, la impedancia de los motores y el punto de falla X/R. Normalmente, los fusibles y los interruptores de circuito de bajo voltaje comienzan a interrumpirse en el primer semiciclo, por lo que se da un tratamiento especial para la corriente de interrupción, sin embargo la prueba del equipo incluye una especificación del componente en DC.

Algunas de las principales pautas del método ANSI para el cálculo de corrientes de cortocircuito se expresan a continuación:

- Se asume que la tensión de la barra colectora previa al fallo es nominal (1.0 p.u.).
- La relación X/R del punto de falla se calcula en base a una reducción de la red de resistencia separada, que se usa más tarde para calcular el pico y la corriente de falla asimétrica total.
- Dependiendo de la ubicación de la falla, las corrientes del generador que alimentan al cortocircuito se clasifican como “locales” o “remotas”. Una fuente remota se considera que tiene solo una caída de DC, mientras que una fuente local se trata como si tuviera una caída de DC y AC. Dependiendo de esta clasificación, se utilizan las curvas correspondientes para obtener los factores de multiplicación.

### **2.2.2 Voltaje de pre-falla**

El voltaje de la fuente o voltaje de pre-falla es el voltaje nominal del sistema, aunque se puede usar un voltaje mayor o menor en los cálculos. Las peores condiciones de cortocircuito se producen con cargas máximas, ya que las cargas giratorias contribuyen a las corrientes de cortocircuito. Es poco probable que la tensión de funcionamiento sea superior a la tensión nominal con la carga máxima. En condiciones de carga ligera, la tensión de funcionamiento puede ser mayor, pero también se reducirán las contribuciones de carga a las corrientes de cortocircuito. El efecto de una tensión más alta con una carga reducida se compensa con la reducción de las contribuciones de las cargas.

### 2.2.3 Métodos de cálculos

Existen dos métodos de cálculos

1. E/X o E/Z método simplificado.
2. E/X o E/Z método con ajustes para decremento AC y DC

### 2.2.4 Método simplificado $X/R \leq 15$

Los resultados del cálculo de E/X pueden ser comparados directamente con la capacidad de interrupción simétrica del interruptor, siempre y cuando la relación X/R del circuito sea de 15 o menos. Esto se basa en la estructura nominal de los interruptores y en la curva que se puede observar en el libro [2] Fig.5-4. Cuando la relación circuito X/R es de 15 o menos, el servicio de cortocircuito asimétrico nunca excede el servicio de cortocircuito simétrico en una proporción mayor que aquella en la que la capacidad asimétrica del interruptor excede la capacidad simétrica. Sólo puede ser ligeramente superior en el momento de la separación por contacto de cuatro ciclos.

### 2.2.5 Método simplificado $X/R > 15$

Otra simplificación de los cálculos es posible cuando la relación X/R es superior a 15. Para relaciones X/R superiores a 15, la componente de la corriente de cortocircuito en DC puede aumentar por encima de la compensación prevista en la estructura nominal de los interruptores. Un disyuntor puede ser aplicado inmediatamente sin necesidad de calcular la resistencia del sistema, si el cálculo E/X no excede el 80% de la capacidad de interrupción simétrica del disyuntor.

### 2.2.6 Ajustes en el decremento AC y DC

Cuando se requiere un cálculo más detallado, se deben considerar los ajustes de decremento de AC y DC. Este método también se recomienda cuando ocurre una falla de una sola línea a tierra alimentada predominantemente por generadores, si la tensión del generador, excede el 70% de la capacidad de interrupción del disyuntor para fallas de una sola línea a tierra. Para los cálculos que utilizan este método, el punto de falla X/R es necesario. Se

construyen dos redes separadas: la primera: una red de resistencia, sin tener en cuenta la reactancia, y la segunda: una red de reactancia sin tener en cuenta la resistencia. La relación del punto de falla X/R se calcula reduciendo estas redes a una resistencia equivalente y una reactancia equivalente en el punto de falla. Esto da resultados más precisos que cualquier otro procedimiento razonablemente simple, incluyendo la representación del fasor a la frecuencia del sistema.

### 2.2.7 Fallos alimentados desde fuentes remotas

Si la corriente de cortocircuito es alimentada desde los generadores a través de:

- dos o más transformadores.
- una reactancia externa al generador por unidad igual o superior a 1,5 veces la reactancia subtransitorio del generador por unidad en una base común de MVA, es decir, que suministra menos del 40% de su corriente de cortocircuito de su terminal.

se considera una fuente remota. En este caso, no es necesario considerar el efecto de la caída de corriente alterna y las curvas de los factores multiplicadores incluyen sólo la caída de corriente continua estas curvas las podemos observar [2] fig. 7-5.

Los factores multiplicadores para las curvas remotas son calculables, y vienen dadas por:

$$Remote MF = \frac{1}{s} \left[ 1 + 2e^{\frac{-4\pi C}{(X/R)}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.2)$$

### 2.2.8 Fallas alimentadas por fuentes locales

En este caso el efecto de los decrementos AC y DC deben ser considerados. La fuente de cortocircuito es denominada local cuando la corriente de cortocircuito es predominantemente alimentada a través de no más de un transformador o cuando la reactancia externa por unidad al generador es menor de 1,5 veces la reactancia interna en por unidad de la fuente, expresada en la misma base de potencia, es decir, suministra más del 40% de su corriente máxima de falla de su terminal, se denomina como fuente local.

Los factores multiplicadores son aplicados a partir de curvas separadas, reproducido en [2] en las Figs. 7-6 y 7-7)

### 2.2.9 Factores multiplicadores ponderados

Para un sistema con varias fuentes de cortocircuito, que pueden incluir generadores que pueden ser clasificados como locales o remotos, dependiendo de las impedancias de interconexión, no se pueden aplicar exclusivamente los factores multiplicadores remotos ni locales. Es lógico utilizar factores multiplicadores tanto locales como remotos en un proceso de ponderación. Esta ponderación consiste en aplicar un factor de multiplicación a distancia a la parte de la corriente de cortocircuito simétrica  $E/X$  que es aportada por fuentes remotas. Del mismo modo, el factor multiplicador local se aplica a la contribución de corriente de la avería. La fracción de corriente de interrupción que es aportada por fuentes remotas se identifica como la proporción de NACD:

$$NACD \text{ ratio} = \frac{\sum NACD \text{ source currents}}{\frac{E}{X} \text{ for the interrupting network}} \quad (2.3)$$

### 2.2.10 Según las normas ANSI se calculan las siguientes corrientes de cortocircuito.

- $I_{symm}$  Momento simétrico (primer ciclo) corriente de cortocircuito (RMS)
- $I_{symi}$  Corriente de cortocircuito de interrupción simétrica (RMS)
- $I_{1.6asymm}$  Corriente de cortocircuito (RMS) momentánea asimétrica (cierre y enganche de servicio). Obtenido aplicando un factor 1.6 a la  $I_{symm}$ .
- $I_{2.7peakm}$  Corriente de cortocircuito pico (valor instantáneo). Obtenido aplicando un factor de 2.7 a  $I_{symm}$ .
- $I_{asymm}$  Corriente de cortocircuito (RMS) momentánea asimétrica (cierre y bloqueo), obtenido al aplicar un factor a  $I_{symm}$  de acuerdo con la relación X/R calculada.
- $I_{peakm}$  Corriente pico de cortocircuito (valor instantáneo), se obtiene aplicando un factor a  $I_{symm}$ , de acuerdo con la relación X/R calculada.

### 2.3 Método de superposición

El método completo (a veces también conocido como método de superposición) es en términos de modelado de sistemas, un método de cálculo preciso. Las corrientes de falla del cortocircuito se determinan superponiendo una condición de flujo de carga saludable antes del inicio del cortocircuito con una condición donde todos los suministros de voltaje se ponen a cero y la tensión de operación negativa se conecta en la ubicación de falla. El procedimiento se muestra en la Figura 2.3. El punto inicial es la condición operativa del sistema antes del inicio del cortocircuito véase la Figura 2.3a. Esta condición representa las condiciones de excitación de los generadores, las posiciones de toma de los transformadores regulados y el estado del interruptor / conmutador que refleja la variación operacional.

A partir de estas condiciones previas a la falla se puede calcular el voltaje previo a la falla en la barra de distribución defectuosa.

Para esta condición del sistema se calcula el voltaje negativo de la barra de distribución antes de la falla, la barra con falla se conecta en la ubicación de la falla y todas las demás fuentes/generadores se ponen a cero (consulte la Figura 2.3b. Dado que se supone que las impedancias de la red son lineales, la condición del sistema después del inicio de la falla se puede determinar mediante la superposición (adición compleja) en la falla previa véase la Figura 2.3c.

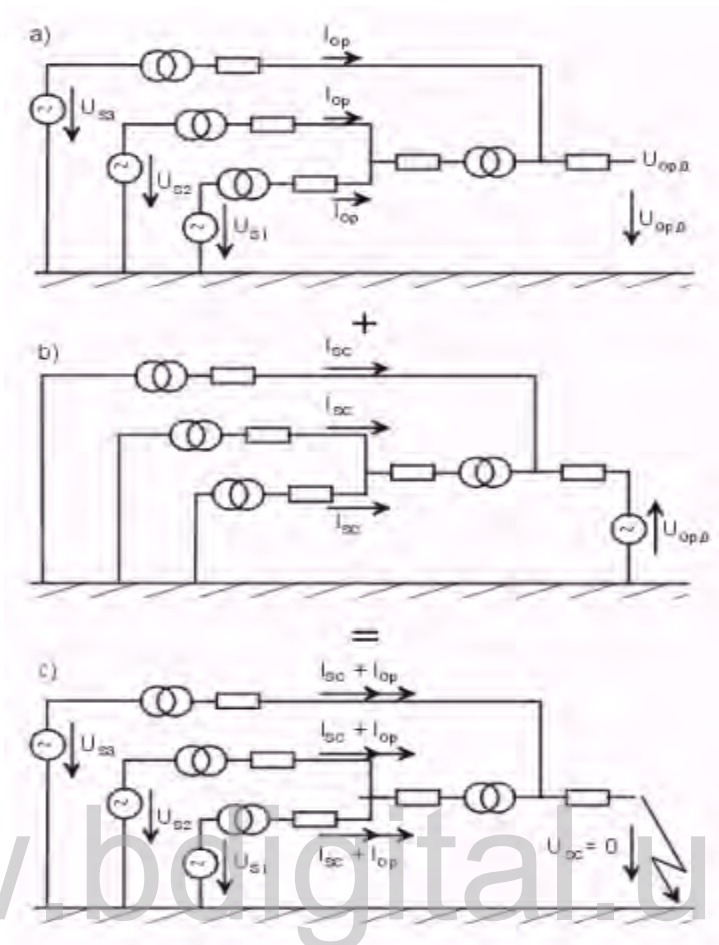


Figura 2.3 Ilustración del método de superposición [1].

## 2.4 Método IEC 61363

La norma IEC 61363 describe los procedimientos para calcular las corrientes de cortocircuito en las instalaciones eléctricas radiales de corriente alterna trifásica en buques y en unidades móviles y fijas fuera de la costa *offshore*.

La norma IEC 61363 define únicamente métodos de cálculo para cortocircuitos trifásicos (a tierra).

Típicamente los sistemas eléctricos marinos/*offshore* son operados con el punto neutro aislado del casco o conectado a él a través de una impedancia. En estos sistemas, el valor más alto de corriente de cortocircuito correspondería a un cortocircuito trifásico. Si el punto neutro está directamente conectado al casco, entonces el cortocircuito línea a línea o línea a línea del casco del barco puede producir una corriente más alta. Se pueden tomar dos enfoques básicos de cálculo del sistema, “dependiente del tiempo” y “no dependiente del tiempo”.

De acuerdo con la norma IEC 61363, PowerFactory® calcula una máquina equivalente que alimenta directamente a la ubicación del cortocircuito. Esta máquina resume todos los componentes “activos” y “no activos de la red.

El procedimiento de cortocircuito de la IEC 61363 calcula la envolvente superior (amplitud) del valor máximo del cortocircuito dependiente del tiempo. La envolvente se calcula utilizando parámetros específicos de las características de la máquina que pueden obtenerse de los fabricantes de equipos, utilizando métodos de ensayo reconocidos y aplicando las siguientes suposiciones [3]:

- Todas las capacitancias del sistema son despreciadas.
- Al inicio del cortocircuito, el valor instantáneo de la tensión en una fase en el punto de fallo es cero.
- Durante el cortocircuito, no se produce ningún cambio en la trayectoria de la corriente de cortocircuito.
- La impedancia del arco de cortocircuito se desprecia.
- Los transformadores se colocan en la posición de toma principal.
- El cortocircuito se produce simultáneamente en todas las fases.
- Para los generadores conectados en paralelo, todos los generadores comparten su carga activa y reactiva proporcionalmente al inicio o durante el cortocircuito.
- Durante cada intervalo de tiempo discreto, todos los componentes de los circuitos reaccionan linealmente.

Debido a que el estándar considera componentes y modelos específicos del sistema (“activo” e “inactivo”), algunos de los modelos que se pueden utilizar en PowerFactory®

no tendrán descripción de acuerdo con el estándar (tales como redes externas, fuentes de tensión, generadores estáticos, entre otros.).

De acuerdo con este método, se calculan los siguientes valores de cortocircuito:

- $I''_k$  Corriente de cortocircuito simétrica inicial.
- envoltura superior de la corriente de cortocircuito  $I(t)$ .
- $i_d(t)$  componente decadente (aperiódico) de la corriente de cortocircuito.
- $i_p$  Corriente máxima de cortocircuito.
- $I_k$  Corriente de cortocircuito de estado continuo

Las fórmulas y métodos de cálculo descritos producen resultados lo suficientemente precisos como para calcular la corriente de cortocircuito durante los primeros 100 ms de ocurrencia del fallo. En la norma se parte de la base de que durante el control de los generadores en poco tiempo no tiene una influencia significativa en los valores de cortocircuito. Puede utilizarse también para calcular la corriente de cortocircuito para períodos superiores a 100 ms cuando un sistema de barras este directamente conectado a los generadores. Para períodos de tiempo posteriores 100 ms los efectos de control de los reguladores de tensión del sistema pueden tener influencia predominante en los valores del cortocircuito.

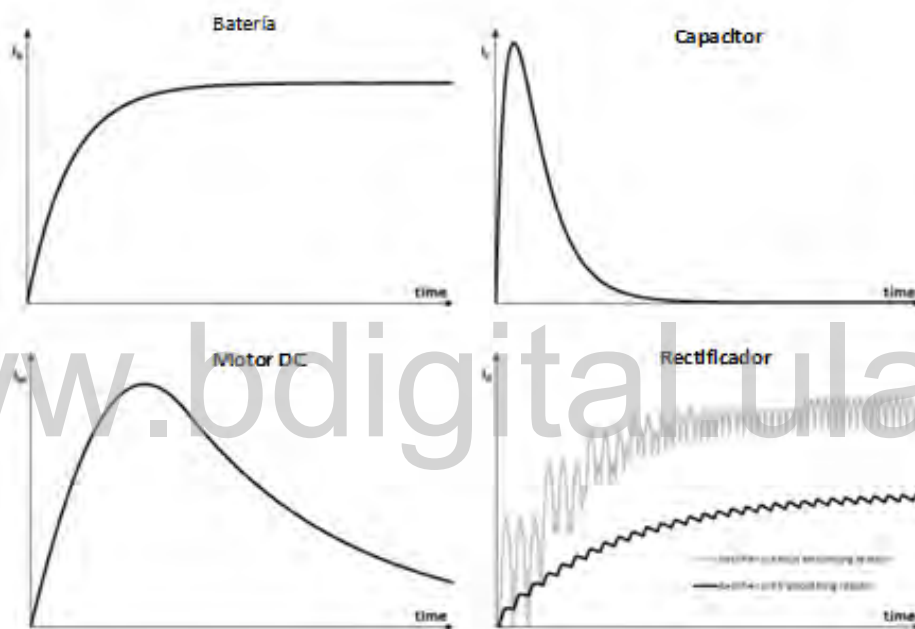
## 2.5 Método IEC 61660 (DC)

Describe un método detallado para calcular las corrientes de cortocircuito en DC en sistemas auxiliares, centrales eléctricas y subestaciones. La norma detalla consideraciones para subidas de voltajes hasta 250 VDC. Estos sistemas pueden estar equipados con los siguientes equipos, que actúan como fuentes de corriente de cortocircuito:

- rectificadores de conexión en puente de AC trifásica.
- baterías estacionarias de plomo-ácido.
- condensadores de aislamiento.
- Motores de corriente continua con excitación independiente.



La norma IEC 61660 define ecuaciones y circuitos equivalentes que se aproximan a la contribución de las diferentes fuentes de corriente continua a una falla dependiente del tiempo. La norma también define los factores de corrección y los métodos de aproximación para determinar la corriente total de cortocircuito en DC en el punto de fallo. Se ilustra una representación gráfica de la función de tiempo de la corriente de cortocircuito de DC de diferentes fuentes de DC en la figura 2.4



**Figura 2.4 Corriente de cortocircuito en función del tiempo de diferentes fuentes en DC [4]**

De acuerdo con la norma IEC 61660, PowerFactory® calcula la corriente de falla total en DC considerando todas las fuentes de corriente de DC que alimentan la ubicación del cortocircuito.

Según el método IEC 61660, se calculan los siguientes valores de cortocircuito:

- $i_p$  corriente de cresta de cortocircuito
- $I_k$  Corriente de cortocircuito de estado casi permanente
- $t_p$  tiempo para llegar a la cima

- $\tau r$  Constante de tiempo de ascenso
- $\tau d$  constante de tiempo de decaimiento
- $Tk$  tiempo de eliminación de la falla

## 2.6 Método ANSI/IEE 946 DC

La norma IEEE 946 describe una práctica recomendada para el diseño de sistemas de energía auxiliar de corriente continua para centrales nucleares y no nucleares. La norma proporciona orientación sobre la selección de equipos, incluyendo valores nominales, interconexiones, instrumentación, control y protección.

Esta norma está estrechamente ligada al libro de datos Industrial Power Systems de General Electric. La norma IEEE 946 incluye ejemplos para el cálculo de la contribución al cortocircuito de una batería y un cargador de baterías, mientras que el Libro de datos de GE Industrial Power Systems incluye una metodología para el cálculo de la contribución de fallos de DC de Baterías, máquinas de DC y Rectificadores [1].

Según el método IEEE 946, se calculan los siguientes valores de cortocircuito:

- $i_p$  corriente de cresta de cortocircuito
- $I_k$  Corriente de cortocircuito de estado casi permanente
- $T_n$  Constante de tiempo de la red
- $RR$  velocidad de subida de la corriente de cortocircuito.

## 2.7 Comparación entre la norma ANSI C37 y la norma IEC 60909

Ambas normas, la IEC 60909 y la norma ANSI para el cálculo de las corrientes de cortocircuito arrojan resultados conservativos para la selección de la capacidad de los equipos eléctricos. Adicionalmente, la norma IEC 60909 ofrece procedimientos para la determinación de la corriente mínima de cortocircuito a ser usada para la selección de fusibles, para la calibración de equipos de protección y para la verificación del arranque de motores.

El procedimiento IEC 60909 requiere un modelado significativamente más detallado de las contribuciones del sistema de potencia a las corrientes de cortocircuito que la norma ANSI, debe mencionarse que ambas normas proveen procedimientos detallados para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, ellos no excluyen la posibilidad de métodos alternativos si éstos métodos ofrecen al menos la misma precisión.

Las normas ANSI C37010 aplica en sistemas por encima de los 1000 voltios, mientras que la norma C37.13 aplica a sistemas por debajo de los 1000 voltios. La norma ANSI/IEEE 141-1986 (El libro Rojo IEEE), suministra un análisis complementarios e interpretaciones de las normas ANSI.

### **2.7.1 Cálculos basados en la norma ANSI. (Impedancia)**

El método de cálculo de las corrientes de cortocircuito requiere el uso de redes separadas para bajo voltaje, redes de medio y alto voltaje para cálculos momentáneos y finalmente redes de medio y alto voltaje para la capacidad de interrupción. Cada una de éstas redes son diferentes, las principales diferencias se pueden resumir a continuación:

En las redes de bajo voltaje se requiere que todas las máquinas, incluyendo todos los tamaños de los motores de inducción sean tomados en cuenta como parte de la impedancia de la red. Para ésta norma, se utilizan las impedancias subtransitorias para todas las máquinas. A partir de ésta red se determinan las corrientes simétricas las cuales pueden ser comparadas con los datos de los equipos. Si la relación  $X/R$  en el punto del fallo excede un valor de 6.6, se aplican los factores de multiplicación junto con la corriente simétrica para obtener un valor que debe ser comparado con los datos del interruptor de bajo voltaje.

Para la red momentánea, la norma ANSI C37.010 requiere el uso de varios factores de multiplicación para la reactancia subtransitoria. Un factor de 1.2 es utilizado para los motores de inducción de 50 a 1000 hp a 1800 rpm o menos y para motores de inducción de 50 a 250 hp a 3600 rpm, la norma permite despreciar todos los motores por debajo de los 50 hp y todos los motores monofásicos. Usando éstas impedancias para representar las máquinas, la red momentánea es utilizada para calcular los interruptores de potencia basados en la corriente simétrica. Este valor es calculado como un valor rms equivalente a

la corriente en medio ciclo, y depende de la relación X/R en el punto del fallo la cual debe ser determinada mediante redes R y X separadas. El libro rojo permite usar la red momentánea como red de bajo voltaje, reduciéndose de ésta forma las complejidades [5].

La red de interrupción para la norma ANSI C37.010 requiere el uso de varios factores de multiplicación para las redes resistivas e inductivas. Para los motores de inducción con potencias mayores a los 1000 hp a 1800 rpm o menos y para los mototres de inducción de 50 a 250 hp a 3600 rpm se utiliza un factor de 1.5, para los otros motores de inducción se utiliza un factor de 3.0. Para los motores sincrónicos se usa un factor de 1.5. Usando estas reactancias se obtiene una red equivalente que permite calcular el valor rms de la corriente de interrupción mediante la aplicación de algunas curvas dadas por la misma norma.

La norma C37.010 recomienda el uso de redes de resistencia y reactancia separadas para la determinación de la relación X/R usada para los cálculos de las corrientes momentáneas y de interrupción. Esta norma también ofrece ciertas reglas empíricas para la determinación de la generación remota y local. Los decrementos ac/dc o dc son determinados para la condición local o remota de los generadores respectivamente; la relación X/R es calculada mediante técnicas de reducción de redes. Cabe hacer notar que la Norma ANSI no modela las condiciones de prefallo de los generadores ni las curvas con las que decaen las corrientes en cada generador o motor.

### 2.7.2 Cálculos basados en la norma IEC (corriente)

La norma IEC requiere el cálculo de la corriente de cortocircuito inicial simétrica ( $I''_k$ ) en el punto del fallo además de las contribuciones de cada máquina sincrónica ( $I''_{kG}$ ). Estas corrientes son la base fundamental para el cálculo de cada una de las siguientes corrientes [5]:

- La corriente pico instantánea ( $i_p$ ).
- La componente DC (aperiódica) de la corriente de cortocircuito ( $i_{DC}$ ).
- La corriente de interrupción simétrica de cortocircuito ( $I_b$ ).
- La corriente de interrupción asimétrica de cortocircuito ( $I_b$  asym).

- La corriente de cortocircuito simétrica de régimen permanente ( $I_k$ ) para cada fuente de cortocircuito.

Ésta norma requiere el cálculo de cada una de las corrientes mencionadas anteriormente para cada fuente de cortocircuito, luego se usan éstas componentes para determinar la corriente de cortocircuito total en cada punto de fallo. Cada una de éstas corrientes son una función de las características de las máquinas, la relación R/X que cada fuente ve desde el punto del fallo, el tiempo mínimo de despeje de la falla, la corriente inicial simétrica de cortocircuito, el tipo de excitación, si la contribución fluye desde una red enmallada o no y si la contribución está cercana o lejana del punto de fallo. La norma IEC trata cada uno de estos factores en forma diferente dependiendo del tipo de fuente.

Esta norma establece que se debe analizar la magnitud de las corrientes  $I''_{kG}$  que fluyen desde cada fuente individual hasta el punto de fallo. Para el cálculo de las corrientes de interrupción, los motores son considerados cercanos si la suma de todas las corrientes  $I''_{kG}$  excede un 5% de la corriente total  $I''_k$  sin motores. De otra forma todos los motores son considerados lejanos. Las máquinas sincrónicas son consideradas cercanas si sus corrientes  $I''_{kG}$  son mayores que dos veces su corriente nominal. De otra forma son considerados lejanos.

Cada motor o generador es tratado en forma individual para la aplicación de los factores de decremento. Para máquinas sincrónicas, éstos factores son una función del tiempo mínimo de despeje de la falla y de la relación entre la contribución de la máquina a la corriente de cortocircuito y su valor de corriente nominal. Para las máquinas asincrónicas se utiliza un factor que es función de la potencia activa nominal por par de polo.

### **2.7.3 Datos de los elementos (diferencias entre las normas)**

Para los motores asincrónicos, la norma ANSI requiere información del rpm y la potencia en hp para determinar los factores de multiplicación de la reactancia subtransitoria. La norma IEC requiere información sobre la potencia real nominal por par de polo para determinar las tasas de decaimiento.

Para máquinas sincrónicas, IEC requiere información adicional referida al factor de potencia nominal con el objeto de calcular el factor de corrección para máquinas sincrónicas (factor  $k_G$ ), adicionalmente se requiere información sobre el tipo de excitación y  $X_{dsat}$  (inverso de la relación de cortocircuito) con la finalidad de calcular la corriente de cortocircuito de régimen permanente. La norma IEC define una fuente de contribución que no está presente en la norma ANSI: la unidad estación de potencia (PSU) *power station unit* la cual consiste de un generador y un transformador tratados como una sola unidad. La norma IEC 60909 contiene procedimientos separados para los cálculos de las corrientes de cortocircuito dependiendo de si la ubicación del corto está entre el generador y el transformador o en el lado de carga del transformador.

La norma IEC contiene procedimientos para modelar los transformadores cuyos voltajes nominales del primario y del secundario no son iguales que los niveles de voltaje del sistema. La norma ANSI no presenta información sobre éste tópico.

#### **2.7.4 Voltajes de pre-falla (Comparación)**

La norma ANSI considera que los voltajes de pre-fallo son iguales a 1.0 p.u. La norma IEC por su parte requiere el uso de un factor de corrección de voltaje ( $c$ ). Este factor varía de acuerdo al nivel de tensión. Un conjunto de factores se utiliza para determinar las corrientes máximas de cortocircuito y el otro conjunto para determinar las corrientes mínimas de cortocircuito. Estos factores son usados para determinar una fuente de voltaje equivalente en el punto de ubicación del fallo y que permite determinar la corriente inicial simétrica de cortocircuito.

#### **2.7.5 Configuraciones de la red (Comparación)**

La norma ANSI no hace una discriminación entre el cálculo de las corrientes para redes radiales o redes enmalladas. La norma IEC por su parte hace una diferenciación entre los cálculos para redes enmalladas y para redes no enmalladas. Cuando se trata de redes no enmalladas se suman las contribuciones de cada elemento en forma vectorial o escalar para

determinar la corriente de cortocircuito total. Para las contribuciones provenientes de redes enmalladas, la norma permite tres métodos diferentes de cálculo para las correcciones.

- Método A: Si existe una relación R/X uniforme, entonces se utiliza un factor utilizando la relación R/X más pequeña de todas las ramas de la red. Sólo es necesario considerar las ramas que suman el 80% de la corriente a voltaje nominal correspondiente a la ubicación del fallo.
- Método B: Determina un factor de multiplicación basado en la relación R/X en el punto del fallo, luego se multiplica éste valor por 1.15 por razones de seguridad.
- Método C: Calcula una red equivalente de frecuencia para determinar el factor de multiplicación. Para un sistema de 60 Hz, se resuelve una red nueva a una frecuencia de 24 ciclos, y luego un número de relaciones complejas deben ser tomadas en cuenta.

Estos métodos son utilizados para determinar la corriente pico de cortocircuito, así como también la corriente aperiódica DC.

### 2.7.6 Criterios para el uso de las normas.

Tabla 2.2 Criterios de Comparación de las Normas

	<b>IEC 60909</b>	<b>ANSI</b>
<b>Calculo basado en la norma</b>	requiere el cálculo de la corriente de cortocircuito inicial simétrica y las contribuciones de cada máquina síncrona	Redes equivalentes separadas para bajo, medio-alto voltaje para el cálculo de la capacidad momentánea y de interrupción
<b>Motores asíncronos</b>	Potencia real nominal por par de polos	Rpm hp
<b>Maquinas sincrónicas</b>	Factor de potencia nominal Tipo de excitación	no presenta información
<b>Voltaje de pre-falla</b>	Requiere el uso de un factor de corrección (c), para determinar una fuente de voltaje equivalente	1.0 p.u.

<b>Configuración de la red</b>	hace diferenciación en los cálculos para redes malladas y no malladas	no hace discriminación en el cálculo de la corriente en redes radiales o redes malladas
--------------------------------	---	---

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)



## Capítulo 3

# Opciones de cálculo de cortocircuito que se pueden encontrar en PowerFactory®


Las siguientes secciones describen las opciones disponibles en el comando de cálculo de cortocircuito de PowerFactory®. Algunas de estas opciones dependen del método de cálculo seleccionado, por lo que se presentan secciones separadas dedicadas a cada método.

### 3.1 Ejecución de cálculos de cortocircuito.

Existen diferentes métodos para iniciar el comando de cálculo de cortocircuito *ComShc* en PowerFactory® lo que puede resultar en una configuración diferente del comando. Estos métodos se describen a continuación:

#### 1. Barra de herramientas/Ejecución del menú principal

El comando de cortocircuito se puede ejecutar desde la barra de herramientas o el menú principal de PowerFactory® de la siguiente manera:

- Pulsando el icono de la barra de herramientas principal 
- Seleccionando la opción de *Calculate* → *Short-Circuit*, en el menú principal.

Si el usuario realiza el cálculo de cortocircuito por primera vez (utilizando una de las opciones anteriores), el comando de cortocircuito se configurará de forma predeterminada; es decir, el comando se configurará de forma predeterminada para ejecutar un cálculo de cortocircuito en todas las barras/terminales de la red.

Si ya se ha realizado un cálculo de cortocircuito, los ajustes mostrados por el comando de cortocircuito estarán de acuerdo con el cálculo de cortocircuito más reciente. Por ejemplo, si el usuario realiza un cálculo de cortocircuito según ANSI para una sola barra en el sistema, la próxima vez que el usuario ejecute de nuevo el cálculo cortocircuito, el

comando tendrá los ajustes más recientes, que es, en este caso según ANSI y para la barra especificada.

### 3.2 Ejecución del menú sensible al contexto.

El comando de cortocircuito se puede ejecutar desde el menú contextual de PowerFactory® seleccionando uno o varios elementos en el diagrama unifilar, haciendo clic con el botón derecho del ratón y seleccionando una de las siguientes opciones:

- *Calculate* → *Short-Circuit*: realiza un cálculo de cortocircuito para cada elemento seleccionado por el usuario. Debe tenerse en cuenta que el cálculo de cortocircuitos para cada elemento se realiza de forma totalmente independiente para cada uno de los elementos. Para este cálculo, sólo se pueden seleccionar las siguientes combinaciones de elementos:

- Terminales/barras simples o múltiples.
- Una sola línea.
- Una sola estación.

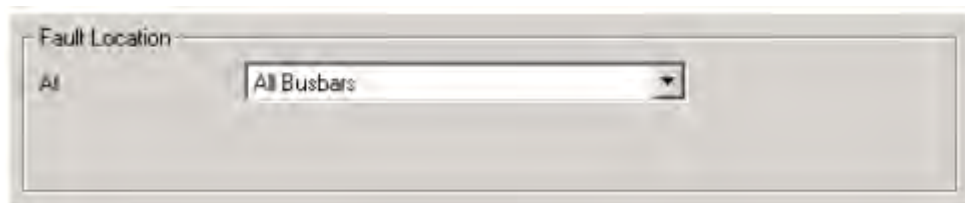
Si se seleccionan varios terminales/barras para el análisis, los resultados de cada cálculo de cortocircuito individual se mostrarán juntos en el gráfico de una sola línea.

- *Calculate* → *multiple failures*: realiza un cálculo de cortocircuitos según el método completo, para el cortocircuito “simultáneo” de todos los elementos seleccionados por el usuario.

Para este cálculo se puede seleccionar cualquier combinación de barras colectoras, terminales, líneas y ramales. Además, las operaciones de apertura/cierre de interruptores/interruptores también pueden incluirse en el cálculo. Cuando se selecciona este cálculo, la opción Fallos múltiples en el cuadro de diálogo *ComShc* se marcará automáticamente.

### 3.3 Fallos en barras colectoras/ terminales.

El comando de cortocircuito se debe llamar primero utilizando uno de los métodos descritos en los apartados anteriormente descritos. La forma más sencilla de calcular varios cortocircuitos de barras y terminales es de forma individual, a continuación, se combina los resultados en un diagrama y se selecciona la (opción Todas las barras colectoras o alternativamente, barras colectoras y nodos de empalme/internos) en la sección (Localización de averías) del cuadro de diálogo *ComShc* de cálculo de cortocircuito, como se muestra en la figura 3.1.



**Figura 3.1 Comando *ComShc* para cálculo de cortocircuito**

Tenga en cuenta que, para acceder a esta opción, no se deben seleccionar Múltiples fallos en el cuadro de diálogo.


Si en lugar de ello el usuario desea seleccionar del diagrama unifilar una sola barra/terminal o seleccionar varias barras/terminales para el cálculo, el diálogo se configurará de la siguiente manera:

- Cuando sólo se selecciona una barra/terminal: se selecciona *Calculate* → Cortocircuito en el menú contextual, la referencia de Localización de Fallo (parte inferior del diálogo) se ajusta al elemento seleccionado.
- Cuando se seleccionan dos o más barras/terminales: se selecciona *Calculate* → Cortocircuito en el menú contextual, la referencia de Localización de Fallo (parte inferior del diálogo) se establece en el objeto *SetSelect* "Selection Set", que contiene una lista de referencias a las barras/terminales seleccionadas.

Los fallos múltiples pueden cambiar la selección de ubicaciones de fallos y, por lo tanto, pueden dar lugar a un cálculo para ubicaciones distintas de las barras colectoras/terminales seleccionadas en el gráfico de una sola línea. Después de pulsar la tecla Ejecutar se ejecuta

el cálculo y, si tiene éxito, los resultados se visualizan en el gráfico de una línea. Además, se dispone de un informe de resultados que puede imprimirse.

Una vez que se ha hecho una selección de ubicaciones de fallos y se ha realizado el cálculo de cortocircuitos, es sencillo realizar cálculos adicionales basados en la misma selección de elementos. Esto puede hacerse mediante los siguientes medios alternativos para ejecutar el comando de cálculo de cortocircuito:

- Pulsando el icono de la barra de herramientas principal 
- Seleccionando la opción de *Cálculate* → *Short-Circuit* .... en el menú principal.

### 3.4 Fallos en líneas y ramales.

No sólo es posible calcular cortocircuitos en barras y terminales, sino también en líneas y ramales.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que sólo se puede seleccionar una sola línea o un solo ramal a la vez, para cada cálculo de cortocircuito. No es posible seleccionar varias líneas y/o ramas para el cálculo. Para calcular un cortocircuito en uno de estos tipos de elementos, proceda de la siguiente manera:

1. Del diagrama unifilar, seleccione una sola línea o un solo ramal en el que se deba realizar el fallo calculado.
2. Haga clic con el botón derecho del ratón sobre el elemento y seleccione *Cálculate* → *Short-Circuit*.

El comando de cortocircuito abre el diálogo *ComShc* y el usuario puede entonces definir la ubicación de la falla relativa y la longitud de la unidad como se puede observar en la figura 3.2 incluyendo qué terminal se debe calcular la distancia de la falla, hay que tener en cuenta que la sección Cortocircuito en rama/línea de esta pestaña sólo está disponible cuando se ha seleccionado una línea o ramal para el cálculo.

- Al hacer clic en el botón situado en la sección Cortocircuito en la rama/línea de la pestaña, se habilitará el botón para seleccionar si la localización de fallos se define como un porcentaje o como un valor absoluto.

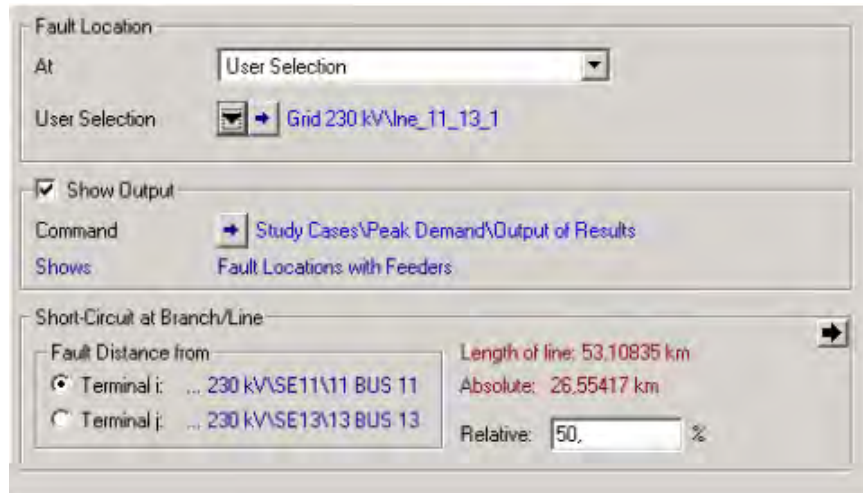


Figura 3.2 cuadro de configuración de falla de líneas y ramales.



### 3.5 Cálculo de Múltiples Fallas.

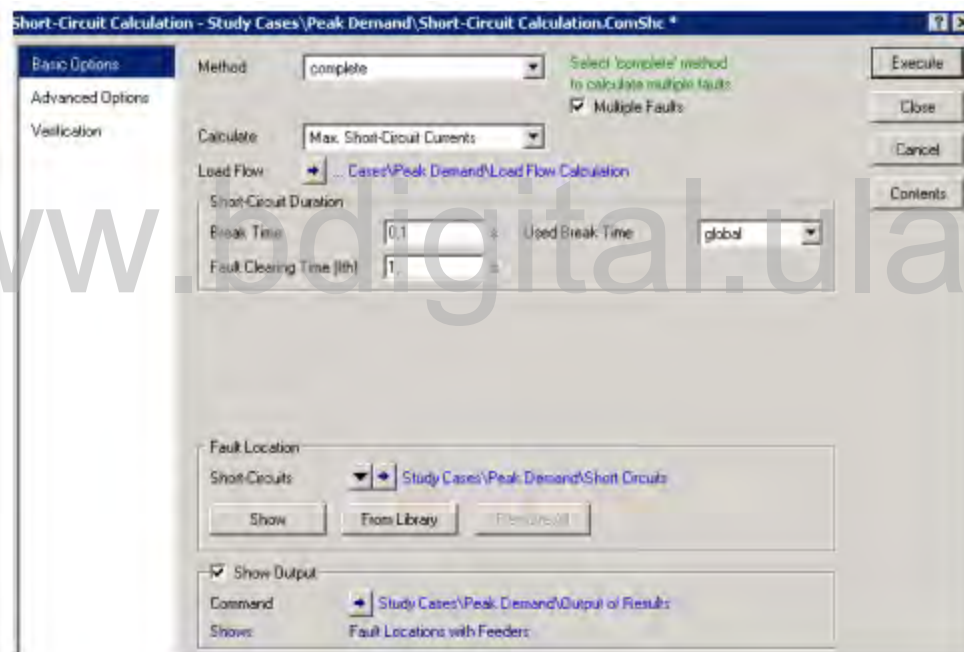
Los fallos múltiples implican la ocurrencia simultánea de más de una condición de fallo en una red. Esta opción sólo está disponible para el método completo. Para calcular múltiples fallos simultáneos, proceda de la siguiente manera:

- Seleccione dos o más elementos (es decir, barras colectoras/terminales, líneas,) y haga clic con el botón derecho del ratón.
- Seleccione la opción *Calculate* → *multiple failures*. Aparece el cuadro de diálogo Cortocircuitos, que muestra la lista de eventos de cortocircuitos. Por defecto se asume una falla trifásica en todas las ubicaciones de la lista de eventos. Haga clic en Aceptar. Aparece el cuadro de diálogo del comando *Short-Circuit*. En este diálogo, las Fallas Múltiples está marcada en combinación con el método de cortocircuito completo.
- Finalmente, pulse Ejecutar para iniciar el cálculo.

En los casos en los que la lista de eventos deba adaptarse para reflejar las condiciones de fallo previstas (es decir, no necesariamente el cálculo de los fallos trifásicos), proceda de la siguiente manera:

Abra el objeto de eventos de cortocircuito utilizando uno de los siguientes métodos:

- En la sección Localización de fallos del cuadro de diálogo de cortocircuito de *ComShc*, pulse el botón Show véase la figura 3.3; o bien
- Presione el icono situado en la barra de herramientas principal (justo al lado del botón de comando de cortocircuito) ; o
- En una ventana del Administrador de datos, abra el objeto *IntEvtshc* del caso de estudio actual, también denotado por el icono .



**Figura 3.3 Cuadro de acceso a la lista de eventos de cortocircuito**

- Se abre una ventana que muestra la lista de eventos (es decir, cortocircuitos en las ubicaciones seleccionadas). Al hacer doble clic en una entrada de esta lista (doble clic en toda la línea), se abre una ventana con el icono se abre la descripción del evento.
- Los ajustes del evento de cortocircuito pueden modificarse ahora. La lista de ubicaciones de fallos consiste en un objeto *ShortCircuit Event List IntEvtshc*, que

contiene uno o más eventos de cortocircuito *EvtShc*. Cada uno de estos eventos tiene una referencia a una ubicación de falla (una barra colectora/terminal, línea, etc.) y muestra una breve descripción del tipo de fallo. En la figura 3.4 se muestra un ejemplo.

- El usuario puede añadir más ubicaciones de fallo al objeto *Short-Circuit Event List IntEvtshc* por derecho. haciendo clic en los elementos de adición en el diagrama de línea simple Añadir a → Fallos múltiples.



Figura 3.4 Cuadro de eventos de cortocircuito (EvtShc).

### 3.6 Opciones básicas (todos los métodos)

Las opciones presentadas en esta sección son comunes a todos los métodos de cálculo implementados y se utilizan para definir los ajustes generales del cálculo de cortocircuitos. Las opciones específicas para cada método se presentan a continuación en secciones separadas se muestran en la figura 3.5.

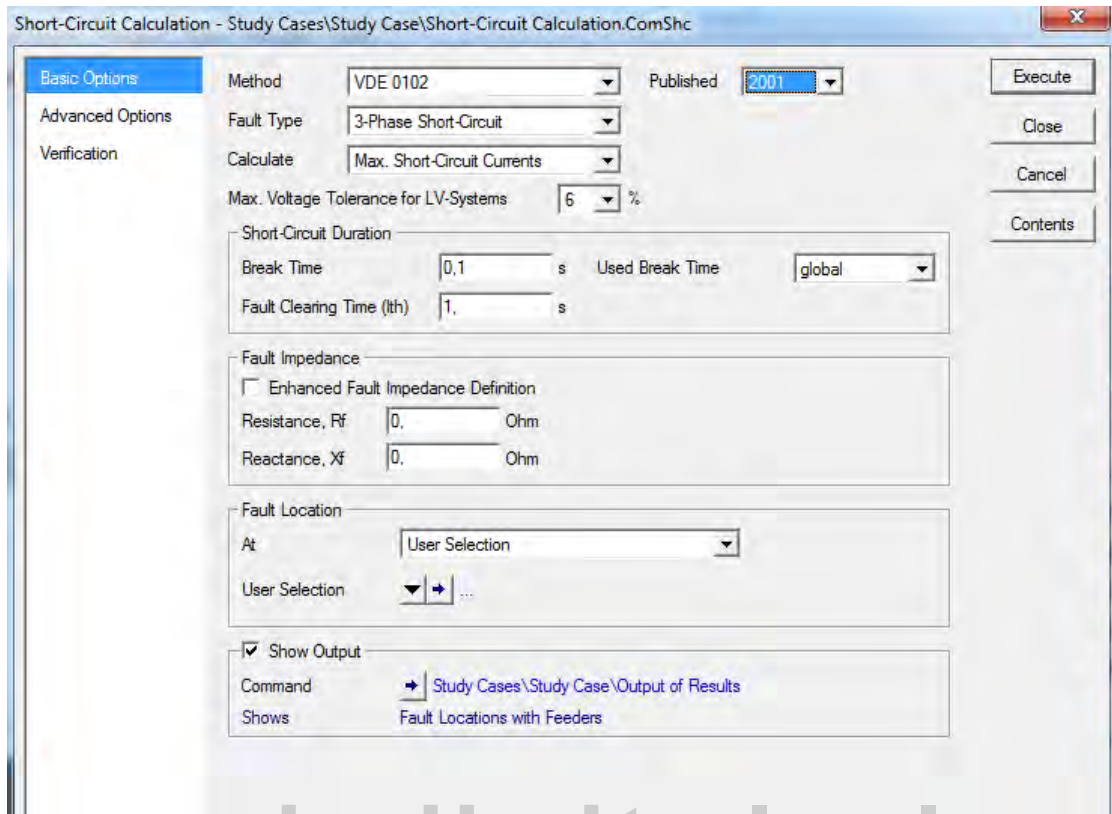


Figura 3.5 menú de opciones básicas para el cálculo de cortocircuitos

### Métodos

PowerFactory® proporciona los siguientes métodos para el cálculo de cortocircuitos:

1. VDE 0102 (la norma alemana VDE);
2. IEC 60909 (la norma internacional IEC);
3. ANSI (el estándar americano ANSI/IEEE C37);
4. Completo (método de superposición que tiene en cuenta los resultados del flujo de carga antes de la falla);
5. IEC 61363;
6. IEC 61660 (DC) (la norma internacional IEC para el cálculo de cortocircuitos de CC);
7. ANSI/IEEE 946 (DC) (la norma ANSI/IEEE para el cálculo de cortocircuitos de CC);

**Tipo de falla:** están disponibles los siguientes tipos de fallas




- Cortocircuito trifásico
- Cortocircuito Bifásico
- Monofásico a tierra
- Bifásico a tierra
- Monofásico a neutro
- Monofásico neutro a tierra
- Bifásico a neutro
- Bifásico neutro a tierra
- Trifásico a neutro
- Trifásico neutro a tierra
- Cortocircuito trifásico no balanceado

Los tipos de fallo con conductor neutro sólo deben utilizarse para sistemas modelados con conductores neutros.

### 3.6.1 Falla de impedancia (excepto para IEC 61363)

La falla en la impedancia corresponde a la reactancia y a la resistencia del propio defecto (como la impedancia del arco o de la trayectoria de acortamiento). Esto puede definirse mediante un modelo mejorado, en el que se consideran las impedancias de línea a línea ( $Xf(L-L)$ ,  $Rf(L-L)$ ) y de línea a tierra ( $Xf(L-E)$ ) (nota: requiere que la opción Impedancia de Falla mejorada esté habilitada). Si la opción Impedancia de Falla Mejorada no está habilitada, las impedancias de falla se definen por sus valores equivalentes,  $Xf$  y  $Rf$ .

### 3.6.2 Mostrar Resultados

Un informe textual se escribe automáticamente en la ventana de salida de PowerFactory® cuando la opción Mostrar salida del diálogo está activada. El comando que genera este informe se muestra en texto azul junto al botón Comando . El usuario puede hacer clic en este botón para seleccionar qué tipo de informe se imprimirá. Justo debajo del botón Comando, el texto azul informa al usuario del tipo de informe seleccionado actualmente.

### 3.6.3 Ubicación de la falla

Las opciones de selección de localización de fallos son:

En la selección del usuario: En este caso, se debe hacer referencia a un solo terminal/barra/línea/ ramal o a una selección de barras/ terminales *SetSelect*.

En barras colectoras y cruces / Nodos internos: Para cada terminal *ElmTerm* de la red, se realiza un cálculo de cortocircuito, de forma independiente (uno tras otro).

En todas las barras colectoras: Para cada terminal *ElmTerm* de la red cuyo uso está configurado como barra colectora, se realiza un cálculo de cortocircuito, de forma independiente (uno tras otro).

### **3.7 Método IEC 60909/VDE 0102**

#### **3.7.1 Opciones básicas**

La Opciones Básicas del cuadro de diálogo de Cálculo de Cortocircuito se muestra en la sección anterior. En general, hay que tener en cuenta que el cálculo según IEC 60909 y VDE 0102 no tiene en cuenta las capacitancias de línea, las admitancias paralelas (excepto las del sistema de secuencia cero) y las cargas no giratorias. Los elementos monofásicos sólo se consideran si están situados en el conductor neutro.

##### **3.7.1.1 Cálculos**

La lista desplegable ofrece la posibilidad de elegir entre la corriente de cortocircuito mínima o máxima. Si se definen rejillas externas, se seleccionará automáticamente el valor máximo o mínimo correspondiente. Por ejemplo, si en el comando de cortocircuito se selecciona “Calcular” según “Corrientes máximas de cortocircuito”, el valor máximo de cortocircuito de la red externa se tiene en cuenta para el cálculo.

La fuente de tensión equivalente se basa en la tensión nominal del sistema y en el factor de tensión  $c$ . El factor de tensión  $c$  dependerá del nivel de tensión y de la selección del “Calcular según E” que se indica en el comando de cortocircuito.

### 3.7.1.2 Max. Tolerancia de tensión para instalaciones BT

De acuerdo con la norma IEC/VDE, esta tolerancia de tensión se utiliza para definir el factor de corrección de tensión respectivo,  $c$ . La tolerancia de tensión no se utiliza cuando se define un factor de corrección definido por el usuario.

### 3.7.1.3 Duración del cortocircuito

El valor del Tiempo del Interruptor se utiliza para calcular la corriente de corte de un interruptor. El valor del tiempo de eliminación de fallos ( $I_{th}$ ) es necesario para la corriente térmica equivalente.

## 3.7.2 Opciones Avanzadas

Generalmente, la página *Advanced Options* (Opciones avanzadas) mostrada en la figura 3.6 se utiliza para ajustar los distintos métodos de cálculo de cortocircuitos. Es recomendado encarecidamente familiarizarse con la norma IEC/VDE antes de modificar estas opciones.

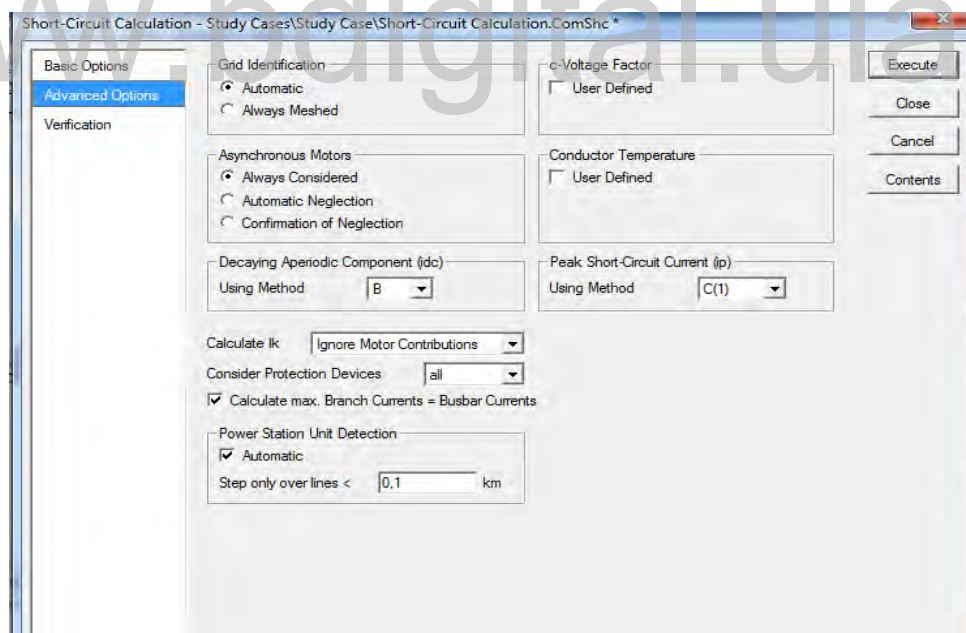


Figura 3.6 menú de opciones avanzadas para el cálculo de cortocircuito

### 3,7,2,1 Factor de voltaje C

La norma define el factor de tensión  $c$  a utilizar para los diferentes niveles de tensión. En casos especiales, el usuario puede querer definir el factor de corrección. En este caso, se activa la casilla Definido por el usuario y, a continuación, se puede introducir un factor  $c$  específico.

### 3.7.2.2 Motores asincrónicos

Si el cálculo considera la influencia de los motores asíncronos en las corrientes de cortocircuito dependerá de la opción seleccionada, que puede ser Siempre Considerado, Negligencia Automática o Confirmación de Negligencia.

### 3.7.2.3 Temperatura del conductor

Al activar la opción definida por el usuario, la temperatura inicial del conductor (antes de la falla) se puede ajustar manualmente. Esto influirá en la temperatura máxima calculada de los conductores, causada por las corrientes de cortocircuito.

### 3.7.2.4 Componente periódico en descomposición

Permite el cálculo de la componente de corriente continua, para la que se debe indicar el tiempo de decaimiento. De acuerdo con la norma IEC/VDE, se pueden seleccionar los métodos  $B$ ,  $C$  y  $C'$ .

Es utilizada la siguiente nomenclatura:

$T_b$ , tiempo de interrupción

$f_n$ , frecuencia nominal

$I_{k''}$ , corriente de cortocircuito inicial

Método B: Utiliza la impedancia equivalente calculada de la red con un factor de seguridad de 1,15:

$$i_{DC} = \sqrt{2} * I_{k''} * e^{-w * T_b * \frac{R}{X}} \quad (3.1)$$

Método C: utiliza la relación R/X calculada con el método de frecuencia equivalente. La frecuencia equivalente depende del tiempo de ruptura. Este método se recomienda para una máxima precisión.

$$i_{DC} = \sqrt{2} * I_{k''} * e^{-w * T_b * \frac{R_f}{X_f}} \quad (3.2)$$

$$\frac{R_f}{X_f} = \frac{R_c}{X_c} * \frac{f_c}{f_{nom}} \quad (3.3)$$

La relación  $R_c/X_c$  es la impedancia equivalente calculada a la frecuencia dada por:

$$f_c = \frac{f_c}{f_{nom}} * f_{nom} \quad (3.3)$$

Método C'': utiliza la relación  $R/X$  para la corriente de cortocircuito de cresta, seleccionando la relación  $f_c/f_n = 0,4$ . Esta opción acelera el cálculo, ya que no es necesario calcular ninguna impedancia equivalente adicional.

### 3.7.2.5 Pico de Corriente de cortocircuito (red mallada)

De acuerdo con la norma IEC/VDE, se pueden seleccionar los siguientes métodos para calcular  $kappa$ :

Método B': Utiliza la relación  $R/X$  en el punto de cortocircuito.

Método C (1): utiliza la relación  $R/X$  calculada a una frecuencia virtual del 40% de la frecuencia nominal (20 Hz para  $f_n = 50$  Hz, o 24 Hz para  $f_n = 60$  Hz), basada en la impedancia de cortocircuito del sistema de secuencia positiva.

Método (C012): Como C (1), pero utiliza la impedancia de cortocircuito correcta basada en los sistemas de secuencia positiva, negativa y cero.

### 3.7.2.6 Calculo de $I_k$

Las corrientes de cortocircuito de estado estacionario pueden calcularse utilizando diferentes medios para considerar las máquinas asíncronas:

- Sin motores: desconectará todos los motores asíncronos antes de calcular la corriente  $I_k$

- Método DIGSILENT: considera todos los motores asíncronos de acuerdo a su corriente de disyuntor. El interruptor se abre después del máximo tiempo posible ver la tabla 3,1

Tabla 3.1 Tiempos de Ruptura

$F_n * T_b$	<1	<2,5	<5	<12,5
$F_c / f_n$	0,27	0,15	0,092	0,055

- Ignora las contribuciones del motor: considera las impedancias del motor asíncrono durante el cálculo, pero reducirá los resultados calculados para las contribuciones del motor.

### 3.7.2.6 Considerando los dispositivos de protección.

Esta opción calcula las corrientes medidas para todos los dispositivos de protección y evalúa los tiempos de disparo. Para aumentar la velocidad del cálculo, esta opción puede desactivarse cuando no sea necesario analizar los dispositivos de protección.

### 3.7.2.7 Calcular máx. Corrientes de derivación = Corrientes de barra colectora.

Esta opción se utiliza para verificar la capacidad nominal de los interruptores contra las corrientes de los interruptores del sistema. Normalmente las corrientes de los interruptores se calculan como  $maxI_{bus-Ibranch}$ ,  $I_{branch}$ . Si se activa esta opción, la corriente de cortocircuito en la barra colectora se utiliza como corriente del interruptor, lo que en realidad es una sobreestimación de las corrientes.

### 3.7.2.7 Detección automática de la central eléctrica Detección de la unidad.

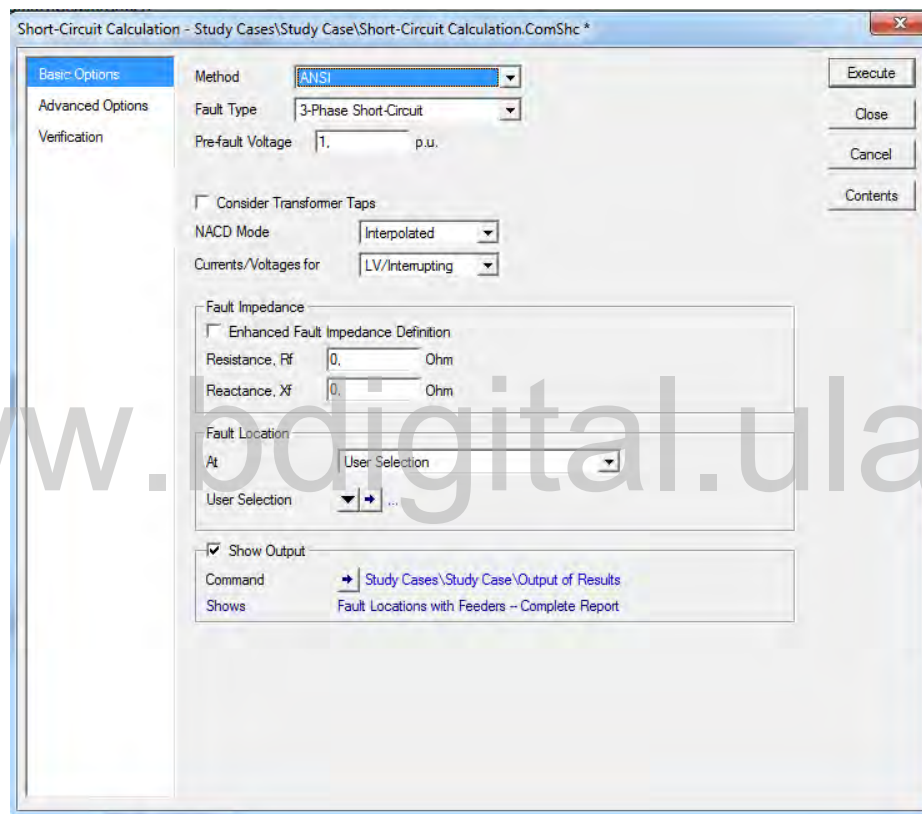
La norma IEC/VDE obliga a aplicar a los generadores y transformadores separados un factor de corrección de impedancia diferente al que se aplica a una unidad/bloque (central eléctrica) que consiste en un generador con su transformador elevador. PowerFactory® intenta detectar las centrales eléctricas. Cuando esta opción está desactivada, los transformadores de bloque deben marcarse en consecuencia configurando la opción de

transformador de unidad disponible en la página de cortocircuito VDE/IEC del cuadro de diálogo de elementos del transformador.

### 3.8 Método ANSI C37

#### 3.8.1 Opciones Básicas

En la figura 3.7 se puede observar el menú de opciones básicas para el método.



**Figura 3.7** menú de opciones básicas para el método ANSI C37

##### 3.8.1.1 Voltaje de pre-falla

En ANSI, la tensión de pre-falla es la tensión nominal del sistema (1,0 p.u.). Aunque se puede utilizar una tensión superior o inferior en el cálculo si las condiciones de funcionamiento muestran lo contrario.

### 3.8.1.2 Consideración de las derivaciones del transformador

El estándar ANSI permite opcionalmente considerar las posiciones de toma de corriente de los transformadores.

### 3.8.1.3 Modo NACD

Dependiendo de la ubicación de la falla, ANSI clasifica las diferentes corrientes que se alimentan al cortocircuito como “locales” o “remotas”. Una fuente remota se trata como si tuviera sólo un decaimiento de DC, mientras que una fuente local se trata como si tuviera un decaimiento de DC y AC. Dependiendo de esta clasificación, se utilizan las curvas correspondientes para obtener los factores de multiplicación.

En PowerFactory®, el método de cortocircuito ANSI tiene la opción de seleccionar el modo NACD.

El factor NACD es la relación entre la contribución de la corriente remota y la corriente total de falla:  $NACD = I_{remota} / I_{falla}$ .

Este factor NACD se utiliza para calcular las corrientes de los interruptores, incluyendo la componente DC de la corriente.

La contribución de corriente remota requerida para evaluar el factor NACD es la suma de todas las contribuciones del generador remoto (generadores de inducción, máquinas síncronas y redes externas).

El cálculo del factor NACD puede llevar mucho tiempo, ya que la contribución de cada generador se calcula individualmente. Por lo tanto, se pueden seleccionar diferentes métodos de aproximación, que representan las interpretaciones más comunes de la norma ANSI:

- Interpolado: se calcula el factor NACD, y el factor de corrección para la corriente de falla asimétrica se interpola entre las curvas “decaimiento de DC solamente” y “decaimiento de AC/DC” con la siguiente ecuación:



$$MF = \frac{AC}{DC_{factor}} + \left( DC_{factor} - \frac{AC}{DC_{factor}} \right) * NADC \quad (3.5)$$

Si NADC=1, sólo se utiliza el factor de CC; si (NACD = 0), sólo se utiliza el factor de CA/CC.

- Predominante: se calcula el factor NACD. Si el factor resultante es mayor o igual a 0,5, se utiliza la curva “sólo caída de cc”, lo que significa que la generación remota es mayor que la generación local.
- Todo remoto: todas las contribuciones se ajustan a ‘remoto’; no se calcula el factor NACD, sino que se supone que es igual a 1 y sólo se utiliza la curva “sólo decaimiento de cc”.
- Todo local: todas las contribuciones se ajustan a “local”; no se calcula el factor NACD, sino que se supone que es igual a 0 y sólo se utiliza la curva “AC/DC decay”.

#### 3.8.1.4 Corriente/Voltaje para

El modo de cálculo para las corrientes y tensiones a evaluar:

- *LV/Momentary*: evalúa las corrientes de cortocircuito subtransitivas.
- *LV/Interrupción*: evalúa las corrientes del interruptor.
- *30 Ciclo*: Evalúa la corriente de 30 ciclos (estado estacionario).

#### 3.8.2 Opciones Avanzadas

En la figura 3.8 se puede observar las opciones del menú avanzado del método ANSI

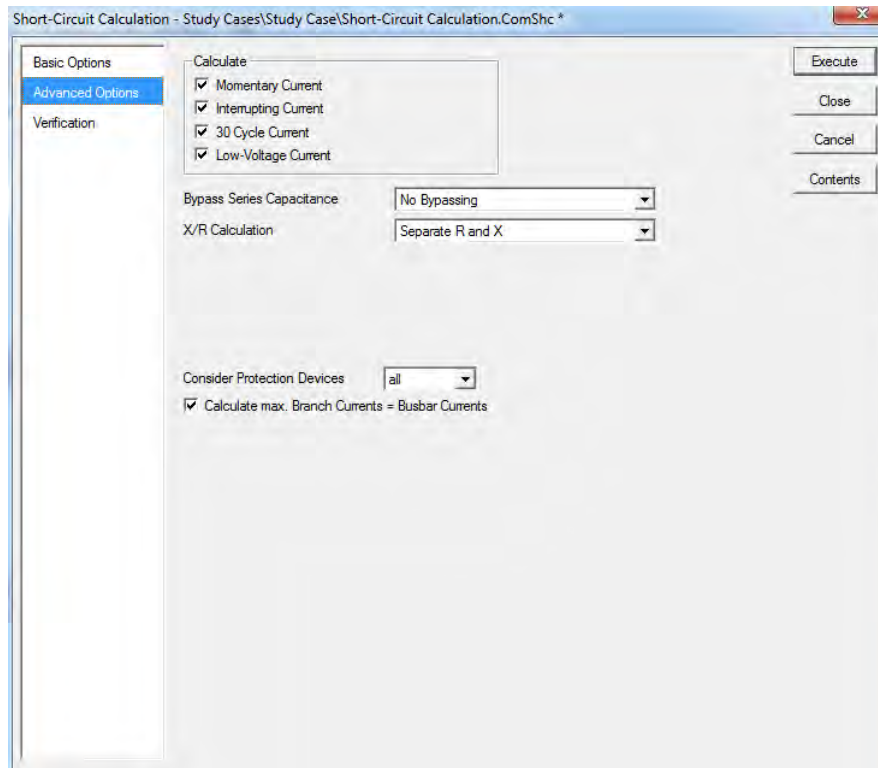


figura 3.8 menú de opciones avanzadas

### 3.8.2.1 Cálculos

Esta opción se utiliza para seleccionar las diferentes corrientes (según el estándar ANSI) que se deben calcular. Las opciones son las siguientes:

- Corriente momentánea (deberes de cierre y de cierre)
- Corriente de interrupción
- 30 Ciclos Corriente
- Corriente de bajo voltaje

### 3.8.2.2 Derivación de la capacitancia en serie

Las capacitancias en serie pueden ser opcionalmente derivadas para el cálculo de cortocircuitos ANSI, o derivadas dependiendo del tipo de cortocircuito que se esté calculando. Las opciones de derivación de condensadores en serie son las siguientes:

- No derivadas
- Todas las corrientes

- LV & Interrupción & 30 Ciclos de Corriente
- 30 Corrientes de ciclo

### 3.8.2.3 Calculo de X/R

El usuario puede seleccionar entre un cálculo complejo de la relación X/R, o un cálculo que considera R y X por separado. El punto de fallo X/R determinará la constante de tiempo en dc del sistema y, en consecuencia, la velocidad de decaimiento de la corriente continua transitoria.

### 3.8.2.4 Considerando los dispositivos de protección

Esta opción calcula las corrientes medidas para los dispositivos de protección seleccionados y evalúa los tiempos de disparo. Para aumentar la velocidad del cálculo, esta opción puede desactivarse cuando no sea necesario analizar los dispositivos de protección.

### 3.8.2.5 Calcular máx. Corrientes de derivación = Corrientes de barra colectora

Esta opción se utiliza para verificar la capacidad nominal de los interruptores contra las corrientes de los interruptores del sistema.

Normalmente las corrientes de los interruptores se calculan como  $\max I_{bus} - I_{branch}$ ,  $I_{branch}$ . Si se activa esta opción, la corriente de cortocircuito de la barra colectora se utiliza como corriente del interruptor, lo que en realidad es una sobreestimación de las corrientes.

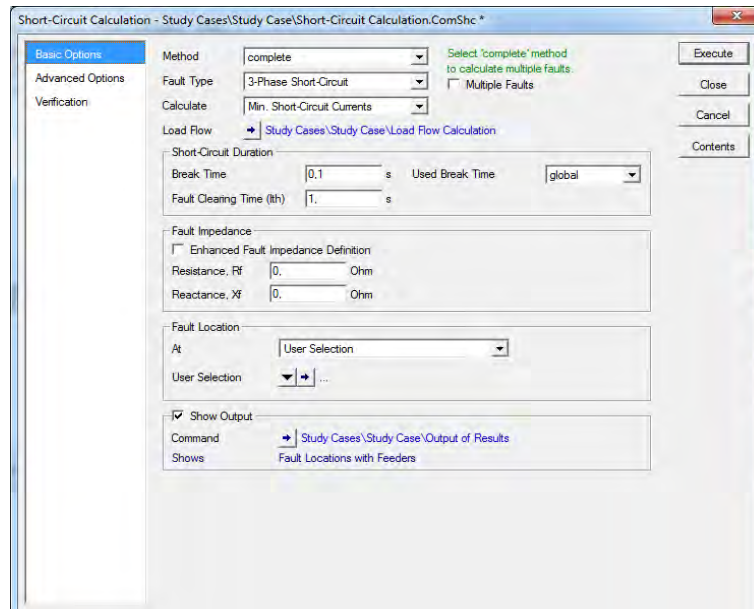
## 3.9 Método completo

A diferencia de los métodos de cálculo según IEC/VDE y ANSI, que representan las corrientes de cortocircuito mediante aproximaciones, el método completo evalúa las corrientes sin utilizar aproximaciones.

Esta evaluación precisa de las corrientes tiene en cuenta las condiciones del sistema inmediatamente antes de la aparición del fallo

### 3.9.1 Opciones básicas

En la figura 3.9 se puede observar las opciones básicas que presenta el método completo.



**Figura 3.9** menú de opciones básicas

### 3.9.1.1 Flujo de carga

La condición del sistema de pre-falla usada por el método completo puede ser determinada ya sea por la evaluación de un flujo de carga, o por medio de un método simplificado, que inicializa los voltajes internos de todos los componentes que contribuyen a la corriente de cortocircuito con sus valores nominales, multiplicados por un factor de escala,  $c$ .

### 3.9.1.2 Duración del cortocircuito

Se utiliza para calcular la corriente de ruptura de los interruptores. Según la selección del usuario, el valor utilizado para el tiempo de pausa dentro del cálculo es:

- Global: la corriente de corte se calcula según el tiempo de corte especificado en el comando de cortocircuito.
- min. de local: la corriente de corte se calcula según el tiempo de corte más corto de todos los interruptores conectados a las barras en estudio.
- Local: la corriente de corte se calcula para cada interruptor automático conectado. de acuerdo con su propio Tiempo de Corte, sin embargo, los resultados de la barra

colectora mostrarán la corriente de corte de acuerdo con el Tiempo de Corte más corto.

### 3.9.2 Opciones Avanzadas

En la figura 3.10 se puede observar las opciones avanzadas para el método completo

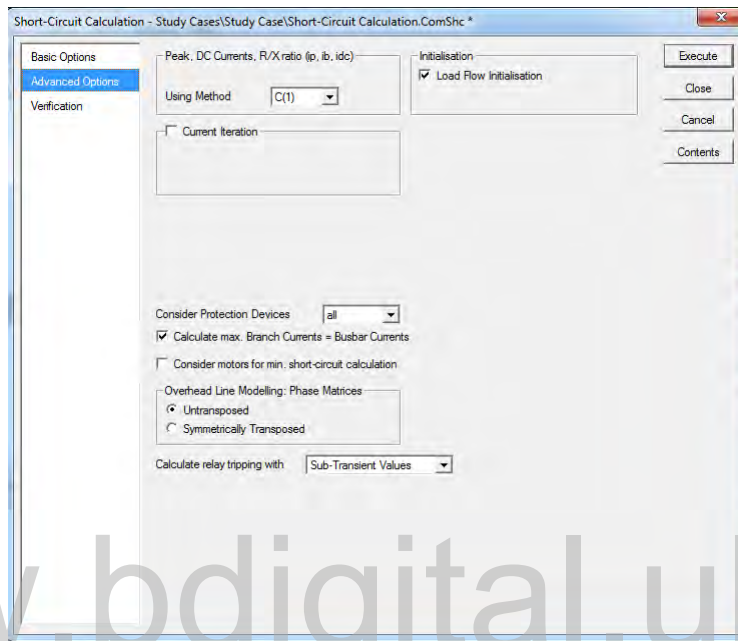


Figura 3.10 menú de opciones avanzadas

#### 3.9.2.1 Inicialización

El usuario puede seleccionar inicializar el método completo mediante una de las siguientes opciones:

- el cálculo del flujo de carga al que se hace referencia en el campo Flujo de carga de la pestaña Opciones básicas; o bien
- las tensiones nominales con un factor de corrección definido por el usuario (c-Factor). Debe tenerse en cuenta que esta opción sólo está disponible en el cuadro de diálogo cuando no se selecciona Inicialización del flujo de carga.

#### 3.9.2.2 Pico, Corrientes DC, relación R/X (ip, ib, idc)

Esta opción permite definir el método utilizado para determinar el factor kappa ( $\kappa$ ) y la relación  $R/Xb$ , necesaria para el cálculo del pico y la componente dc de la corriente de cortocircuito.

Los métodos disponibles corresponden a los indicados en la norma IEC/VDE.

B: utiliza la relación  $R/X$  en el punto de cortocircuito. En este caso ambos ratios ( $R/Xp$  para el cálculo de  $\kappa$ , y  $R/Xb$ ) son iguales.

C (1): para  $\kappa$ , la relación  $R/Xp$  calculada a una frecuencia virtual del 40% (basada en el cortocircuito). en el sistema de secuencia positiva). La relación  $R/Xb$  se calcula de acuerdo a al método de la frecuencia equivalente, teniendo en cuenta el tiempo de desconexión y la secuencia positiva (como en el caso del método C de la norma IEC, sin embargo, debe tenerse en cuenta que la norma IEC no se tienen en cuenta los factores de corrección).

C (012): como C (1) descrito directamente arriba, pero utiliza la impedancia de cortocircuito correcta basada en el sistema de secuencia positiva, negativa y cero.

### 3.9.2.3 Considerando los dispositivos de protección

Esta opción calcula las corrientes medidas para todos los dispositivos de protección y evalúa los tiempos de disparo.

Esta opción puede desactivarse para aumentar la velocidad de cálculo cuando no es necesario analizar los dispositivos de protección.

### 3.9.2.4 Calcular máx. Corrientes de derivación = Corrientes de barra colectora

Esta opción se utiliza para verificar la capacidad nominal de los interruptores contra las corrientes de los interruptores del sistema.

Normalmente las corrientes de los interruptores se calculan como máximo ( $I_{bus-Ibranch}$ ,  $Ibranch$ ). Si esta opción está activada, se abre la ventana de diálogo La corriente de cortocircuito en las barras se utiliza como corriente del interruptor, lo que supone una sobreestimación de las corrientes.

### 3.9.2.5 Modelado de líneas aéreas: Matrices de fase

Para el cálculo del cortocircuito desequilibrado, PowerFactory® utiliza siempre la matriz de componentes de fase. Las siguientes opciones definen qué matriz de fase se utiliza:

- Sin transponer: el cálculo de cortocircuitos utiliza la matriz de fase no transpuesta.
- Transpuesto simétricamente: el cálculo de cortocircuitos utiliza la matriz de fase transpuesta simétricamente para las líneas no transpuestas.

### 3.10 Método IEC 61363

#### 3.10.1 Opciones Básicas

En la figura 3.11 se podrá observar las opciones básicas del método IEC 61363

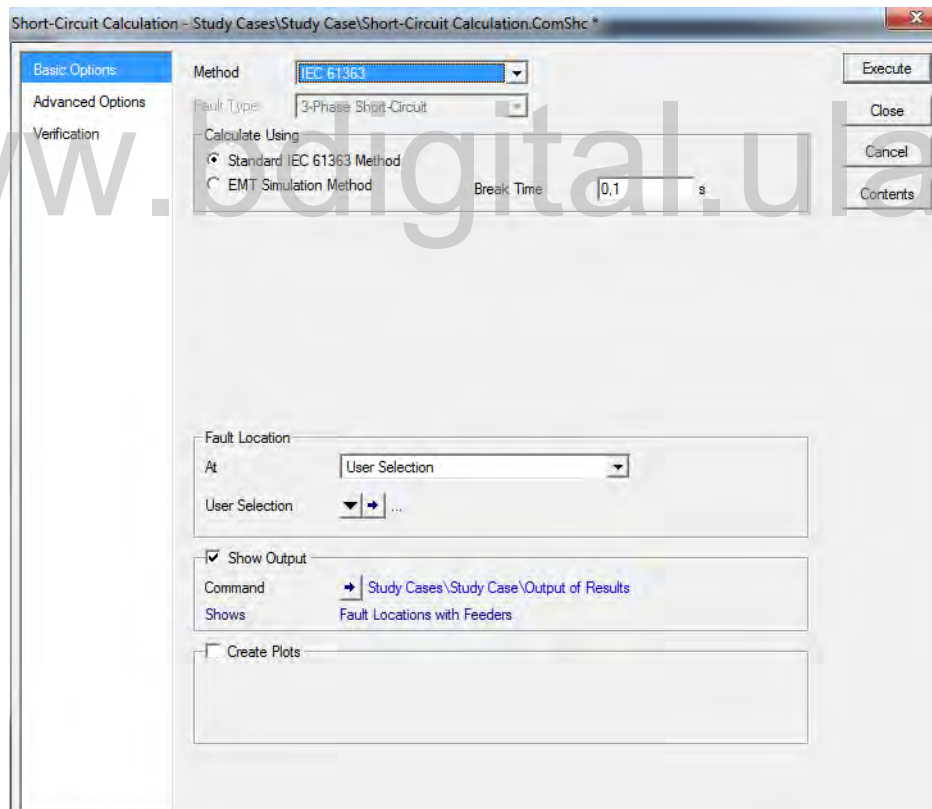


Figura 3.11 Menú de opciones básicas método IEC61363

##### 3.10.1.1 Calcular utilizando

En esa sección el usuario puede seleccionar entre las opciones:

- Método de Norma IEC 61363
- Método de simulación EMT

Con la primera opción el cortocircuito se calcula según la norma IEC 61363, este método de cálculo de cortocircuito es sólo una aproximación y por lo tanto los resultados no son exactos.

Al seleccionar el método EMT, PowerFactory® calcula para cada caso de fallo un cortocircuito trifásico con una impedancia de fallo de 0 ohmios en las ubicaciones seleccionadas. Este método adicional de cálculo de cortocircuitos de alta precisión proporciona más información valiosa, especialmente cuando se deben tener en cuenta objetos de sistemas de potencia, que no están cubiertos por la norma IEC 61363.

El parámetro de entrada “Tiempo de Corte” representa el tiempo de separación de los contactos de los interruptores automáticos. El valor por defecto de ajuste es de 100 ms. Si la opción método de simulación de la EMT está activa, la configuración de las opciones (Simulación) y (Resultados de la Simulación) también están disponibles. La opción Simulación muestra el diálogo *ComSim*, el tiempo de simulación se fija por defecto a 160 ms, esto es necesario porque el cortocircuito se inicia después de que la tensión de la fase A se cruza por cero y porque los primeros 100 ms después del cortocircuito se muestran como resultado.

La opción Resultados de la simulación indica dónde se almacenarán los resultados de la simulación de cortocircuito del EMT *ElmRes*. Típicamente no se requieren cambios, esta configuración de simulación EMT (Condiciones iniciales y comando Ejecutar simulación) se almacena por separado de la simulación EMT normal para evitar confusiones.

### **3.10.1.2 Impedancia de falla**

La opción Impedancia de falla está deshabilitada ya que la norma IEC 61363 considera que la impedancia de cortocircuito es cero.

### **3.10.1.3 Crear gráficos**



Al activar la opción Crear gráficos, el usuario puede seleccionar entre las siguientes opciones:

- Mostrar sólo las corrientes de cortocircuito en el terminal de falla: con esta opción seleccionada, PowerFactory® crear automáticamente un diagrama de dominio de tiempo de la corriente de cortocircuito en el terminal seleccionado, que incluye su envolvente superior y su componente DC.
- Mostrar todas las contribuciones de corriente de cortocircuito: con esta opción seleccionada PowerFactory® creará automáticamente un diagrama en el dominio del tiempo de la corriente de cortocircuito en el terminal seleccionado y un diagrama para todos los elementos conectados al borne con falla. Cada parcela creada consistirá en la corriente de cortocircuito, la envolvente superior y la componente dc.

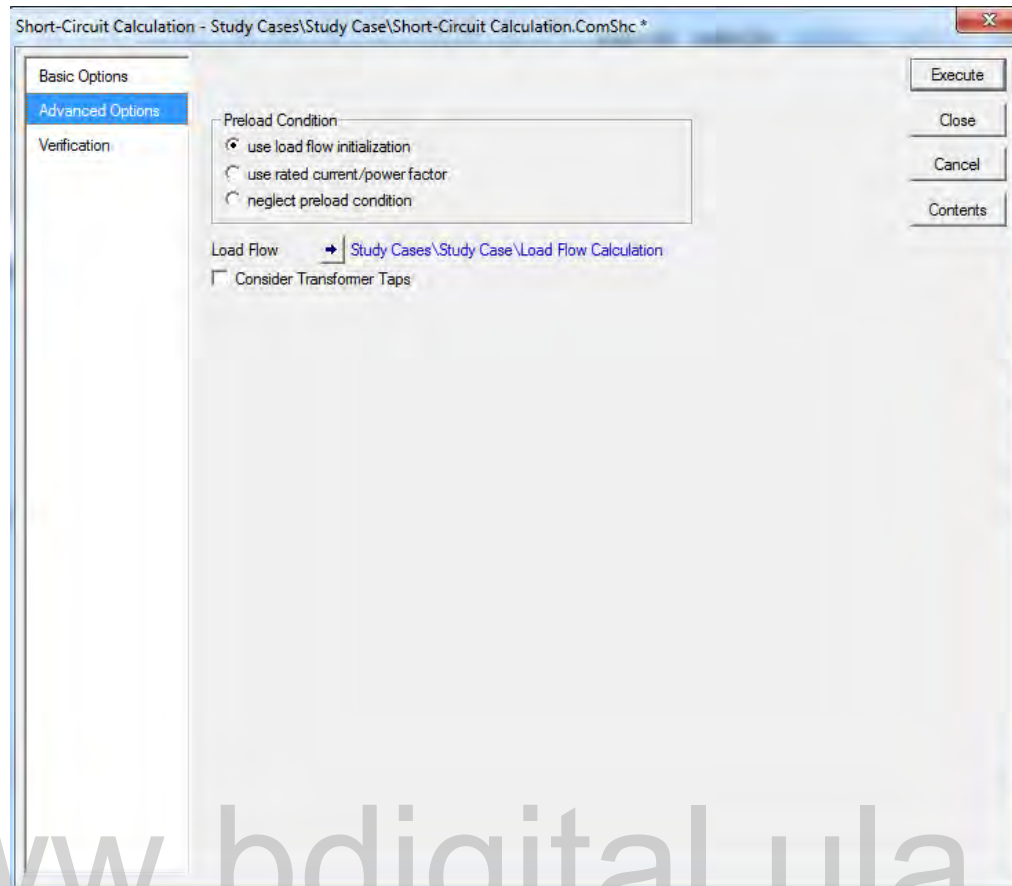
### 3.10.2 Opciones Avanzadas

Los ajustes disponibles en el menú de opciones avanzadas del diálogo IEC 61363 dependerán del método de cálculo seleccionado. Si se selecciona la opción:

- Método de la norma IEC 61363

Con el método de cálculo estándar se puede configurar la condición de precarga.

Las opciones disponibles se pueden apreciar en la figura 3.12



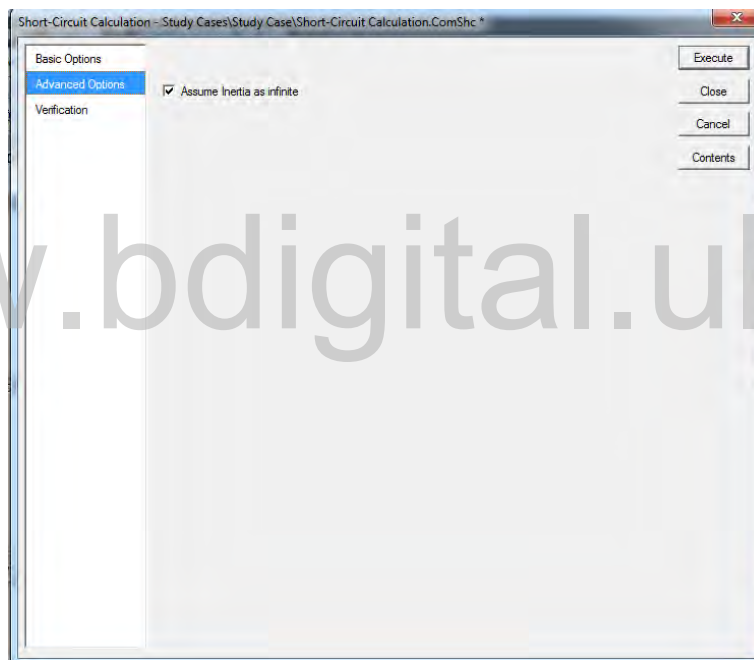
**Figura 3.12 Menú de opciones avanzadas para la opción del método de la norma IEC 61363**

- Utilizar la inicialización del flujo de carga: si se selecciona esta opción, se realiza en primer lugar un cálculo del flujo de carga (se muestra una referencia al comando de flujo bajo). Si el flujo de carga tiene éxito, los resultados son utilizados para calcular el cortocircuito.
- Use el factor de corriente / potencia nominal: si se selecciona esta opción, la condición de precarga se obtiene a partir de la opción valores nominales de los elementos de la red (no se realiza ningún cálculo de flujo de carga).
- Descuidar la condición de precarga: si se selecciona esta opción, no se utiliza ninguna información de precarga para calcular el cortocircuito.

Además, el usuario notará la opción "Considerar derivaciones del transformador". Según la norma, sin embargo, todos los transformadores deben ser considerados con su posición principal, por lo tanto, esta opción debe ser normalmente desactivada.

➤ Método de simulación EMT

Si el cortocircuito se calcula utilizando el método de simulación EMT, en el menú de opciones avanzadas el usuario tendrá la opción de asumir la inercia como infinita, lo que significa que, si se selecciona, el tiempo de aceleración y la constante de todas las máquinas rotativas se ajustará a 9999 segundos. Como se puede apreciar en la figura 3,13

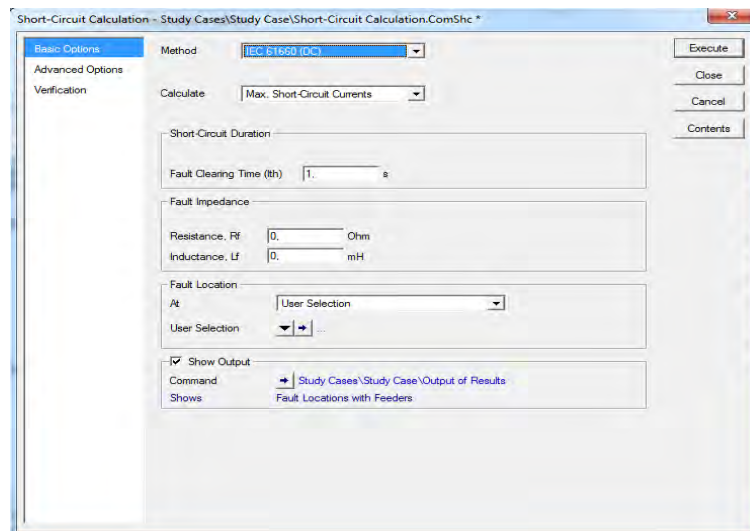


**Figura 3.13** menú de opciones avanzadas para la opción método de simulación EMT

### **3.11 Método IEC 61660.**

#### **3.11.1 Opciones Básicas**

En la figura 3.14 se puede observar las opciones básicas del método IEC 61660



**Figura 3.14** menú de opciones básicas para el método IEC 61660

El menú de opciones básicas del cuadro de diálogo de cálculo de cortocircuito para el método IEC 61660 proporciona opciones para establecer los ajustes fundamentales del cálculo de cortocircuito en dc. El cálculo según IEC 61660 puede llevarse a cabo teniendo en cuenta las condiciones mínimas y máximas de fallo y una impedancia de fallo de DC.

### 3.11.1.1 Cálculos

La lista desplegable ofrece la posibilidad de elegir entre la corriente de cortocircuito mínima o máxima.

Para el caso de cortocircuito máximo, se ignora la resistencia de las juntas (en barras y terminaciones), la resistencia del conductor se refiere a 20°C, se desactivan los controles limitadores de corriente del rectificador, se desactivan los diodos de desacoplamiento y las baterías están completamente cargadas.

Para el caso de cortocircuito mínimo, el conductor se refiere a la temperatura máxima de funcionamiento, se tiene en cuenta la resistencia de las juntas, la contribución de los rectificadores se ajusta a la corriente de cortocircuito nominal, el funcionamiento de las baterías se ajusta al mínimo voltaje, se consideran los diodos de desacoplamiento y los efectos limitadores de corriente de los fusibles y otros dispositivos de protección son

considerados. La fuente de tensión equivalente se basa en la tensión nominal del sistema y en el factor de tensión de pre-falla.

### 3.11.1.2 Duración del cortocircuito

El valor del tiempo de eliminación de fallos ( $I_{th}$ ) es necesario para la corriente térmica equivalente. Los valores predeterminados se ajustan a 1 segundo.

### 3.11.2 Opciones Avanzadas

En la figura 3.15 se podrá observar las opciones que presenta el menú de opciones avanzadas para el método IEC 61660

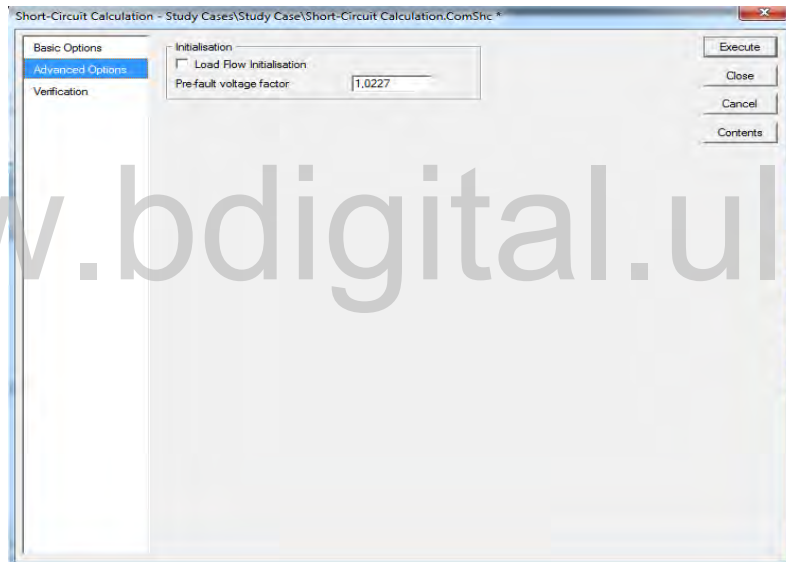


Figura 3.15 menú de opciones avanzadas método IEC 61660

#### 3.11.2.1 Inicialización

La tensión de pre-falla se puede ajustar mediante un flujo de carga marcando la casilla de verificación Inicialización del flujo de carga.

Alternativamente, se puede ajustar una tensión de pre-falla definida por el usuario utilizando el factor de tensión de pre-falla de acuerdo con la norma IEC.

Si se selecciona el cálculo del nivel mínimo de fallo, la entrada resistencia conjunta de barras colectoras se hará visible y se podrá especificar una resistencia de junta definida por el usuario para las terminaciones de bus.

## 3.12 Método ANSI/IEE 946.

### 3.12.1 Opciones Básicas

El menú de Opciones básicas del cuadro de diálogo de cálculo de cortocircuito proporciona opciones para establecer los ajustes fundamentales del cálculo de cortocircuito en DC del método IEEE 946 ver la figura 3.16. El cálculo según IEEE 946 puede realizarse teniendo en cuenta las condiciones mínimas y máximas de fallo y una impedancia de fallo en DC.

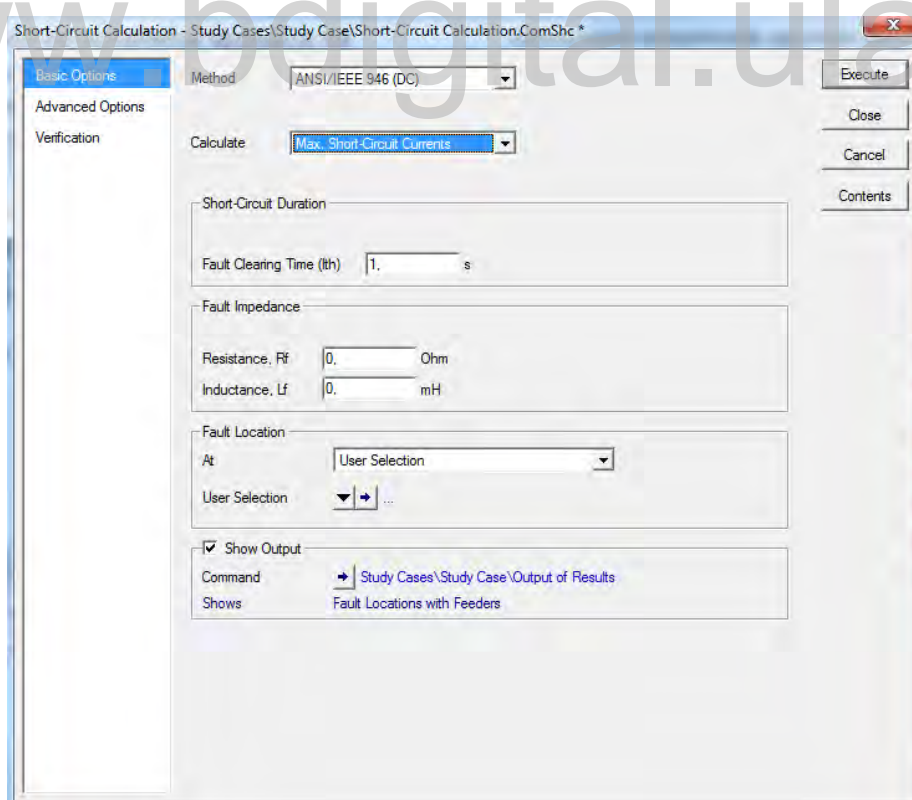


Figura 3.16 menú de opciones básicas para el método ANSI/IEE 946

### 3.12.1.1 Cálculos

La lista desplegable ofrece la posibilidad de elegir entre la corriente de cortocircuito mínima o máxima.

Para el caso máximo de cortocircuito se aplican las siguientes condiciones:

- Se ignora la resistencia de las juntas (en barras colectoras y terminaciones).
- La resistencia del conductor está referida a 20°C
- Los controles de limitación de corriente del rectificador están desactivados.
- Se descuidan los diodos de desacoplamiento.
- Las baterías están completamente cargadas

Para el caso mínimo de cortocircuito se aplican las siguientes condiciones:

- La resistencia del conductor se refiere a la temperatura máxima de funcionamiento.
- Se tiene en cuenta la resistencia de las articulaciones
- La contribución de los rectificadores está determinada por la corriente de cortocircuito nominal.
- El funcionamiento de la batería se ajusta a la tensión mínima.
- Se consideran los diodos de desacoplamiento.
- Se tienen en cuenta los efectos limitadores de corriente de los fusibles y otros dispositivos de protección.

La fuente de tensión continua equivalente se basa en la tensión nominal del sistema.

### 3.12.1.2 Duración del cortocircuito

El valor del tiempo de eliminación de fallos ( $I_{th}$ ) es requerido para la corriente térmica equivalente. Los valores predeterminados se ajustan a 1 segundo.

### 3.12.2 Opciones Avanzadas

En la figura 3.17 se puede observar las opciones avanzadas del método.

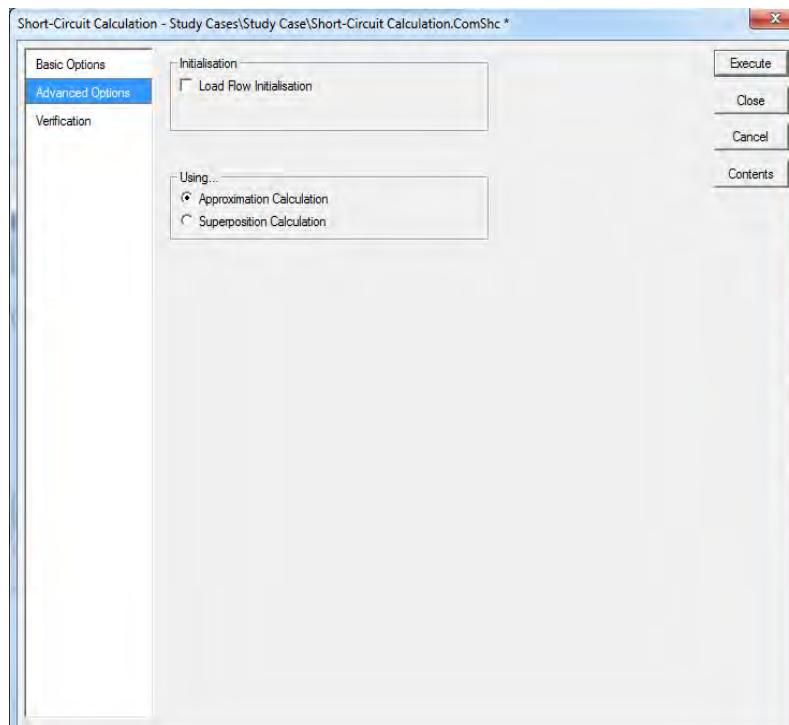


Figura 3.17 menú de opciones avanzadas para el método ANSI/IEE 946

### 3.12.2.1 Inicialización

La tensión de pre-falla se puede ajustar mediante un flujo de carga marcando la casilla de verificación Inicialización del flujo de carga.

Alternativamente, la tensión de pre-falla se determina por la tensión nominal del bus.

La entrada resistencia de juntas de barras colectoras se puede utilizar para especificar una resistencia de juntas definida por el usuario para terminaciones de bus.

### 3.12.2.2 Utilizando

La metodología de cálculo se puede definir con la selección “aproximación de cálculos”, que realiza el cálculo de cortocircuitos en dc de acuerdo con la norma IEEE 946, o con la selección “superposición de cálculos”, al seleccionar esta opción, cada fuente en dc se trata individualmente y se calcula la contribución de la corriente de falla con las otras fuentes en circuito abierto, la red está representada por una resistencia equivalente en serie con la



resistencia de la fuente. El método de cálculo de superposición determina entonces la corriente de falla total utilizando el principio de superposición similar al método completo.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

# Capítulo 4

## Visualización de los resultados obtenidos mediante PowerFactory®

En PowerFactory®, los resultados se pueden mostrar directamente en un diagrama de líneas individuales, en forma de tabla o utilizando formatos de informe predefinidos. También están disponibles varias opciones de coloración de diagramas que facilitan una visión general simplificada de los resultados. Para comprender mejor cada una de las maneras de mostrar los resultados se especificará detalladamente las diferentes opciones que nos facilita PowerFactory®.

### 4.1 Visualización de resultados en un diagrama unifilar.

Una vez que se ha ejecutado con éxito un cálculo de flujo de carga, se rellenarán las casillas de resultados que aparecen en el diagrama unifilar. Hay un cuadro de resultados asociado a cada "lado" de un elemento. Así, por ejemplo, una carga tiene un cuadro de resultados, una línea dos cuadros de resultados y un transformador de tres devanados tres cuadros de resultados, en PowerFactory®, estos elementos se denominan colectivamente elementos de borde. Además, hay cuadros de resultados para nodos o barras.

La información que se muestra dentro de un cuadro de resultados depende del elemento al que se asocia. Hay algunos formatos predefinidos para los elementos de borde y algunos formatos predefinidos para los buses.



Para ver la selección, primero realice un cortocircuito, luego, desde el menú principal presione las siguientes opciones:

1. seleccione salida
2. Resultados para elementos de borde o salida

3. Resultados para buses de cortocircuito o salida
4. Resultado del cortocircuito en el bus

Estas opciones de menú mostrarán la lista de formatos de cuadros de resultados disponibles. Alternativamente, se puede seleccionar haciendo clic dentro de un cuadro de resultados en el diagrama unifilar, luego haga clic con el botón derecho del ratón y en el menú contextual seleccione “Formato para elementos de borde” o, en el caso de un nodo, “Formato para nodos”.

#### **4.2 Página de datos flexibles.**

Una vez que se ha ejecutado con éxito un cálculo de cortocircuito, pulse el botón Editar objetos relevantes, para el botón de Cálculo () ubicado en el menú principal, aparecerá un submenú con iconos para todas las clases que se utilizan actualmente en el cálculo. Al hacer clic en cualquiera de los iconos de clase se abrirá un navegador con todas las clases que se utilizan actualmente en el cálculo. La pestaña más a la izquierda en la parte inferior del navegador es la etiqueta “Datos flexibles”. Haga clic en esta etiqueta para mostrar los datos flexibles. Para cambiar las columnas de la página flexible, pulse el botón “Definir datos flexibles” (). Esto traerá una selección de donde se puede editar el conjunto de variables

#### **4.3 Formatos de informe predefinidos (informes ASCII).**

En PowerFactory® existen formatos de informe predefinidos, también llamados informes ASCII, disponibles para el usuario.

Estos informes ASCII se pueden crear pulsando el botón Análisis de cálculo de salida que se encuentra en el menú principal. Esto traerá una ventana de selección en la que el usuario podrá seleccionar un tipo específico de informe. Algunos informes como el de "Corrientes/Voltajes" tendrán varias opciones que el usuario puede configurar.

La ventana de selección de informes también muestra la definición del informe que se utilizará. Pulsando Ejecutar se escribirá el informe en la ventana de salida. Aunque los informes ya están predefinidos, el usuario tiene la posibilidad de modificarlos si lo desea (haciendo clic en la flecha azul que señala a la derecha de la definición de Formato de usuario).

#### 4.4 Diagrama de colores.

Cuando se realizan cálculos de cortocircuito, es muy útil colorear el diagrama de una sola línea en orden para tener una visión general y rápida de los resultados, por ejemplo, si los elementos tienen una carga superior al tiempo corto nominal o si las corrientes de cortocircuito de pico son superiores a los valores especificados.

En PowerFactory® hay la posibilidad de seleccionar diferentes modos de coloración según el cálculo realizado. Si el cálculo seleccionado es válido se podrá visualizar la coloración para el mismo. A modo de ejemplo, si el usuario selecciona el modo de coloración "Áreas" para "Sin cálculo" y "Carga de corriente de cortocircuito térmica/pico" para el cálculo del cortocircuito, entonces la coloración inicial será de acuerdo con "Áreas". Sin embargo, tan pronto como se calcule el cortocircuito, el diagrama se coloreará de acuerdo con "Carga" de corriente de cortocircuito térmica/pico". Si el cálculo del cortocircuito se reajusta o no es válido, la coloración cambia de nuevo a "Áreas".

El Diagrama de Coloración tiene también un esquema de coloración de 3 niveles de prioridad también implementado, permitiendo la coloración de los elementos de acuerdo a los siguientes criterios:

- **Estado de activación:** si esta casilla de verificación está activada, los elementos "Desactivado" o "Fuera de cálculo" se colorean de acuerdo con los ajustes de los "Ajustes de color del proyecto". Los ajustes del modo "Desactivado" o "Fuera de cálculo" se pueden editar haciendo clic en el botón Ajustes de color.
- **Alarma:** si esta casilla de verificación está activada, aparecerá una lista desplegable que contiene los modos de alarma. Es importante tener en cuenta que sólo se

mostrarán los modos de alarma disponibles para la página de cálculo actual. Si se selecciona un modo de alarma, se colorean los elementos que "superan" el límite correspondiente. Los límites y los colores se pueden definir haciendo clic en el botón Ajustes de color.

- **"Normal" (Otro) Coloración:** aquí se visualizan dos listas. La primera lista contendrá todos los modos de coloración disponibles. La segunda lista contendrá todos los modos secundarios del modo de coloración seleccionado. Los ajustes de los diferentes modos de coloración se pueden editar haciendo clic en el botón Ajustes de color.

Cada elemento puede ser coloreado por uno de los tres criterios anteriores. Además, cada criterio es opcional y se omitirá si se desactiva. En cuanto a la prioridad, si el usuario habilita los tres criterios, la jerarquía que se tendrán en cuenta serán las siguientes:

1. Estado de activación
2. Alarma
3. Coloración Normal

## 4.5 Resultados

Para el siguiente sistema de potencia que esta conformado por tres transformadores, un generador, seis barras y dos líneas de transmisión aplicaremos cada una de las normas de cortocircuitos antes estudiadas y se realizara un analisis para fallas trifasicas, bifasicas y monofasicas en cada una de las barras.

### Datos del sistema de potencia

- **Generador sincrónico**

Barra	Sn (MVA)	Vn (KV)	Fp	conexion	xd	xu	X0	R0	X2	R2
A	210	15,75	0,8	YN	2,642	2,348	0,6	0,006	0,5	0,004

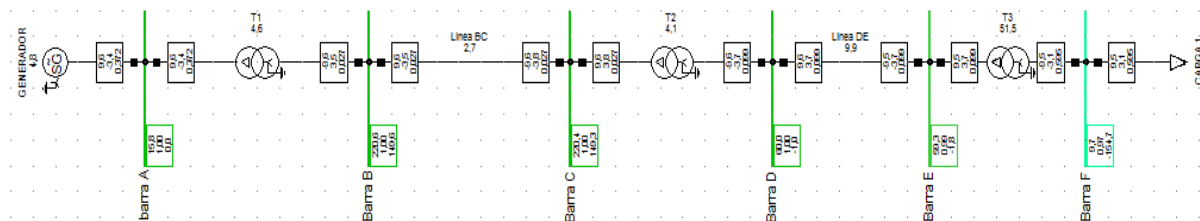
- **Transformadores**

Btrans	Brecep	Sn (MVA)	VH(KV)	VL(KV)	Conexión

A	B	220	220	15,75	YN-D
C	D	250	220	60	D-YN
E	F	20	60	10	D-YN

- **Lineas de transmision**

Btrans	Brecep	Vn(KV)	In(KA)	RL( $\Omega$ /Km)	XL( $\Omega$ /Km)	Longitud(Km)
B	C	220	1	0,05	0,5	50
D	E	60	1	0,1	0,3	20



- **Por el metodo IEC 60909**

Falla trifasica localizada:

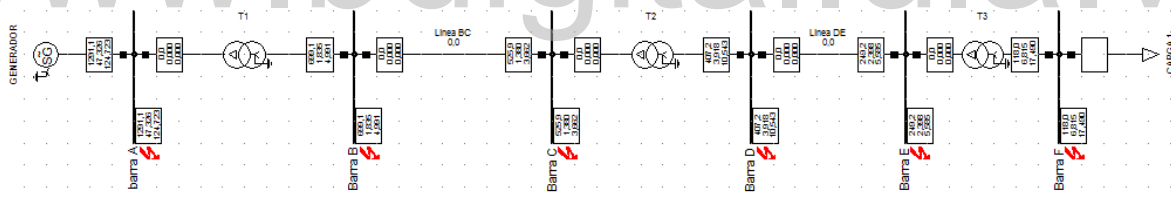


Tabla 4.1 Resultado de la falla trifásica

Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909												
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents												
Asynchronous Motors				Grid Identification				Short-Circuit Duration				
Always Considered				Automatic				Break Time				
								1,00 s				
Decaying Aperiodic Component (idc)				Conductor Temperature				c-Voltage Factor				
Using Method				User Defined				User Defined				
B				No				No				
Grid: SEP												
System Stage: SEP												
Annex: / 1												
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	Ik	Ith		
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA/kA]	[MVA]	[kA]	[kA]	[kA]	
Barra A	15,75	0,00	0,00	1,10	1291,05 MVA	47,33 kA	-87,14	124,72 kA	34,11	930,43	29,59	41,87
T1	Barra B				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
GENERADOR					1291,05 MVA	47,33 kA	-87,14	124,72 kA				
Barra B	220,00	0,00	0,00	1,10	699,06 MVA	1,83 kA	-88,45	4,99 kA	1,59	606,88	1,69	1,93
T1	barra A				699,06 MVA	1,83 kA	91,55	4,99 kA				
Linea BC	Barra C				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra C	220,00	0,00	0,00	1,10	525,91 MVA	1,38 kA	-87,42	3,66 kA	1,30	495,97	1,40	1,42
T2	Barra D				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Linea BC	Barra B				525,91 MVA	1,38 kA	92,58	3,66 kA				
Barra D	60,00	0,00	0,00	1,10	407,20 MVA	3,92 kA	-88,00	10,54 kA	3,92	407,20	3,92	4,07
T2	Barra C				407,20 MVA	3,92 kA	92,00	10,54 kA				
Linea DE	Barra E				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra E	60,00	0,00	0,00	1,10	249,18 MVA	2,40 kA	-81,54	5,59 kA	2,40	249,18	2,40	2,42
T3	Barra F				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Linea DE	Barra D				249,18 MVA	2,40 kA	98,46	5,59 kA				
Barra F	10,00	0,00	0,00	1,10	118,05 MVA	6,82 kA	-86,00	17,49 kA	6,82	118,05	6,82	6,95
T3	Barra E				118,05 MVA	6,82 kA	94,00	17,49 kA				

Falla bifásica localizada:

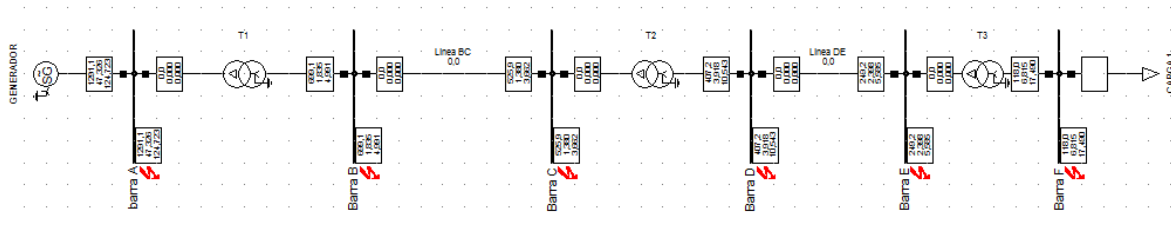


Tabla 4.2 resultados de la falla bifásica

Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909						2-Phase Short-Circuit			/ Max. Short-Circuit Currents			
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time			0,10 s			
			Conductor Temperature User Defined			Fault Clearing Time (Ith)			1,00 s			
			No			c-Voltage Factor User Defined			No			
-----												
Grid: SEP		System Stage: SEP					Annex: / 1					
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
-----												
Barra A	A	15,75	14,72	-0,45	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		7,36	179,55		197,04 MVA	21,67 kA	-175,88	57,11 kA	21,67	197,04	0,00
	C		7,36	179,55		197,04 MVA	21,67 kA	4,12	57,11 kA	21,67	197,04	0,00
T1	Barra B				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
GENERADOR					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	197,04 MVA	21,67 kA	-175,88	57,11 kA			
					C	197,04 MVA	21,67 kA	4,12	57,11 kA			
-----												
Barra B	A	220,00	185,21	-0,66	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		92,60	179,34		136,15 MVA	1,07 kA	-177,15	2,92 kA	1,07	136,15	0,00
	C		92,60	179,34		136,15 MVA	1,07 kA	2,85	2,92 kA	1,07	136,15	0,00
T1	barra A				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	136,15 MVA	1,07 kA	2,85	2,92 kA			
					C	136,15 MVA	1,07 kA	-177,15	2,92 kA			
Linea BC	Barra C				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
-----												
Grid: SEP		System Stage: SEP					Annex: / 2					
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
-----												
Barra C	A	220,00	176,94	-0,46	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		88,47	179,54		111,39 MVA	0,88 kA	-176,63	2,33 kA	0,88	111,39	0,00
	C		88,47	179,54		111,39 MVA	0,88 kA	3,37	2,33 kA	0,88	111,39	0,00
T2	Barra D				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Linea BC	Barra B				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	111,39 MVA	0,88 kA	3,37	2,33 kA			
					C	111,39 MVA	0,88 kA	-176,63	2,33 kA			
-----												
Barra D	A	60,00	46,47	-0,50	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		23,23	179,50		91,77 MVA	2,65 kA	-177,23	7,13 kA	2,65	91,77	0,00
	C		23,23	179,50		91,77 MVA	2,65 kA	2,77	7,13 kA	2,65	91,77	0,00
T2	Barra C				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	91,77 MVA	2,65 kA	2,77	7,13 kA			
					C	91,77 MVA	2,65 kA	-177,23	7,13 kA			
Linea DE	Barra E				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			



Linea DE	Barra E					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
Barra E	A	60,00	43,70	0,32	1,10		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00
	B		21,85	-179,68			61,38 MVA	1,77 kA	-171,97	4,13 kA	1,77	61,38
	C		21,85	-179,68			61,38 MVA	1,77 kA	8,03	4,13 kA	1,77	61,38
T3	Barra F					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
Linea DE	Barra D					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	61,38 MVA	1,77 kA	8,03	4,13 kA		
						C	61,38 MVA	1,77 kA	-171,97	4,13 kA		
Barra F	A	10,00	6,83	-0,10	1,10		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00
	B		3,41	179,90			31,51 MVA	5,46 kA	-175,89	14,01 kA	5,46	31,51
	C		3,41	179,90			31,51 MVA	5,46 kA	4,11	14,01 kA	5,46	31,51

Grid: SEP	System Stage: SEP	Annex: / 3						
rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c-Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
T3	Barra E		A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	
			B	31,51 MVA	5,46 kA	4,11	14,01 kA	
			C	31,51 MVA	5,46 kA	-175,89	14,01 kA	
CARGA 1			A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	
			B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	
			C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	

Falla monofásica localizada:

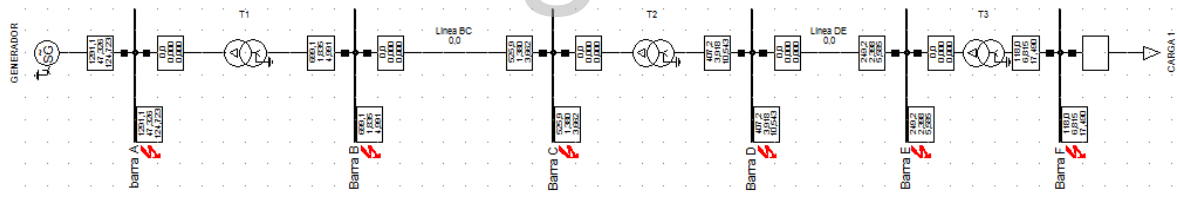


Tabla 4.3 Resultados de la falla monofásica

Fault Locations with Feeders													
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909													
Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents													
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification				Short-Circuit Duration						
			Automatic				Break Time			0,10 s			
			Conductor Temperature				Fault Clearing Time (Ith)			1,00 s			
			User Defined				c-Voltage Factor			User Defined			
			No							No			
Grid: SEP			System Stage: SEP				Annex: / 1						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]		c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]		[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
barra A	A	15,75	0,00	0,00	1,10	313,57 MVA	34,48 kA	-85,75	90,88 kA	34,48	313,57	0,00	
	B		12,45	-96,01		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,88	
	C		12,50	95,21		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90	
T1	Barra B				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
GENERADOR					A	313,57 MVA	34,48 kA	-85,75	90,88 kA				
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra B	A	220,00	0,00	0,00	1,10	204,15 MVA	1,61 kA	-87,54	4,38 kA	1,61	204,15	0,00	
	B		159,14	-100,86		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,92	
	C		156,11	99,71		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90	
T1	barra A				A	204,39 MVA	1,61 kA	92,46	4,38 kA				
					B	0,24 MVA	0,00 kA	92,43	0,01 kA				
					C	0,24 MVA	0,00 kA	92,43	0,01 kA				
Linea BC	Barra C				A	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA				
					B	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA				
					C	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA				
Grid: SEP			System Stage: SEP				Annex: / 2						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]		c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]		[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Barra C	A	220,00	0,00	0,00	1,10	137,11 MVA	1,08 kA	-83,87	2,86 kA	1,08	137,11	0,00	
	B		149,55	-113,89		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,97	
	C		162,97	112,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,07	
T2	Barra D				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Linea BC	Barra B				A	137,11 MVA	1,08 kA	96,13	2,86 kA				
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra D	A	60,00	0,00	0,00	1,10	146,08 MVA	4,22 kA	-87,45	11,35 kA	4,22	146,08	0,00	
	B		40,17	-97,11		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,88	
	C		39,68	96,19		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,87	

T2	Barra C	A	146,08 MVA	4,22 kA	92,55	11,35 kA						
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Linea DE	Barra E	A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Barra E	A	60,00	0,00	0,00	1,10	64,91 MVA	1,87 kA	-75,57	4,36 kA	1,87	64,91	0,00
	B		38,87	-124,50		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	C		45,95	119,94		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,17
T3	Barra F	A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Linea DE	Barra D	A	64,91 MVA	1,87 kA	104,43	4,36 kA						
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA						
Barra F	A	10,00	0,00	0,00	1,10	43,87 MVA	7,60 kA	-86,69	19,50 kA	7,60	43,87	0,00
	B		6,23	-107,58		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
	C		6,02	107,97		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90

Grid: SEP		System Stage: SEP		Annex: / 3				
rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	ip	Ib	Sb	EFF
[kV]	[kV]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[-]
T3	Barra E	A	43,87 MVA	7,60 kA	93,31	19,50 kA		
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
CARGA 1		A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
		B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
		C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		

www.bdigital.ula.ve

- Por el método ANSI

Falla trifásica:

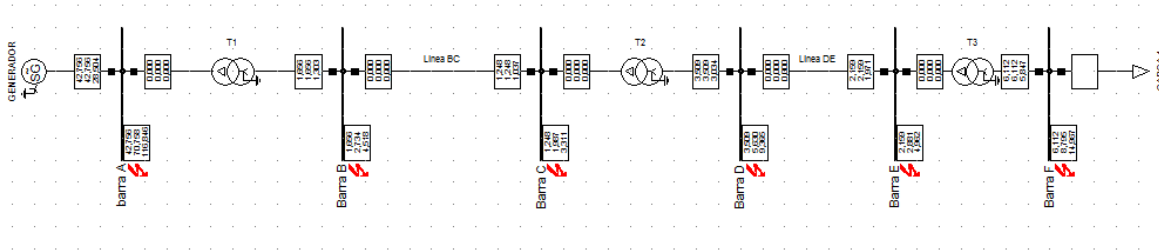


Tabla 4.4 Resultados de la falla trifásica

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --										
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI						3-Phase Short-Circuit				
Pre-fault Voltage		1,00 p.u.		Fault Impedance		Resistance, Rf		0,00 Ohm   NACD Mode		
Consider Transformer Taps		No		Reactance, Xf		0,00 Ohm		Currents/Voltages for Interpolated LV/Interrupting		
-----										
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex: / 1		
-----										
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]	
-----										
Barra A		15,75								
	Mom.Duty	0,005	0,213	42,756	-88,72	1166,377	44,893	70,758	116,846	Sym.Base [kA]
	Int.Duty	0,005	0,213	42,756	-88,72	1166,377	44,893		2 cycles	Tot.Base [kA]
	30-cycle	0,007	0,319	28,504	-88,72	777,585			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	T1			0,000	0,00	0,000	0,000	70,758	116,846	
				0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	
				0,000	0,00	0,000	0,000		3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	GENERADOR			42,756	-88,72	1166,377	44,893	70,758	116,846	
				42,756	-88,72	1166,377	44,893		2 cycles	
				28,504	-88,72	777,585			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
-----										
Barra B		220,00								
	Mom.Duty	1,802	76,675	1,656	-88,65	631,063	42,557	2,734	4,518	Sym.Base [kA]
	Int.Duty	1,802	76,675	1,656	-88,65	631,063	42,557		2 cycles	Tot.Base [kA]
	30-cycle	2,264	97,418	1,303	-88,67	496,696			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	T1			1,656	91,35	631,063	42,557	2,734	4,518	
				1,656	91,35	631,063	42,557		2 cycles	
				1,303	91,33	496,696			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	Linea BC			0,000	0,00	0,000	0,000	2,734	4,518	
				0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	
				0,000	0,00	0,000	0,000		3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
-----										
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex: / 2		
-----										
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]	
-----										
Barra C		220,00								
	Mom.Duty	4,302	101,675	1,248	-87,58	475,602	23,636	1,987	3,311	Sym.Base [kA]
	Int.Duty	4,302	101,675	1,248	-87,58	475,602	23,636		2 cycles	Tot.Base [kA]
	30-cycle	4,764	122,418	1,037	-87,77	395,069			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	T2			0,000	0,00	0,000	0,000	1,987	3,311	
				0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	
				0,000	0,00	0,000	0,000		3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	Linea BC			1,248	92,42	475,602	23,636	1,987	3,311	
				1,248	92,42	475,602	23,636		2 cycles	
				1,037	92,23	395,069			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
-----										
Barra D		60,00								
	Mom.Duty	0,376	9,866	3,509	-87,82	364,629	26,272	5,630	9,365	Sym.Base [kA]
	Int.Duty	0,376	9,866	3,509	-87,82	364,629	26,272		2 cycles	Tot.Base [kA]
	30-cycle	0,410	11,409	3,034	-87,94	315,343			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	
	T2			3,509	92,18	364,629	26,272	5,630	9,365	
				3,509	92,18	364,629	26,272		2 cycles	
				3,034	92,06	315,343			3 cycles	
									5 cycles	
									8 cycles	

Linea DE		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000	0,000	5,630	9,365				
		Int.Duty	0,000	0,00	0,000	0,000		2 cycles	3,731	5,204		
		30-cycle	0,000	0,00	0,000			3 cycles	3,925	4,618		
								5 cycles	3,871	4,197		
								8 cycles	4,023	3,951		
Barra E	60,00	Mom.Duty	2,376	15,866	2,159	-81,48	224,400	6,679	2,881	4,962	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		Int.Duty	2,376	15,866	2,159	-81,48	224,400	6,679		2 cycles	2,159	2,402
		30-cycle	2,410	17,409	1,971	-82,12	204,839			3 cycles	2,159	2,188
										5 cycles	2,159	2,159
										8 cycles	2,159	2,159
T3		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000	0,000		2,881		4,962		
		Int.Duty	0,000	0,00	0,000	0,000				2 cycles	2,159	2,402
		30-cycle	0,000	0,00	0,000					3 cycles	2,159	2,188
										5 cycles	2,159	2,159
										8 cycles	2,159	2,159

Grid: SEP System Stage: SEP Annex: / 3

Linea DE		Mom.Duty	2,159	98,52	224,400	6,679	2,881	4,962				
		Int.Duty	2,159	98,52	224,400	6,679		2 cycles	2,159	2,402		
		30-cycle	1,971	97,88	204,839			3 cycles	2,159	2,188		
								5 cycles	2,159	2,159		
								8 cycles	2,159	2,159		
Barra F	10,00	Mom.Duty	0,094	0,940	6,112	-84,32	105,865	10,052	8,795	14,967	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
		Int.Duty	0,094	0,940	6,112	-84,32	105,865	10,052		2 cycles	6,112	7,543
		30-cycle	0,094	0,983	5,847	-84,51	101,281			3 cycles	6,112	6,529
										5 cycles	6,112	6,174
										8 cycles	6,112	6,112
T3		Mom.Duty	6,112	95,68	105,865	10,052	8,795	14,967				
		Int.Duty	6,112	95,68	105,865	10,052		2 cycles	6,112	7,543		
		30-cycle	5,847	95,49	101,281			3 cycles	6,112	6,529		
								5 cycles	6,112	6,174		
								8 cycles	6,112	6,112		

Falla bifásica:

Tabla 4.5 Resultados de la falla bifásica

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --											
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI											
2-Phase Short-Circuit											
Pre-fault Voltage		1,00 p.u.	Fault Impedance			X/R ratio		0,00 Ohm	NACD Mode	Interpolated	
Consider Transformer Taps		No	Resistance, Rf			Asym.RMS X/R based		0,00 Ohm	Currents/Voltages for	LV/Interrupting	
			Reactance, Xf			Asym.Peak X/R based					
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex: / 1			
barra A		15,75	Equivalent Impedance			Symmetrical Current (E/Z)					
			R[Ohm] X[Ohm]			[kA] [deg]					
Mom.Duty		0,005	0,213	19,567	-176,30	177,927	15,451	29,879	37,290	Sym.Base [kA]	Tot.Base [kA]
Zero-Seq		0,007	0,071						2 cycles	19,567	26,005
Neg.-Seq		0,047	0,591						3 cycles	19,567	22,127
Int.Duty		0,005	0,213	19,567	-176,30	177,927	15,451		5 cycles	19,567	19,873
Zero-Seq		0,007	0,071						8 cycles	19,567	19,567
Neg.-Seq		0,047	0,591								
30-cycle		0,007	0,071	17,285	-176,58	157,179					
Zero-Seq		0,007	0,071								
Neg.-Seq		0,047	0,591								
T1		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000			29,879	37,290		
		Int.Duty	0,000	0,00	0,000				2 cycles	19,567	26,005
		30-cycle	0,000	0,00	0,000				3 cycles	19,567	22,127
									5 cycles	19,567	19,873
									8 cycles	19,567	19,567
GENERADOR		Mom.Duty	19,567	-176,30	177,927			29,879	37,290		
		Int.Duty	19,567	-176,30	177,927				2 cycles	19,567	26,005
		30-cycle	17,285	-176,58	157,179				3 cycles	19,567	22,127
									5 cycles	19,567	19,873
									8 cycles	19,567	19,567

Barra B	220,00									Sym.Base	Tot.Base	
Mom.Duty		1,802	76,675	0,967	-177,00	122,876	19,087	1,511	1,860	[kA]	[kA]	
Zero-Seq		0,884	35,313						2 cycles	0,967	1,359	
Neg.-Seq		10,097	150,427						3 cycles	1,010	1,186	
Int.Duty		1,802	76,675	0,967	-177,00	122,876	19,087		5 cycles	1,005	1,083	
Zero-Seq		0,884	35,313						8 cycles	1,045	1,026	
Neg.-Seq		10,097	150,427									
30-cycle		0,884	35,313	0,887	-177,14	112,607						
Zero-Seq		0,884	35,313									
Neg.-Seq		10,097	150,427									
-----												
Grid: SEP	System Stage: SEP							Annex:	/ 2			
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance R [Ohm] X [Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]			
T1		Mom.Duty		0,967	3,00	122,876		1,511	1,860			
		Int.Duty		0,967	3,00	122,876			2 cycles			
		30-cycle		0,887	2,86	112,607			3 cycles			
									5 cycles			
									8 cycles			
Linea BC		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		1,511	1,860			
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles			
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles			
									5 cycles			
									8 cycles			
-----												
Barra C	220,00									Sym.Base	Tot.Base	
Mom.Duty		4,302	101,675	0,792	-176,51	100,656	16,398	1,218	1,514	[kA]	[kA]	
Zero-Seq		26,168	110,828						2 cycles	0,792	1,081	
Neg.-Seq		12,597	175,427						3 cycles	0,799	0,940	
Int.Duty		4,302	101,675	0,792	-176,51	100,656	16,398		5 cycles	0,801	0,862	
Zero-Seq		26,168	110,828						8 cycles	0,835	0,821	
Neg.-Seq		12,597	175,427									
30-cycle		26,168	110,828	0,737	3,34	93,661						
Zero-Seq		26,168	110,828									
Neg.-Seq		12,597	175,427									
T2		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		1,218	1,514			
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles			
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles			
									5 cycles			
									8 cycles			
Linea BC		Mom.Duty		0,792	3,49	100,656		1,218	1,514			
		Int.Duty		0,792	3,49	100,656			2 cycles			
		30-cycle		0,737	3,34	93,661			3 cycles			
									5 cycles			
									8 cycles			
-----												
Barra D	60,00									Sym.Base	Tot.Base	
Mom.Duty		0,376	9,866	2,376	-176,89	82,300	18,433	3,698	4,562	[kA]	[kA]	
Zero-Seq		0,056	2,303						2 cycles	2,376	3,316	
Neg.-Seq		0,993	15,352						3 cycles	2,461	2,890	
Int.Duty		0,376	9,866	2,376	-176,89	82,300	18,433		5 cycles	2,451	2,643	
Zero-Seq		0,056	2,303						8 cycles	2,552	2,505	
Neg.-Seq		0,993	15,352									
30-cycle		0,056	2,303	2,239	-177,00	77,563						
Zero-Seq		0,056	2,303									
Neg.-Seq		0,993	15,352									

Grid: SEP		System Stage: SEP					Annex: / 3				
	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance		Symmetrical Current (E/Z)		Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym.Peak X/R based [kA]		
		R[Ohm]	X[Ohm]	[kA]	[deg]						
T2		Mom.Duty		2,376	3,11	82,300		3,698	4,562		
		Int.Duty		2,376	3,11	82,300			2 cycles	2,376 3,316	
		30-cycle		2,239	3,00	77,563			3 cycles	2,461 2,890	
Linea DE		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		3,698	4,562		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	2,376 3,316	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	2,461 2,890	
Barra E	60,00	Mom.Duty		1,596	-171,79	55,274	6,933	2,146	2,886	Sym.Base [kA] 1,792	Tot.Base [kA] 1,792
		Zero-Seq		10,056	22,303					2 cycles	1,596 1,792
		Neg.-Seq		2,993	21,352					3 cycles	1,596 1,621
T3		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		2,146	2,886		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	1,596 1,792	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	1,596 1,621	
Linea DE		Mom.Duty		1,596	8,21	55,274		2,146	2,886		
		Int.Duty		1,596	8,21	55,274			2 cycles	1,596 1,792	
		30-cycle		1,533	7,93	53,110			3 cycles	1,596 1,621	
Barra F	10,00	Mom.Duty		4,896	5,74	28,266	9,954	7,034	9,105	Sym.Base [kA] 4,896	Tot.Base [kA] 6,030
		Zero-Seq		0,028	0,499					2 cycles	4,896 6,030
		Neg.-Seq		0,111	1,092					3 cycles	4,896 5,219
T3		Mom.Duty		4,896	5,74	28,266		7,034	9,105		
		Int.Duty		4,896	5,74	28,266			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		4,796	5,65	27,687			3 cycles	4,896 5,219	
CARGA 1		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		7,034	9,105		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	4,896 5,219	
T3		Mom.Duty		4,896	5,74	28,266		7,034	9,105		
		Int.Duty		4,896	5,74	28,266			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		4,796	5,65	27,687			3 cycles	4,896 5,219	
CARGA 1		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		7,034	9,105		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	4,896 5,219	
T3		Mom.Duty		4,896	5,74	28,266		7,034	9,105		
		Int.Duty		4,896	5,74	28,266			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		4,796	5,65	27,687			3 cycles	4,896 5,219	
CARGA 1		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		7,034	9,105		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	4,896 5,219	
T3		Mom.Duty		4,896	5,74	28,266		7,034	9,105		
		Int.Duty		4,896	5,74	28,266			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		4,796	5,65	27,687			3 cycles	4,896 5,219	
CARGA 1		Mom.Duty		0,000	0,00	0,000		7,034	9,105		
		Int.Duty		0,000	0,00	0,000			2 cycles	4,896 6,030	
		30-cycle		0,000	0,00	0,000			3 cycles	4,896 5,219	

## Falla monofásica:

Tabla 4.6 Resultados de la falla monofásica

Fault Locations with Feeders -- Complete Report --																													
Short-Circuit Calculation / Method : ANSI																													
Single Phase to Ground																													
Pre-fault Voltage		1,00 p.u.		Fault Impedance		Resistance, Rf		0,00 Ohm		NACD Mode		Interpolated																	
Consider Transformer Taps		No		Reactance, Xf		0,00 Ohm		Currents/Voltages for		LV/Interrupting																			
Grid: SEP										System Stage: SEP										Annex: / 1									
Rated Voltage [kV]		Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]		X/R ratio		Asym.RMS X/R based [kA]		Asym.Peak X/R based [kA]		Sym.Base [kA]		Tot.Base [kA]													
Barra A 15,75																													
Mom.Duty		0,005 0,213		31,137 -86,13		283,138		14,797		47,304		59,221		31,137		42,540													
Zero-Seq		0,007 0,071										2 cycles		31,137		42,540													
Neg.-Seq		0,047 0,591										3 cycles		31,137		36,111													
Int.Duty		0,005 0,213		31,137 -86,13		283,138		14,797		47,304		5 cycles		31,137		33,392													
Zero-Seq		0,007 0,071										8 cycles		31,351		31,324													
Neg.-Seq		0,047 0,591																											
30-cycle		0,007 0,071		27,770 -86,41		252,517																							
Zero-Seq		0,007 0,071																											
Neg.-Seq		0,047 0,591																											
T1																													
Mom.Duty				0,000 0,00		0,000				47,304		59,221																	
Int.Duty				0,000 0,00		0,000						2 cycles		31,137		42,540													
30-cycle				0,000 0,00		0,000						3 cycles		31,137		36,111													
												5 cycles		31,137		33,392													
												8 cycles		31,351		31,324													
GENERADOR																													
Mom.Duty				31,137 -86,13		283,138				47,304		59,221		31,137		42,540													
Int.Duty				31,137 -86,13		283,138						2 cycles		31,137		42,540													
30-cycle				27,770 -86,41		252,517						3 cycles		31,137		36,111													
												5 cycles		31,137		33,392													
												8 cycles		31,351		31,324													
Barra B 220,00																													
Mom.Duty		1,802 76,675		1,450 -87,21		184,222		20,530		2,281		2,796		1,451		2,064													
Zero-Seq		0,884 35,313										2 cycles		1,451		2,064													
Neg.-Seq		10,097 150,427										3 cycles		1,539		1,807													
Int.Duty		1,802 76,675		1,450 -87,21		184,222		20,530		2,281		5 cycles		1,527		1,646													
Zero-Seq		0,884 35,313										8 cycles		1,587		1,557													
Neg.-Seq		10,097 150,427																											
30-cycle		0,884 35,313		1,344 -87,32		170,742																							
Zero-Seq		0,884 35,313																											
Neg.-Seq		10,097 150,427																											
Grid: SEP										System Stage: SEP										Annex: / 2									
Rated Voltage [kV]		Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]		Symmetrical Current (E/Z) [kA] [deg]		Apparent Power [MVA]		X/R ratio		Asym.RMS X/R based [kA]		Asym.Peak X/R based [kA]		Sym.Base [kA]		Tot.Base [kA]													
T1																													
Mom.Duty				1,452 92,79		184,439				2,281		2,796		1,451		2,064													
Int.Duty				1,452 92,79		184,439						2 cycles		1,451		2,064													
30-cycle				1,346 92,68		170,944						3 cycles		1,539		1,807													
												5 cycles		1,527		1,646													
												8 cycles		1,587		1,557													
Linea BC																													
Mom.Duty				0,002 -88,68		0,217				2,281		2,796		1,451		2,064													
Int.Duty				0,002 -88,68		0,217						2 cycles		1,451		2,064													
30-cycle				0,002 -88,79		0,201						3 cycles		1,539		1,807													
												5 cycles		1,527		1,646													
												8 cycles		1,587		1,557													



Barra D	60,00									Sym.Base	Tot.Base
Mom.Duty	0,376	9,866	3,771	-87,04	130,635	19,332	5,897	7,254		[kA]	[kA]
Zero-Seq	0,056	2,303						2 cycles	3,771	5,309	
Neg.-Seq	0,993	15,352						3 cycles	3,949	4,636	
Int.Duty	0,376	9,866	3,771	-87,04	130,635	19,332		5 cycles	3,926	4,232	
Zero-Seq	0,056	2,303						8 cycles	4,083	4,007	
Neg.-Seq	0,993	15,352									
30-cycle	0,056	2,303	3,571	-87,13	123,710						
Zero-Seq	0,056	2,303									
Neg.-Seq	0,993	15,352									

Grid: SEP System Stage: SEP Annex: / 3

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]	Symmetrical Current [kA]	(E/Z) [deg]	Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]		
T2		Mom.Duty	3,771	92,96	130,635		5,897	7,254		
		Int. Duty	3,771	92,96	130,635			2 cycles	3,771	5,309
		30-cycle	3,571	92,87	123,710			3 cycles	3,949	4,636
								5 cycles	3,926	4,232
								8 cycles	4,083	4,007
Linea DE		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000		5,897	7,254		
		Int. Duty	0,000	0,00	0,000			2 cycles	3,771	5,309
		30-cycle	0,000	0,00	0,000			3 cycles	3,949	4,636
								5 cycles	3,926	4,232
								8 cycles	4,083	4,007

Barra E	60,00									Sym.Base	Tot.Base
Mom.Duty	2,376	15,866	1,690	-75,47	58,549	3,859	1,995	2,871		[kA]	[kA]
Zero-Seq	10,056	22,303						2 cycles	1,690	1,766	
Neg.-Seq	2,993	21,352						3 cycles	1,690	1,690	
Int.Duty	2,376	15,866	1,690	-75,47	58,549	3,859		5 cycles	1,690	1,690	
Zero-Seq	10,056	22,303						8 cycles	1,690	1,690	
Neg.-Seq	2,993	21,352									
30-cycle	10,056	22,303	1,650	-75,79	57,152						
Zero-Seq	10,056	22,303									
Neg.-Seq	2,993	21,352									

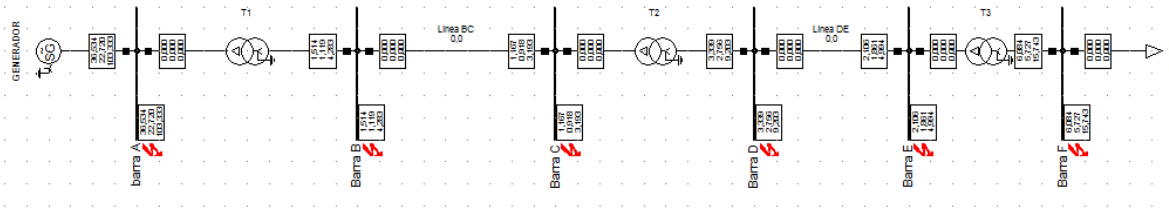
T3		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000		1,995	2,871			
		Int. Duty	0,000	0,00	0,000			2 cycles	1,690	1,766	
		30-cycle	0,000	0,00	0,000			3 cycles	1,690	1,690	
								5 cycles	1,690	1,690	
								8 cycles	1,690	1,690	
Linea DE		Mom.Duty	1,690	104,53	58,549		1,995	2,871			
		Int. Duty	1,690	104,53	58,549			2 cycles	1,690	1,766	
		30-cycle	1,650	104,21	57,152			3 cycles	1,690	1,690	
								5 cycles	1,690	1,690	
								8 cycles	1,690	1,690	

Barra F	10,00									Sym.Base	Tot.Base
Mom.Duty	0,094	0,940	6,813	-84,77	39,337	10,926	9,933	12,747		[kA]	[kA]
Zero-Seq	0,028	0,499						2 cycles	6,813	8,563	
Neg.-Seq	0,111	1,092						3 cycles	6,813	7,403	
Int.Duty	0,094	0,940	6,813	-84,77	39,337	10,926		5 cycles	6,813	6,947	
Zero-Seq	0,028	0,499						8 cycles	6,813	6,813	
Neg.-Seq	0,111	1,092									
30-cycle	0,028	0,499	6,701	-84,84	38,686						
Zero-Seq	0,028	0,499									
Neg.-Seq	0,111	1,092									

Grid: SEP System Stage: SEP Annex: / 4

	Rated Voltage [kV]	Equivalent Impedance R[Ohm] X[Ohm]	Symmetrical Current [kA]	(E/Z) [deg]	Apparent Power [MVA]	X/R ratio	Asym.RMS X/R based [kA]	Asym. Peak X/R based [kA]		
T3		Mom.Duty	6,813	95,23	39,337		9,933	12,747		
		Int. Duty	6,813	95,23	39,337			2 cycles	6,813	8,563
		30-cycle	6,701	95,16	38,686			3 cycles	6,813	7,403
								5 cycles	6,813	6,947
								8 cycles	6,813	6,813
CARGA 1		Mom.Duty	0,000	0,00	0,000		9,933	12,747		
		Int. Duty	0,000	0,00	0,000			2 cycles	6,813	8,563
		30-cycle	0,000	0,00	0,000			3 cycles	6,813	7,403
								5 cycles	6,813	6,947
								8 cycles	6,813	6,813

• Por el método completo



Falla Trifásica:

Tabla 4.7 Resultados de la falla trifásica

Fault Locations with Feeders													
Short-Circuit Calculation / Method : complete													
3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents													
Short-Circuit Duration				Fault Impedance									
Break Time	0,10 s			Resistance, Rf	0,00 Ohm								
Fault Clearing Time (Ith)	1,00 s			Reactance, Xf	0,00 Ohm								
Grid: SEP													
System Stage: SEP													
Annex: / 1													
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	Ik' [kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	ib [kA]	Ith [kA]
Barra A	15,75	0,00	0,00	1,00	996,63 MVA	36,53 kA	-89,5	22,72	-89,1	103,33 kA	23,85	85,40	36,53
T1					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
GENERADOR					996,63 MVA	36,53 kA	-89,5	22,72	-89,1	103,33 kA			
Barra B	220,00	0,00	0,00	1,00	577,00 MVA	1,51 kA	60,5	1,12	60,9	4,28 kA	1,15	3,77	1,51
T1					577,00 MVA	1,51 kA	-119,5	1,12	-119,1	4,28 kA			
Linea BC					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Barra C	220,00	0,00	0,00	1,00	444,70 MVA	1,17 kA	61,9	0,92	61,9	3,19 kA	0,94	2,02	1,14
T2					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Linea BC					444,70 MVA	1,17 kA	-118,1	0,92	-118,1	3,19 kA			
Barra D	60,00	0,00	0,00	1,00	347,04 MVA	3,34 kA	-88,4	2,76	-88,3	9,20 kA	2,80	6,37	3,59
T2					347,04 MVA	3,34 kA	91,6	2,76	91,7	9,20 kA			
Linea DE					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Barra E	60,00	0,00	0,00	1,00	218,88 MVA	2,11 kA	-81,9	1,86	-82,5	4,99 kA	1,88	2,68	2,13
T3					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			
Linea DE					218,88 MVA	2,11 kA	98,1	1,86	97,5	4,99 kA			
Barra F	10,00	0,00	0,00	1,00	105,37 MVA	6,08 kA	124,2	5,73	124,3	15,74 kA	5,76	8,92	6,22
T3					105,37 MVA	6,08 kA	-55,8	5,73	-55,7	15,74 kA			
CARGA 1					0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,0	0,00 kA			

## Falla Bifásica:

Tabla 4.8 Resultado de la falla bifásica

Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : complete												
2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents												
Short-Circuit Duration				Fault Impedance								
Break Time		0,10 s		Resistance, Rf		0,00 Ohm						
Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s		Reactance, Xf		0,00 Ohm						
-----												
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex:		/ 1		
-----												
		rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF
		[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
-----												
Barra A	A	15,75	12,84	-1,58	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00	0,00	1,00
	B		6,42	178,42		169,64 MVA	18,66 kA	-175,7	15,82	52,77 kA	16,06	49,09
	C		6,42	178,42		169,64 MVA	18,66 kA	4,3	15,82	52,77 kA	16,06	49,09
	T1		Barra B									
					A	4,78 MVA	0,53 kA	18,1	0,45	1,49 kA		
					B	2,39 MVA	0,26 kA	-161,9	0,22	0,74 kA		
					C	2,39 MVA	0,26 kA	-161,9	0,22	0,74 kA		
	GENERADOR											
					A	4,78 MVA	0,53 kA	18,1	0,45	1,49 kA		
					B	171,97 MVA	18,91 kA	-175,5	16,04	53,49 kA		
					C	167,32 MVA	18,40 kA	4,1	15,61	52,04 kA		
-----												
Barra B	A	220,00	164,07	148,07	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00	0,00	1,00
	B		82,04	-31,93		118,72 MVA	0,93 kA	-26,7	0,83	2,64 kA	0,84	2,51
	C		82,04	-31,93		118,72 MVA	0,93 kA	153,3	0,83	2,64 kA	0,84	2,51
	T1		barra A									
					A	4,36 MVA	0,03 kA	-11,9	0,03	0,10 kA		
					B	120,83 MVA	0,95 kA	153,6	0,85	2,69 kA		
					C	116,62 MVA	0,92 kA	-27,0	0,82	2,60 kA		
	Linea BC		Barra C									
					A	4,36 MVA	0,03 kA	168,1	0,03	0,10 kA		
					B	2,18 MVA	0,02 kA	-11,9	0,02	0,05 kA		
					C	2,18 MVA	0,02 kA	-11,9	0,02	0,05 kA		
-----												
Barra C	A	220,00	157,54	148,06	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00	0,00	1,00
	B		78,77	-31,94		97,93 MVA	0,77 kA	-26,1	0,70	2,11 kA	0,70	1,45
	C		78,77	-31,94		97,93 MVA	0,77 kA	153,9	0,70	2,11 kA	0,70	1,45
	T2		Barra D									
					A	4,23 MVA	0,03 kA	126,6	0,03	0,09 kA		
					B	2,11 MVA	0,02 kA	-53,4	0,02	0,05 kA		
					C	2,11 MVA	0,02 kA	-53,4	0,02	0,05 kA		
-----												
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex:		/ 2		
-----												
		rtd.V.	Voltage		c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF
		[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
-----												
Linea BC	Barra B											
					A	4,23 MVA	0,03 kA	-53,4	0,03	0,09 kA		
					B	99,82 MVA	0,79 kA	153,3	0,71	2,15 kA		
					C	96,06 MVA	0,76 kA	-25,5	0,69	2,07 kA		
-----												
Barra D	A	60,00	41,39	-2,24	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00	0,00	1,00
	B		20,69	177,76		80,69 MVA	2,33 kA	-176,6	2,15	6,42 kA	2,16	4,73
	C		20,69	177,76		80,69 MVA	2,33 kA	3,4	2,15	6,42 kA	2,16	4,73
	T2		Barra C									
					A	4,08 MVA	0,12 kA	156,7	0,11	0,32 kA		
					B	82,52 MVA	2,38 kA	2,7	2,20	6,57 kA		
					C	78,87 MVA	2,28 kA	-176,0	2,10	6,27 kA		
	Linea DE		Barra E									
					A	4,08 MVA	0,12 kA	-23,3	0,11	0,32 kA		
					B	2,04 MVA	0,06 kA	156,7	0,05	0,16 kA		
					C	2,04 MVA	0,06 kA	156,7	0,05	0,16 kA		

Barra E	A	60,00	38,74	-2,18	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		19,37	177,82		54,85 MVA	1,58 kA	-171,4	1,50	3,75 kA	1,51	2,14	0,00
	C		19,37	177,82		54,85 MVA	1,58 kA	8,6	1,50	3,75 kA	1,51	2,14	0,00
T3	Barra F					A	3,89 MVA	0,11 kA	-23,2	0,11	0,27 kA		
		B				B	1,94 MVA	0,06 kA	156,8	0,05	0,13 kA		
		C				C	1,94 MVA	0,06 kA	156,8	0,05	0,13 kA		
Linea DE	Barra D					A	3,89 MVA	0,11 kA	156,8	0,11	0,27 kA		
		B				B	56,51 MVA	1,63 kA	7,5	1,54	3,87 kA		
		C				C	53,21 MVA	1,54 kA	-170,3	1,45	3,64 kA		
Barra F	A	10,00	5,98	-155,27	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		2,99	24,73		28,40 MVA	4,92 kA	34,9	4,78	12,73 kA	4,79	7,41	0,00
	C		2,99	24,73		28,40 MVA	4,92 kA	-145,1	4,78	12,73 kA	4,79	7,41	0,00
T3	Barra E					A	3,66 MVA	0,63 kA	6,5	0,62	1,64 kA		
		B				B	30,03 MVA	5,20 kA	-146,8	5,05	13,46 kA		
		C				C	26,81 MVA	4,64 kA	36,7	4,51	12,02 kA		
CARGA 1						A	3,66 MVA	0,63 kA	-173,5	0,62	1,64 kA		
	B					B	1,83 MVA	0,32 kA	6,5	0,31	0,82 kA		
	C					C	1,83 MVA	0,32 kA	6,5	0,31	0,82 kA		

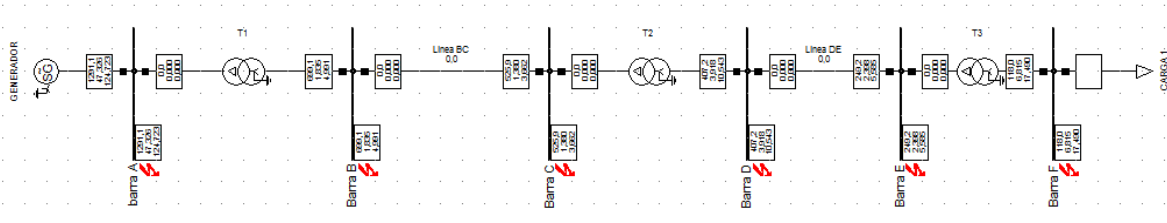
Falla monofásica:

Tabla 4.9 Resultado de la falla monofásica

Fault Locations with Feeders													
Short-Circuit Calculation / Method : complete													
Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents													
Short-Circuit Duration				Fault Impedance									
Break Time		0,10 s		Resistance, Rf		0,00 Ohm							
Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s		Reactance, Xf		0,00 Ohm							
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex: / 1					
	rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF			
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]		
barra A	A	15,75	10,92	-25,88	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90
	B		0,00	-120,00		270,97 MVA	29,80 kA	154,4	25,58	84,29 kA	25,92	78,80	0,00
	C		10,92	142,96		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,87
T1	Barra B					A	4,05 MVA	0,45 kA	-9,9	0,38	1,26 kA		
		B				B	0,26 MVA	0,03 kA	-101,6	0,02	0,08 kA		
		C				C	4,05 MVA	0,45 kA	166,3	0,38	1,26 kA		
GENERADOR						A	4,05 MVA	0,45 kA	-9,9	0,38	1,26 kA		
	B					B	270,91 MVA	29,79 kA	154,5	25,57	84,27 kA		
	C					C	4,05 MVA	0,45 kA	166,3	0,38	1,26 kA		
Barra B	A	220,00	138,13	128,47	1,00	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90
	B		0,00	-120,00		178,90 MVA	1,41 kA	-57,2	1,27	3,98 kA	1,28	3,80	0,00
	C		142,15	-71,91		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,91
T1	barra A					A	3,46 MVA	0,03 kA	-37,2	0,02	0,08 kA		
		B				B	178,96 MVA	1,41 kA	123,0	1,27	3,99 kA		
		C				C	3,90 MVA	0,03 kA	134,1	0,03	0,09 kA		

Linea BC	Barra C					A	3,46 MVA	0,03 kA	142,8	0,02	0,08 kA			
						B	0,42 MVA	0,00 kA	24,6	0,00	0,01 kA			
						C	3,90 MVA	0,03 kA	-45,9	0,03	0,09 kA			
Barra C	A	220,00	144,64	140,72	1,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,06
	B		0,00	-120,00			121,62 MVA	0,96 kA	-53,7	0,89	2,62 kA	0,90	1,84	0,00
	C		135,36	-84,89			0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,95
T2	Barra D					A	3,54 MVA	0,03 kA	105,1	0,03	0,08 kA			
						B	0,97 MVA	0,01 kA	2,0	0,01	0,02 kA			
						C	3,45 MVA	0,03 kA	-90,8	0,03	0,07 kA			
-----														
Grid: SEP	System Stage: SEP										Annex:	/ 2		
		rtd.V.	Voltage		c-		Sk"		Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF
		[kV]	[kV]		[deg]	Factor	[MVA/MVA]		[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
Linea BC	Barra B					A	3,54 MVA	0,03 kA	-74,9	0,03	0,08 kA			
						B	122,17 MVA	0,96 kA	126,6	0,90	2,63 kA			
						C	3,45 MVA	0,03 kA	89,2	0,03	0,07 kA			
Barra D	A	60,00	35,23	-25,29	1,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,87
	B		0,00	-120,00			128,31 MVA	3,70 kA	153,0	3,44	10,21 kA	3,46	7,56	0,00
	C		36,00	141,01			0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,88
T2	Barra C					A	3,48 MVA	0,10 kA	129,0	0,09	0,28 kA			
						B	128,41 MVA	3,71 kA	-26,9	3,44	10,22 kA			
						C	3,50 MVA	0,10 kA	-55,6	0,09	0,28 kA			
Linea DE	Barra E					A	3,48 MVA	0,10 kA	-51,0	0,09	0,28 kA			
						B	0,28 MVA	0,01 kA	-138,1	0,01	0,02 kA			
						C	3,50 MVA	0,10 kA	124,4	0,09	0,28 kA			
Barra E	A	60,00	40,45	-1,70	1,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,15
	B		0,00	-120,00			57,88 MVA	1,67 kA	164,0	1,62	3,96 kA	1,62	2,31	0,00
	C		35,34	113,50			0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,01
T3	Barra F					A	3,38 MVA	0,10 kA	-41,2	0,09	0,23 kA			
						B	1,37 MVA	0,04 kA	-151,2	0,04	0,09 kA			
						C	3,18 MVA	0,09 kA	115,1	0,09	0,22 kA			
Linea DE	Barra D					A	3,38 MVA	0,10 kA	-138,8	0,09	0,23 kA			
						B	58,86 MVA	1,70 kA	-15,1	1,64	4,03 kA			
						C	3,18 MVA	0,09 kA	-64,9	0,09	0,22 kA			
Barra F	A	10,00	5,21	-166,55	1,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90
	B		0,00	-120,00			39,43 MVA	6,83 kA	3,5	6,67	17,68 kA	6,69	10,34	0,00
	C		5,54	-22,75			0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,95
T3	Barra E					A	3,19 MVA	0,55 kA	-4,7	0,54	1,43 kA			
						B	39,43 MVA	6,83 kA	-176,5	6,67	17,68 kA			
						C	3,39 MVA	0,59 kA	139,1	0,57	1,52 kA			
CARGA 1						A	3,19 MVA	0,55 kA	175,3	0,54	1,43 kA			
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,0	0,00	0,00 kA			
						C	3,39 MVA	0,59 kA	-40,9	0,57	1,52 kA			

• Por el método VDE 0102



## Falla Trifásica:

Tabla 4.10 Resultado de la falla trifásica

Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102						3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s						
Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method B			Conductor Temperature User Defined			c-Voltage Factor User Defined			No			
-----												
Grid: SEP		System Stage: SEP						Annex: / 1				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Barra A	15,75	0,00	0,00	1,10	1291,05 MVA	47,33 kA	-87,14	124,72 kA	34,11	930,43	29,59	41,87
T1	Barra B				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
GENERADOR					1291,05 MVA	47,33 kA	-87,14	124,72 kA				
Barra B	220,00	0,00	0,00	1,10	699,06 MVA	1,83 kA	-88,45	4,99 kA	1,59	606,88	1,69	1,93
T1	Barra A				699,06 MVA	1,83 kA	91,55	4,99 kA				
Linea BC	Barra C				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra C	220,00	0,00	0,00	1,10	525,91 MVA	1,38 kA	-87,42	3,66 kA	1,30	495,97	1,40	1,42
T2	Barra D				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Linea BC	Barra B				525,91 MVA	1,38 kA	92,58	3,66 kA				
Barra D	60,00	0,00	0,00	1,10	407,20 MVA	3,92 kA	-88,00	10,54 kA	3,92	407,20	3,92	4,07
T2	Barra C				407,20 MVA	3,92 kA	92,00	10,54 kA				
Linea DE	Barra E				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Barra E	60,00	0,00	0,00	1,10	249,18 MVA	2,40 kA	-81,54	5,59 kA	2,40	249,18	2,40	2,42
T3	Barra F				0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA				
Linea DE	Barra D				249,18 MVA	2,40 kA	98,46	5,59 kA				
Barra F	10,00	0,00	0,00	1,10	118,05 MVA	6,82 kA	-86,00	17,49 kA	6,82	118,05	6,82	6,95
T3	Barra E				118,05 MVA	6,82 kA	94,00	17,49 kA				

## Falla Bifásica:

Tabla 4.11 Resultado de la falla bifásica

Fault Locations with Feeders											
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102						2-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents					
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration Break Time 0,10 s Fault Clearing Time (Ith) 1,00 s					
			Conductor Temperature User Defined			c-Voltage Factor User Defined			No		

Grid: SEP		System Stage: SEP				Annex: / 1						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
barra A	A	15,75	14,72	-0,45	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		7,36	179,55		197,04 MVA	21,67 kA	-175,88	57,11 kA	21,67	197,04	0,00
	C		7,36	179,55		197,04 MVA	21,67 kA	4,12	57,11 kA	21,67	197,04	0,00
T1	Barra B				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
GENERADOR					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	197,04 MVA	21,67 kA	-175,88	57,11 kA			
					C	197,04 MVA	21,67 kA	4,12	57,11 kA			
Barra B	A	220,00	185,21	-0,66	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		92,60	179,34		136,15 MVA	1,07 kA	-177,15	2,92 kA	1,07	136,15	0,00
	C		92,60	179,34		136,15 MVA	1,07 kA	2,85	2,92 kA	1,07	136,15	0,00
T1	barra A				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	136,15 MVA	1,07 kA	2,85	2,92 kA			
					C	136,15 MVA	1,07 kA	-177,15	2,92 kA			
Linea BC	Barra C				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			

Grid: SEP		System Stage: SEP				Annex: / 2						
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Barra C	A	220,00	176,94	-0,46	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		88,47	179,54		111,39 MVA	0,88 kA	-176,63	2,33 kA	0,88	111,39	0,00
	C		88,47	179,54		111,39 MVA	0,88 kA	3,37	2,33 kA	0,88	111,39	0,00
T2	Barra D				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Linea BC	Barra B				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	111,39 MVA	0,88 kA	3,37	2,33 kA			
					C	111,39 MVA	0,88 kA	-176,63	2,33 kA			
Barra D	A	60,00	46,47	-0,50	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		23,23	179,50		91,77 MVA	2,65 kA	-177,23	7,13 kA	2,65	91,77	0,00
	C		23,23	179,50		91,77 MVA	2,65 kA	2,77	7,13 kA	2,65	91,77	0,00
T2	Barra C				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	91,77 MVA	2,65 kA	2,77	7,13 kA			
					C	91,77 MVA	2,65 kA	-177,23	7,13 kA			
Linea DE	Barra E				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Barra E	A	60,00	43,70	0,32	1,10	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	B		21,85	-179,68		61,38 MVA	1,77 kA	-171,97	4,13 kA	1,77	61,38	0,00
	C		21,85	-179,68		61,38 MVA	1,77 kA	8,03	4,13 kA	1,77	61,38	0,00

T3	Barra F					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
Linea DE	Barra D					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	61,38 MVA	1,77 kA	8,03	4,13 kA		
						C	61,38 MVA	1,77 kA	-171,97	4,13 kA		
Barra F	A	10,00	6,83	-0,10	1,10		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 1,00
	B		3,41	179,90			31,51 MVA	5,46 kA	-175,89	14,01 kA	5,46	31,51 0,00
	C		3,41	179,90			31,51 MVA	5,46 kA	4,11	14,01 kA	5,46	31,51 0,00

---

Grid: SEP	System Stage: SEP					Annex: / 3				
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c-Factor [deg]	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
T3	Barra E									
				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
				B	31,51 MVA	5,46 kA	4,11	14,01 kA		
				C	31,51 MVA	5,46 kA	-175,89	14,01 kA		
CARGA 1				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
				B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
				C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		

Falla Monofásica:

Tabla 4.12 Resultado de la falla monofásica

Fault Locations with Feeders										
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102					Single Phase to Ground / Max. Short-Circuit Currents					
Asynchronous Motors Always Considered			Grid Identification Automatic			Short-Circuit Duration				
						Break Time		0,10 s		
						Fault Clearing Time (Ith)		1,00 s		
			Conductor Temperature User Defined			c-Voltage Factor		User Defined No		

---

Grid: SEP	System Stage: SEP					Annex: / 1						
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c-Factor [deg]	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	[deg]	ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]		
barra A	A	15,75	0,00	0,00	1,10		313,57 MVA	34,48 kA	-85,75	90,88 kA	34,48	313,57 0,00
	B		12,45	-96,01			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,88
	C		12,50	95,21			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,90
T1	Barra B					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
GENERADOR						A	313,57 MVA	34,48 kA	-85,75	90,88 kA		
						B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
						C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA		
Barra B	A	220,00	0,00	0,00	1,10		204,15 MVA	1,61 kA	-87,54	4,38 kA	1,61	204,15 0,00
	B		159,14	-100,86			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,92
	C		156,11	99,71			0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00 0,90
T1	barra A					A	204,39 MVA	1,61 kA	92,46	4,38 kA		
						B	0,24 MVA	0,00 kA	92,43	0,01 kA		
						C	0,24 MVA	0,00 kA	92,43	0,01 kA		
Linea BC	Barra C					A	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA		
						B	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA		
						C	0,24 MVA	0,00 kA	-87,57	0,00 kA		



Grid: SEP												
System Stage: SEP												
Annex: / 2												
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV] [deg]		c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
Barra C	A	220,00	0,00	0,00	1,10	137,11 MVA	1,08 kA	-83,87	2,86 kA	1,08	137,11	0,00
	B		149,55	-113,89		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,97
	C		162,97	112,00		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,07
T2	Barra D				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Linea BC	Barra B				A	137,11 MVA	1,08 kA	96,13	2,86 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Barra D	A	60,00	0,00	0,00	1,10	146,08 MVA	4,22 kA	-87,45	11,35 kA	4,22	146,08	0,00
	B		40,17	-97,11		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,88
	C		39,68	96,19		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,87
T2	Barra C				A	146,08 MVA	4,22 kA	92,55	11,35 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Linea DE	Barra E				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Barra E	A	60,00	0,00	0,00	1,10	64,91 MVA	1,87 kA	-75,57	4,36 kA	1,87	64,91	0,00
	B		38,87	-124,50		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,00
	C		45,95	119,94		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	1,17
T3	Barra F				A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Linea DE	Barra D				A	64,91 MVA	1,87 kA	104,43	4,36 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
Barra F	A	10,00	0,00	0,00	1,10	43,87 MVA	7,60 kA	-86,69	19,50 kA	7,60	43,87	0,00
	B		6,23	-107,58		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,94
	C		6,02	107,97		0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA	0,00	0,00	0,90

Grid: SEP												
System Stage: SEP												
Annex: / 3												
		rtd.V. [kV]	Voltage [kV] [deg]		c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA] [deg]		ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	EFF [-]
T3	Barra E				A	43,87 MVA	7,60 kA	93,31	19,50 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
CARGA 1					A	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					B	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			
					C	0,00 MVA	0,00 kA	0,00	0,00 kA			

## 4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez realizado el estudio de cálculo de cortocircuito para un sistema de potencia, se puede observar que la utilización de la herramienta computacional DIGSILENT PowerFactory® es de gran utilidad y fiabilidad al momento de ejecutar cálculos para eventos de cortocircuitos, debido a que arroja resultados confiables y ajustados a la realidad, también nos permite interactuar con cada una de las normas para ajustarlas al

escenario que se nos presente al momento de diseñar un sistema de potencia. También se observa que cada uno de los métodos nos puede proporcionar algunos datos adicionales que los otros métodos no reflejan por lo tanto dependiendo de lo que se desee diseñar podemos aplicar el método que más se ajuste a las necesidades que se presenten, haciendo el método IEC 60909 el más seguro y confiable debido a que hace un estudio más detallado y toma en cuenta la mayoría de los factores de cada componente del sistema de potencia arrojando así resultados exactos necesarios para diseñar el sistema de potencia.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## Conclusión

Una vez estudiada de forma analítica y por medio del software computacional de análisis de sistema de potencia como es el DIgSILENT PowerFactory® los métodos ANSI y IEC como son:

- IEC 60909/VDE 0102
- El método ANSI C37
- El método de superposición,
- El método IEC 61363.
- El método IEC 61660 (DC)
- El método ANSI/IEEE 946 (DC).

Se Puede asegurar que dichos métodos son de gran utilidad en la elaboración de los sistemas de potencia debido a que va a permitir calcular las corrientes de cortocircuito que puedan afectar el sistema que se desee diseñar y de esta manera hacer la planificación indispensable para los elementos que conforman el sistema, quiénes puedan ser afectados al momento de presentarse estas falla por cortocircuito las cuales pueden causar el calentamiento excesivo de conductores por efecto Joule y dependiendo de la intensidad y la duración del cortocircuito este puede causar daños irreversibles; además del sometimiento de estos equipos a grandes esfuerzos mecánicos debido a las elevadas fuerzas que se generan en el momento del cortocircuito, adicionalmente el cortocircuito va acompañado de caídas bruscas de tensión en las fases involucradas y eventuales elevaciones en las otras fases.

En vista de estos efectos, se hace necesario el estudio de cortocircuitos en la planificación y en la operación de los sistemas de potencia para el adecuado dimensionamiento de los equipos, conductores, soportes y protecciones del sistema. Además, se puede concluir que el método más confiable al momento de ejecutar el análisis de cortocircuito en el sistema de potencia es la norma IEC60909 debido a que realiza un estudio más detallado de cada uno

de los componentes que conforman el sistema de potencia para así hallar las corrientes máxima y mínima de cortocircuito, Además, la norma IEC 60909 proporciona procedimientos para realizar la selección de los fusibles, el ajuste de los dispositivos de protección y la comprobación del arranque de los motores.

Si se desea hacer el estudio en sistema fuera de la costa se aplicará la norma IEC 61363 debido a que fue diseñada con parámetros específicos para este tipo de sistemas.

Si se dese hacer un estudio en DC a centrales eléctricas y subestaciones se deberá escoger la norma IEC 61660 debido que define ecuaciones y circuitos equivalentes que se aproximan a la contribución de las diferentes fuentes de corriente continua a una falla dependiente del tiempo.

Si se desea hacer el estudio a sistemas de energía auxiliar de corriente continua para centrales nucleares y no nucleares la norma ANSI/IEEE 946 proporciona orientación sobre la selección de equipos, incluyendo valores nominales, interconexiones, instrumentación, control y protección.

El software DIgSILENT PowerFactory® permite realizar el cálculo de cortocircuitos dado que es capaz de simular fallas simples, así como múltiples fallas de complejidad casi ilimitada. Como los cálculos de cortocircuito pueden ser usados para una variedad de propósitos, el DIgSILENT PowerFactory® soporta diferentes representaciones y métodos de cálculo para el análisis de cortocircuitos lo que facilita la planificación y diseño de los sistemas de potencia, la implementación de los equipos de protección como los relés, así como de los demás elementos que conformaran la red de potencia con la garantía que dichos equipos soportaran las corrientes de cortocircuito al momento de presentarse la falla en el sistema.

## **RECOMENDACIONES**

Una vez que se ha dejado en claro que los eventos de cortocircuito son de los más destructivos en los sistemas de potencia ya que producen elevadas corrientes que circularan por todos los equipos provocando fallas por esfuerzos mecánicos y efectos térmicos devastadores y pudiendo comprometer vidas humanas se exhorta a siempre realizar estudios preventivos utilizando los métodos de cortocircuitos estudiados y apoyarse en la herramienta computacional utilizada en este trabajo de grado ya que es de fácil implementación y comprensión al momento de trabajar con él y permita obtener resultados confiables para poder diseñar con total seguridad los sistemas de potencia.

[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)

## Referencias

- [1] D. Gmbb, «DIgSILENT PowerFactory,» july 2014. [En línea]. Available: <http://www.digsilent.de>. [Último acceso: Abril 2019].
- [2] J. Das, de *Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics*, Georgia, Marcel Dekker inc, 2002, pp. 269-317.
- [3] J. Duncan, S. Mulukutla y J. Thomas, de *Power System Analysis and Design*, Atlanta, Thomson, 2008, pp. 355-430.
- [4] M. Rodriguez, de *Analisis de Sistemas de Potencia* , Maracaibo, Editorial de la Universidad del Zulia, 1993, pp. 426-536.
- [5] B. Baldwin, «All amperes are not created equal: a comparison of current ratings of high-voltage circuit breakers rated according to ANSI and IEC standards,» *IEE transactions on industry applications*, vol. 29, pp. 195-201, 1993.

www.bdigital.ula.ve

## GLOSARIO

### **Barra colectora**

se refiere a conductores de corriente eléctrica constituidos de barras gruesas.

### **Capacitancia**

se expresa como la relación entre la carga eléctrica de cada conductor y la diferencia de potencial (es decir, tensión) entre ellos.

### **Corriente eléctrica**

es el flujo de carga eléctrica que recorre un material.

### **Corrientes de cortocircuito**

la corriente que se genera al presentarse el cortocircuito.

### **DIgSILENT PowerFactory®**

software computacional utilizado para aplicar las normas de cortocircuito en el presente trabajo.

### **Evento de cortocircuito**

es el fallo en un aparato o línea eléctrica por el cual la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo o fase al neutro o a tierra en sistemas monofásicos de corriente alterna, entre dos fases o igual al caso anterior para sistemas polifásicos, o entre polos opuestos en el caso de corriente continua. Es decir.

### **Flujo de carga**

es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia.

### **Generador**

es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.

### **Generador síncrono**

también conocido como alternador síncrono o sincrónico, es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica.

**Impedancia**

es una medida de oposición que presenta un circuito a una corriente cuando se aplica una tensión.

**Motores asincrónicos**

motor asincrónico o motor de inducción es un motor eléctrico de corriente alterna, en el cual su rotor gira a una velocidad diferente a la del campo magnético del estator.

**Resistencia eléctrica**

Se le denomina resistencia eléctrica a la oposición al flujo de corriente eléctrica a través de un conductor.

**Sistemas de potencia**

es un Sistema de suministro eléctrico cuyos niveles de tensión son iguales o superiores a los 13.2 kV, estos sistemas también son conocidos como sistemas de alta tensión o redes de transmisión.

**Transformador**

Se denomina transformador a una máquina eléctrica que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia.

**Voltaje**

La tensión eléctrica o diferencia de potencial es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos. También se puede definir como el trabajo por unidad de carga ejercido por el campo eléctrico sobre una partícula cargada para moverla entre dos posiciones determinadas.



[www.bdigital.ula.ve](http://www.bdigital.ula.ve)