

Análisis comparativo de las normas ANSI/IEEE std C37.010-2016, C37.13-2015, C37.5-1979 & std 141-1993 e IEC 60909-2016 para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

John Anderson Muñoz Goez

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para el título de:

Tecnólogo En Electricidad

Tutoría:

Joseph Sosapanta Salas

Juan Pablo Mesa Beleño

Línea de investigación

Ingeniería Eléctrica- Normativas y Regulaciones en Sistemas Eléctricos

Institución Universitaria Pascual Bravo

Facultad De Ingeniería

Tecnología Eléctrica

Medellín

Mayo 2024

Resumen

Las redes de sistemas eléctricos se vuelven muy complejas debido al crecimiento industrial, y están sujetas a perturbaciones que requieren soluciones rápidas y efectivas. En este contexto, la elección del método apropiado para calcular las corrientes de cortocircuito es crucial tanto desde el punto de vista económico como de seguridad. Este trabajo presenta un análisis comparativo entre las normas ANSI/IEEE C37 (incluyendo C37.5, C37.13, C37.010) y 141, y la norma IEC 60909 para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas eléctricos industriales.

La motivación de esta investigación surge de las discrepancias significativas en los resultados obtenidos al aplicar estas normas, lo que plantea interrogantes sobre la seguridad y fiabilidad en el diseño de sistemas eléctricos. El propósito del estudio es identificar y entender estas diferencias para proporcionar una metodología unificada que pueda ser aplicada en el contexto colombiano, mejorando la toma de decisiones en la planificación y gestión de sistemas eléctricos.

La metodología incluye una revisión exhaustiva de la literatura científica sobre los métodos de cálculo de cortocircuito de ambas normas, seguida de la simulación de dos casos de estudio: una planta industrial bajo normas IEEE y una red de distribución típica bajo normas IEC, utilizando el software ETAP 20.0. Además, se investigan las interrelaciones más importantes que describen las magnitudes características de las corrientes de cortocircuito según ambas normativas.

Palabras clave: Cortocircuito, ANSI/IEEE, IEC, cálculo de corrientes de falla, simulación de sistemas eléctricos, comparación de normativas.

Abstract

Electrical system networks become very complex due to industrial growth, and are subject to disturbances that require quick and effective solutions. In this context, the choice of the appropriate method to calculate short-circuit currents is crucial both from an economic and safety point of view. This work presents a comparative analysis between the ANSI/IEEE C37 standards (including C37.5, C37.13, C37.010) and 141, and the IEC 60909 standard for the calculation of short circuit currents in industrial electrical systems.

The motivation for this research arises from the significant discrepancies in the results obtained when applying these standards, which raises questions about safety and reliability in the design of electrical systems. The purpose of the study is to identify and understand these differences to provide a unified methodology that can be applied in the Colombian context, improving decision making in the planning and management of electrical systems.

The methodology includes an exhaustive review of the scientific literature on the short circuit calculation methods of both standards, followed by the simulation of two case studies: an industrial plant under IEEE standards and a typical distribution network under IEC standards, using the software ETAP 20.0. Furthermore, the most important interrelationships that describe the characteristic magnitudes of short-circuit currents according to both standards are investigated.

Keywords: Short circuit, ANSI/IEEE, IEC, fault current calculation, simulation of electrical systems, comparison of regulations.

Contenido

Resumen	2
Abstract.....	3
Listado de tablas	9
Listado de figuras	11
Acrónimos y abreviaturas.....	15
Introducción.....	16
Planteamiento del problema	18
Descripción.....	18
Formulación.....	20
Justificación.....	21
Estado del arte	22
Objetivos.....	25
Objetivo general	25
Objetivos específicos.....	25
Metodología.....	26
Actividades	26
Objetivo específico 1	26
✓ <i>Actividad 1.1</i>	26
✓ <i>Actividad 1.2</i>	27
Objetivo específico 2	27
✓ <i>Actividad 2.1</i>	27
✓ <i>Actividad 2.2</i>	27
✓ <i>Actividad 2.3</i>	27
✓ <i>Actividad 2.4</i>	27
Objetivo específico 3	28

✓ <i>Actividad 3.1</i>	28
✓ <i>Actividad 3.2</i>	28
<i>Actividad 3.3</i>	28
Instrumentos de recolección de información.....	28
Fuentes primarias.....	28
Capítulo 1: Marco teórico-Generalidades.....	29
Caracterización de las corrientes de cortocircuito.....	29
Cálculo de corrientes de cortocircuito y tipos de fallas.....	29
Interpretación de la Formula.....	33
Cortocircuito trifásico simétrico.....	35
Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.....	35
Cortocircuito bifásico a Tierra.....	35
Cortocircuito monofásico a Tierra.....	35
Componentes simétricas.....	35
Descripción del método de las componentes a b c.....	36
Corrientes simétricas y asimétricas.....	39
Corrientes simétricas.....	39
Corrientes Asimétricas y componente DC.....	40
Fuentes de corriente de cortocircuito.....	41
Capítulo 2: Metodología de cálculo de cortocircuito según norma 60909.....	42
Procedimiento general.....	44
Tensión equivalente en el punto de falla.....	44
Corriente máxima y mínima.....	47
Definición del tipo de falla.....	48
Sistemas mallados/no mallados.....	48
Fallas cercanas/lejanas al generador.....	50
Procedimiento de cálculo de corrientes de corto.....	52

Para fallas alejadas al generador.....	53
Para fallas cercanas al generador.....	58
Fallas Trifásicas - Estudio Transitorio (IEC 61363)	67
Capítulo3: Metodología de cálculo según norma ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909.....	68
Sistema en por unidad.....	71
Cálculo de corrientes de cortocircuito	72
Procedimiento general	73
Redes para el cálculo de la corriente de cortocircuito.	74
Red de ½ ciclo	76
Corrientes de primer ciclo (momentánea ½ ciclo):	77
Red de 1.5-4 ciclos	79
Corrientes de interrupción (1,5-4 ciclos).....	81
Contribuciones locales y remotas (lejanas o cercanas al generador).....	81
Cálculo de servicio de interrupción de disyuntores de alta y media tensión (>1000V)	82
Ajuste de corriente interruptiva	90
Cálculo de servicio de interrupción de disyuntores de baja tensión (<1000V).....	91
Red de 30 ciclos.....	92
Corrientes de cortocircuito para ajustar dispositivos de protección con características de tiempo inverso (Corrientes retardadas)	93
Capítulo 4: Comparación de los métodos de cálculo de cortocircuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909.....	94
Diferencia en el modelado de equipos.....	96
Modelado de máquinas rotativas	96
Modelado de transformadores	96
Diferencia en el método de cálculo	96
Voltaje previo a la falla	96
Decaimiento de componente AC.....	97

Decaimiento de componente DC	97
Corriente de estado estacionario	98
Efecto de la configuración de la red en el cálculo de cortocircuitos:	98
Corrientes y esfuerzos IEC 60909 y ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)	99
Capítulo 5: Modelado y simulación de sistemas para el cálculo de cortocircuito.....	103
Introducción.....	103
Modelado de los Sistemas	103
Metodología.....	104
Recolección de datos para modelación.....	104
Procedimiento general	104
Diagrama unifilar.....	106
Estudio de flujo de carga	108
Determinación de Puntos de Falla	109
Sistema de Distribución nacional a 13,2 kV.....	110
Descripción del sistema a evaluar	111
Elaboración del Diagrama Unifilar de la red nacional	111
Ingreso y recolección de Datos de Impedancias del Sistema	112
Simulación de Flujo de carga:	113
Simulación de Cortocircuito:.....	116
Simulación de cortocircuito bajo ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)	116
Simulación de cortocircuito bajo IEC 60909	124
Representación y descomposición de la corriente de corto mediante la IEC 61363 -1998	125
Caso 1: Corrientes de corto Basados en el estándar IEC 60909.....	126
Sistema de industrial Típico IEEE 339-1997	128
Definición del Sistema.....	129
Elaboración del Diagrama Unifilar de la red industrial.....	131

Ingreso y recolección de Datos de Impedancias del Sistema IEEE	133
Simulación de Flujo de carga Sistema IEEE:.....	136
Simulación de cortocircuito bajo ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)	145
Capítulo 6:Análisis de resultados- Comparación de las corrientes de corto circuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909.....	152
Metodología.....	152
Corriente de cortocircuito inicial simétrica ANSI/IEEE VS IEC.....	153
Corriente de cortocircuito de ½ ciclo (cierre y bloqueo) ANSI/IEEE vs IEC.....	155
Corrientes de falla pico <i>ip</i> IEC vs Corriente cresta ANSI/IEEE	158
Corriente de interrupción ANSI/IEEE vs Corriente de ruptura IEC	160
Corriente ANSI/IEEE de retardo de tiempo vs. Corrientes IEC de estado permanente.....	163
Conclusiones.....	166
Conclusiones generales.....	166
Conclusiones específicas	167
Descripción técnica del proyecto.....	169
Bibliografías	170
Anexos	173

Listado de tablas

Tabla 1 Acrónimos y abreviaturas.....	15
Tabla 2 Tipos de cortocircuito y frecuencia de ocurrencia en sistemas de distribución EPM..	34
Tabla 3 Diagramas componentes de secuencia	36
Tabla 4 Fuentes que aportan a la corriente de cortocircuito.....	41
Tabla 5. Factor C para cálculo de corrientes de cortocircuito.....	46
Tabla 6 Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red	54
Tabla 7 Tipos de impedancia genéricos necesarios para estudios de cortocircuito bajo norma ANSI/IEEE.....	75
Tabla 8 Funciones asociadas a la red de 1/2 ciclo.....	76
Tabla 9 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red ½ ciclo....	77
Tabla 10 Funciones asociadas a la red de 15-4 ciclos.....	80
Tabla 11 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red 1.5-4 ciclos.....	80
Tabla 12 Factor S para disyuntor de alto voltaje de AC clasificado sobre una base de corriente simétrica	82
Tabla 13 Definición del Tiempo Mínimo de Separación de Contactos para Interruptores de Alta Tensión.....	83
Tabla 14 Factor de Multiplicación Remoto para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente Total.....	85
Tabla 15 Factor de Multiplicación local para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente Total.	87
Tabla 16 Funciones asociadas red de 30 ciclos	93
Tabla 17 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red 30 ciclos	93
Tabla 18 Características generales para aplicar la norma.....	95
Tabla 19 Asociación de principales corrientes por cada estándar	99
Tabla 20 Comparativas generales de ambos estándares.....	100
Tabla 21 Comparativas -métodos de cálculo y factores de corrección	101

Tabla 22 Características esenciales para ambos estándares	102
Tabla 23 Convenciones típicas unifilares	107
Tabla 24 Convenciones típicas	108
Tabla 25 Barras Modeladas de sistema	112
Tabla 26 Cables-Líneas de transmisión modeladas.....	112
Tabla 27 Cables-Líneas de transmisión modeladas.....	112
Tabla 28 Transformadores modelados	112
Tabla 29 Equivalentes de Thévenin Modelados.....	113
Tabla 30 Resultados flujo de carga.....	113
Tabla 31 Informe general	114
Tabla 32 Barras Modeladas de sistema IEEE.....	133
Tabla 33 Cables modelados- sistema IEEE.....	134
Tabla 34 Líneas de transmisión modeladas- sistema IEEE.....	134
Tabla 35 Electro barras modeladas -Sistema IEEE	134
Tabla 36 Transformadores modelados-Sistema IEEE.....	135
Tabla 37 Equivalentes de Thévenin Modelados-Sistema IEEE	135
Tabla 38 Generadores modelados -Sistema IEEE.....	135
Tabla 39 Cargas-Motores modelados-Sistema IEEE	135
Tabla 40 Información general red IEEE.....	137
Tabla 41 Valores de barra dados por flujo de carga -Norma vs Simulación.....	138
Tabla 42 Tabla de errores relativos -simulación flujo de carga	139
Tabla 43 Corrientes de falla inicial IEEE vs IEC red IEEE 399	153
Tabla 44 Corrientes de falla inicial IEEE vs IEC red nacional	154
Tabla 45 Corriente de corto cierre y bloqueo IEEE vs IEC red IEEE399.....	156
Tabla 46 Corrientes de corto Cierre y bloqueo IEEE vs IEC red nacional	157
Tabla 47 Corrientes de corto cresta y pico IEEE vs IEC red IEEE 399.....	159
Tabla 48 Corrientes de corto cresta y pico IEEE vs IEC red nacional.....	160
Tabla 49 Corrientes de ruptura e interrupción IEEE vs IEC red IEEE 399	161
Tabla 50 Corrientes de ruptura e interrupción IEEE vs IEC red nacional	162

Tabla 51 Corrientes de corto permanentes y estacionarios IEEE vs IEC red IEEE 399 163

Tabla 52 Corrientes de corto permanentes y estacionarios IEEE vs IEC red nacional 164

Listado de figuras

Figura 1 Descomposición de la corriente de cortocircuito	30
Figura 2 Modelo de circuito simplificado.	31
Figura 3 Corriente de cortocircuito cuando $\alpha > \varphi$	33
Figura 4 Corriente de cortocircuito cuando $\alpha < \varphi$	33
Figura 5 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica.....	39
Figura 6 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica.....	40
Figura 7 Presentación gráfica de la componente Dc en la corriente de cortocircuito	41
Figura 8 Diagrama de flujo-Metodología IEC.	43
Figura 9 Diagrama del sistema /esquema del circuito equivalente de secuencia directa.	45
Figura 10 Representación de sistema mallado	49
Figura 11 Representación de sistema no mallado	49
Figura 12 Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un Generador con componente de corriente alterna constante	51
Figura 13 Corriente de cortocircuito de un cortocircuito próximo a un Generador con componente de corriente alterna decreciente	52
Figura 14 Factor K para circuitos en serie como función de la relación R/X o X/R.....	56
Figura 15 Factor de corrección impedancia de generador.....	59
Figura 16 Factor de corrección impedancia de central eléctrica	60
Figura 17 Factor de corrección impedancia de central eléctrica	61
Figura 18 Factor μ para el cálculo de la corriente del interruptor de cortocircuito I_b	63
Figura 19 Factor q para cálculo de corriente de cortocircuito simétrica de corte de los motores asíncronos.....	65
Figura 20 Factores $\lambda_{\text{máx}}$ y $\lambda_{\text{mín}}$ para turbogeneradores	67
Figura 21 Metodología general ANSI/IEEE	70
Figura 22 Factor de Multiplicación remoto FMr.....	84

Figura 23 Factor de Multiplicación remoto FMI	86
Figura 24 Factor de Multiplicación local para diferentes CB´s y X/R. Base de Corriente simétrica.	88
Figura 25 Factor de Multiplicación remota para diferentes CB´s y X/R. Base de Corriente simétrica.	89
Figura 26 Metodología para modelamiento y simulación-.....	105
Figura 27. Red típica de distribución EPM.	111
Figura 28 Unifilar red nacional	111
Figura 29 Simulación flujo de carga red nacional.....	113
Figura 30 Informe de resultados #1 flujo de carga red nacional	114
Figura 31 Informe de resultados #2 flujo de carga red nacional	115
Figura 32 Informe de resultados #3 flujo de carga red nacional	115
Figura 33 Informe de resultados #4 flujo de carga red nacional	116
Figura 34 Representación -tipos de falla Etap 20.0.....	117
Figura 35 representación fallas trifásicas, servicio de dispositivos.....	117
Figura 36 simulación caso 1	118
Figura 37 Resultados caso 1	118
Figura 38 Impedancias de secuencia caso 1	119
Figura 39 Simulación caso 2	119
Figura 40 Informe de simulación caso 2	120
Figura 41 Impedancias de secuencia caso 2	120
Figura 42 Simulación caso 3	121
Figura 43 Resultados simulación caso 3	121
Figura 44 Impedancias de secuencia caso 3	122
Figura 45 Informe de resultados caso 4.....	123
Figura 46 Informe detallado simulación caso 4.....	123
Figura 47 Panel de simulación de corto Etapa bajo IEC 60909	124
Figura 48 Prueba de servicio de dispositivo.....	124
Figura 49 Panel de Estudio Transitorio (IEC 61363).....	125

Figura 50 Panel de descomposición de corriente de corto Etap 20.0	125
Figura 51 Esquema corto-Caso 1 bajo IEC60909	126
Figura 52 Informe corrientes caso 1 IEC.....	126
Figura 53 Impedancias de secuencia caso 1 IEC.....	127
Figura 54 Informe -resultados de corto-caso2 IEC	128
Figura 55 Sistema industrial típico 44 barras IEEE 399	130
Figura 56 Diagrama unifilar red típica IEEE en ETAP 20.0.....	132
Figura 57 Simulación flujo de carga red IEEE.....	136
Figura 58 Informe de resultados #1 flujo de carga -red IEEE.....	140
Figura 59 Informe de resultados #2 flujo de carga -red IEEE.....	141
Figura 60 Informe de resultados #3 flujo de carga -red IEEE.....	142
Figura 61 Informe de resultados #4 flujo de carga -red IEEE.....	143
Figura 62 Informe de resultados #5 flujo de carga -red IEEE.....	144
Figura 63 Informe de resultados #6 flujo de carga -red IEEE.....	144
Figura 64 Simulación caso 1-Sistema IEEE.....	145
Figura 65 Resultados caso 1-Sistema IEEE	146
Figura 66 Impedancias de secuencia caso 1-Sistema IEEE	146
Figura 67 Simulación caso 2-Sistema IEEE.....	147
Figura 68 Resultados caso 2-Sistema IEEE	148
Figura 69 Impedancias de secuencia caso 2-Sistema IEEE	148
Figura 70 Simulación caso 3-Sistema IEEE.....	149
Figura 71 Resultados caso 3-Sistema IEEE	149
Figura 72 Impedancias de secuencia caso 3-Sistema IEEE	150
Figura 73 Informe resultados caso 4-Sistema IEEE.....	151
Figura 74 Informe detallado caso 4-Sistema IEEE	151
Figura 75 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 1	154
Figura 76 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 2	155
Figura 77 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 4	156
Figura 78 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 5	158

Figura 79 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC #6	159
Figura 80 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 7	160
Figura 81 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 8	161
Figura 82 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 9	162
Figura 83 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 10	164
Figura 84 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 11	165
Figura 85 Descripción de actividades y resultados	169

Acrónimos y abreviaturas

Tabla 1 Acrónimos y abreviaturas

Convención	Descripción	Unidades
a	Operador de componente simétrico = 120°	Grados($^\circ$)
e	Voltaje instantáneo	Voltaje(V)
eo	Voltaje inicial	Voltaje(V)
E	Voltaje RMS	Voltaje(V)
E_{max}	Voltaje de pico o cresta	Voltaje(V)
ELN	Voltaje de línea a neutro RMS	Voltaje(V)
ELL	Tensión RMS de línea a línea	Voltaje(V)
f	Frecuencia en hercios	Hercios (Hz)
i	Corriente instantánea	Amperios (A)
idc	Corriente continua instantánea	Amperios (A)
iac	Corriente alterna instantánea	Amperios (A)
I	Corriente RMS	Amperios (A)
I_{max}	Corriente máxima o de cresta	Amperios (A)
$I_{max,s}$	Corriente de pico simétrica	Amperios (A)
$I_{max,ds}$	corriente máxima simétrica decreciente	Amperios (A)
I'	Corriente transitoria RMS	Amperios (A)
I''	Corriente subtransitoria RMS	Amperios (A)
$I''d$	Corriente de trabajo de interrupción	Amperios (A)
$I''dd$	Corriente de trabajo del primer ciclo	Amperios (A)
ISS	Corriente de estado estacionario RMS	Amperios (A)
j	Operador giratorio de 90° , unidad imaginaria	$\sqrt{-1}$
L	Inductancia	Henrios(H)
Q	Carga eléctrica	Coulombs (C)
R	Resistencia	Ohmios (Ω)
R_a	Resistencia de la armadura	Ohmios (Ω)
t	Tiempo	Segundos(s)
$Ta3$	Constante de tiempo de inducido de cortocircuito trifásico	N/A constante
X	Reactancia	Ohmios (Ω)
$X'd$	Reactancia transitoria de eje directo	Ohmios (Ω)
$X''d$	Reactancia subtransitoria de eje directo	Ohmios (Ω)
$X'q$	Reactancia transitoria del eje de cuadratura	Ohmios (Ω)
$X''q$	Reactancia subtransitoria del eje de cuadratura	Ohmios (Ω)
$X2v$	Reactancia de secuencia negativa	Ohmios (Ω)
Z	impedancia: $Z = R + jX$	Ohmios (Ω)
φ	Ángulo de fase	Grados($^\circ$)
ω	Frecuencia angular: $w = 2\pi * f$	radianes por segundo(rad/s)
α	$\tan^{-1}(\omega L/R) = \tan^{-1}(X/R)$	N/A
τ	Tiempo intermedio	Segundos(s)
θ	Diferencia de angulo de fase	Grados($^\circ$)

Fuente: Diseño propio referenciado de (IEEE Industry Application society, 2018)

Introducción

En el campo de la ingeniería eléctrica, el cálculo preciso de corrientes de cortocircuito es esencial para garantizar la seguridad y la eficiencia en el diseño y operación de sistemas eléctricos. Dos de las normativas más reconocidas a nivel mundial para realizar este cálculo son las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909. Sin embargo, la diferencia entre estas normas en cuanto a metodologías y parámetros ha generado un debate continuo sobre cuál de ellas proporciona resultados más precisos y aplicables en diferentes contextos. Este documento aborda dicha problemática mediante una revisión exhaustiva de la literatura científica relacionada con las metodologías empleadas en ambas normas. Este análisis permitirá identificar los principios fundamentales, los parámetros clave y los métodos de cálculo correspondientes a cada normativa.

La investigación se desarrollará a través de una serie de actividades meticulosamente planificadas. En la primera etapa, se llevará a cabo una revisión literaria de las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909, así como de estudios comparativos previos relacionados con estas normativas. El objetivo es establecer una base sólida para el trabajo, identificando las áreas de concordancia y discrepancia en la literatura existente. La segunda fase consistirá en la simulación de corrientes de cortocircuito utilizando el software especializado ETAP 20.0. Se modelará un circuito radial de un sistema de distribución a 13,2 kV y una red industrial tipo IEEE, ajustando los parámetros de acuerdo con las especificaciones de ambas normativas. Estas simulaciones permitirán evaluar el comportamiento del sistema y calibrar los resultados, proporcionando así datos concretos para el análisis comparativo. Finalmente, la tercera etapa se centrará en la comparación de los resultados obtenidos, analizando las diferencias más significativas entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 el cálculo de corrientes de cortocircuito. Se evaluará el impacto de estas disparidades en el diseño de equipos y la coordinación de protección, con el objetivo de concluir cuál de las normas presenta mayores valores de cortocircuito y proponer su implementación en casos específicos.

Este proyecto no solo contribuirá al cuerpo de conocimientos en ingeniería eléctrica, sino que también proporcionará información valiosa para profesionales y diseñadores de sistemas eléctricos que buscan optimizar la seguridad y eficiencia en sus proyectos. Con un enfoque riguroso y metodológico, esta investigación se posiciona como una contribución significativa al campo, abordando una problemática clave en la ingeniería eléctrica contemporánea.

Planteamiento del problema

Descripción

Se define el cortocircuito como la conexión deliberada o accidental, a través de una impedancia baja entre dos o más puntos de un circuito, los cuales usualmente tienen diferente potencial. (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017). Por su parte los autores en (Vázquez Bojórquez J, 2007) definen el cortocircuito como un transitorio eléctrico, que somete los equipos y las instalaciones eléctricas a efectos severos. Se entiende el cortocircuito como una falla transitoria de un sistema eléctrico, que por años ha significado un reto en cuanto a su cálculo y modelado para la ingeniería eléctrica. Tanto (Vázquez Bojórquez J, 2007) como (Chelluri R. & Mohapatra D, 2019) reiteran en sus escritos, la importancia de entender detalladamente el cortocircuito, para evaluar el impacto técnico-económico y de seguridad en instalaciones eléctricas industriales.

En el contexto de las instalaciones eléctricas en Colombia, se establece la necesidad de llevar a cabo un análisis de las corrientes de cortocircuito, en todos los proyectos eléctricos que requieran un diseño detallado, como lo indica el Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE) (Ministerio de minas y energía., 2024) en su artículo 10 (requerimientos generales de las instalaciones eléctricas). Esta exigencia es fundamental para garantizar la seguridad y la fiabilidad de los sistemas eléctricos en el país.

Sin embargo, surge una gran diferencia en los resultados de los cálculos de corrientes de cortocircuito al aplicar las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909. Esta disparidad, plantea cuestionamientos acerca de la seguridad y la confiabilidad de los resultados obtenidos durante la fase de diseño, pues ambas normas proporcionan resultados utilizados para la selección de interruptores, coordinación de protecciones, el cálculo de cables y conductores, sin tenerse la certeza de cuál es la más adecuada según el caso.

El análisis comparativo realizado por (Chelluri R. y Mohapatra D. 2019) concluye que, el cálculo de todas las corrientes de corto, siguiendo las pautas de la norma ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 dan resultados de aproximadamente un 10% más bajos que los cálculos realizados siguiendo la norma IEC 60909. Esta diferencia se relaciona

principalmente con el uso del factor "c", especificado en la IEC 60909, que no se utiliza en las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141). Estos resultados también varían con respecto a la metodología utilizada, y cómo se clasifican las fallas de acuerdo a cada normativa. Estas diferencias generan resultados de cálculo que varían entre sí, y que requieren un análisis detallado para comprender su impacto en las aplicaciones reales, como lo señalan Choachi Gómez C. & López Loaiza J. (2017) en su estudio.

El cálculo del nivel de cortocircuito en redes eléctricas es fundamental, y no es una tarea fácil. Esto debido a la escasez de criterio en cuanto a la selección de la norma, e interpretación de los casos en los que se aplican. Así lo menciona (Bandaru D. (2022) en su investigación. Algunos operadores de red conscientes de esto, se dan a la tarea de establecer estándares sobre el cálculo de cortocircuitos en sus redes, para que sea aplicado por las áreas de ingeniería y por los usuarios de su área de influencia.

A pesar de que existen estudios previos de comparación, las normativas internacionales han experimentado actualizaciones significativas en la última década. Tanto la norma internacional International Electrotechnical Commission (IEC) en su edición de 2016, como las pautas de la Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), actualizadas en 2018, han experimentado modificaciones importantes. Por lo tanto, se requiere una revisión exhaustiva y detallada de estas normativas para comprender a fondo su evolución y su impacto en el campo de estudio.

Formulación

¿Cómo evaluar teórica y experimentalmente las disparidades entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 en el cálculo de corrientes de cortocircuito, en un caso de estudio específico?

Justificación

La importancia de esta investigación comparativa entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 para el cálculo de corrientes de cortocircuito, está en identificar las diferencias entre ambas, que sirva como guía al momento de aplicarla al caso de estudio bajo análisis, sin olvidar las exigencias de la normativa colombiana. Con base en una recopilación de información científica, se realiza un estudio detallado de los procedimientos propuestos en cada norma, con el propósito de comprender los modelos de cálculo de cada una, para así evaluar los resultados obtenidos en un sistema eléctrico industrial típico, siguiendo el enfoque presentado por Choachi Gómez C. & López Loaiza J. (2017) en su investigación.

En respuesta a la problemática abordada por Bandaru D. (2022), sobre la necesidad de fortalecer los criterios para interpretar casos prácticos, y seleccionar normativas relacionadas con el cálculo de corrientes de falla, este análisis tiene como objetivo proporcionar a los profesionales, como diseñadores de sistemas eléctricos, operadores de red y usuarios en su área, una guía clara y actualizada. Esta guía será invaluable para elegir la norma más adecuada según las características específicas del diseño en proceso, mejorando así la toma de decisiones en la planificación y gestión de los sistemas eléctricos

Esta investigación, llenará un vacío de conocimiento al considerar las últimas actualizaciones de estas normativas, enriqueciendo la literatura científica, y contribuyendo al crecimiento de la confiabilidad en los diseños eléctricos. Más aún, considerando el contexto actual de globalización y estandarización, los ingenieros eléctricos deben familiarizarse con ambas normas, reconociendo sus diferencias para seleccionar el método más adecuado en una aplicación específica, como lo indica Vázquez Bojórquez J. (2007) en su investigación.

La trascendencia de este proyecto a futuro, radica en que tanto operadores de red, como instituciones o empresas, se beneficiarán directamente de esta investigación, la cual les servirá de base para ampliar sus estudios previos realizados, o desarrollo de nuevos documentos normativos con fuentes más actualizadas, adaptados a sus sistemas y condiciones.

Utilizando un software de estudios eléctricos, se simulará una red de distribución típica y un sistema eléctrico industrial IEEE, y se hará el análisis de cortocircuito en estado estable, emulando la metodología utilizada por Bandaru D. (2022). La simulación de estos sistemas

eléctricos, junto con la guía de recomendaciones prácticas para la aplicación de estas normas, proporcionarán una metodología aplicable a redes industriales y de distribución, dándole mayor criterio técnico a los ingenieros diseñadores.

Finalmente, este estudio es importante porque garantiza la seguridad, eficiencia y cumplimiento normativo en los sistemas eléctricos. Además, la guía resultante ofrecerá un recurso práctico y valioso para el sector eléctrico colombiano en general, ayudándoles a tomar decisiones acertadas y seguras en la selección de normativas internacionales para sus proyectos.

Estado del arte

El estudio y análisis de cortocircuitos en sistemas de potencia constituyen un elemento fundamental para garantizar la confiabilidad, seguridad y eficiencia en las redes eléctricas industriales y comerciales. Desde sus inicios, junto con el desarrollo de la electricidad y la creación de las redes eléctricas, la comprensión y manejo de este fenómeno ha sido de suma importancia.

En su tesis "Aplicación del Análisis de Flujos de Carga y Cortocircuito a la Optimización del Diseño de un Sistema Eléctrico" (García Arboleda, 2017), emplea el análisis de flujos de carga y estudios de cortocircuito como estrategia para optimizar el rendimiento del sistema eléctrico desde la etapa de diseño. La metodología se enfoca en la evaluación y disminución de pérdidas de energía eléctrica, así como en la evaluación del impacto del aumento del nivel de falla en el sistema eléctrico.

El estudio comparativo entre los métodos de cálculo de cortocircuito ANSI e IEC ha sido abordado por varios investigadores en las últimas dos décadas, desde diferentes perspectivas, contribuyendo al avance del conocimiento en este campo. Un trabajo realizado por (Chelluri R. y Mohapatra D. 2019) destaca la importancia de seleccionar el método adecuado para calcular cortocircuitos en sistemas eléctricos industriales complejos. Utilizando software especializado, realizaron un análisis comparativo de cortocircuitos en un sistema de distribución de energía, centrándose en las interrelaciones entre las magnitudes características de las corrientes de cortocircuito para los estándares ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909. Un enfoque similar fue adoptado por (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017), los cuales

destacaron las similitudes entre cada estándar, siendo indispensable para hallar equivalencias en los resultados para cada normativa. Además, se realizó un análisis de cortocircuito en un sistema de distribución de energía típico de uso final de una instalación residencial utilizando el software de análisis de sistemas de potencia ETAP.

Por ejemplo, Empresas Públicas de Medellín (EPM) publicó la guía metodológica, Empresas Públicas & Epm. (2019), la norma técnica (EPM GM-10.,2019) y la (Norma RA8-018.,2002), para facilitar este cálculo. Sin embargo, su enfoque se basa en la IEC60909, dejando a un lado la norma ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141), esto no es claro pues no indica cuál de las dos normas se debe utilizar y que casos. Además, al utilizar solamente un método en su análisis no deja la posibilidad de realizar comparaciones de tipo técnico. Se observa una problemática en la revisión literaria, debido a que las fuentes de información acerca del tema no son recientes.

Los métodos estáticos y dinámicos de cálculo de cortocircuitos han sido objeto de comparación en diversos estudios. Por ejemplo, (Char 2018) ofrece una vista detallada sobre el análisis de cortocircuito en una unidad de central eléctrica aislada, abordando la evaluación de corrientes de cortocircuito utilizando los estándares IEC y ANSI, así como la simulación dinámica mediante el software ATP/EMTP.

En 2018, (Cardona Gonzales D., 2018) publicó un artículo centrado en el cálculo e incidencia del cortocircuito en el arco eléctrico. Destacaron la realización de un análisis comparativo directo entre sistemas idénticos utilizando ambos métodos, permitiendo una evaluación precisa y detallada de los resultados obtenidos con cada estándar.

Finalmente, es crucial comprender que una de las funciones principales del estudio de cortocircuito es la modelación para el cálculo y coordinación de las protecciones en los sistemas eléctricos (Niersbach B., 2020) expone en su artículo la aplicación de normas para disyuntores en el cálculo de la corriente de cortocircuito para disyuntores de generadores (GCB). Se centran en proporcionar una guía para el cálculo preciso de los requisitos de corriente de cortocircuito para los GCB, explorando los métodos descritos en las normas IEEE e IEC y analizando su impacto en la selección de los GCB.

Es importante destacar que la discrepancia entre las normativas puede generar un impacto significativo en la evaluación precisa de la corriente de cortocircuito. Por lo tanto, la elección de la norma adecuada para este propósito es crucial y requiere un análisis detallado de las diferentes metodologías y enfoques propuestos por las normativas existentes, las cuales deben ser referenciadas en sus últimas versiones debido al avance del sector eléctrico en los últimos años. Debe haber claridad en cuanto a qué normativa es más apta en un caso específico, plasmado en una guía metodológica que sirva como base para la aplicación de una correcta ingeniería

Objetivos

Objetivo general

- Evaluar las disparidades entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 en el cálculo de corrientes de cortocircuito, mediante el uso de herramientas computacionales aplicadas a diferente caso de estudio.

Objetivos específicos

- Realizar una revisión de la literatura científica para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, comparando las metodologías empleadas en las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909. Identificando sus principios fundamentales, parámetros clave y métodos de cálculo.
- Simular en un software especializado las corrientes de cortocircuito según las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 sobre diferentes redes eléctricas típicas como caso de estudio aplicado.
- Comparar los resultados de simulación y las diferencias más importantes entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 y 141) e IEC 60909 en el cálculo de corrientes de cortocircuito y su impacto en el diseño de redes eléctricas.

Metodología

Actividades

Objetivo específico 1. • Realizar una revisión de la literatura científica para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, comparando las metodologías empleadas en las normas ANSI/IEEE e IEC. Identificando sus principios fundamentales, parámetros clave y métodos de cálculo.

- ✓ **Actividad 1.1** Revisión literaria de las normas ANSI/IEEE e IEC y sus actualizaciones
 - Revisión literaria de las normas ANSI:
- ✓ IEEE Std C37.10.1-2018 - IEEE Guide for the Selection of Monitoring for Circuit Breakers.
- ✓ IEEE Std P3002.3/D6, Nov 2015 - IEEE Draft Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies of Industrial and Commercial Power Systems
- ✓ Red Book™— IEEE STD 141™-1993 (R1999). Recommended Practice for the Electric Power Distribution for Industrial Plants.
- ✓ Green Book™— IEEE STD 142™-2007. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.
- ✓ Gray Book™— IEEE STD 241™-1990 (R1997). Recommended Practice for Electrical Power Systems in Commercial Buildings
- ✓ Buff Book™— IEEE STD 242™-2001. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- ✓ Brown Book™— IEEE STD 399™-1997. Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.
- ✓ IEEE 3001.5™-2013 IEEE Recommended Practice for the Application of Power Distribution Apparatus in Industrial and Commercial Power Systems
- ✓ IEEE 3001.11™-2017. IEEE Recommended Practice for the Application of Power Distribution Apparatus in Industrial and Commercial Power Systems.
- ✓ IEEE 3002.3™-2018 IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems
- ✓ Revisión literaria de las normas IEC:

- ✓ IEC 60909-0: 2016. Short-Circuit Currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of Currents
- ✓ IEC TR 60909-1:2001. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC 60909-0
- ✓ IEC TR 60909-2:2008. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 2: Data of electrical equipment for short-circuit current calculations.
- ✓ IEC 60909-3:2009. Short-circuit currents in three-phase AC systems - Part 3: Currents during two separate simultaneous line-to-earth short circuits and partial short-circuit currents flowing through earth.
- ✓ IEC TR 60909-4:2021. Short-circuit currents in three-phase AC systems - Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents.

- ✓ **Actividad 1.2** Revisión literaria de estudios comparativos relacionadas con las normas ANSI/IEEE y IEC (Todas las referencias primarias y secundarias se encuentran citadas en las referencias bibliográficas).
- ✓

Responsable: John Anderson Muñoz Goez

Objetivo específico 2 • Simular en un software especializado (ETAP 20.0), el análisis de corrientes de cortocircuito, de acuerdo con las normas ANSI/IEEE e IEC sobre una red eléctrica como caso de estudio práctico.

- ✓ **Actividad 2.1** Modelar un circuito radial de un sistema de distribución a 13,2 kV y una red industrial TIPO IEEE.
- ✓ **Actividad 2.2** Ajuste de parámetros de acuerdo con las especificaciones de ambas normas, configuración de los datos de entrada necesarios para llevar a cabo las simulaciones en la red eléctrica.
- ✓ **Actividad 2.3** Realizar simulación de flujo de cargas para comprobar el comportamiento del sistema y calibrar los resultados.
- ✓ **Actividad 2.4** Realizar el cálculo de los cortocircuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos con base a ambas normativas.

Responsable: John Anderson Muñoz Goez

Objetivo específico 3 • Comparar los resultados de simulación, para analizar las diferencias más importantes entre las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 en el cálculo de corrientes de cortocircuito, y poder definir cuál de las dos normas presenta mayores valores de cortocircuito y su impacto en el diseño de redes eléctricas.

- ✓ **Actividad 3.1** Comparar los resultados obtenidos para circuito radial de un sistema de distribución a 13,2 kV y evaluar cuál sería el impacto para el diseño de equipos y la coordinación protección.
- ✓ **Actividad 3.2** Comparar los resultados obtenidos para red industrial TIPO IEEE y evaluar cuál sería el impacto para el diseño de equipos y a coordinación protección.

Actividad 3.3 Concluir cual norma presenta mayores valores de cortocircuito, y a partir de los resultados, proponer en qué casos se puede implementar una o la otra.

Responsable: John Anderson Muñoz Goez

Instrumentos de recolección de información.

Fuentes primarias.

Búsqueda detallada de información a partir de fuentes científicas, como normativa actual, artículos de investigación y documentos de referencia, tanto nacionales como internacionales.

Capítulo 1: Marco teórico-Generalidades

Caracterización de las corrientes de cortocircuito.

La caracterización implica determinar la magnitud, duración y tipos de las corrientes de cortocircuito. Esta información es fundamental para el diseño, la protección y la seguridad de un sistema eléctrico. La intensidad de la corriente de cortocircuito, en cada uno de los diversos niveles de la instalación, debe ser determinante en las propiedades de los componentes que han de soportar o interrumpir dicha corriente de defecto.(De Metz-Noblat et al., 2000).

Cálculo de corrientes de cortocircuito y tipos de fallas.

Para minimizar posibles fallas que puedan ocurrir en los sistemas de energía eléctrica desde su diseño, se debe cumplir con una planificación detallada tanto del sistema como de los equipos asociados, además del cálculo preciso de las corrientes de cortocircuito. Esta recomendación se encuentra en la práctica indicada por el Intitute of electrical and Electronics Inginers inc, (2006). en su capítulo 2, titulado "Description of a Short-Circuit Current".

Un cálculo completo de la corriente de cortocircuito, proporcionará las corrientes en función del tiempo en el punto de defecto, desde el inicio del cortocircuito hasta su final, teniendo en cuenta el valor instantáneo de la tensión al comienzo del cortocircuito, tal como lo indica la (IEC NORMA INTERNACIONAL 2002). El tiempo de caída de falla de la corriente asimétrica depende principalmente de la relación X/R en el punto de falla, estas son proporcionales; y el grado de dicha corriente está en función del Angulo del voltaje aplicado en momento de inicio de la falla, esto quiere decir que la corriente de cortocircuito asimétrica máxima ocurre al inicio de la falla cuando la onda sinusoidal de voltaje está en el punto cero y no necesariamente en el componente de CC más alto(IEEE standards committee 2011). La representación de cómo se descompone la corriente de cortocircuito se muestra en la **Figura 1**.

Fuente: Diseño propio, referenciado de (IEEE Industry Application society, 2018).

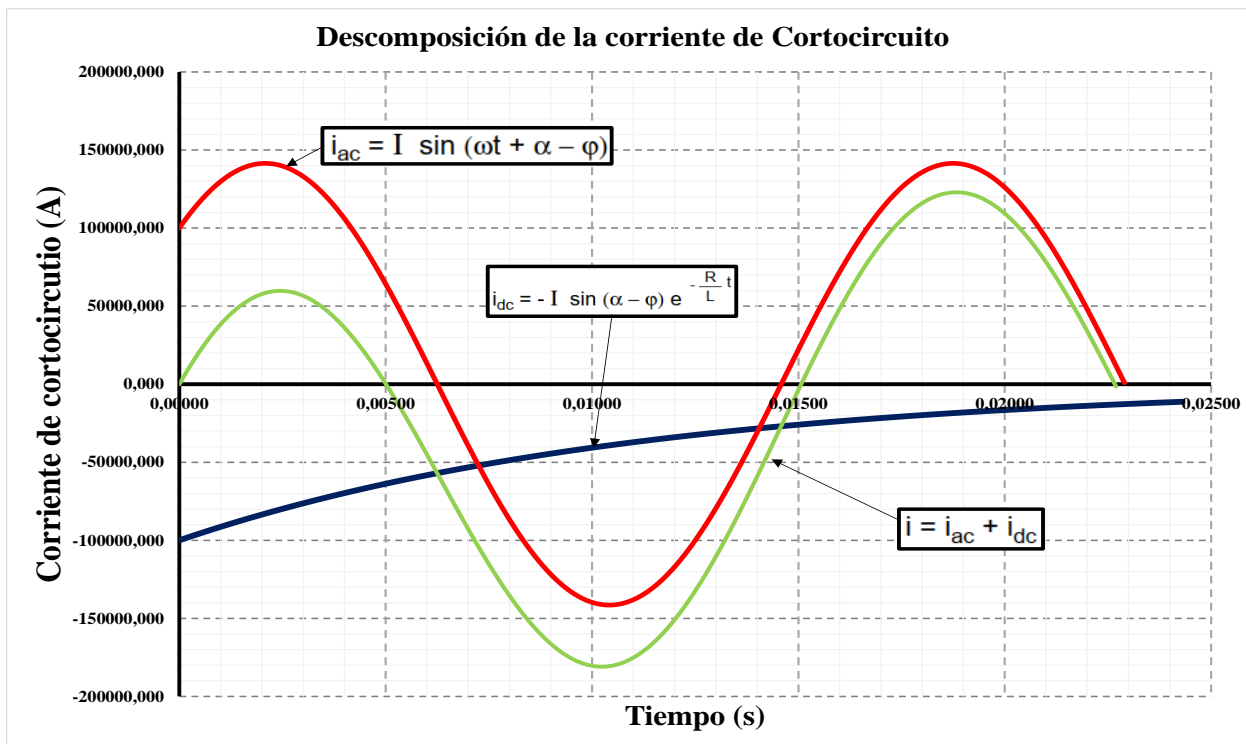


Figura 1 Descomposición de la corriente de cortocircuito

El IEEE muestra un circuito simplificado como referencia para entender el cortocircuito. (Ver **figura 2**). Este se compone de una fuente de voltaje sinusoidal ideal, y una combinación en serie de una resistencia, una inductancia y un interruptor, el cual, al activarse, inicia la falla. El valor eficaz de la corriente de cortocircuito simétrica, denotado como I , se determina mediante el uso de la impedancia (Z) utilizada en la Formula $I = \frac{E}{Z}$, la cual se toma de la fuente de la IEEE Industry Applications society, (2018) en su Capítulo 5, Sección 5.4 titulada "Short-circuit calculations".

$$I = \frac{E}{Z} \quad (1)$$

Dónde:

- E = Es el voltaje de conducción RMS.

- $Z(o X)$ = Es la impedancia (o reactancia) del sistema equivalente de Thevenin de la falla la fuente o fuentes de corrientes de cortocircuito para el sistema de distribución.

El sistema eléctrico de potencia puede ser representado mediante el equivalente de Thévenin [visto desde el punto de falla, como se ilustra en la **figura 1**.

Fuente: Diseño propio, referenciado de (IEEE Industry Application society, 2018).

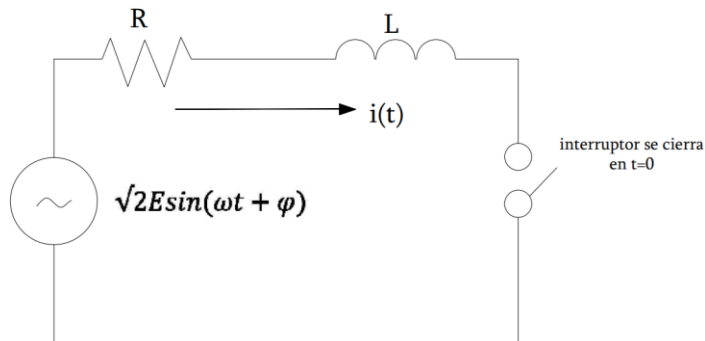


Figura 2 Modelo de circuito simplificado.

La determinación de cómo se comporta la corriente de falla en función del tiempo implica la expansión de la **fórmula 1** y la solución de la siguiente ecuación diferencial (**Formula 2**) para la corriente i .

$$V_m \sin(\omega t + \alpha) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt} \quad (2)$$

Donde:

$V_m = \sqrt{2} \times V$ = Magnitud rms de la fuente de voltaje sinusoidal.

i = Corriente instantánea en el circuito en cualquier momento después de cerrar el interruptor.

R = resistencia del circuito en ohmios.

L = inductancia del circuito en Henrios (igual a la reactancia del circuito dividida por ω).

t = Tiempo en segundos.

α = Ángulo del voltaje aplicado en radianes cuando ocurre la falla.

ω = es $2\pi f$ donde f es la frecuencia del sistema en hercios (Hz).

La solución a esta ecuación diferencial es la siguiente:

Componente AC(Permanente) -Componente DC(Transitoria)

$$\frac{V_m}{Z} \overbrace{\text{sen}(\omega t + \alpha - \phi)} + \overbrace{Ri(t) + \text{sen}(\alpha - \phi)} = e^{-t/\tau} \quad (3)$$

Siendo,

$$\tau = \frac{L}{R} \quad (4)$$

$$\phi = \tan^{-1} \left(\frac{\omega L}{R} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (5)$$

$$X = \omega L \quad (6)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (7)$$

El Segundo término de la **Formula 3** representa el componente DC transitorio de la solución. La magnitud inicial $\sqrt{2} \times V/Z \times \text{sen}(\alpha - \phi)$ decae de acuerdo con la expresión exponencial. Este componente de DC eventualmente desaparece. El Primer término representa el componente AC de la solución en estado estacionario. El Primer término es una función sinusoidal del tiempo cuyo valor de cresta es simplemente el valor pico máximo de la tensión de alimentación dividido por la magnitud de la impedancia equivalente del sistema de Thevenin ($\sqrt{2} \times V/Z$) vista desde la falla. La diferencia entre la magnitud de la corriente de falla inicial y la magnitud de la corriente de falla final en estado estable depende sólo de la relación X/R de la impedancia del circuito y el ángulo de fase α del voltaje de suministro cuando se produce la falla. Se debe tener en cuenta que en el tiempo cero la componente de DC de la corriente de falla es exactamente igual en magnitud al valor de la componente de corriente de falla de AC, pero de signo opuesto (Intitute of electrical and Electronics Inginers inc, 2006).

Interpretación de la Formula

El período subtransitorio se muestra en la sección a-b, en las figuras 3 y 4, está asociado al período inicial de la corriente de cortocircuito. Con la mitigación del periodo subtransitorio inicia el período transitorio, mostrado en la sección b-c. Cuando esta finaliza, inicia en el período de régimen permanente, Que se muestra en la sección ubicada después del punto c. Se observa que el período transitorio se caracteriza por un decaimiento más suave y con mayor período respecto al subtransitorio (Rendón Gallego R,2021).

Fuente: Diseño propio, referenciado de (IEEE Industry Application society, 2018).

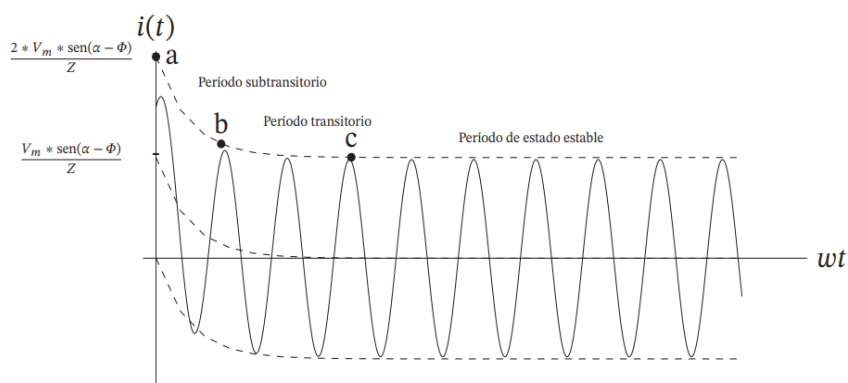


Figura 3 Corriente de cortocircuito cuando $\alpha > \varphi$

Fuente: Diseño propio, referenciado de (IEEE Industry Application society, 2018).

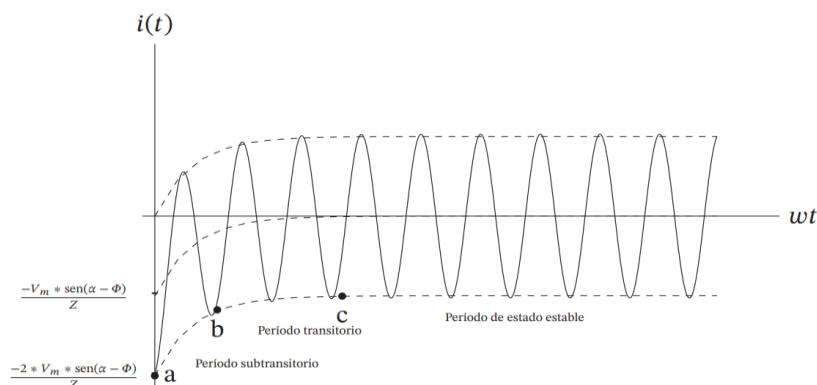
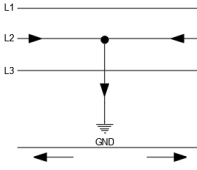
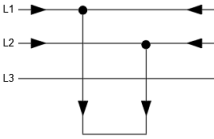
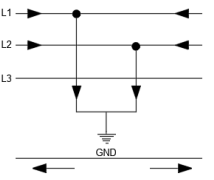
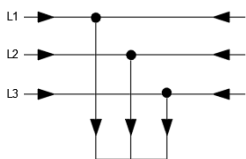
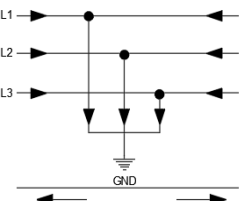


Figura 4 Corriente de cortocircuito cuando $\alpha < \varphi$

Como referencia, en la **Tabla 1** se presentan los tipos de falla y los esquemas de conexión resultantes de estos, los cuales fueron referenciados de la IEC NORMA INTERNACIONAL,

(2002). También se muestran las Frecuencias típicas de falla por cortocircuitos, en los sistemas de distribución de la empresa prestadora de servicios públicos, Empresas Públicas de Medellín (EPM), presentes en su guía metodológica Empresas Públicas & Epm, (2019).

Tabla 2 Tipos de cortocircuito y frecuencia de ocurrencia en sistemas de distribución EPM

TIPO DE FALLA	CONEXIÓN	FRECUENCIA DE OCURRENCIA	TIPO
Monofásica a tierra		75%	Asimétrica
Bifásica Aislada		15%	Asimétrica
Bifásica a Tierra		6%	Asimétrica
Trifásica Aislada		3%	Simétrica
Trifásica a Tierra		1%	Simétrica

Fuente: Diseño propio, referenciado de (EPM NORMA TECNICA., 2019)

A continuación, se muestran los tipos de corriente de corto definidos por (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017) en su estudio comparativo, y sus conexiones se muestran en la **Tabla 2**.

Cortocircuito trifásico simétrico

Corresponde a un cortocircuito entre las tres fases de forma simultánea. Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017)

Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases sin hacer contacto con la referencia a tierra. En este tipo de cortocircuito, generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que la del fallo trifásico. (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017)

Cortocircuito bifásico a Tierra.

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases y drenado a tierra. Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso con pérdidas de energía hacia tierra. (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017)

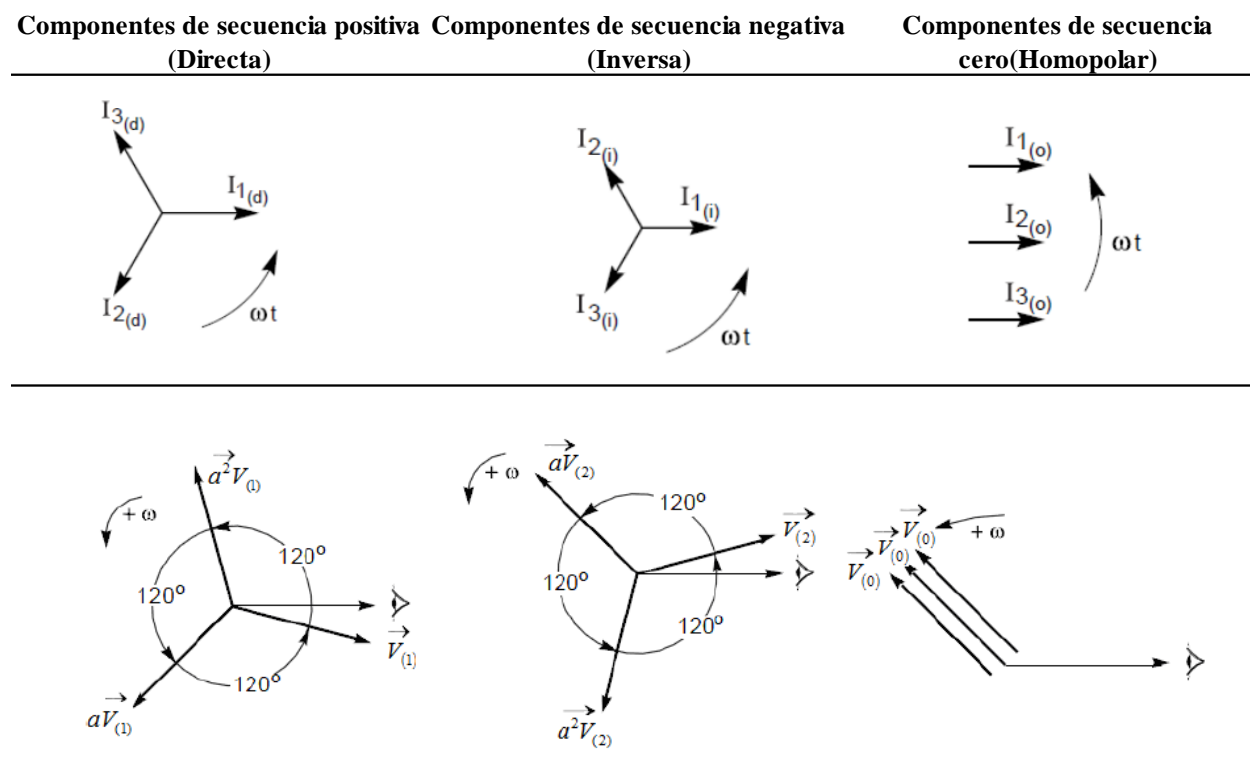
Cortocircuito monofásico a Tierra.

Corresponde a un cortocircuito entre una fase y la referencia a tierra. Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor. (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017)

Componentes simétricas

En un cortocircuito asimétrico las corrientes se encuentran desbalanceadas entre sí y son representadas como vectores desplazados en magnitud y fase, con respecto a los originales. Aplicando el teorema de Fortescue (Formulada por C. Fortescue en 1918) es posible transformar este sistema desequilibrado en la suma de tres sistemas vectoriales equilibrados; cada uno con una secuencia de operación: Positiva, negativa o cero (García Arboleda 2017).

Tabla 3 Diagramas componentes de secuencia



Fuente: Diseño propio, referenciado de (De Metz-Noblat ., 2000).

Componentes de secuencia positiva: es un conjunto de tres fasores balanceados (de igual magnitud y desfasados 120° uno de otro) con la misma secuencia de fase que los fasores originales. (García Arboleda 2017).

Componentes de secuencia negativa: es un conjunto de tres fasores balanceados (de igual magnitud y desfasados 120° uno de otro) con secuencia de fase opuesta al sistema original desbalanceado y con velocidad sincrónica opuesta a la de la secuencia positiva. (García Arboleda 2017).

Componentes de secuencia cero: es un conjunto de tres fasores iguales en magnitud y con desfasamiento de cero grados (homopolares), que giran en el mismo sentido de secuencia del sistema original desbalanceado. (García Arboleda 2017).

Descripción del método de las componentes a b c

La descripción se presenta en la siguiente matriz de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\
 V_b &= V_b^0 + V_b^1 + V_b^2 \\
 V_c &= V_c^0 + V_c^1 + V_c^2
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

En el modelo matemático, el sistema de fasores de secuencia positiva, negativa y cero es equilibrado; por lo tanto, basta con analizar una única fase. Así, las componentes V_b y V_c se expresan en función de V_a , como se ilustra en la **fórmula 9**, en donde el operador a se expresa como $1 \angle 120^\circ$.

$$\begin{aligned}
 V_a^0 &= V_b^0 = V_c^0 \\
 V_b^1 &= a^2 V_a^1 \\
 V_c^1 &= a V_a^1 \\
 V_b^2 &= a V_a^2 \\
 V_c^2 &= a^2 V_a^2
 \end{aligned}
 \tag{9}$$

Al reemplazar las ecuaciones de cada componente de fase en la detección de las componentes simétricas para el sistema trifásico, el modelo se expresa de la siguiente forma.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^0 + V_a^1 + V_a^2 \\ V_a^0 + a^2 V_a^1 + a V_a^2 \\ V_a^0 + a V_a^1 + a^2 V_a^2 \end{bmatrix}
 \tag{10}$$

Al despejar las componentes a b c del modelo anterior, en función de las componentes 0 1 2, se tiene:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} \quad (11)$$

Donde la matriz A se define como:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad (12)$$

Se observa que las ecuaciones fueron expresadas en el modelo en función de la fase a, dado que los sistemas de secuencia positiva, negativa y cero son equilibrados. De esta forma, la red trifásica podrá ser representada a través de tres redes monofásicas independientes. Esta última característica se debe a que los elementos que constituyen la red de transmisión son diseñados de forma simétrica y su operación es equilibrada. Finalmente, el inverso de la matriz A es:

$$A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} = \frac{1}{3} A^* \quad (13)$$

Por lo tanto, los voltajes en componentes simétricas 0 1 2 se pueden expresar, en función de los voltajes en componentes a b c, de la siguiente manera.

$$\begin{bmatrix} V_a^0 \\ V_a^1 \\ V_a^2 \end{bmatrix} = A^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (14)$$

De las ecuaciones anteriores se puede observar que $V_a(0) = 1/3(V_a + V_b + V_c)$. Para el caso de sistemas con operación balanceada, se cumple que $V_a + V_b + V_c = 0$; por lo tanto, no existe componente de secuencia cero.

Corrientes simétricas y asimétricas

Cuando se muestra una gráfica de la amplitud de la corriente de falla en función del tiempo (ver **Figura 1**), los términos "corrientes simétricas" y "corrientes asimétricas", describen la posición de la onda de la corriente de falla en relación a la simetría, respecto al eje horizontal. Esta simetría depende del tiempo durante el cual se presenta la falla, y de la impedancia (resistencia y reactancia) de la red, como lo señalan (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017) en su estudio comparativo.

En condiciones normales, un sistema de potencia opera en equilibrio, pero las fallas por cortocircuito que pueden ocurrir en las líneas de transmisión, se clasifican ampliamente como simétricas y asimétricas. Estos términos describen la forma de las ondas de corriente alterna en relación al eje cero, según lo establece la (IEEE Industry Applications society 2018).

Corrientes simétricas

La (IEEE Industry Applications society 2018) define la corriente simétrica como corriente equilibrada. Esta se presenta, siempre y cuando las envolventes de los picos positivo y negativo de la forma de onda de corriente, son simétricas alrededor del eje cero. (**Ver Figura 5**).

Fuente: Diseño propio, referenciado (De Metz-Noblat et al., 2000).

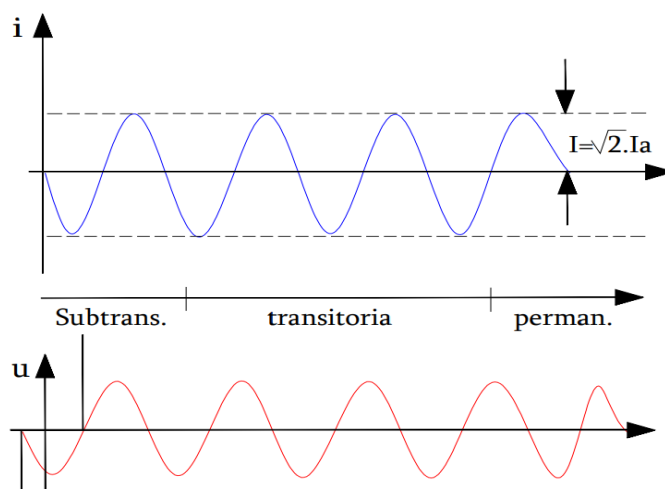


Figura 5 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica

Corrientes Asimétricas y componente DC

La (IEEE Industry Applications society 2018) define la corriente asimétrica, como corriente desequilibrada o corriente no equilibrada, la cual nace cuando las envolventes de los picos positivos y negativos no son simétricas alrededor del eje cero. (Ver **Figura 6**).

Fuente: Diseño propio, referenciado (De Metz-Noblat et al., 2000).

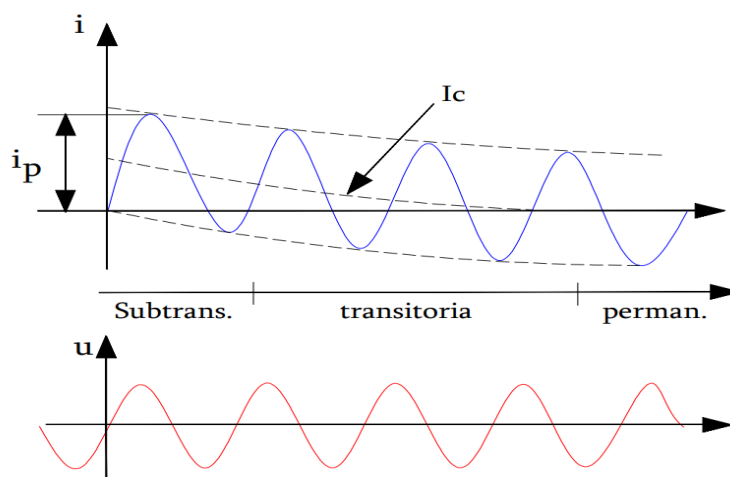


Figura 6 Presentación gráfica de una corriente de cortocircuito simétrica

Las corrientes de falla, por lo general son asimétricas durante los primeros ciclos posteriores al cortocircuito, estas contienen componentes tanto de DC como de AC. Según la IEEE Industry Applications society. (2018), el componente de DC siempre está en su máximo valor durante el primer ciclo, después de que ocurre el cortocircuito (ver **Figura 6**). Esta componente de corriente continua decae gradualmente hasta cero como se muestra en la **Figura 5**.

Se puede ver la interacción de esta componente en la descomposición de la corriente de corto en la **Figura 1**.

Fuente: Diseño propio, referenciado (De Metz-Noblat et al., 2000).

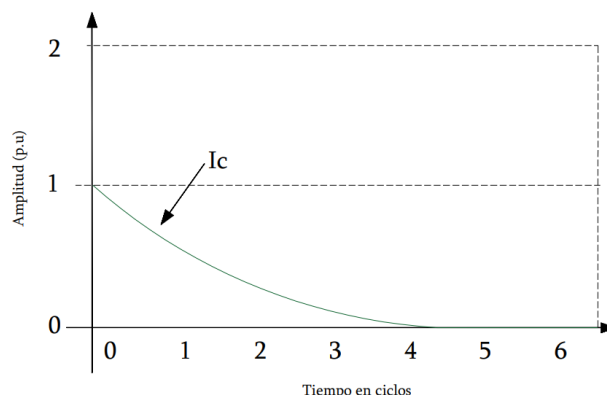


Figura 7 Presentación gráfica de la componente Dc en la corriente de cortocircuito

Fuentes de corriente de cortocircuito

Las máquinas eléctricas rotativas son fuentes de aporte de corrientes de corto circuito hacia la falla que exista en un punto. Algunas cómo; generadores, motores, síncronos, de inducción, y especialmente, las compañías suministradoras de energía (Vázquez Bojórquez J. 2007). En la tabla 3 se observan las contribuciones de las diversas fuentes de corto circuito.

Tabla 4 Fuentes que aportan a la corriente de cortocircuito

ELEMENTO	COMPORTAMIENTO	DESCRIPCIÓN GRÁFICA
Generador Síncrono	La corriente aumenta inmediatamente hasta un valor elevado y en un tiempo se establece en un valor estable mucho menor que el inicial. Esto se debe a la incidencia de la impedancia, la cual pasa por tres estados: subtransitorio, transitorio y estable.	
Motores Síncronos	Debido a la inercia y a la presencia de la fuente de excitación; generan un flujo de corriente hacia el punto de falla. Su comportamiento es similar al de un generador síncrono	
Motores de Inducción	Contribuyen debido a la inercia y a la presencia de la excitación en el devanado del estator; sin embargo, la fuente de excitación es desconectada rápidamente, así este flujo disminuye al cabo de unos pocos ciclos, haciendo que no se alcance el estado estable de la corriente de falla. Los valores de reactancia transitoria y síncrona alcanzan valores muy elevados por lo solo importa la reactancia subtransitoria X_d''	
Sistema de suministro de energía	Contiene múltiples generadores, los cuales entregan corriente de cortocircuito a través de los transformadores. La contribución puede considerarse constante, por lo que el modelo del sistema se representa como una impedancia constante referida al punto de conexión de la planta industrial	

Fuente: Diseño propio, referenciado (García Arboleda H., 2017).

Capítulo 2: Metodología de cálculo de cortocircuito según norma 60909

La norma IEC 60909-2016 es aplicada para el cálculo y dimensionamiento de sistemas de corriente alterna en 50/60 Hz, esta abarca diversas fallas como trifásicas, fase-tierra, fase-fase y fase-fase-tierra. Clasifica las corrientes de cortocircuito según su magnitud y la distancia al generador, esto último determina si se modela o no la caída del componente de AC en el cálculo, respectivamente así lo define (Arteaga Cuevas R. 2017). El proceso de cálculo general se puede ver en el diagrama de flujo:

Fuente: Diseño propio, referenciado (García Arboleda H. ,2017).

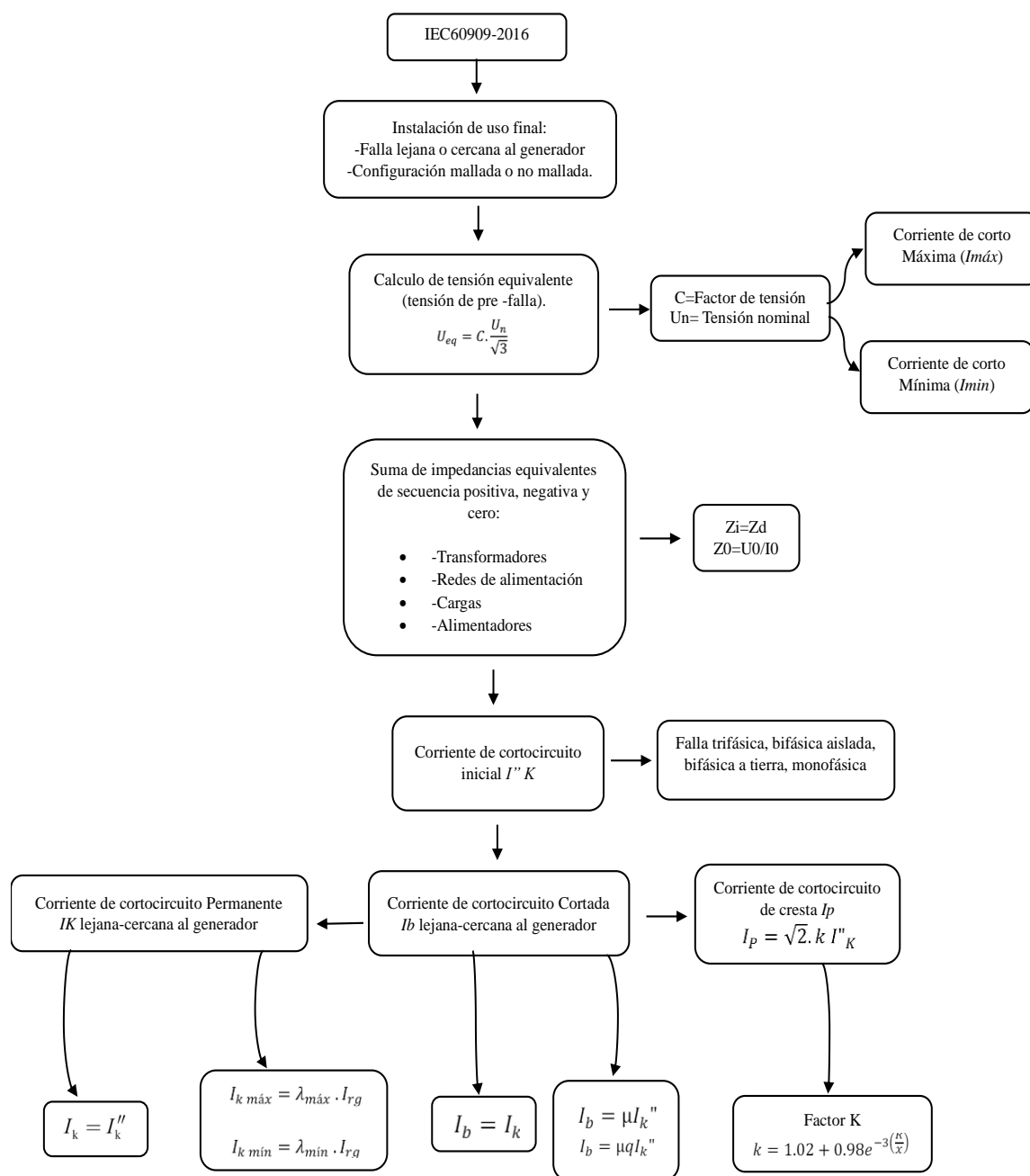


Figura 8 Diagrama de flujo-Metodología IEC.

Procedimiento general

La IEC60909 en su método de cálculo utiliza una fuente de voltaje equivalente en el punto de falla que reemplaza todas las fuentes de voltaje, con un factor c de ajuste para calcular las corrientes máximas y mínimas, donde la máxima determinan el tamaño de los equipos y la mínima ajusta los dispositivos de protección. Las máquinas se representan por sus impedancias internas y los TAPS de transformadores pueden fijarse en distintas posiciones. Se consideran las impedancias del sistema como un sistema trifásico balanceado y se analizan las fallas desbalanceadas mediante el teorema de Fortescue (método de las componentes simétricas). Además, se tiene en cuenta la distancia al generador, asumiendo diferentes comportamientos para fallas cercanas y lejanas, donde las componentes AC y DC disminuyen de manera distinta. La relación X/R equivalente determina la tasa de decremento de estos dos componentes.

Tensión equivalente en el punto de falla

La técnica de fuente equivalente adoptada en IEC 60909 recomienda aplicar un factor de voltaje c (c_{max} o c_{min} al voltaje nominal del sistema previo a la falla), para obtener la magnitud de voltaje de la fuente equivalente en la ubicación de la falla. Estos factores de voltaje se reproducen.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas, permiten determinar las características que hay que asignar a los materiales eléctricos, según lo describen (De Metz-Noblat ., 2000) en su artículo. **La Tabla 5** presenta el factor de tensión “ c ”, este se utiliza para el cálculo de corrientes máximas y mínimas como lo indica. (IEC NORMA INTERNACIONAL 2002).

Cálculo de la tensión equivalente en el punto de la falla, igual a:

$$U_{eq} = C \cdot \frac{Un}{\sqrt{3}} \quad (15)$$

Donde:

U_{eq} : Fuente de tensión equivalente

U_n : Tensión nominal del sistema

C : Factor multiplicativo según norma

Con la fuente equivalente (contando el factor de tensión C) se considera que:

- Se pueden ignorar las cargas estáticas.
- Los cambiadores de derivación de los transformadores (taps) se encuentran en posición nominal.
- La excitación de los generadores es un dato que se puede ignorar.
- Todos los alimentadores de la red, maquinas síncronas y asíncronas se representan por sus impedancias internas.
- Todas las capacitancias de la líneas y cargas estáticas se desprecian, excepto para aquellas que intervienen en el sistema de secuencia cero.

Se muestra un ejemplo de una fuente equivalente en el punto de falla, para un sistema eléctrico alimentado desde la red de suministro a través de un solo transformador.(IEC 60909, 2016).

Fuente: Referenciado (García Arboleda H. ,2017).

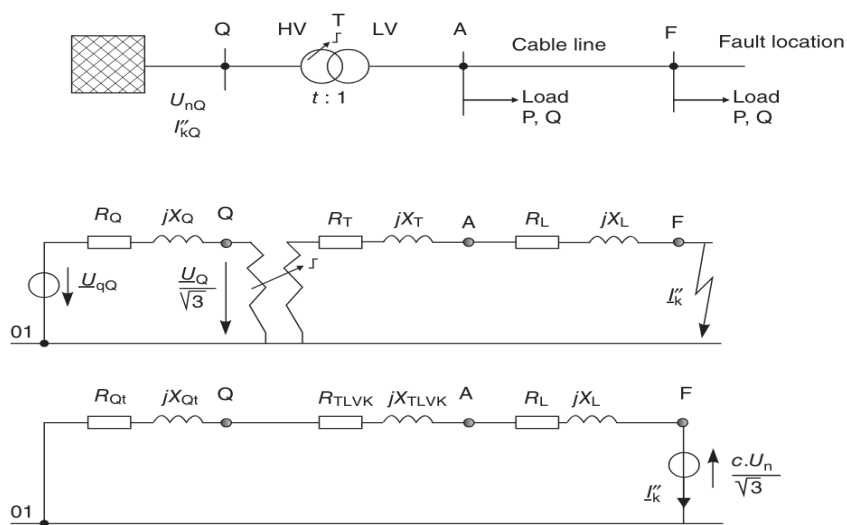


Figura 9 Diagrama del sistema /esquema del circuito equivalente de secuencia directa.

Se observa que:

- Solo existe una fuente de Voltaje
- Todas las otras tensiones del sistema se suponen cero.
- El alimentador se representa por su impedancia interna $ZQ (RQ_t + jXQ_t)$ Las admitancias en derivación (esto es, capacitancias de línea y cargas pasivas) no se consideran en los cálculos e corriente de corto circuito.

NOTA: Si los criterios de la empresa o nacionales lo permiten, es adecuado colocar el factor c de corrección a la tensión de la barra fallada, para asegurar así que los resultados estimados cumplan con un margen de seguridad. (Vázquez Bojórquez J., 2007).

Tabla 5. Factor C para cálculo de corrientes de cortocircuito.

Voltaje nominal del sistema (U_n)	Factor de tensión c para el cálculo de corrientes de	
	Corrientes de cortocircuito máximas (C_{max}) a*	Corrientes de cortocircuito mínimas (C_{min})
Baja tensión		
100V a 100V	1.05 c^*	0.95 c^*
Tabla 1 de la norma IEC60038	1.10 d^*	0.90 d^*
Media-Alta tensión b^*		
>1kV a 230 kV	1.10	1.00
Tabla 3 y 4 de la IEC60038		
Alta tensión b^*, e^*		
>230kV	1.10	1.00
Tabla 5 de la norma IEC60038		

*a $C_{max} \cdot U_n$ no debería exceder la tensión más elevada para equipos (U_m) de los sistemas de potencia
 *b Si no se define tensión nominal del sistema se debe aplicar: $C_{max} U_n = U_m$ o $C_{min} U_n = 0.9 \times U_m$
 *c Para sistemas de baja tensión con una tolerancia +6% como sistemas renombrados de 380V a 400V
 *d Para sistemas de baja tensión con una tolerancia +10%
 *e Para tensiones nominales del sistema relacionadas $U > 420kV$ los factores de tensión c no están definidos en esta norma

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909, 2016).

Se introduce un factor “C” de la tensión, el cual es necesario para tener en cuenta:

- las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo
- los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores
- El componente subtransitorio de los alternadores y de los motores

Corriente máxima y mínima

las consideraciones que se tienen para definir el cálculo de la corriente máxima o mínima de un circuito según la norma IEC60909-2016 se definen continuación:

Corriente máxima de cortocircuito, (I_{max}): las corrientes máximas de cortocircuito se utilizan para evaluar los requisitos de interrupción y pico de los disyuntores para la posterior selección de aparamenta y clasificación del equipo. Al calcularlos se debe utilizar el factor de tensión apropiado($c_{máx}$). (Intitute of electrical and Electronics Inginers inc 2006)

se deben tener en cuenta los siguientes aspectos definidos por la norma:

- El factor de tensión “ c ” de cortocircuito máximo del sistema según la tabla 5
- Las resistencias RL de las líneas (líneas aéreas, cables, conductores de fase y neutro) hay que considerarlas a una temperatura de 20 °C.
- Elegir la configuración del sistema y la máxima contribución de las centrades generadoras y redes de alimentación que conduzcan al valor máximo de la corriente de corto en el punto de defecto.

Corriente mínima de cortocircuito (I_{min}): las corrientes mínimas de cortocircuito se utilizan para configurar los dispositivos de protección en el sistema y para la verificación del motor de arranque. Al calcularlos se debe utilizar el factor de tensión apropiado (C_{min}). (Intitute of electrical and Electronics Inginers inc 2006)

se deben tener en cuenta los siguientes aspectos definidos por la norma:

- El factor de tensión “ c ” de cortocircuito mínimo del sistema según la tabla 5
- Seleccionar la configuración de red y la capacidad del alimentador de red que conduzca a corrientes de cortocircuito mínimas.
- Tener en cuenta la impedancia de los juegos de barras, la de los transformadores de corriente y demás equipos asociados.

- Ignorar los motores
- Considerar las resistencias R_L de las líneas (línea aéreas y cables, líneas conductoras, y conductores neutros) con la temperatura más elevada que se pueda prever:

$$R_L \left[1 + \frac{0,004}{^{\circ}C} * (\theta_e - 20^{\circ}C) \right] * R_{L20} \quad (16)$$

Donde:

R_{L20} : es la resistencia a la temperatura de 20 °C.

θ_e : la temperatura (en °C) admisible para el conductor al acabar el cortocircuito.

El factor 0,004 / °C: se aplica al cobre, al aluminio y a las aleaciones de aluminio.

Definición del tipo de falla

Los cálculos que detallan el procedimiento dado por la norma IEC 60909 tienen en consideración la distancia y ubicación que tiene la falla con respecto a los generadores síncronos y de igual manera el tipo de configuración que guardan las fuentes del cortocircuito con respecto al punto donde se presenta la falla. Los cálculos varían para redes malladas y no malladas. El factor k, que se utiliza para multiplicar la corriente de cortocircuito inicial para obtener la corriente de cortocircuito máxima i_p , se define de manera diferente para diferentes configuraciones del sistema y los métodos seleccionados para calcular las relaciones R/X (IEEE 3002.3, 2018) .

Sistemas mallados/no mallados

El manual de ayuda del etap en su versión 20.0 explica que bajo la norma IEC 60909-0, las contribuciones de cortocircuito de fuentes malladas y no malladas se calculan de manera diferente en función de diversos factores y relación R/X. Un sistema en malla puede considerarse un sistema en bucle o uno que tiene múltiples contribuciones de fuentes entrelazadas a través de la misma rama contribuyente. Un sistema no mallado se define como un sistema radial o que

tiene una sola contribución pasando por un ramal hacia la barra fallada. Las siguientes imágenes ilustran el concepto de mallado y no mallado según lo descrito en la norma IEC 60909-0 2016:

Fuente: Manual Etap 20.0, referenciado (IEC 60909. ,2016).

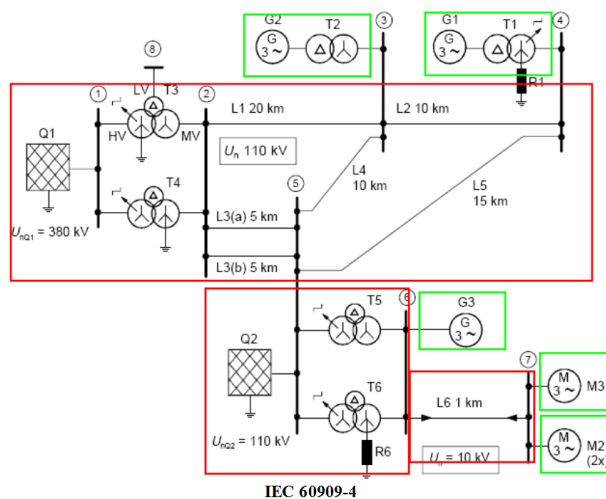


Figura 10 Representación de sistema mallado

Fuente: Manual Etap 20.0, referenciado (IEC 60909. ,2016).

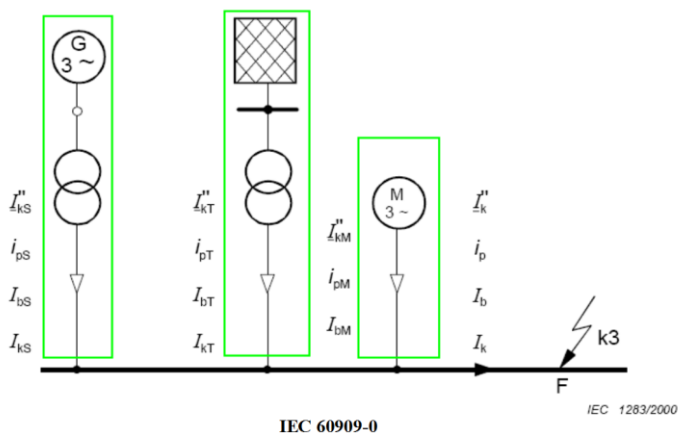


Figura 11 Representación de sistema no mallado

Las áreas encerradas en color rojo representan las contribuciones malladas en este sistema hacia los autobuses en falla. Las áreas encerradas en color verde representan las contribuciones no malladas (radiales) a su bus conectado. Es decir, las contribuciones de G2, G1, G3, M3 y M2

se consideran no malladas siempre que la falla se localice en la barra a la que están conectados. Estas mismas contribuciones podrían manejarse como contribuciones malladas a fallas en otras partes del sistema.

Fallas cercanas/lejanas al generador

Lejanas al generador

La (IEC 60909 2016) considera que un cortocircuito está lejos del generador cuando la magnitud de la componente ca simétrica de la posible corriente de falla permanece esencialmente constante con el tiempo. Esta condición se puede visualizar intuitivamente como la percepción de que las fuentes contribuyentes exhiben voltajes internos constantes mientras que sus impedancias no experimentan cambios con el tiempo. En otras palabras, los cortocircuitos alejados del generador son cortocircuitos alimentados desde fuentes que se puede suponer con seguridad que no poseen ninguna disminución de CA de ningún tipo.

Aquellos cortocircuitos alejados de los generadores, que corresponden a redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada o magnitud de la componente AC de corto circuito (ver figura 12). Es generalmente el caso de los circuitos de baja tensión, salvo los que tienen receptores de gran consumo alimentados por centros de transformación propios. Para los cortocircuitos alejados de la generación se presenta igualdad:

- Por una parte, entre los valores de corriente de corto circuito inicial ($I_{K''}$), permanente (I_K) y cortada (I_b) ($I_{K''} = I_K = I_b$)
- Y, por otra parte, entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i) o sea ($Z_d = Z_i$)

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

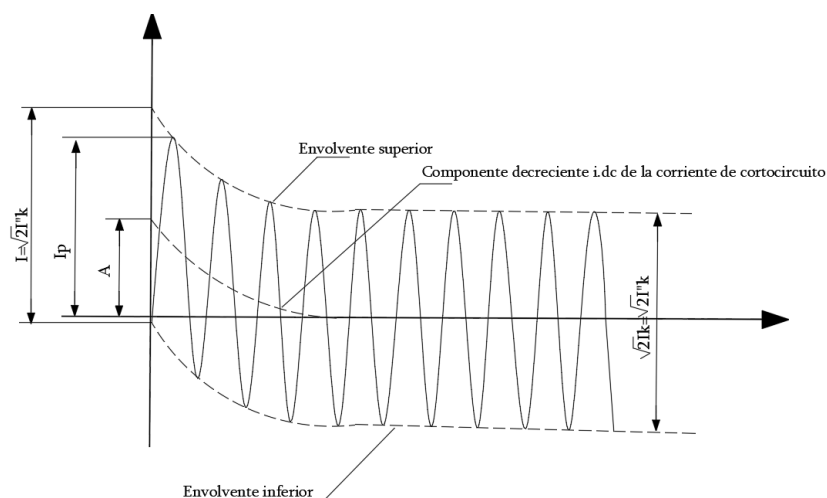


Figura 12 Corriente de cortocircuito de un cortocircuito alejado de un Generador con componente de corriente alterna constante

I''_k =Corriente simétrica inicial de cortocircuito

I_p =Corriente pico de cortocircuito

I_k = corriente de estado permanente cortocircuito

I_{dc} =Componente DC con decaimiento

A =Valor inicial de la componente DC (I_{dc})

Próximas al generador

La (IEC 60909 2016) condiciona este cortocircuito como en el que al menos una máquina síncrona contribuye con una posible corriente de cortocircuito inicial ,que es más del doble de la corriente nominal del generador, o una condición de cortocircuito en la que los motores síncronos y asíncronos contribuyen con más del 5% de la corriente nominal del generador. la corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k) sin motores.

Aquellos cortocircuitos próximos a los alternadores, que corresponden a redes para las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas (ver figura 13). Este caso se presenta generalmente en circuitos de alta tensión, pero, también puede presentarse en baja tensión cuando, existen generadores de emergencia que alimentan una o varias cargas prioritarias (hospitales, edificios oficiales o gubernamentales).

A diferencia de los cortocircuitos lejanos al generador, para los cortocircuitos próximos a los alternadores, se produce la desigualdad: $I_K < I_b < I''_K$. Por ende, no necesariamente Z_d es igual a Z_1 .

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

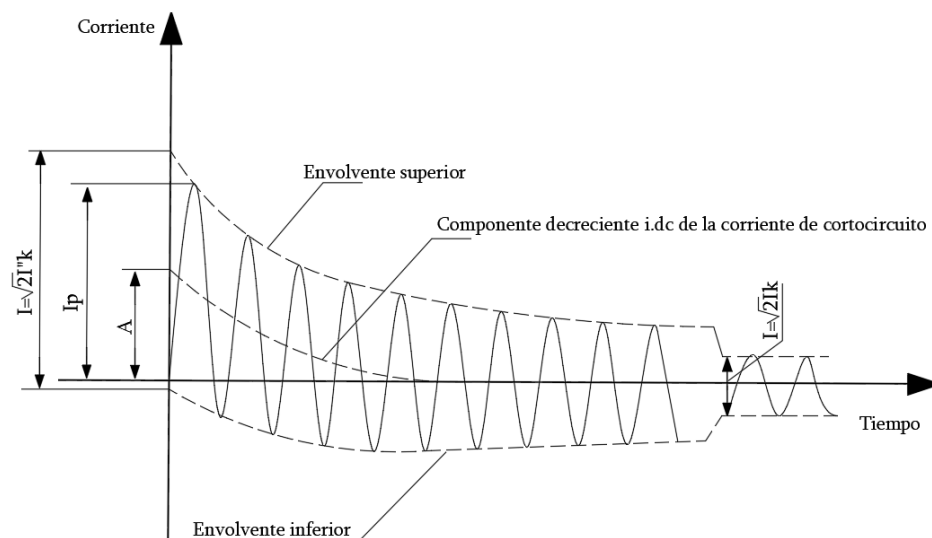


Figura 13 Corriente de cortocircuito de un cortocircuito próximo a un Generador con componente de corriente alterna decreciente

I''_K =Corriente simétrica inicial de cortocircuito

I_p =Corriente pico de cortocircuito

I_K = corriente de estado permanente cortocircuito

I_{dc} =Componente DC con decaimiento

A =Valor inicial de la componente DC (I_{dc}).

Procedimiento de cálculo de corrientes de corto

Dichos procedimientos difieren dependiendo de la proximidad de la falla al generador asociado al sistema.

Para fallas alejadas al generador

Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k):

Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. (Determinación y suma de las impedancias equivalentes: directa, inversa y Homopolar, aguas arriba del punto de falla). Aplica tanto para redes malladas como no malladas: De manera general la corriente de cortocircuito inicial I''_k (IEEE 3002.3, 2018) .

viene dada por:

$$I''_k = \frac{cUn}{\sqrt{3} Z_k} \quad (17)$$

Donde Z_k es la impedancia equivalente en el punto de falla y está dada por:

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2} \quad (18)$$

Según el tipo de falla, las fórmulas a emplear para el cálculo de la corriente de cortocircuito están indicadas en la tabla 6:

Tabla 6 Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red

Tipo de cortocircuito	I''k caso general	Falla alejada de los generadores
	$C. \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_d }$	$C. \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_d }$
Trifásico (Zt cualquiera)	En los dos casos, la corriente de cortocircuito solo depende de Z _d . Generalmente Z _d se reemplaza por Z _k impedancia de cortocircuito en el punto de defecto con $Z_k = \sqrt{RK^2 + XK^2}$ donde RK es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, XK es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie.	
Bifásico Aislado (Z_t = ∞)	$C. \frac{U_n}{ Z_d + Z_i }$	$C. \frac{U_n}{2 * Z_d }$
Monofásico	$C. \frac{U_n * \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$C. \frac{U_n * \sqrt{3}}{ 2 * Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases igual a cero)	$C. \frac{U_n * Z_i * \sqrt{3}}{ Z_d Z_i + Z_i Z_0 + Z_d Z_0 }$	$C. \frac{U_n * \sqrt{3}}{ Z_d + 2 * Z_0 }$
Datos de la tabla:		
* Impedancias inversa directa y homopolar Z _d , Z _i y Z ₀		
* Impedancia de tierra Z _t		
* Impedancia de cortocircuito cc		

Fuente: Diseño propio, referenciado (Cuaderno técnico No 158, Schneider electric, 2000).

Corriente de ruptura cortocircuito simétrico(I_b)

Esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos. Dado que no hay ninguna disminución de CA en los cortocircuitos alejados del generador, la corriente de cortocircuito inicial permanece sin cambios. Entonces, la corriente de ruptura es igual a la corriente de estado permanente y a la corriente inicial simétrica I''_k (IEEE 3002.3, 2018).

$$I_b = I''_k \quad (19)$$

Corriente de falla en estado estacionario(I_k)

Como la amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k, depende del estado de saturación del circuito magnético de los alternadores, su cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial I''_k. Dado que no hay ninguna disminución de CA en cortocircuitos

alejados del generador, la corriente de falla en estado estacionario es igual a la corriente de falla inicial (IEEE 3002.3, 2018) .

$$I_k = I''_k \quad (20)$$

Corriente Pico de cortocircuito (Ip)

La IEC recomienda el cálculo por separado, en cada rama de la razón X/R. para luego calcular la corriente máxima (Ip) (IEEE 3002.3, 2018) ,la cual viene dada por:

$$I_p = k\sqrt{2}I''_k \quad (21)$$

Donde:

I''_k = corriente de cortocircuito inicial

K = factor, función de la relación R/X del circuito

Para definir el valor del factor K es necesario distinguir para el caso de redes malladas o no malladas.

Factor K para redes no malladas

Para cortocircuito alimentado desde redes no malladas la contribución de cada rama al valor cresta de corriente de cortocircuito se da por la formula:

$$k01.02e^{-3R/X} \quad (22)$$

También, debido que El factor k depende de la relación R/X o X/R del sistema se puede obtener de los siguientes gráficos:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

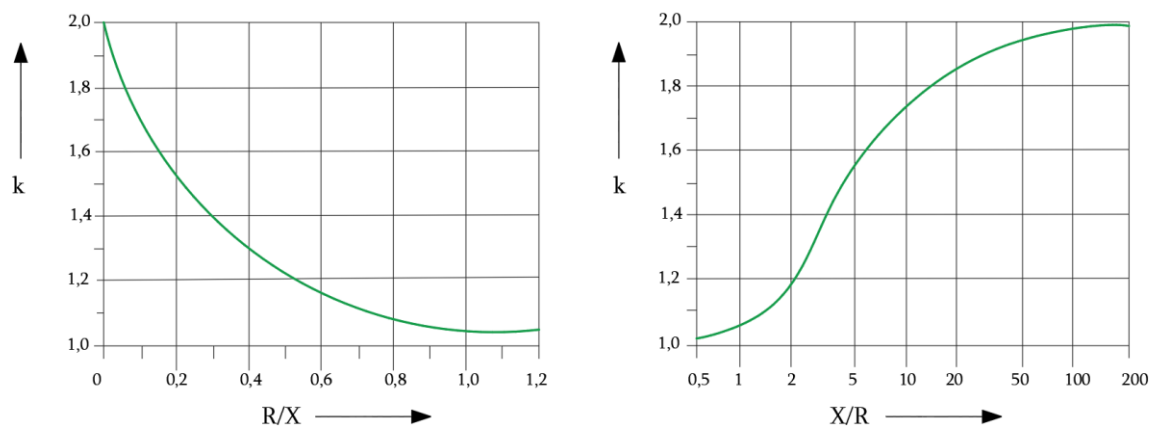


Figura 14 Factor K para circuitos en serie como función de la relación R/X o X/R

Valores típicos de k son los siguientes: $k < 1.4$ en redes públicas $k \leq 1.8 \dots 2.04$ inmediatamente aguas abajo del transformador de alimentación.

Factor K para redes malladas

Ya que k es una función de la relación R/X del sistema en el lugar de la falla, la IEC 60909 menciona tres técnicas para calcular la corriente máxima de cortocircuito en redes malladas:

Método A. Relación R/X (o X/R) uniforme ($\kappa = \kappa a$):

Aquí se hace $\kappa = \kappa a$, donde el valor de κa se determina, de la Figura 14, usando la relación más pequeña de R/X (o de la más grande de X/R) de todas las ramas de la red bajo estudio. Únicamente se incluyen aquellas ramas que contienen un total de 80% de la corriente a voltaje nominal correspondiente al punto de falla. Las ramas pueden ser una combinación de diversos elementos.

- Para redes de bajo voltaje $\kappa \leq 1.8$

Método B. Relación R/X en el punto de falla ($\kappa = 1.15 \kappa b$)

Con este método se hace $\kappa = 1.15 \kappa_b$. El valor de κ_b se determina de la Figura 14, para una relación de X/R donde X y R se obtienen de la impedancia de falla Z. Esta impedancia se determina con la frecuencia nominal (50 o 60 Hz).

- Para redes de Bajo Voltaje, $\kappa \leq 1.8$
- Para redes de Mediano Voltaje, $\kappa \leq 2.0$
- Para redes de Alto Voltaje, $\kappa \leq 2.0$

El factor 1.15 es un factor de seguridad para tomar en cuenta las inexactitudes ocasionadas después de obtener la relación R/X desde una reducción de la red con impedancias complejas.

Método C - Frecuencia equivalente f_c ($\kappa = \kappa_c$).

El valor del factor κ_c se determina desde la Figura 14. Desde el punto de falla es vista una impedancia equivalente que se calcula asumiendo una frecuencia $f_c = 20$ (para una frecuencia nominal $f = 50\text{Hz}$) o $f_c = 24$ (para una frecuencia nominal $f = 60\text{Hz}$).

La relación R/X o X/R se calcula como:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad (23)$$

$$\text{o}$$

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (24)$$

Dónde:

R_c : es igual al componente de resistencia efectiva equivalente Real $\{Z_c\}$, para la frecuencia, f_c , vista desde la ubicación de la falla

X_c : es igual al componente de reactancia efectiva equivalente imaginario $\{Z_c\}$, para la frecuencia como se ve

desde la ubicación de la falla

f_c : se considera 20 (24) Hz para un sistema de 50 (60) Hz

Z_c es la impedancia observada en el lugar de la falla cuando la fuente de frecuencia, f_c , es la única fuente que excita la red.

$$Z_c = R_c + jX_c \quad (25)$$

Para fallas cercanas al generador

Componente de dc de la corriente de cortocircuito (I_{dc}):

El valor medio entre las envolventes superior e inferior de la corriente de cortocircuito que decae desde un valor inicial hasta cero. Para el tiempo de retardo mínimo de un dispositivo de protección, se calcula basándose en la corriente de corto circuito simétrica inicial y la relación X/R (IEEE 3002.3, 2018) , se define a partir de la siguiente expresión:

$$I_{dc} = I''_k \sqrt{2} e^{\left(-\frac{2\pi f t_{min}}{X/R}\right)} \quad (26)$$

f: Frecuencia nominal del sistema

t_{mín}: Tiempo mínimo de respuesta del dispositivo de protección

X/R: Se calcula en el punto de falla.

Factores de corrección de impedancia

Los factores de corrección de impedancia se utilizan para calcular las corrientes de cortocircuito parciales aportadas por los generadores y/o unidades del sistema de energía, teniendo en cuenta la carga previa a la falla. La norma IEC 60909 distingue entre factores de corrección de generador y central eléctrica, además utilizando el factor *c_{max}*, especialmente cuando las reactancias subtransitorias x''d de los generadores son grandes y la relación de transformación de los transformadores de bloque difiere de los voltajes de la red durante la operación en ambos lados del transformador (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017)

Se explican a continuación:

Factor de Corrección KG para Generadores

El factor de corrección de impedancia KG se aplica a la impedancia de generadores conectados directamente a la red (Ver la figura 33 de la tabla).

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

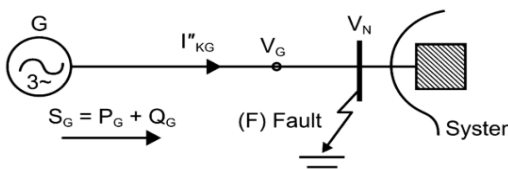
Aplicación	GENERADOR
<p>Esquema</p>	 <p style="text-align: center;">Fault on the high-voltage side of power system unit</p>
<p>Impedancia</p>	$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'')$ <p>Donde:</p> <p>Z_{GK} es la impedancia subtransitoria corregida del generador;</p> <p>Z_G es la impedancia subtransitoria del generador en el sistema de secuencia positiva $Z_G = (R_G + jX_d'')$;</p>
<p>Corrección</p>	$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}}$ <p>Dónde:</p> <p>c_{\max} es el factor de voltaje</p> <p>U_n es el voltaje nominal del sistema;</p> <p>U_{rG} es el voltaje nominal del generador;</p> <p>φ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG}/\sqrt{3}$;</p> <p>x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$</p> <p>donde $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$.</p> <p>Los siguientes valores de resistencia ficticia R_{Gf} puede usarse para el cálculo del valor cresta de la corriente de cortocircuito. Se recomiendan relaciones R/X típicas para las impedancias del generador, teniendo en cuenta la disminución tanto de AC como de DC.</p> $R_{Gf} = 0,05X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1\text{kV y } S_{rG} \geq 100\text{MVA}$ $R_{Gf} = 0,07X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1\text{kV y } S_{rG} < 100\text{MVA}$ $R_{Gf} = 0,05X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} \leq 1000\text{V}$

Figura 15 Factor de corrección impedancia de generador

Factor de Corrección para central eléctrica

Tap bajo carga Factor de corrección K_S

Una unidad de central eléctrica (PSU) es un generador conectado a la red a través de un transformador dedicado. En este caso, se recomiendan los siguientes factores de corrección de impedancia para unidades de central eléctrica con cambiador de tomas en carga:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

Aplicación	Central eléctrica con Cambiador de Taps Bajo Carga
	$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{THV})$
	<p>Donde:</p>
Impedancia	<p>Z_S es la impedancia corregida de una estación de poder unitaria con cambiador de tap bajo carga referida al lado del alto voltaje;</p> <p>Z_G es la impedancia subtransitoria del generador $Z_G = (R_G + jX_d'')$ sin corregir;</p> <p>Z_{THV} es la impedancia de la unidad transformadora referida al lado de alta tensión (sin el factor de corrección K_T);</p> <p>t_r es la relación de transformación nominal de la unidad transformadora $t_r = U_{rTHV} / U_{rTLV}$</p>
	$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' - x_T \sin \varphi_{rG}}$
	<p>Donde:</p>
Corrección	<p>U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q de la alimentación de la estación de poder unitaria;</p> <p>U_{rG} es el voltaje nominal del generador;</p> <p>φ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG} / \sqrt{3}$;</p> <p>x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ donde $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$.</p> <p>$x_T$ es la reactancia en por unidad del transformador en la posición principal del cambiador de tap;</p>

Figura 16 Factor de corrección impedancia de central eléctrica

Tap sin carga Factor de corrección KSO

En caso de cortocircuitos en el lado de alta tensión de una central eléctrica sin cambiador de tomas bajo carga, se recomienda otro factor de corrección. El factor de corrección para la unidad del sistema de energía (PSU) es:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

Aplicación	Central eléctrica con Cambiador de Taps sin Carga
Esquema	
-Power system unit with transformer	
Impedancia	$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{THV})$ <p>Donde:</p> <p>Z_{SO} es la impedancia corregida de una estación de poder unitaria sin cambiador de tap bajo carga y explícitamente relación de transformación t_r constante referida al lado del alto voltaje;</p> <p>Z_G es la impedancia subtransitoria del generador $Z_G = (R_G + jX_d^*)$ sin corregir;</p> <p>Z_{THV} es la impedancia de la unidad transformadora referida al lado de alta tensión (sin el factor de corrección K_T);</p> <p>t_r es la relación de transformación nominal de la unidad transformadora $t_r = U_{THV} / U_{TLV}$</p>
Corrección	$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d^* \sin \varphi_{rG}}$ <p>U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q de la alimentación de la estación de poder unitaria;</p> <p>U_{rG} es el voltaje nominal del generador;</p> <p>φ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG} / \sqrt{3}$;</p> <p>x_d^* es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d^* = X_d^* / Z_{rG}$ donde $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$.</p> <p>$x_T$ es la reactancia en por unidad del transformador en la posición principal del cambiador de tap; $1 \pm p_T$ se introduce si el transformador tiene cambiador de tap sin carga y uno de estos se está usando de forma permanente, si no se usa $1 \pm p_T = 1$. Si se busca la corriente de cortocircuito más elevada de la estación de poder en el lado de alto voltaje de la unidad transformadora con taps sin carga, se debe elegir $1 - p_T$.</p>

Figura 17 Factor de corrección impedancia de central eléctrica

Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k):

Las corrientes de cortocircuito iniciales deben calcularse como en el caso de corrientes de cortocircuito alejadas de la generación. Se deben tener en cuenta los factores de corrección de impedancia para generadores y/o unidades de centrales eléctricas (IEEE 3002.3, 2018) .

Corriente Pico de cortocircuito (I_p)

Las corrientes de corto en su valor pico se calcularán del mismo modo que en el caso de cortocircuitos alejados de la generación con todas sus consideraciones. Las impedancias del generador y/o unidad de central eléctrica utilizadas, deben tener debidamente en cuenta los factores de corrección pertinentes como en el caso de las corrientes de falla iniciales (IEEE 3002.3, 2018) .

Corriente de ruptura cortocircuito simétrico(I_b)

(Rodrigo Del Canto.,2018) indica en la unidad 2 de su guía como difiere la corriente de ruptura (I_b) para maquinas síncronas y asíncronas.

Para máquinas síncronas

Esta corriente sirve para especificar la potencia de corte de los interruptores automáticos. La caída de la corriente de cortocircuito simétrica de un generador, en caso de fallo en sus terminales, se calcula con base al factor μ de la siguiente manera:

$$I_b = \mu \cdot I''_k \quad (27)$$

Donde:

μ : factor de decremento, al tiempo t_{min}

I''_k : es la corriente de cortocircuito inicial

I_b : es la corriente de corte simétrica en el instante t

El factor μ depende del tiempo mínimo de retardo t_{min} y de la relación I''_kG/I_rG donde I_rG es la corriente nominal del generador.

Cuando hay un transformador entre el generador y la ubicación del cortocircuito, la corriente parcial de cortocircuito $I''kS$ al lado de alto voltaje del generador, debe mostrarse al lado donde se conectan los terminales del generador $I''kG = I''kS \cdot tr$, antes de calcular μ usando las siguientes ecuaciones:

$$\mu = 0,84 + 0,26 \cdot e^{-0,26 \frac{I''kG}{I''rG}} \quad \text{para } t_{min} = 0,02s \quad (28)$$

$$\mu = 0,71 + 0,51 \cdot e^{-0,30 \frac{I''kG}{I''rG}} \quad \text{para } t_{min} = 0,05s \quad (29)$$

$$\mu = 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \frac{I''kG}{I''rG}} \quad \text{para } t_{min} = 0,10s \quad (30)$$

$$\mu = 0,56 + 0,94 \cdot e^{-0,38 \frac{I''kG}{I''rG}} \quad \text{para } t_{min} \geq 0,25s \quad (31)$$

Si $I''kG/I''rG$ no es mayor que 2, definir $\mu = 1$ para todos los valores de tiempo mínimo de retardo t_{min} . El factor μ puede obtenerse de la figura 18.

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

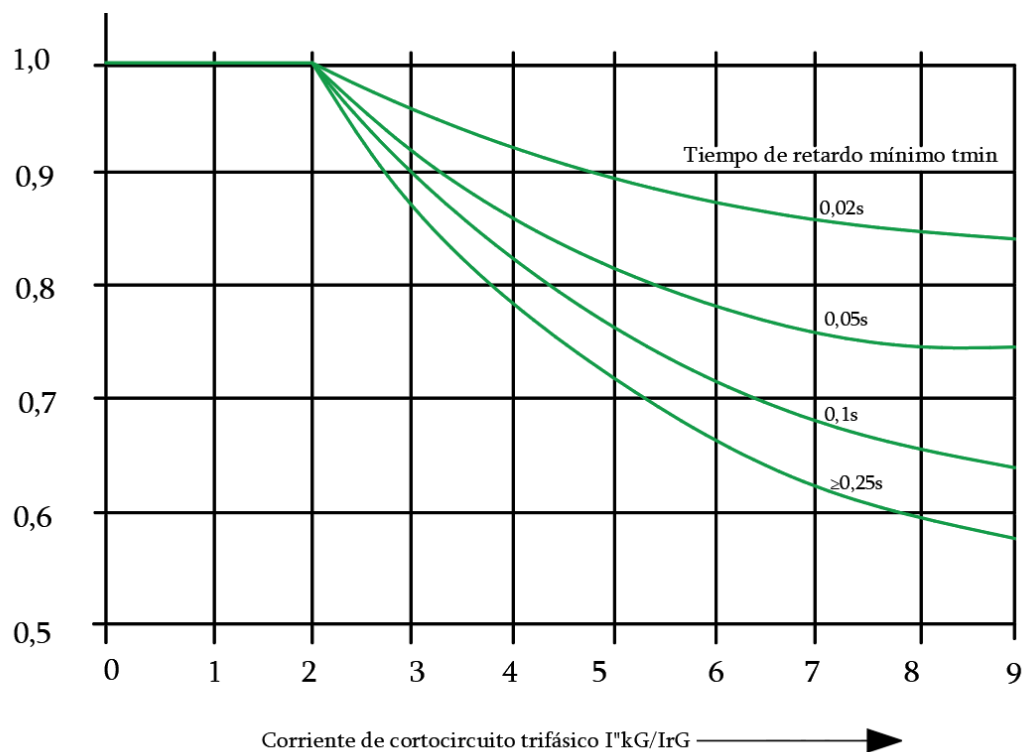


Figura 18 Factor μ para el cálculo de la corriente del interruptor de cortocircuito I_b

Para máquinas Asíncronas

En este caso para redes malladas donde se adhieran diferentes contribuciones cómo lo expresa la ecuación . El factor $q = 1$ a menos que en la rama exista un motor de inducción. En el caso que exista, $q \leq 1$ y es función de t_m y del número de pares de polos (Rodrigo Del Canto.,2018)

$$I_b = \mu \cdot q \cdot I''_{kM} \quad (32)$$

Donde:

μ : factor de decremento, al tiempo t_{min}

q : factor de decremento al tiempo t_{min} para máquinas asíncronas

I''_{kM} : es la corriente de cortocircuito inicial

I_b : es la corriente de corte simétrica en el instante t

Ahora el factor μ se calcula para el generador síncrono y para motores de inducción. En el caso del motor de inducción la relación es I''_{kM}/I_{rM} .

El factor q para el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción aportada por el motor de inducción puede determinarse como función del tiempo mínimo de retardo t_{min} . Se define por las siguientes ecuaciones:

$$q = 1,03 + 0,12 \cdot \ln\left(\frac{PrM}{p}\right) \quad \text{para } t_{min} = 0,02s \quad (33)$$

$$q = 0,79 + 0,12 \cdot \ln\left(\frac{PrM}{p}\right) \quad \text{para } t_{min} = 0,05s \quad (34)$$

$$q = 0,57 + 0,12 \cdot \ln\left(\frac{PrM}{p}\right) \quad \text{para } t_{min} = 0,10s \quad (35)$$

$$q = 0,26 + 0,10 \cdot \ln\left(\frac{PrM}{p}\right) \quad \text{para } t_{min} \geq 0,25s \quad (36)$$

Donde:

PrM : es la potencia active de placa en MW;

p : es el número de pares de polos del motor.

Si las ecuaciones entregan un valor de q mayor que 1, suponga $q = 1$. Este factor puede también obtenerse de la siguiente gráfica:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

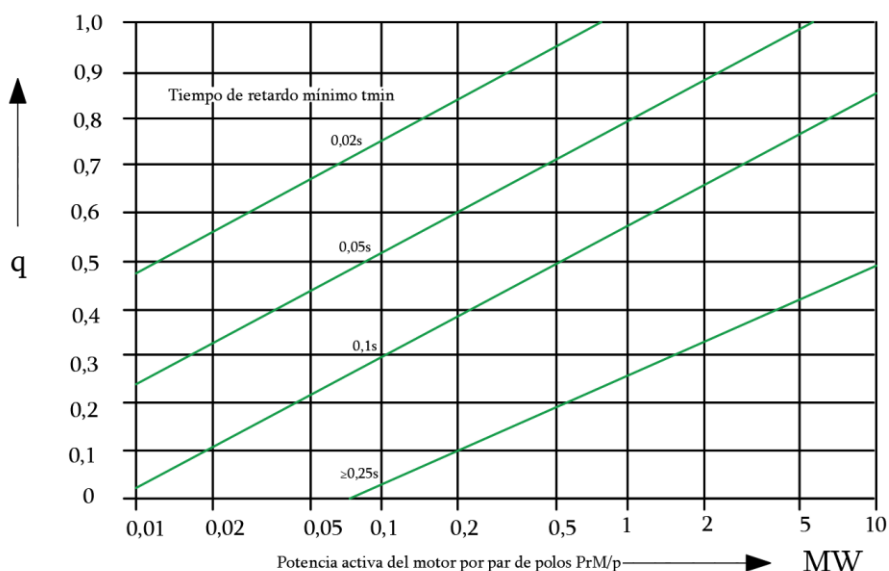


Figura 19 Factor q para cálculo de corriente de cortocircuito simétrica de corte de los motores asíncronos

Corriente asimétrica de apertura (I_{basim})

Para la determinación de esfuerzos durante el cierre o apertura de Interruptores es necesario el cálculo de la corriente que circula en el instante de apertura de contactos (t_{min}) del interruptor. Por esto se requiere determinar la corriente asimétrica (total) de ruptura I_{basim} partiendo de la corriente simétrica de ruptura I_b de la componente de A_c , y haciendo uso del teorema de superposición, agregarle la corriente i_{dc} evaluada en el mismo t_{min} . La corriente total o asimétrica de ruptura estará dada por:

$$I_{basymm} = \sqrt{I_b^2 + I_{dc}^2} \quad (37)$$

Donde:

I_{basymm} : Es la corriente de ruptura asimétrica rms en el tiempo t_{min}

I_b: Es la corriente simétrica rms de la componente AC

I_{dc}: Es la componente de corriente continua

Corriente de falla en estado estacionario(I_k)

(Rodrigo Del Canto., 2018) define las estimaciones de corriente de falla en estado estacionario dependen de las reactancias síncronas de la máquina, las influencias de saturación, la efectividad de la regulación de voltaje y el voltaje de excitación máximo, estas condiciones aplican en el caso de que un generador sea el encargado de alimentar el circuito. Normalmente, la corriente de falla en estado estacionario es de menor magnitud que las corrientes iniciales y/o de ruptura. Sin embargo, cuando hay varios generadores presentes en el sistema, siempre se debe tener en cuenta la posibilidad de que una o más máquinas pierdan el sincronismo durante un cortocircuito sostenido.

Corriente máxima de falla en estado estable bajo la máxima excitación del generador síncrono, nos viene dada por:

$$I_{kmax} = \lambda_{max} \cdot I_{rG} \quad (38)$$

Dónde:

I_{kmax}: corriente de falla máxima en estado estable

λ_{max}: coeficiente de escala máximo y que depende de la inductancia de saturación X_{d-sat} .

I_{rG}: corriente nominal del generador

Corriente de falla mínima en estado estacionario se obtiene por el generador, para una falla en sus terminales, cuando se supone una excitación constante sin carga y viene dada por:

$$I_{kmin} = \lambda_{min} \cdot I_{rG} \quad (39)$$

Dónde:

I_{kmin} : corriente de falla mínima en estado estable

A_{min} : coeficiente de escala mínimo y que depende de la inductancia de saturación $X_d - sat$.

I_rG : corriente nominal del generador

Los valores de λ_{min} y de λ_{max} se obtienen de la figura 20 :

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEC 60909. ,2016).

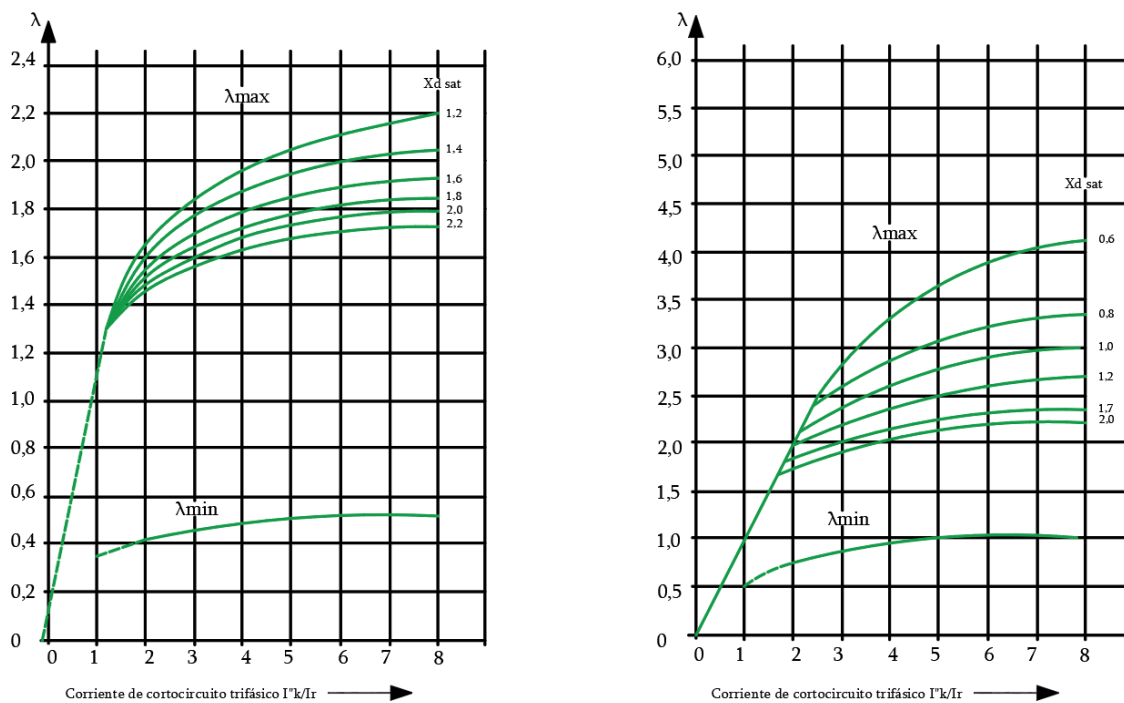


Figura 20 Factores λ_{max} y λ_{min} para turbogeneradores

Fallas Trifásicas - Estudio Transitorio (IEC 61363)

El cálculo de cortocircuito transitorio presenta formas de onda de corriente de falla en función del tiempo, considerando una serie de factores que afectan las variaciones de corriente de cortocircuito en diferentes momentos después de la falla. Estos factores incluyen reactancia subtransitoria de la máquina síncrona, reactancia transitoria, reactancia, constante de tiempo subtransitoria, constante de tiempo transitoria y constante de tiempo DC. También considera la decadencia de las contribuciones de cortocircuito de los motores de inducción. Este modelado detallado proporciona una evaluación precisa de la corriente de cortocircuito para dimensionar dispositivos de protección y coordinar relés (Manual Etap 20.0.,2018).

Según las ecuaciones dadas en la norma IEC 61363, la corriente de cortocircuito de una máquina en general incluye componentes de AC y DC. El componente de AC de las corrientes de corto de máquinas síncronas incluye 3 partes: componentes subtransitorios, transitorios y de estado estable. Para las máquinas de inducción, las corrientes de falla incluyen solo un componente transitorio que eventualmente llega a cero con el tiempo. Los componentes subtransitorio y transitorio equivalen a una magnitud multiplicada por un término exponencial. La corriente de cortocircuito en un momento dado es la suma de los tres componentes. Las siguientes ecuaciones se utilizan para calcular el componente de AC de un generador síncrono (IEC 61363,1998).

$$I_{ac}(t) = (I''_{kd} - I'_{kd})e^{-\frac{t}{T''_d}} + (I'_{kd} - I_{kd})e^{-\frac{t}{T'_d}} + I_{kd} \quad (40)$$

$$I''_{kd} = E''_{q0}/Z''_d \quad (41)$$

$$I'_{kd} = E'_{q0}/Z'_d \quad (42)$$

Donde:

I''_{kd} , I'_{kd} , I_{kd} : Son componentes subtransitorios, transitorio de la I de cortocircuito

T''_d y T'_d : son constantes de tiempo transitorias y subtransitorias;

E''_{q0} y E'_{q0} : son voltaje interno del generador

Z''_d y Z'_d : son valores de impedancia transitoria y subtransitoria del generador.

Capitulo3: Metodología de cálculo según norma ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909

Este procedimiento además de basarse en la representación de un sistema eléctrico de potencia en por unidad, la teoría de componentes simétricas y la formulación de corto circuito para diferentes tipos de fallas, también cubre la caída de corriente de falla de AC de motores de inducción, motores síncronos y generadores síncronos y se aplican a sistemas de AC trifásicos de baja y media tensión. También se tiene en cuenta la disminución de DC de la corriente de falla para abordar adecuadamente los requisitos asimétricos de los equipos de interrupción (Intitute of electrical and Electronics Inginers inc 2006).

La norma (ANSI/IEEE 141.,1993) en el capítulo número 4 propone un método para el cálculo de corrientes de cortocircuito, para realizar los cálculos necesarios y obtener un resultado deseado se considera de gran importancia establecer las impedancias de todos los elementos que conforman el sistema eléctrico a analizar y realizar la conversión de las impedancias para que estas sean consistentes entre sí y poder realizar combinaciones en serie y paralelo de los elementos del sistema. Existen dos formas de expresar las impedancias de un sistema para que estas sean consistentes las cuales son ohms y por unidad. Muchos ingenieros consideran que el sistema por unidad más fácil de usar porque los cambios de impedancia debidos a las relaciones del transformador se tienen en cuenta automáticamente. El sistema por unidad es una técnica de cálculo abreviada en la que todas las impedancias de los equipos y circuitos se convierten a una base común. (IEEE 3002.3, 2018). Por dicha recomendación se abarca dicho sistema en esta metodología. El procedimiento de cálculo general se muestra en el siguiente flujo de carga:

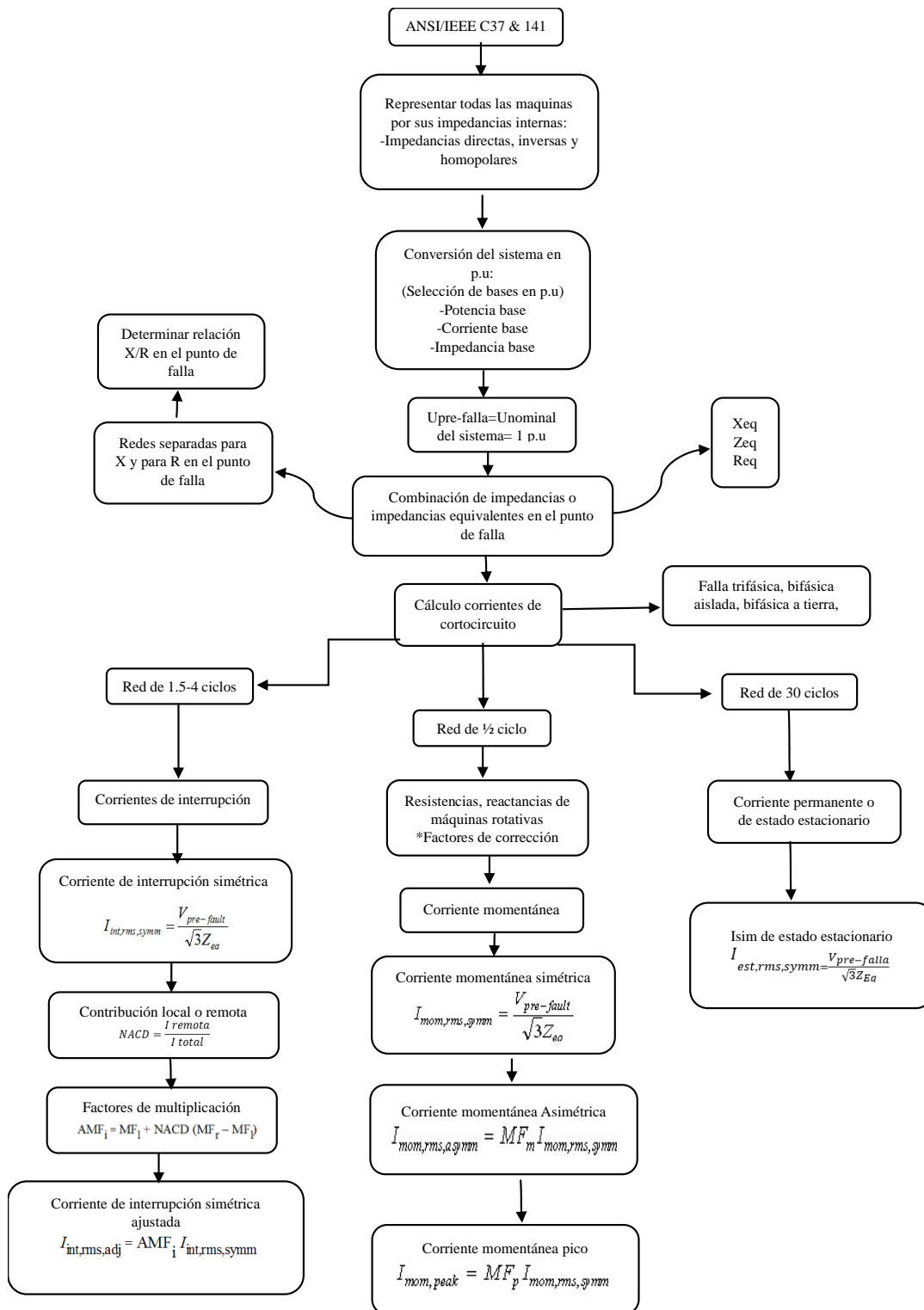


Figura 21 Metodología general ANSI/IEEE

Sistema en por unidad

La (IEEE 3002.3, 2018) en su metodología de cálculo, expresa los valores de las resistencias y reactancias en por unidad de referidas a una base común. Define que las impedancias por unidad de máquinas (usando las capacidades nominales de las máquinas como bases) del mismo tipo (motor de inducción, motor síncrono, generador síncrono, etc.) son aproximadamente las mismas para una amplia gama de tamaños de máquinas, mientras que los valores óhmicos varían con el tamaño de la máquina.

En un sistema en por unidad, existen cuatro cantidades base:

- La Potencia aparente Base kVA o MVA
- La tensión base en voltios o kV
- La corriente base en Amperios
- La impedancia base en ohms (Ω)

La relación entre las cantidades base, por unidad y reales se muestra en la ecuación 43:

$$\text{Valor en por unidad} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}} \quad (43)$$

O también

$$\text{Valor Real} = (\text{Valor en pu}) * (\text{Valor base}) \quad (44)$$

Las siguientes formulas aplican para sistemas trifásicos, donde la tensión base es la tensión de línea a línea en volts o kilovolts y la potencia aparente base es la potencia aparente trifásica en kilovolts- amperes o megavolts- amperes:

$$\text{Corriente base(Amp)} = \frac{KVA_{base}(1000)}{\sqrt{3}(V_{base})} \quad (45)$$

$$\text{Impedancia base(omhs)} = \frac{V_{base}}{\sqrt{3}(I_{base})} = \frac{(V_{base})^2}{\sqrt{3}(KVA_{base})(1000)} \quad (46)$$

Convirtiendo las impedancias de los cables por lo general se encuentran en ohms , convirtiéndolo a por unidad usando las relaciones adecuadas donde la impedancia por unidad es Z_{pu} se refleja en la formula:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{real}(KVA_{base})}{(KV_{base})^2} \quad (47)$$

Convirtiendo las impedancias de los transformadores por lo general se encuentran en porcentaje, convirtiéndolo a por unidad usando las relaciones adecuadas donde la impedancia por unidad es Z_{pu} se refleja en la formula:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{\%}(KVA_{base})}{relación\ KVA} \quad (48)$$

La reactancia de los motores puede ser obtenida en tablas, proporcionando las reactancias en por unidad de elementos relacionados en Kilovolts-amperes, donde la reactancia en por unidad es X_{pu} :

$$X_{pu} = \frac{Reactancia\ en\ por\ unidad\ (KVA_{base})}{relación\ KVA} \quad (49)$$

Cálculo de corrientes de cortocircuito

Bajo este método, todas las máquinas están representadas por sus impedancias internas. Se desprecian las capacitancias de línea y las cargas estáticas. Los taps del transformador se pueden configurar en la posición nominal, y hay diferentes esquemas disponibles para corregir la impedancia del transformador y los voltajes del sistema si existe una configuración de toma fuera de lo nominal. Puede especificar la impedancia de falla en el Caso de estudio de cortocircuito para falla monofásica a tierra. Se supone que las impedancias del sistema son trifásicas equilibradas y el método de componentes simétricos se utiliza para los cálculos de fallas desequilibradas, esto se especifica en el Manual del software ETAP en su versión 20.0.

Los estándares aplicables aprobados por ANSI /IEEE que se emplean para los cálculos de fallo en media y alta tensión son:

- IEEE Std C37.010-2016
- IEEE Std C37.5-1979
- IEEE Std 141-1993
- IEEE Std 241-1990
- IEEE Std 242-2001

Para los sistemas de bajo voltaje (<1000V), se aplican las siguientes normas:

- IEEE C37.13-2015
- IEEE Std 241-1993
- IEEE Std 242-2001

Y algunas guías actualizadas basadas en las normativas anteriores son:

- IEEE std 551 -2006
- IEEE std 3002.3-2018.

Procedimiento general

Para calcular la corriente de cortocircuito, se trabaja por separado con las componentes de corriente alterna y de corriente continua. Luego, se calcula el valor de la corriente asimétrica en cualquier instante del tiempo, dividiendo la onda de cortocircuito en tres periodos: subtransitorio, transitorio y permanente (Alexander & Carmona, 2014). Este método considera el cambio en las reactancias de los elementos del sistema durante los estados de la corriente de falla. El circuito equivalente para el cálculo de las corrientes de falla incluye:

- Una fuente de voltaje de valor igual al voltaje pre falla en el punto de interés, representando todas las fuentes de voltaje del sistema, incluyendo los voltajes internos de las máquinas.
- Las impedancias internas de las máquinas rotativas y las impedancias de los transformadores según el ajuste de tomas.
- En media y baja tensión, la capacitancia de los cables se desprecia.

El procedimiento implica resolver tres redes para el punto de falla, separando las redes de resistencias R y reactancias X. Las fallas trifásicas se analizan a partir del circuito equivalente

monofásico respectivo, mientras que las fallas asimétricas se resuelven aplicando el método de las componentes simétricas (Arteaga Cuevas R., 2017.)

Redes para el cálculo de la corriente de cortocircuito.

Se forman tres redes de impedancia diferentes para calcular las corrientes de cortocircuito momentáneas, de interrupción y de estado estable, así como las funciones correspondientes para diversos dispositivos de protección. Estas redes son: red de $\frac{1}{2}$ ciclo (subtransitoria), red de 1,5 a 4 ciclos (transitoria) y red de 30 ciclos (estado estable) (Manual ETAP 20.0., 2018). Al analizar de manera separada las redes de resistencias y reactancias, se puede determinar la relación X/R para cada punto de falla. Esta relación es determinante en el cálculo del factor de decremento de la corriente de falla, el cual define la asimetría en los primeros cuatro ciclos. Luego, se utilizan estas relaciones para determinar el factor multiplicador que tiene en cuenta la compensación de DC del sistema.

Para el cálculo de corrientes de corto se definen unos tipos de impedancia genéricos definidos por la norma presente: (IEEE std 399., 1997):

Tabla 7 Tipos de impedancia genéricos necesarios para estudios de cortocircuito bajo norma ANSI/IEEE

Tipo de equipo del sistema eléctrico	Momentáneo 1/2 ciclo	Interrupción de 3-5 ciclos	Tiempo retardado 6-30 ciclos
Motor de inducción	X''_d, R	X''_d, R	Neglect
Motor síncrono	X''_d, R	X''_d, R	See note 3
Generadores síncronos	X''_d, R	X''_d, R	X'_d, X_d, R
Condensadores síncronos:			
Sistemas eléctricos de hasta	X_s, R_s	X_s, R_s	X_s, R_s
Componentes pasivos:			
transformadores, cables, etc.	X, R	X, R	X, R

Where::

X''_d es la reactancia subtransiente. Para los motores de inducción, X''_d es aproximadamente igual a la reactancia del rotor bloqueado.

X'_d Es la reactancia transitoria

X_d Es la reactancia síncrona

X Es la reactancia equivalente

R Es la resistencia modificada equivalente

X_s, R_s Es el sistema de la compañía eléctrica la reactancia y la resistencia equivalentes

Notes:

1-Ver tabla 7.2 C7.010 para valores exactos.

2- X''_d de las máquinas síncronas es la reactancia subtransitoria nominal (saturada) del eje directo.

3- X'_d de las máquinas síncronas es la reactancia transitoria nominal (saturada) del eje directo.

4-Para los cálculos de la corriente mínima de cortocircuito, se descuida la contribución. Para el cálculo de los

5-Para obtener más datos sobre los aspectos de modelado de motores de inducción relacionados con IEEE.

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

El cálculo de la corriente de falla en los diferentes períodos de la onda de corto circuito conduce a definir tres intervalos de tiempo durante el tiempo en que está la falla presente (Vázquez Bojórquez J., 2007). Cada uno de estos períodos también determinará tres redes. Después se usará la teoría de circuitos en estas tres redes para calcular, en el intervalo deseado, la corriente de corto circuito. Según las normas ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) las tres redes señaladas son:

Red de ½ ciclo

Esta es la red utilizada para calcular la corriente de cortocircuito momentáneo y las funciones del dispositivo de protección en el medio ciclo después de la falla. La siguiente tabla muestra el tipo de dispositivo y sus funciones asociadas utilizando la red de ½ ciclo.

Tabla 8 Funciones asociadas a la red de 1/2 ciclo.

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Disyuntor de alta tensión	Capacidad de cierre y enclavamiento
Disyuntor de baja tensión	Capacidad de interrupción
Fusible	Capacidad de interrupción
Aparata y CCM	soporte de bus
Relés	Ajuste instantaneo

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

La red de ½ ciclo también se conoce como red subtransitoria, principalmente porque todas las máquinas rotativas están representadas por su reactancia subtransitoria, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 9 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red 1/2 ciclo.

Tipo de ciclo	Componente del sistema	Valor de reactancia para cálculos de media y alta tensión según IEEE Std C37.010-2016 e IEEE Std C37.5-1979	Valor de reactancia para cálculos de baja tensión (véase la Nota 2)
Primer ciclo (momentáneo cálculos)	Utilidad	1.0X''	1.0X''
	Turbo generator	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	Generador hidráulico con bobinado amortiguado	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	Generador hidráulico sin bobinado amortiguado	0.75 X _d '	0.75 X _d '
	Condensador	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	Motor síncrono	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	Máquina de inducción		
	> 1000 hp @ 1800 rpm o menos	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	> 250 hp @ 3600 rpm	1.0X _d ''	1.0X _d ''
	Todos los demás ≥ 50 hp	1.2 X _d ''	1.2 X _d ''
< 50 hp	1.67 X _d ''(ver nota 6)	1.67 X _d ''	

NOTAS:

1—El servicio de primer ciclo es el servicio momentáneo (o de cierre y enclavamiento) para equipos de media/alta tensión y es el servicio de interrupción para equipos de baja tensión.

2—Valores de reactancia (X) que se utilizarán para los cálculos de servicio de interruptores de baja tensión (consulte IEEE Std C37.13-1990 e IEEE Std 242-1986).

3—X''d de las máquinas rotativas síncronas es la reactancia subtransitoria de eje directo de voltaje nominal (saturada).

4—X' d de las máquinas rotativas síncronas es la reactancia transitoria del eje directo de voltaje nominal (saturado).

5—X''d de los motores de inducción es igual a 1 dividido por la corriente de rotor bloqueado por unidad a la tensión nominal.

6—Para los cálculos completos de sistemas multivoltaje, los motores de menos de 50 hp se representan en cálculos de cortocircuito de media/alta tensión (consulte IEEE Std 141-1993, Capítulo 4).

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Corrientes de primer ciclo (momentánea 1/2 ciclo):

Las corrientes de primer ciclo, también llamadas corrientes momentáneas, son las corrientes a 1/2 ciclo después del inicio de la falla; esta tiene valor más alto de la corriente total de cortocircuito antes de que llegue a su valor permanente. Se relaciona al trabajo que enfrentan los disyuntores cuando resisten corrientes de cortocircuito. Es por eso que estas corrientes también se denominan corrientes de "cierre y bloqueo". A menudo, estas corrientes contienen compensación de DC y se calculan con la premisa de que no haya ninguna disminución de AC en las fuentes contribuyentes (es decir, las reactancias de la máquina permanecen subtransitorias (consulte Tabla 9). Dado que los disyuntores de bajo voltaje operan en el primer ciclo, sus clasificaciones de interrupción se comparan con estas corrientes (IEEE std 399., 1997).

Se utiliza el siguiente procedimiento para calcular la corriente de cortocircuito momentáneo rms (simétrica) del primer ciclo para una falla franca (cero impedancias en el punto de falla). Para el cual aplica la siguiente fórmula:

Donde:

$$I_{mom,rms,symm} = \frac{Uf}{\sqrt{3}Z_{eq}} \quad (50)$$

Donde:

Uf = Voltaje pre falla

Z_{eq} = es la impedancia equivalente (Thevenin) en el bus defectuoso que se obtiene de la reducción de las redes separadas de X y R de 1/2 ciclo.

Clasificación de cierre y bloqueo

(ANSI/IEEE C37.010.,2016) define a capacidad máxima de corriente de un disyuntor de voltaje medio o alto para cerrarse e inmediatamente después cerrarse para una corriente de cierre de frecuencia normal y con una relación de X/R de falla de aproximadamente 25, por lo que se permite el uso de los siguientes factores de multiplicación de la corriente rms simétrica

- FM = 1.6 para obtener la corriente momentánea de Primer Ciclo.
- FM = 2.7 para obtener la corriente pico de Primer Ciclo.

La manera más precisa es utilizar el valor eficaz asimétrico de la corriente de cortocircuito momentáneo utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{mom,rms,asymm} = MF_m \cdot I_{mom,rms,symm} \quad (51)$$

Donde:

MF_m = es el factor multiplicador momentáneo, calculado a partir de:

$$MF_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} \quad (52)$$

Se calcula el valor máximo(pico) de la corriente de cortocircuito momentáneo utilizando la siguiente fórmula:

Donde:

$$I_{mom,peak} = MF_p \cdot I_{mom,rms,symm} \quad (53)$$

MF_p= es el factor multiplicador máximo, calculado a partir de

$$MF_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right) \quad (54)$$

Este es el valor de corriente cresta kA asimétrica

En ambas ecuaciones para el cálculo de MF_m y MF_p , X/R es la relación entre X y R en la ubicación de la falla obtenida de redes X y R separadas a 1/2 ciclo.

El valor de la corriente de falla calculada por este método se puede utilizar para los siguientes propósitos:

- Verifique las capacidades de cierre y enclavamiento de los disyuntores de alto voltaje
- Compruebe las capacidades de arriostramiento del bus
- Ajuste de la configuración instantánea del relé
- Verifique las capacidades de interrupción de fusibles y disyuntores de baja tensión

Red de 1.5-4 ciclos

Esta red se utiliza para calcular la corriente de cortocircuito de interrupción y las funciones del dispositivo de protección 1,5-4 ciclos después de la falla. La siguiente tabla muestra el tipo de dispositivo y sus funciones asociadas utilizando la red de 1,5-4 ciclos.

Tabla 10 Funciones asociadas a la red de 15-4 ciclos.

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Disyuntor de alta tensión	Capacidad de interrupción
Disyuntor de baja tensión	N/A
Fusible	N/A
Aparamento y CCM	N/A
Relés	N/A

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

La red de 1,5-4 ciclos también se conoce como red transitoria. El tipo de máquina rotativa y su representación se muestra en la siguiente tabla

Tabla 11 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red 1.5-4 ciclos

Tipo de ciclo	Componente del sistema	Valor de reactancia para cálculos de media y alta tensión según IEEE Std C37.010-2016 e IEEE Std C37.5-1979	Valor de reactancia para cálculos de baja tensión (véase la Nota 2)
Red de Interrupción cálculos	Utilidad	1.0X''	N/A
	Turbo generator	1.0X _d ''	N/A
	Generador hidráulico con bobinado amortiguado	1.0X _d ''	N/A
	Generador hidráulico sin bobinado amortiguado	0.75 X _d '	N/A
	Condensador	1.5X _d ''	N/A
	Motor síncrono	1.5X _d ''	N/A
	Máquina de inducción		
	> 1000 hp @ 1800 rpm o menos	1.5X _d ''	N/A
	> 250 hp @ 3600 rpm	1.5X _d ''	N/A
	Todos los demás ≥ 50 hp	3.0 X _d ''	N/A
< 50 hp	Despreciable	N/A	

NOTAS:

1—El servicio de primer ciclo es el servicio momentáneo (o de cierre y enclavamiento) para equipos de media/alta tensión y es el servicio de interrupción para equipos de baja tensión.

2—Valores de reactancia (X) que se utilizarán para los cálculos de servicio de interruptores de baja tensión (consulte IEEE Std C37.13-1990 e IEEE Std 242-1986).

3—X''d de las máquinas rotativas síncronas es la reactancia subtransitoria de eje directo de voltaje nominal (saturada).

4—X' d de las máquinas rotativas síncronas es la reactancia transitoria del eje directo de voltaje nominal (saturado).

5—X''d de los motores de inducción es igual a 1 dividido por la corriente de rotor bloqueado por unidad a la tensión nominal.

6—Para los cálculos completos de sistemas multivoltaje, los motores de menos de 50 hp se representan en cálculos de cortocircuito de media/alta tensión (consulte IEEE Std 141-1993, Capítulo 4).

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Corrientes de interrupción (1,5-4 ciclos)

Las corrientes de interrupción son las corrientes de cortocircuito en el intervalo de tiempo de 1,5 a 4 ciclos después del inicio de la falla. Se relacionan con las corrientes detectadas por el equipo de interrupción al aislar una falla. Por lo tanto, también se les llama corrientes de “desconexión de contacto”. Estas corrientes son asimétricas; es decir, contienen compensación de DC, pero ahora se da la debida consideración a la disminución de AC debido al tiempo transcurrido desde el inicio de la falla. Todas las fuentes contribuyentes se tienen en cuenta al calcular las corrientes de interrupción en virtud de reactancias que varían de subtransitorias a transitorias (**consulte la Tabla 1**)

Las corrientes de cortocircuito se analizan en términos de dos componentes, un componente de corriente simétrico y la corriente total que incluye un componente de DC

Contribuciones locales y remotas (lejanas o cercanas al generador)

Una contribución local a una corriente de cortocircuito es la porción de la corriente de cortocircuito alimentada predominantemente desde los generadores a través de no más de una transformación, o con reactancia externa en serie, que es inferior a 1,5 veces la reactancia subtransitoria del generador. De lo contrario, la contribución se define como remota (Vázquez Bojórquez J. 2007) las consideraciones Relación sin decaimiento de AC (NACD).

La relación NACD se define como las contribuciones remotas a las contribuciones totales de la corriente de cortocircuito en una ubicación determinada.

$$NACD = \frac{I_{remota}}{I_{total}} \quad (55)$$

Corriente total de cortocircuito $I_{total} = I_{remoto} + I_{local}$

NACD = 0 si todas las contribuciones son locales.

NACD = 1 si todas las contribuciones son remotas.

Cálculo de servicio de interrupción de disyuntores de alta y media tensión (>1000V)

Las corrientes de falla de interrupción para los interruptores automáticos de alta tensión corresponden a las corrientes de cortocircuito de 1,5-4 ciclos, es decir, para este cálculo se utiliza la red de 1,5-4 ciclos.

Se utiliza el siguiente procedimiento para calcular la corriente de cortocircuito de interrupción para disyuntores de alta tensión:

Se calcula el valor rms simétrico de la corriente de cortocircuito de interrupción utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{int,rms,symm} = \frac{Uf}{\sqrt{3}Z_{eq}} \quad (56)$$

Donde:

Uf = Voltaje pre falla

Z_{eq} =es la impedancia equivalente en el bus con fallas de la red de 1,5-4 ciclos

Factor S

El factor S refleja la capacidad de un disyuntor de alto voltaje con clasificación simétrica para interrumpir una corriente de falla con un componente de DC. Se define como la relación entre la clasificación rms de interrupción asimétrica sobre la clasificación rms de interrupción simétrica de un disyuntor.

Tabla 12 Factor S para disyuntor de alto voltaje de AC clasificado sobre una base de corriente simétrica

Tiempo de separación del contacto del disyuntor	Factor S
4	1.0
3	1.1
2	1.2
1.5	1.3

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Tiempo de separación de contacto

La magnitud del componente de DC de la corriente de cortocircuito depende del tiempo de separación del contacto del disyuntor individual. El tiempo de separación del contacto predeterminado depende del ciclo nominal del disyuntor.

Tabla 13 Definición del Tiempo Mínimo de Separación de Contactos para Interruptores de Alta Tensión.

Clasificación-Tiempo nominal de interrupción del disyuntor en ciclos-60Hz	Tiempo mínimo de separación de contacto en ciclos-60HZ
8	4
5	3
3	2
2	1.5

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Habiendo determinado la corriente rms de interrupción con la fórmula 56, se procede a encontrar Factores de Multiplicación que se aplicarán a esta corriente.

Cálculo de los esfuerzos con base de corriente total.

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

Contribución remota

Si la contribución proviene de un bus remoto, el valor simétrico se corrige mediante el factor de MFr, calculado a partir de:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

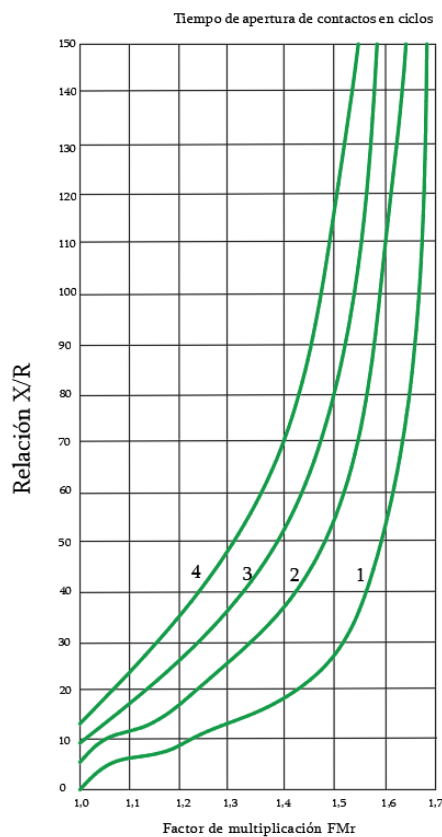


Figura 22 Factor de Multiplicación remoto FMr

El Factor de Multiplicación remoto FMr también puede determinarse con la ecuación siguiente.

$$MF_r = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{4\pi}{X/R}t}} \quad (57)$$

Donde:

t = es el tiempo de separación del contacto del disyuntor en ciclos.3

En la tabla 14 se muestran los factores multiplicadores para las contribuciones remotas (MFr) para el tiempo de separación de contactos predeterminado.

Tabla 14 Factor de Multiplicación Remoto para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente Total.

Relación X/R	8 Ciclos CB (4 ciclos CPT)	5 ciclos CB (3 ciclos CPT)	3 ciclos CB (2 ciclos CPT)	2 Ciclos CB (1.5 Ciclos CPT)
100	1.487	1.540	1.599	1.63
90	1.464	1.522	1.585	1.619
80	1.438	1.499	1.569	1.606
70	1.405	1.472	1.548	1.59
60	1.366	1.438	1.522	1.569
50	1.316	1.393	1.487	1.54
45	1.286	1.366	1.464	1.522
40	1.253	1.334	1.438	1.499
35	1.215	1.297	1.405	1.472
30	1.172	1.253	1.366	1.438
25	1.126	1.201	1.316	1.393
20	1.078	1.142	1.253	1.334
18	1.059	1.116	1.223	1.305
16	1.042	1.091	1.190	1.271
14	1.027	1.066	1.154	1.233
12	1.015	1.042	1.116	1.190
10	1.007	1.023	1.078	1.142
9	1.004	1.015	1.059	1.116
8	1.002	1.009	1.042	1.091
7	1.001	1.005	1.027	1.066
6	1.000	1.002	1.015	1.042
5	1.000	1.00	1.007	1.023
4	1.000	1.000	1.002	1.009
3	1.000	1.000	1.000	1.002
2	1.000	1.000	1.000	1.000
1	1.000	1.000	1.000	1.000

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Contribución local

Si el aporte es de un generador Local, el valor simétrico se corrige por el factor de MFI, que se obtiene de: ANSI/IEEE C37.010, Guía de aplicación para alto voltaje AC. Dado que la norma solo proporciona curvas para varios valores típicos de tiempo de separación de contacto, si existe una curva para el tiempo de separación de contacto de un interruptor automático, el factor MFI se obtendrá de la curva de la figura 23:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

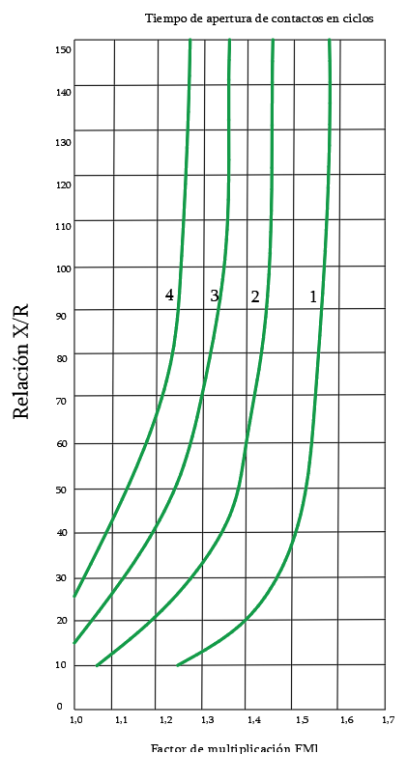


Figura 23 Factor de Multiplicación remoto FMI

En la tabla siguiente se muestran los factores multiplicadores para las contribuciones remotas (FMI) para el tiempo de separación de contactos predeterminado.

Tabla 15 Factor de Multiplicación local para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente Total.

Relación X/R	8 Ciclos CB (4 ciclos CPT)	5 ciclos CB (3 ciclos CPT)	3 ciclos CB (2 ciclos CPT)	2 Ciclos CB (1.5 Ciclos CPT)
100	1.252	1.351	1.443	1.512
90	1.239	1.340	1.441	1.511
80	1.222	1.324	1.435	1.508
70	1.201	1.304	1.422	1.504
60	1.175	1.276	1.403	1.496
50	1.141	1.241	1.376	1.482
45	1.121	1.220	1.358	1.473
40	1.098	1.196	1.337	1.461
35	1.072	1.169	1.313	1.446
30	1.044	1.136	1.283	1.427
25	1.013	1.099	1.247	1.403
20	1.000	1.057	1.201	1.371
18	1.000	1.039	1.180	1.356
16	1.000	1.021	1.155	1.339
14	1.000	1.003	1.129	1.320
12	1.000	1.000	1.099	1.299
10	1.000	1.000	1.067	1.276
9	1.000	1.000	1.051	1.263
8	1.000	1.000	1.035	1.250
7	1.000	1.000	1.019	1.236
6	1.000	1.000	1.005	1.221
5	1.000	1.000	1.000	1.205
4	1.000	1.000	1.000	1.188
3	1.000	1.000	1.000	1.170
2	1.000	1.000	1.000	1.152
1	1.000	1.000	1.000	1.132

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

En esta sección se consideran los esfuerzos utilizados para calcular los esfuerzos que sirven para comparar las capacidades de interrupción con capacidades nominales posteriores a 1964 basados en la corriente rms simétrica. Los procedimientos especificados en IEEE Std. C37.010-1979 se aplican para los cálculos de esfuerzos de dichos interruptores(Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017).

Contribución local

Dado el caso de que la contribución sea local o cercana al generador, el factor de multiplicación local MFI se obtiene de la figura 24:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

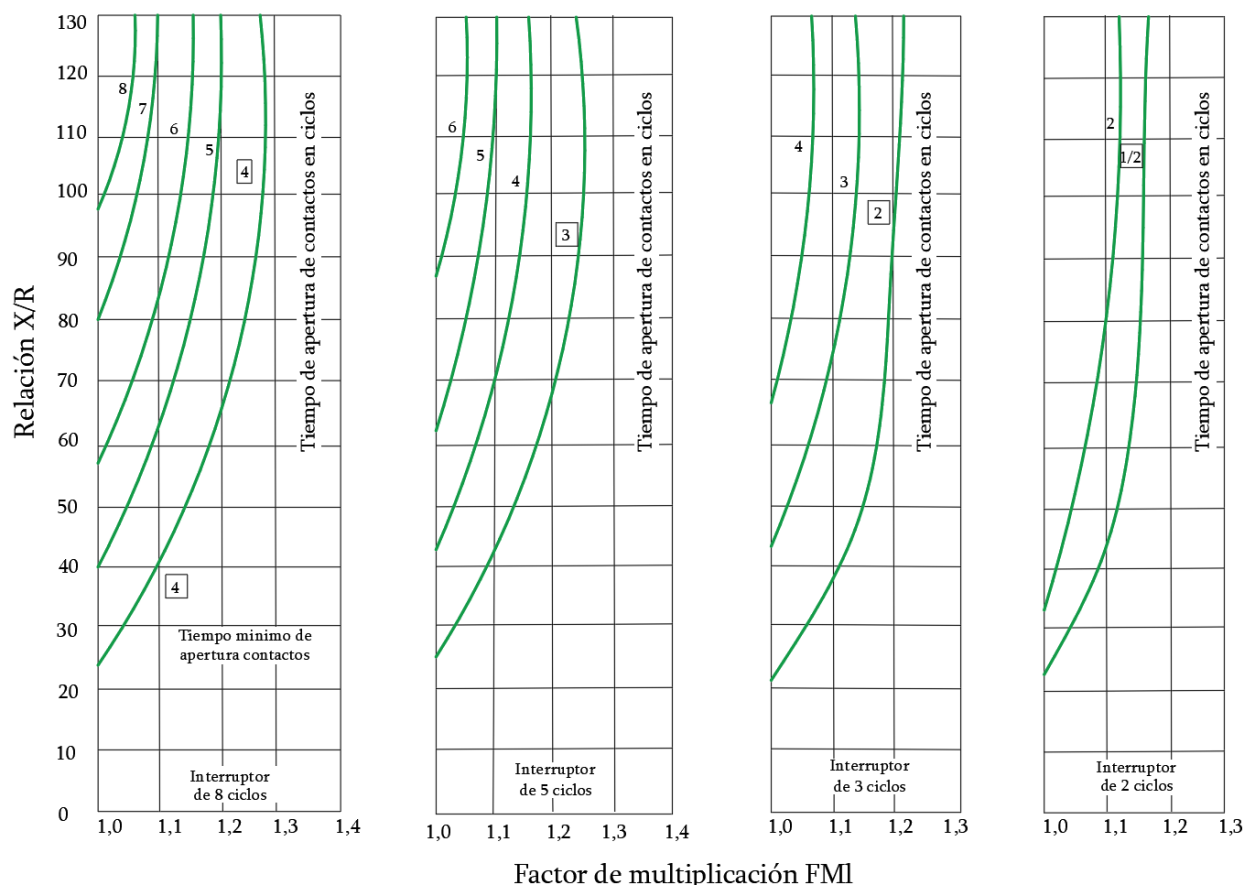


Figura 24 Factor de Multiplicación local para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente simétrica.

Contribución remota

Dado el caso de que la contribución sea local o cercana al generador, el factor de multiplicación local MFI se obtiene de la figura 25:

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

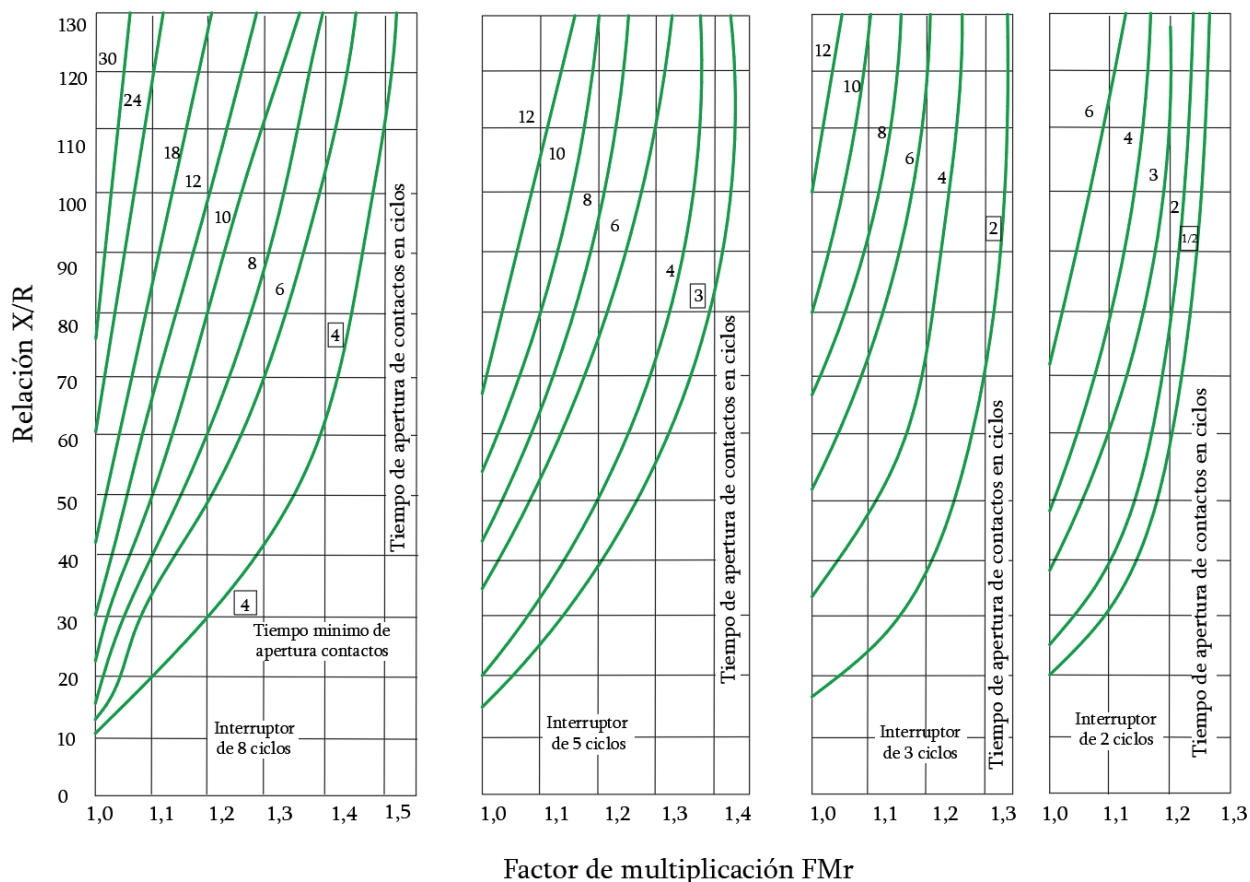


Figura 25 Factor de Multiplicación remota para diferentes CB's y X/R. Base de Corriente simétrica.

Esfuerzo de Interrupción rms Total

Sea local o remota la contribución, se multiplica la corriente de la fórmula 58 por el factor multiplicador, con esto se tiene:

$$Esf, int, rms, total = \text{Factor de multiplicación} \cdot I_{int, rms, sim} \quad (58)$$

Este valor representa el esfuerzo de interrupción rms de la corriente (calculada) de corto circuito total (asimétrica) para una falla trifásica franca (sólida) en un tiempo igual al Tiempo de Separación de Contactos. En la aplicación de CB's esta corriente será comparada con la

capacidad de interrupción del Interruptor de circuito, ya sea para seleccionarlo o para verificar su adecuada capacidad en uno ya instalado (Alexander & Carmona, 2014).

Ajuste de corriente interruptiva

Se calcula Calcule el total de las contribuciones remotas y el total de la contribución local y, por lo tanto, la relación NACD (ver formula 55).

Se determina el factor multiplicador real (AMF_i) a partir de la relación NACD

$$AMF_i = MF_l + NCAD(MF_r - MF_l) \quad (59)$$

Y luego se calcula el valor eficaz ajustado de la corriente de cortocircuito de interrupción utilizando la siguiente fórmula.

$$I_{int,rms,adj} = AMF_i \cdot I_{int,rms,symm} \quad (60)$$

Para los disyuntores de clasificación simétrica, el valor eficaz ajustado de la corriente de cortocircuito de interrupción se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{int,rms,adj} = \frac{AMF_i \cdot I_{int,rms,symm}}{S} \quad (61)$$

Donde:

S : el factor de corrección para tener en cuenta las capacidades propias del interruptor de alta tensión de CA, que se clasifican sobre una base de corriente simétrica.

El valor de esta corriente se aplica para verificar las capacidades de interrupción del disyuntor de alto voltaje. Para los disyuntores de alta tensión de CA clasificados sobre una base de corriente

total, la clasificación de corriente de interrupción introducida en el editor de disyuntores es el valor asimétrico. La corriente de cortocircuito utilizada para compararla con la clasificación del disyuntor se puede calcular mediante la misma fórmula dada anteriormente con el valor S igual a 1 (Arteaga Cuevas R. 2017) .

Cálculo de servicio de interrupción de disyuntores de baja tensión (<1000V)

Debido a la acción instantánea de los disyuntores de bajo voltaje en valores máximos de cortocircuito, la red de ½ ciclo se utiliza para calcular la corriente de cortocircuito de interrupción.

El siguiente procedimiento se utiliza para calcular la corriente de cortocircuito de interrupción para disyuntores de bajo voltaje.

Se calcula el valor rms simétrico de la corriente de cortocircuito de interrupción a partir de la formula(56).

Se calcula el valor eficaz asimétrico ajustado del servicio de corriente de cortocircuito de interrupción utilizando la siguiente fórmula:

$$I_{int,rms,adj} = MF \cdot I_{int,rms,symm} \quad (62)$$

Donde:

MF= es el factor multiplicador, considerando la relación X/R del sistema y los factores de potencia de prueba del interruptor automático de baja tensión.

La siguiente ecuación se utiliza para calcular el factor de multiplicación de un disyuntor de potencia no fusible, moldeado o aislado cuando se selecciona la opción Basado en corriente máxima pico en el caso de estudio de cortocircuito (Arteaga Cuevas R. 2017) :

$$MF = \frac{\sqrt{2}(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}})}{\sqrt{2}(1 + e^{-\frac{\pi}{(X/R)_{test}}})} \quad (63)$$

La siguiente ecuación se utiliza para calcular el factor de multiplicación de un disyuntor de potencia fusible, moldeado o aislado cuando se selecciona la opción Basado en corriente asimétrica en el caso de estudio de cortocircuito (Arteaga Cuevas R. 2017) ..

$$MF = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}}}{\sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{(X/R)_{test}}}}} \quad (64)$$

Donde:

X/R_{test} : es la relación basada en el factor de potencia del interruptor.

El valor de la corriente calculada mediante este método sirve para verificar la capacidad interruptiva de fusibles e interruptores en baja tensión (Arteaga Cuevas R. 2017) .

Red de 30 ciclos

Esta es la red utilizada para calcular la corriente de cortocircuito en estado estacionario y las funciones de algunos de los dispositivos de protección 30 ciclos después de la falla. La siguiente tabla muestra el tipo de dispositivo y sus funciones asociadas utilizando la red de 30 ciclos:

Tabla 16 Funciones asociadas red de 30 ciclos

Tipo de dispositivo	Esfuerzo
Disyuntor de alta tensión	N/A
Disyuntor de baja tensión	N/A
Fusible	N/A
Aparamenta y CCM	N/A
Relés	Ajustes de sobrecorriente

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

El tipo de máquina rotativa y su representación en la red de 30 ciclos se muestra en la siguiente tabla. Las máquinas de inducción, motores síncronos y condensadores no se consideran en el cálculo de fallas de 30 ciclos.

Tabla 17 Multiplicadores de reactancia (o impedancia) para maquinas rotativas red 30 ciclos

Tipo de ciclo	Componente del sistema	Valor de reactancia para cálculos de media y alta tensión según IEEE Std C37.010-2016 e IEEE Std C37.5-1979	Valor de reactancia para cálculos de baja tensión (véase la Nota 2)
Red de retardo de tiempo(estado estacionario)	Utilidad	$1.0X''$	N/A
	Turbo generator	$1.0X_d'$	N/A
	Generador hidráulico con bobinado amortiguado	$1.0X_d'$	N/A
	Generador hidráulico sin bobinado amortiguado	$1.0 X_d'$	N/A
	Condensador	Despreciable	N/A
	Motor síncrono	Despreciable	N/A
	Máquina de inducción	Despreciable	N/A

Fuente: Diseño propio, referenciado (IEEE std C37.010. ,2016).

Corrientes de cortocircuito para ajustar dispositivos de protección con características de tiempo inverso (Corrientes retardadas) .

Las corrientes retardadas son las corrientes de cortocircuito que existen más allá de 6 ciclos (y hasta 30 ciclos) desde el inicio de la falla. Son útiles para determinar las corrientes detectadas por relés retardados y para evaluar la sensibilidad de los relés de sobre corriente. Se supone que estas corrientes no contienen compensación de DC. Las contribuciones de los motores de inducción y

síncronos se desprecian y se supone que los generadores contribuyentes han alcanzado reactancias transitorias o de valor superior (consulte la Tabla 11)

Las condiciones de la instalación eléctrica bajo estudio son aquellas donde se tiene la mínima generación. Esto es cuando la carga que se está considerando es aquella que se presenta durante la noche o con carga. Con estas condiciones y en presencia de falla, algunos interruptores podrían abrir y dejar fuera algunas cargas (Vázquez Bojórquez J., 2007).

Las contribuciones de todos los motores son ignoradas y solamente los generadores que contribuyen a la falla se tienen en cuenta. La componente de corriente continua es cero, en una red de 30 ciclos, la reactancia de estado estable de los componentes de la red se utiliza para calcular la corriente de falla y para calcular la corriente de cortocircuito de estado estable, por lo que se aplica directamente la fórmula:

$$I_{est,rms,symm} = \frac{U_f}{\sqrt{3}Z_{Eq}} \quad (65)$$

Dónde:

Z_{eq} : es la impedancia equivalente en el punto de falla, consistiendo de generadores y equipos pasivos (cables, transformadores, etc.) en la corriente de cortocircuito encaminados a ser protegidos por los relevadores.

Capítulo 4: Comparación de los métodos de cálculo de cortocircuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909

Cuando se comparan ambos estándares (ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909) para los cálculos de corriente de cortocircuito, se encuentran diferencias, desde el modelado de equipos hasta los métodos de cálculo. Ante la pregunta: ¿Cuál tiende a proporcionar resultados más conservadores? No hay una respuesta general a esta pregunta, ya que depende del sistema eléctrico que se esté considerando. Cabe destacar que ambos métodos de cálculo se basan en modelos aproximados, así lo afirma la (IEEE 3002.3, 2018). Uno de los principales propósitos

de los cálculos de cortocircuito es, dimensionar o verificar las clasificaciones de los equipos. El método de cálculo de corriente de cortocircuito seleccionado debe cumplir con el estándar sobre el cual se ha fabricado el equipo. Si un sistema contiene equipos que cumplen con los estándares ANSI, se debe seleccionar el método de cálculo de cortocircuito estándar ANSI para evaluar este equipo. Esto también es cierto para los equipos que cumplen con las normas IEC. Las principales diferencias

La guía IEEE 3002.1 nos muestra las características esenciales para aplicar los estándares descritos anteriormente, estos se reflejan en la tabla 18 y se describen a detalle en este capítulo.

Tabla 18 Características generales para aplicar la norma

Características esenciales para los estudios basados en los estándares ANSI/IEEE e IEC	
basados en ANSI	basados en IEC
<ul style="list-style-type: none"> • Voltaje de prefalla definido por el usuario o basado en un voltaje de flujo de carga. • Calcule fallas balanceadas y desbalanceadas de medio ciclo, de 1,5 a 4 ciclos y de 30 ciclos (trifásicas, L-G, L-L, L-L-G) para estudios basados en ANSI. • Compruebe las capacidades de servicio momentáneo e interrumpido del dispositivo • Verifique las capacidades de cierre y enclavamiento del disyuntor • Evalúe disyuntores simétricos o nominales totales • Disyuntor de alta tensión y servicio momentáneo de bus • Manejo especial de disyuntores de generadores para fallas del sistema y del generador • Deber de corriente de falla de interrupción en función del tiempo de separación del contacto del disyuntor • Tiempo de separación de contacto estándar y definible por el usuario • Incluye automáticamente la relación sin decaimiento de AC (NACD) • Opciones de usuario para el ajuste automático de la clasificación del disyuntor de alto voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Factor c de voltaje definido por nivel de voltaje • Métodos de ajuste R/X definibles por el usuario para I_p (método A, B o C) • Clasificaciones de corriente de cortocircuito de servicio o definitivas para la capacidad de corte de disyuntores de bajo voltaje • En el caso de los sistemas de baja tensión (< 1001 V), debe permitirse a los usuarios especificar qué valor constante utilizar en el cálculo de los factores de corrección K utilizados para ajustar la impedancia de dispositivos como transformadores y generadores. • Considere los transformadores de cambio de fase • Ajustes de impedancia negativa o positiva para I_k'' Y I_k' máximos/mínimos • Aplicación automática de factores de corrección K (es decir, KT, KG, KSO) • Determina automáticamente las redes malladas y no malladas para calcular I_b, I_k e I_{dc} • I_b para la red mallada ajustada por las contribuciones individuales de la máquina • Tenga en cuenta la corriente de cortocircuito cercana y lejana de los generadores • Cálculos de cortocircuitos transitorios según IEC 61363 • Compare las clasificaciones de los dispositivos de protección con los valores de cortocircuito calculados
Ambos estándares	
<p>Las características esenciales incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Considere el ajuste de la toma del transformador; Para obtener resultados de cálculo más precisos * Comparación de tareas del dispositivo de protección basada en la corriente total de falla del bus o la corriente máxima de falla pasante * Ajustes de los parámetros de los elementos para los valores de impedancia, la longitud del cable/línea y el ajuste de la temperatura de la resistencia, tanto individual como globalmente * Cálculos de cortocircuito del terminal de carga 	

Fuente: Diseño propio, referenciado (Azurduy Romay Oscar 2014)

Diferencia en el modelado de equipos

En los cálculos de cortocircuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) , los valores de impedancia del equipo se basan principalmente en parámetros proporcionados por los fabricantes, con cierta tolerancia aplicada para lograr valores conservadores de corriente de falla. En los cálculos de cortocircuito IEC, se aplica un factor de corrección a las máquinas síncronas y transformadores para tener en cuenta las condiciones normales de funcionamiento (IEEE 3002.3, 2018) .

Modelado de máquinas rotativas

En el cálculo de cortocircuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) , la impedancia de la máquina de inducción se calcula en función de la impedancia del rotor bloqueado del motor multiplicada por un factor, definido como el factor de multiplicación y la impedancia síncrona de la máquina se basa en los parámetros proporcionados por los fabricantes. En los cálculos de cortocircuito IEC 60909, la impedancia del generador síncrono y el compensador se ajusta mediante un factor (KG) para tener en cuenta las condiciones de funcionamiento previas a la falla y la excitación de la máquina (IEEE 3002.3, 2018) .

Modelado de transformadores

En ANSI/IEEE, los valores de impedancia del transformador del fabricante se utilizan en el cálculo. Para tener en cuenta la posible inexactitud de estos parámetros, cuando no se obtienen de las pruebas de campo de los equipos reales, se puede aplicar una tolerancia de impedancia adicional. En IEC 60909, se aplica un factor de corrección de impedancia (KT) a la impedancia del transformador para tener en cuenta las condiciones de funcionamiento previas a la falla, incluidas los taps del transformador (IEEE 3002.3, 2018) .

Diferencia en el método de cálculo

Voltaje previo a la falla

Las corrientes de cortocircuito calculadas son proporcionales a los voltajes previos a la falla. ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) aplica un voltaje de funcionamiento máximo, que oscila entre el 100% y el 105% del sistema. IEC utiliza un factor c multiplicado por el voltaje

nominal del bus. La norma IEC 60909 especifica el rango del factor c para diferentes niveles de tensión, siendo 1,1 el valor máximo para todos los niveles de tensión (IEEE 3002.3, 2018) .

Decaimiento de componente AC

ANSI/IEEE favorece un ajuste de la reactancia de la máquina para calcular las corrientes de interrupción simétricas. En el caso de las máquinas de inducción y los motores síncronos, el decaimiento de las contribuciones de cortocircuito de AC se modela mediante diferentes valores de reactancia de la máquina para las redes del sistema de primer ciclo y de 1,5 a 4 ciclos. En el caso de los generadores síncronos, dependiendo de la distancia eléctrica entre la máquina y el lugar de la falla se aplican diferentes multiplicadores sobre la corriente de cortocircuito. Además, la caída de AC en el cortocircuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) se calcula independientemente del tiempo real de separación del dispositivo de protección (IEEE 3002.3, 2018) ..

La norma IEC 60909 por el contrario, recomienda tener en cuenta la proximidad de la máquina al cortocircuito, la configuración del sistema e incluye el tiempo de separación. Con respecto a una ubicación de falla determinada, la configuración del sistema y las contribuciones de la fuente se pueden clasificar como cortocircuito de alimentación única, cortocircuito en la red no mallada y cortocircuito en la red malla. Para un cortocircuito lejos del generador, se descuida el decaimiento de AC. Para un cortocircuito cerca del generador, la caída de AC se calcula en función del tiempo de interrupción, el tamaño de la máquina y su contribución de cortocircuito a la falla (IEEE 3002.3, 2018) .

En resumen, el método ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) proporciona un enfoque más sistemático, mientras que el método IEC ofrece un modelado más detallado.

Decaimiento de componente DC

ANSI/IEEE sugiere usar multiplicadores en las corrientes simétricas de falla para calcular las corrientes asimétricas. Un concepto clave en el estándar ANSI/IEEE para el cálculo del

decaimiento de la componente de corriente continua (DC) es la relación X/R en el punto de falla. Estos estándares requieren la utilización de una red de reactancias para determinar la reactancia equivalente en el punto de falla y una red separada de resistencias para calcular la resistencia. La relación entre estas dos (X/R) es fundamental para determinar los multiplicadores necesarios. Por otro lado, la norma IEC no se limita a una sola relación X/R . En su lugar, generalmente utiliza más de una relación X/R . Este procedimiento, aplicable cuando varias fuentes independientes alimentan la falla (Vázquez Bojórquez J., 2007).

Corriente de estado estacionario

Los cálculos de corriente de falla de estado estacionario son diferentes en las dos pautas debido al hecho de que IEC requiere una consideración explícita de los sistemas de excitación de maquinaria síncrona y las influencias de saturación. La corriente de estado estacionario es igual a la corriente nominal del generador multiplicada por un factor, que es una función del tipo de excitación y la relación de la corriente de cortocircuito sobre la corriente nominal. El estándar ANSI/IEEE no especifica expresamente cómo calcular la corriente de cortocircuito constante-constante. Una práctica general es ignorar todos los motores y utilizar $X'd$ para representar la reactancia del generador síncrono.

Efecto de la configuración de la red en el cálculo de cortocircuitos:

Los cálculos de cortocircuitos ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) proporcionan un enfoque sistemático para todo tipo de configuraciones de sistemas, ya sean sistemas mallados o no mallados, esto simplifica el procedimiento de cálculo. Las normas IEC ofrecen diferentes enfoques para la desintegración de AC y DC para sistemas de alimentación única, mallados y no mallados. Esta clasificación se refiere a una ubicación de falla determinada. Si bien proporciona métodos de modelado más precisos, a veces puede causar confusión, ya que no hay una razón clara por la que un sistema no mallado deba tratarse de manera tan diferente a los sistemas enmallados.

Corrientes y esfuerzos IEC 60909 y ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)

En la tabla 19 se reflejan las principales corrientes de corto reconocida por ambos estándares, no se considera que haya una equivalencia al organizarlas en pares ya que cualitativamente son diferentes, se puede decir que son correspondientes (Vázquez Bojórquez J. 2007).

Tabla 19 Asociación de principales corrientes por cada estándar

Tipo de esfuerzo	Corrientes ANSI/IEEE C.37 & 141	Corrientes IEC 60909
1	Momentánea ($I_{mom,rms,symm}$) Cierre y bloqueo($I_{mom,rms,asymm}$)	Inicial($I''k$) ---
2	Momentánea pico ($I_{mom,peak}$)	Pico(I_p)
3	Interrupción ($I_{int,rms,adj}$)	Ruptura (I_b)
4	Retardo de tiempo($I_{est,rms,symm}$)	Estado permanente(I_k)

Fuente: Diseño propio, referenciado(Vázquez Bojórquez J. 2007).

En conclusión, se destacan aquellas características y diferencias importantes de cada norma, para aplicarlas según la circunstancia específica del problema, la precisión técnica requerida y la valoración del impacto socio- económico de la decisión tomada. También se sugiere la realización de trabajos futuros en esta misma línea de estudios comparativos.

Las tablas 20 y 21 muestran un comparativa resumida entre las normas ANSI/IEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909 para el procedimiento de cálculo de cortocircuito según lo descrito en este capítulo, una enfocada al procedimiento general y otra a la metodología de cálculo y los factores multiplicadores. Por otra parte, en la tabla 22 se presenta un resumen de las características esenciales para realizar un estudio bajo un estándar u otro. Además, se incluye un apartado donde se describen los parámetros importantes comunes a ambas normativas.

Tabla 20 Comparativas generales de ambos estándares

ASPECTO	ANSI/IEEE C.37 & 141	IEC 60909
Modelado de equipos	Basado en parámetros de los fabricantes con tolerancias aplicadas según la red	Aplicación de factores de corrección (KG para máquinas , KT para transformadores y KS para centrales eléctricas)
Voltaje previo a la falla	Utiliza un voltaje de funcionamiento máximo (100%-105%)	Usa un factor multiplicado por el voltaje nominal del bus (factor c)
Decaimiento de AC	Ajuste universal de reactancia de la máquina; independiente del tiempo de interrupción y proximidad a la falla	Considera proximidad a la falla, configuración del sistema y tiempo de interrupción
Decaimiento de DC	Basado en la relación X/R en el punto de falla; usa redes de reactancias y resistencias	Considera múltiples relaciones X/R y la configuración del sistema respecto a la ubicación de la falla
Método de calculo	El metodo utilizado es basado en impedancias que se basa en la representacion de todos los componentes del sistema en terminos equivalentes de estas	El metodo se basa en corrientes que seran en cuncion de la configuracion de la red , la relacion X/R y la fuente de corriente de corriente de cortocircuito
Corriente de estado estacionario	No especifica cómo calcular; práctica general es ignorar motores y usar X'd	Requiere considerar sistemas de excitación y saturación para maquinaria síncrona
Evaluación de interruptores de generador	IEEE C37.013-1997 especifica mayores clasificaciones de DC y relaciones X/R	Modelado especial para generadores y transformadores de unidades de centrales eléctricas
Configuración de la red	No considera configuración de la red	Define tres tipos de redes (radial, mallada, no mallada) y varía el cálculo según esta clasificación
Relación X/R	Usa una sola relación X/R	Cada contribuyente ve una relación X/R hacia el punto de falla, usando varias relaciones
Complejidad	Simplificado y menos intensivo en datos	Más detallado, preciso y demanda más datos y recursos computacionales
Enfoque general	Práctico y menos detallado; ligado a interruptores de circuitos	Completo y preciso; adecuado para selección de interruptores y equipos de protección

Fuente: Diseño propio, referenciado(Vázquez Bojórquez J. 2007).

Tabla 21 Comparativas -métodos de cálculo y factores de corrección

Descripción	ANSI/IEEE C37 & 141	IEC 60909
Método de cálculo	1. La fuente de voltaje es equivalente al voltaje previo a la falla en la ubicación	1. El voltaje previo a la falla se ajusta automáticamente por un factor ©
	2. Las máquinas están representadas por sus impedancias internas	2. La capacitancia de línea de las líneas de transmisión y las cargas estáticas se consideran para fallas a tierra desequilibradas siguiendo un modelo de admitancias
	3. Se desprecian la capacitancia de línea y las cargas estáticas	3. Se supone que las impedancias del sistema están equilibradas en 3 fases
	4. Se desprecia la resistencia de arco	4. Utiliza componentes simétricos para cálculos de fallas desequilibradas
	5. Se supone que las impedancias del sistema están equilibradas en 3 fases	5. (I''^k) Corriente inicial RMS Simétrica calcula a través de la red de impedancia ajustada de la máquina síncrona Z_k
	6. Componentes simétricos para cálculos de fallas desequilibradas	6. (ip) Corriente máxima de cortocircuito = $k * \sqrt{2} * I''^k$ donde k está determinado por el método A, B o C
	7. Cálculo de I momentánea a través de una red de impedancia subtransitoria a medio ciclo	7. (Ib) Corriente de ruptura de cortocircuito simétrica = I''^k para fallas cercanas al generador y = $u * I''^k$ para máquinas síncronas = $u * q * I''^k$ para Máquinas asíncronas
	8. La interrupción se calcula a través de la red de impedancia transitoria a 1,5 - 4 ciclos	8. Corriente de ruptura asimétrica = $I''^k + corriente de componente Idc$
	9. El estado estacionario calcula a través de la red de impedancia de estado estacionario a 30 ciclos y más allá	9. La corriente SC de estado estacionario (I_k) representa las contribuciones de la red eléctrica, el generador y la máquina síncrona
	Redes de secuencia para Z_1, Z_2, Z_0	Redes de secuencia para reactancias: X_1, X_2, X_0 y Resitencias: R_1, R_2, R_0
Factores multiplicadores	1. MF(m) Factor multiplicador momentáneo – $I_{mom. rms asym} = I_{mom. rms sym} * MF(m)$	1. C – pre-fault voltage factor (taken from IEC)
	2. MF(p) Factor multiplicador momentáneo pico – $I_{mom. peak} = I_{mom. rms. Sym} * MF(p)$	2. Factor k determinado por los métodos A, B o C de la IEC 60909

Fuente: Diseño propio, referenciado (Azurduy Romay Oscar 2014)

Tabla 22 Características esenciales para ambos estándares

Características esenciales para los estudios basados en los estándares ANSI/IEEE e IEC	
basados en ANSI	basados en IEC
<ul style="list-style-type: none"> • Voltaje de prefalla definido por el usuario o basado en un voltaje de flujo de carga. • Calcule fallas balanceadas y desbalanceadas de medio ciclo, de 1,5 a 4 ciclos y de 30 ciclos (trifásicas, L-G, L-L, L-L-G) para estudios basados en ANSI. • Compruebe las capacidades de servicio momentáneo e interrumpido del dispositivo • Verifique las capacidades de cierre y enclavamiento del disyuntor • Evalúe disyuntores simétricos o nominales totales • Disyuntor de alta tensión y servicio momentáneo de bus • Manejo especial de disyuntores de generadores para fallas del sistema y del generador • Deber de corriente de falla de interrupción en función del tiempo de separación del contacto del disyuntor • Tiempo de separación de contacto estándar y definible por el usuario • Incluye automáticamente la relación sin decaimiento de AC (NACD) • Opciones de usuario para el ajuste automático de la clasificación del disyuntor de alto voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Factor c de voltaje definido por nivel de voltaje • Métodos de ajuste R/X definibles por el usuario para I_p (método A, B o C) • Clasificaciones de corriente de cortocircuito de servicio o definitivas para la capacidad de corte de disyuntores de bajo voltaje • En el caso de los sistemas de baja tensión (< 1001 V), debe permitirse a los usuarios especificar qué valor constante utilizar en el cálculo de los factores de corrección K utilizados para ajustar la impedancia de dispositivos como transformadores y generadores. • Considere los transformadores de cambio de fase • Ajustes de impedancia negativa o positiva para I_k'' Y I_k' máximos/mínimos • Aplicación automática de factores de corrección K (es decir, KT, KG, KSO) • Determina automáticamente las redes malladas y no malladas para calcular I_b, I_k e I_{dc} • I_b para la red mallada ajustada por las contribuciones individuales de la máquina • Tenga en cuenta la corriente de cortocircuito cercana y lejana de los generadores • Cálculos de cortocircuitos transitorios según IEC 61363 • Compare las clasificaciones de los dispositivos de protección con los valores de cortocircuito calculados
Ambos estándares	
<p>Las características esenciales incluyen:</p> <ul style="list-style-type: none"> * Considere el ajuste de la toma del transformador; Para obtener resultados de cálculo más precisos * Comparación de tareas del dispositivo de protección basada en la corriente total de falla del bus o la corriente máxima de falla pasante * Ajustes de los parámetros de los elementos para los valores de impedancia, la longitud del cable/línea y el ajuste de la temperatura de la resistencia, tanto individual como globalmente * Cálculos de cortocircuito del terminal de carga 	

Fuente: Diseño propio, referenciado (Azurduy Romay Oscar 2014; IEEE Industry Applications society 2018)

Capítulo 5: Modelado y simulación de sistemas para el cálculo de cortocircuito.

Los sistemas de energía industriales y comerciales normalmente son sistemas de múltiples máquinas con muchos motores y posiblemente más de un generador, todos interconectados a través de transformadores, líneas y cables. El objetivo del estudio de cortocircuito es determinar adecuadamente las corrientes y voltajes de cortocircuito en varias ubicaciones del sistema. Es la corriente de falla total que, en general, debe usarse para la clasificación de interruptores y celdas y, en algunos casos, para la coordinación de dispositivos de protección. Las consideraciones sobre la topología del sistema son igualmente importantes. Por lo tanto, se hace necesario diseñar un modelo para el sistema en su conjunto y analizarlo como tal de una manera flexible, precisa y computacionalmente conveniente (IEEE std 399., 1997).

Introducción

En este capítulo se planteará como caso de estudio práctico para las metodologías plasmadas en el presente proyecto, el uso de las normas IEC 60909 y ANSI/IEEE 141 & C37, en conjunto con el software ETAP en su versión 20.0, para modelar un circuito radial de un sistema de distribución a 13,2 kV y una red industrial tipo IEEE. Los cuales contienen los elementos necesarios para un estudio de corto circuito, ajustando los parámetros de acuerdo con las especificaciones de ambas normativas. Estas simulaciones permitirán evaluar el comportamiento del sistema y calibrar los resultados, proporcionando así datos concretos para el análisis comparativo.

Modelado de los Sistemas

En los últimos años, se han desarrollado herramientas computacionales muy avanzadas para el análisis de sistemas de potencia con topologías complejas. Una de sus aplicaciones es el cálculo de corrientes de cortocircuito. Estas herramientas permiten realizar simulaciones muy precisas. Para modelar sistemas de distribución en estudios de cortocircuito, actualmente se dispone de múltiples opciones destacadas, entre las que se encuentran DigSILENT, NEPLAN y ETAP, entre otras. Todas estas herramientas de cálculo ofrecen la posibilidad de seleccionar la normativa

internacional bajo la cual se modelará el cortocircuito, permitiendo que los resultados sean comparables con los presentados en el trabajo (Empresas Públicas & Epm, 2019).

Metodología

Recolección de datos para modelación.

Los datos necesarios para realizar un estudio de cortocircuito comprenden los siguientes:

- Puntos de interconexión de servicios públicos y niveles de MVA de falla asociados (tanto trifásicos como línea a tierra) para determinar la impedancia equivalente de la red eléctrica.
- Datos de generación en planta
- Datos de carga rotativa compuesta por motores síncronos y motores de inducción, tanto autónomos como agrupados
- Datos de equipos del sistema estático, como transformadores, cables, reactores, líneas aéreas, electroductos, etc., equipos de conmutación y, en algunos casos, cargas estáticas (calentadores, variadores, etc.).
- Datos de impedancias del sistema
- Datos de impedancias de los elementos que conforman el diagrama unifilar.

Procedimiento general

El procedimiento que se requiere para ejecutar en el sistema, observar el flujo de carga y realizar el análisis de cortocircuito, se debe realizar como en la **Figura 26**.

Fuente: Diseño propio, referenciado de (Cruz Gonzales A. & Salazar Defaz X., 2022).

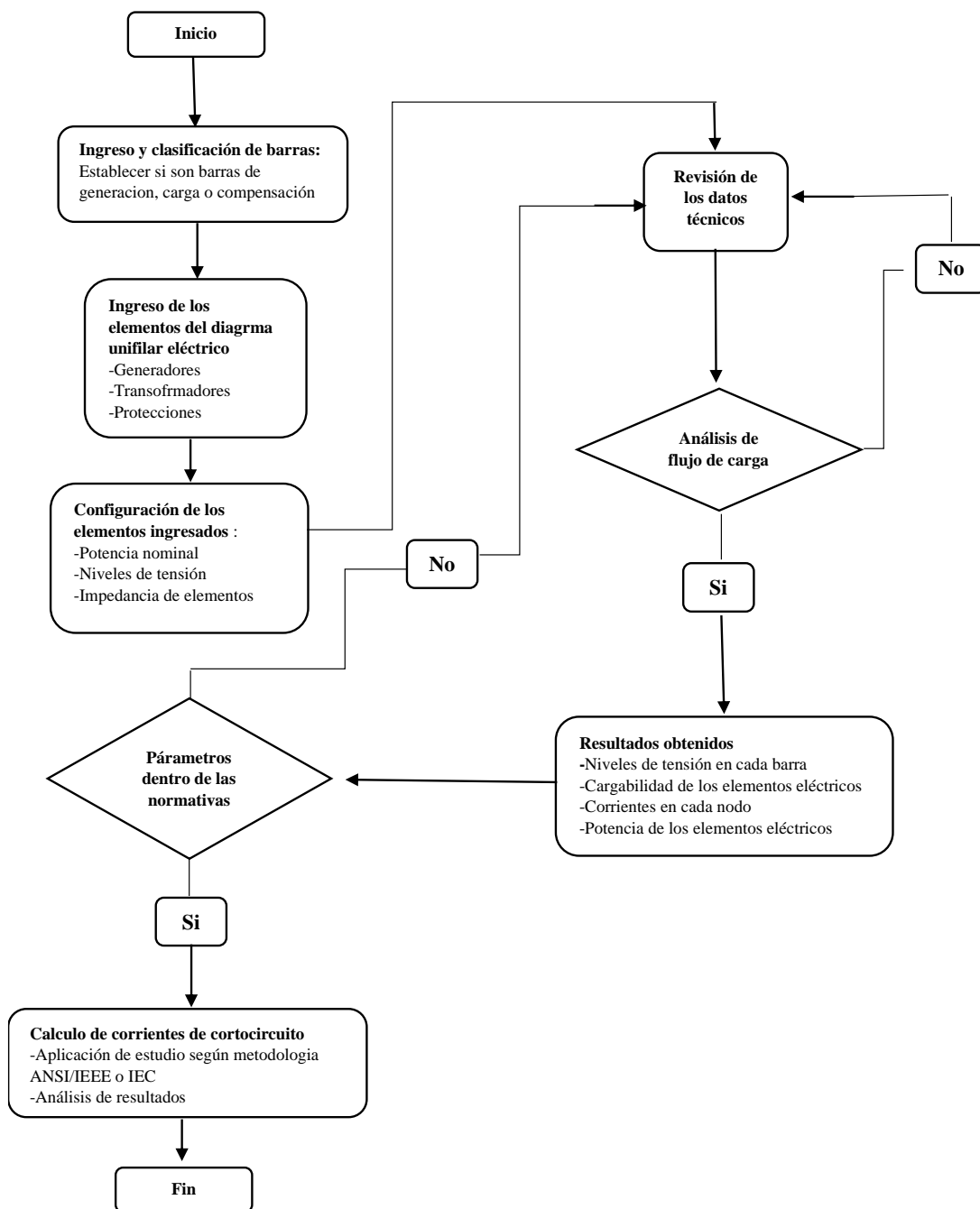


Figura 26 Metodología para modelamiento y simulación-







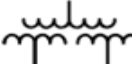


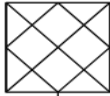




Diagrama unifilar

El diagrama unifilar del proyecto se crea en base a la topología de la red eléctrica de prueba servirá como base para las simulaciones a implementar. El diagrama unifilar puede ser analizado con el fin de determinar el desempeño de cada uno de sus componentes de la red; en operación normal y en falla. Este proceso involucra estudios para la determinación de sobrecarga en conductores, pérdidas indeseadas de energía, tensiones fuera de los límites permitidos y condiciones inadecuadas de soportabilidad al cortocircuito, entre otros. Para el modelamiento del sistema en su diagrama unifilar se requieren una simbología específica.

Simbología según IEC y ANSI

















Para desarrollar un análisis de un sistema eléctrico es fundamental contar con una representación del mismo, por lo tanto, se desarrolla un diagrama unifilar del sistema eléctrico a estudiar, para un sistema trifásico balaceado, se realiza un diagrama monofásico, esta simbología implementada está estandarizada por: IEEE Std 315-1975 (Normatividad americana) o IEC-60617 (Normatividad Europea), para cada uno de los elementos que se encuentran en un sistema eléctrico. A continuación, se da una muestra la simbología utilizada tanto para la normativa ANSI, como para la IEC, describiendo el elemento su símbolo y la alternativa al símbolo que se puede utilizar para los diagramas unificares.

Tabla 23 Convenciones típicas unifilares

Símbolos típicos usados en diagramas unifilares		
Item	Simbología ANSI/IEEE	Simbología IEC
Interrupción de alto voltaje		
Interrupción de bajo voltaje		
Transformador de dos devanados		
Transformador de tres devanados		
Equivalente de red		
impedancia		
Capacitor		

Fuente: Diseño propio, referenciado(Azurduy Romay Oscar 2014; IEEE Industry Applications society 2018)

Tabla 24 Convenciones típicas

Símbolos típicos usados en diagramas unifilares		
Item	Simbología ANSI/IEEE	Simbología IEC
Reactor		
Fusible		
Suiche(Contacto)		
Motor síncrono		
Moto de inducción		
Generador		
Carga Estática		
Cable		

Fuente: Diseño propio, referenciado(Azurduy Romay Oscar 2014; IEEE Industry Applications society 2018)

Estudio de flujo de carga

Los flujos de carga son necesarios para cualquier sistema y más para el análisis en una Industria, debido a que esto ayuda a observar los niveles de tensión, ángulos, cargabilidad de los elementos eléctricos, pérdidas de potencia eléctrica entre varios valores operacionales para poder aplicar las fallas de cortocircuito y coordinar las protecciones con la ayuda del software que se utiliza en dicho trabajo de investigación. Además, los flujos de potencia que están en el sistema eléctrico de la industria permiten observar si cada elemento está correctamente dimensionado, o por lo contrario se deberá hacer un cambio en la topología de la red, debido a que si no se tiene

un correcto funcionamiento se podrá complicar al momento de seleccionar adecuadamente la selectividad de cada protección(Cruz Gonzales A. & Salazar Defaz X., 2022).

Determinación de Puntos de Falla

Para asegurar el diseño y una simulación adecuadas de instalaciones y redes eléctricas, para así cumplir con la normativa, es crucial calcular las corrientes de cortocircuito en puntos clave(Choachi Gómez C. & López Loaiza J., 2017).

Red Industrial

- En una red industrial, los puntos clave para la simulación y cálculo de corrientes de cortocircuito son:
- Bornes del transformador de alimentación: Punto de conexión entre la red de distribución y la instalación industrial.
- Salidas de tableros de distribución principal: Desde donde se distribuye la energía a las diferentes áreas de la planta.
- Entradas y salidas de tableros de distribución secundaria: Tableros que redistribuyen la energía dentro de zonas específicas de la planta.
- Entradas de tableros de control de motores (CCM): Donde se controla y protege la alimentación de los motores eléctricos.
- Puntos de conexión de grandes motores y equipos críticos: Motores de gran potencia y equipos críticos que podrían generar altas corrientes de falla.
- Puntos de conexión de sistemas de generación: Generadores locales que pueden inyectar energía a la red industrial.

Red de Distribución

- En una red de distribución, los puntos clave para la simulación y cálculo de corrientes de cortocircuito son:
- Bornes de transformadores de subestaciones: Punto de conexión entre la subestación de transmisión y la red de distribución.

- Salidas de interruptores de alta y media tensión en subestaciones: Protegen las líneas de distribución principal.
- Puntos de acoplamiento de líneas de distribución primarias: Donde se interconectan diferentes segmentos de la red de distribución.
- Puntos de conexión de alimentadores de distribución secundaria: Desde donde se distribuye energía a los transformadores de distribución en áreas residenciales o comerciales.
- Entradas de transformadores de distribución en baja tensión: Transformadores que reducen la tensión para el suministro final a consumidores.
- Salidas de transformadores de distribución hacia consumidores finales: Puntos desde donde se distribuye la energía a los consumidores finales.
- Puntos de conexión de generadores distribuidos (ej. energía solar, eólica): Generadores locales que pueden alimentar energía directamente a la red de distribución.

NOTA: La determinación de dichos puntos es parte fundamental a la hora de realizar un estudio como el presente. Para evitar la saturación de información en el documento se seleccionan las barras más críticas en los sistemas y se considera suficiente para plasmar los métodos y la finalidad del estudio.

Sistema de Distribución nacional a 13,2 kV

A continuación, se realiza un estudio de cortocircuito en un sistema típico para ilustrar los requisitos de cálculo y los resultados. El sistema está compuesto por circuitos de varios niveles de voltaje, generación local, una interconexión de servicios públicos. El estudio se realiza según los estándares ANSI / IEEE C37 .010 e IEC 60909.

NOTA: Se modela esta red teniendo en cuenta el estudio realizado por Guía(Empresas Públicas y Epm 2019). No se realiza tabla comparativa de las variables, ya que este estudio referencia fue utilizado en el mismo software y los resultados son iguales.

Descripción del sistema a evaluar

Es una red de distribución de energía a 13,2 kV, alimentada desde una subestación con tensiones de 44/13,2 kV y potencia nominal de 15 MVA, El sistema de distribución alimenta usuarios residenciales y comerciales; sin embargo, no es necesario modelar las cargas porque estas no aportan a la corriente de cortocircuito. Dicho diagrama se refleja en la figura 27

Fuente: referenciado de (EPM NORMA TECNICA., 2019)

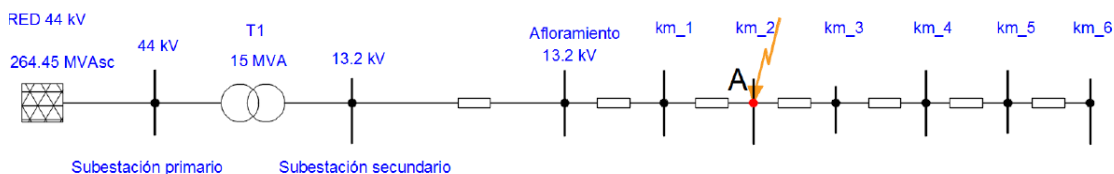


Figura 27. Red típica de distribución EPM.

Elaboración del Diagrama Unifilar de la red nacional

Se modela en el software ETAP basado en la fuente original (EPM NORMA TECNICA et al., 2019).

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

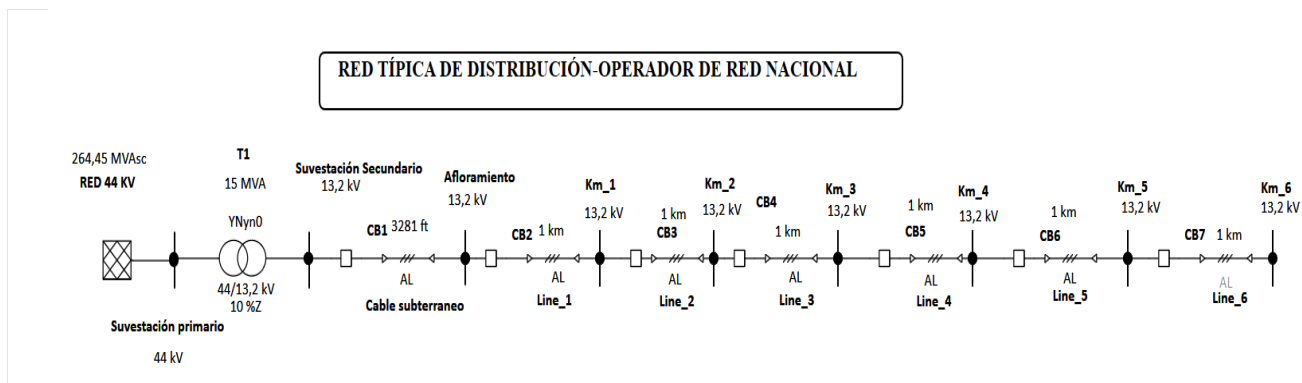


Figura 28 Unifilar red nacional

NOTA: Se modelan interruptores en cada sección ya que la norma y el software lo solicitan para calcular la corriente de interrupción.

Ingreso y recolección de Datos de Impedancias del Sistema

Se muestran los elementos que conforman la instalación de prueba a analizar con sus correspondientes datos de impedancia, y demás datos que deben ser tenidos en cuenta para las simulaciones. Todos los datos son suministrados por (Empresas Públicas y Epm 2019), y se reflejan en las Tablas 25 a la 29.

Tabla 25 Barras Modeladas de sistema

DATOS BARRAS DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL			
Bus ID	Voltaje nom (kV)	Voltaje (pu)	Voltaje(%)
Subestacion Primario	44	1	100
Subestacion Secundario	13,2	1	100
Afloramiento	13,2	1	100
Km_1	13,2	1	100
Km_2	13,2	1	100
Km_3	13,2	1,0001	100,01
Km_4	13,2	1,0001	100,01
Km_5	13,2	1,0001	100,01
Km_6	13,2	1,0001	100,01

Fuente: Diseño propio

Tabla 26 Cables-Líneas de transmisión modeladas

DATOS CABLES DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL										
ID	Desde Bus	Hasta Bus	Cables por fase y calibre	Longitud (ft)	Longitud (m)	Voltaje (kV)	R1(Ω)	X1(Ω)	R0(Ω)	X0(Ω)
Cable subterráneo	Subestación secundario	Afloramiento	1/C-350kcmil CU	3281	1000,0	13,2	0,0609821	0,04	0.1124548	0.4755800

Fuente: Diseño propio

Tabla 27 Cables-Líneas de transmisión modeladas

DATOS LINEAS DE TRANSMISIÓN DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL											
ID	Desde Bus	Hasta Bus	calibre	Longitud (ft)	Longitud (m)	Voltaje (kV)	R1(Ω/ft)	X1(Ω/ft)	R0(Ω/ft)	X0(Ω/ft)	
Line_1	Afloramiento	Km_1	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	
Line_2	Km_1	Km_2	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	
Line_3	Km_2	Km_3	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	
Line_4	Km_3	Km_4	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	
Line_5	Km_4	Km_5	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	
Line_6	Km_5	Km_6	3/C -266.8 MCM ACSR+1/C-2/0 AWG ACSR	3281	1000	13,2	0,0796048	0,1199043	0.2009773	0.5881946	

Fuente: Diseño propio

Tabla 28 Transformadores modelados

DATOS TRANSFORMADORES DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL								
ID Trafo	Bus Prim	Bus Sec	Vprim/Vsec	MVA nominal	Z1(%)	X1/R1	Z0(%)	X0/R0
T1	Suvestación primario	Suvestación Secundario	44 / 13,2 kV	15	10	20	10	20

Fuente: Diseño propio

Tabla 29 Equivalentes de Thévenin Modelados

DATOS EQUIVALENTE DE RED DE SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NACIONAL								
ID	Conexión Bus	MVAsc 3Ø	MVAsc 1Ø	Voltaje (kV)	X/R 3Ø	X/R 1Ø	Corriente KAsc 3Ø	Corriente KAsc 1Ø
RED 44 KV	Suvestación primario	264,45	286,418	44	8,822	44,987	3,47	3,758

Fuente: Diseño propio

Simulación de Flujo de carga:

Se realiza la simulación de flujo de carga para determinar la distribución de voltajes, corrientes y potencias en el sistema.

Esquema

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

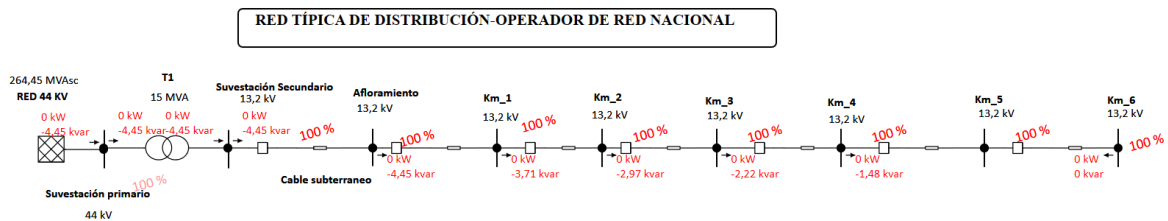


Figura 29 Simulación flujo de carga red nacional

Resultados (resumen)

Tabla 30 Resultados flujo de carga

VALORES EN BARRA SISTEMA NACIONAL						
Bus ID	Nominal kV	Voltage (%)	KW Loading	Kvar Loading	Amp Loading	
Afloramiento	13,2	100	0,0001	4,45	0,195	
Km_1	13,2	100	0,0001	3,71	0,162	
Km_2	13,2	100	0,0001	2,97	0,13	
Km_3	13,2	100,01	0,0001	2,22	0,097	
Km_4	13,2	100,01	0	1,48	0,065	
Km_5	13,2	100,01	0,0001	0,741	0,032	
Km_6	13,2	100,01	0	0,0001	0	
Suvestación Secundario	13,2	100	0	4,45	0,195	
Suvestación Primario	44	100	0	4,45	0,058	

Fuente: Diseño propio

Tabla 31 Informe general

Información general	
Buses	9
Ramas(Conexiones de cables-lineas)	8
Generadores	0
Red eléctrica	1
Cargas	0
Carga-MW	0
Carga-Mvar	0
Generación-MW	0
Generación-Mvar	-0,0044
Pérdidas-MW	0
Pérdidas-Mvar	-0,0044

Fuente: Diseño propio

Informe de resultados ETAP 20.0 -flujo de carga

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Bus	Voltage			Generation		Load		ID	Load Flow				XFMR	
	ID	kV	%Mag	Ang.	MW	Mvar	MW		Mvar	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Afloramiento	13.200	100.003	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Suvestación Secundario	0.000	0.004	0.2	0.0		
								Km_1	0.000	-0.004	0.2	0.0		
Km_1	13.200	100.004	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Afloramiento	0.000	0.004	0.2	0.0		
								Km_2	0.000	-0.004	0.2	0.0		
Km_2	13.200	100.005	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_1	0.000	0.003	0.1	0.0		
								Km_3	0.000	-0.003	0.1	0.0		
Km_3	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_2	0.000	0.002	0.1	0.0		
								Km_4	0.000	-0.002	0.1	0.0		
Km_4	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_3	0.000	0.001	0.1	0.0		
								Km_5	0.000	-0.001	0.1	0.0		
Km_5	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_4	0.000	0.001	0.0	0.0		
								Km_6	0.000	-0.001	0.0	0.0		
Km_6	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_5	0.000	0.000	0.0	0.0		
* Suvestación primario	44.000	100.000	0.0	0.000	-0.004	0.000	0.000	Suvestación Secundario	0.000	-0.004	0.1	0.0		
Suvestación Secundario	13.200	100.003	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Afloramiento	0.000	-0.004	0.2	0.0		
								Suvestación primario	0.000	0.004	0.2	0.0		

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

Figura 30 Informe de resultados #1 flujo de carga red nacional

Informe de resultados ETAP 20.0 -Consumo de barras(buses)

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Bus	Directly Connected Load										Total Bus Load				
	ID	kV	Rated Amp	Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
				MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Afloramiento		13.200									0.004	-	0.2		
Km_1		13.200									0.004	-	0.2		
Km_2		13.200									0.003	-	0.1		
Km_3		13.200									0.002	-	0.1		
Km_4		13.200									0.001	-	0.1		
Km_5		13.200									0.001	-	-		
Km_6		13.200											-		
Suvestación primario		44.000									0.004	-	0.1		
Suvestación Secundario		13.200									0.004	-	0.2		

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Figura 31 Informe de resultados #2 flujo de carga red nacional

NOTA: No hay cargas asociadas por lo tanto no hay consumo

Informe de resultados ETAP 20.0 -Pérdidas en conductores (cables y líneas)

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	% Drop in Vmag
Cable subteraneo	0.000	0.004	0.000	-0.004	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
Line_1	0.000	-0.004	0.000	0.004	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_2	0.000	-0.004	0.000	0.003	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_3	0.000	-0.003	0.000	0.002	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_4	0.000	-0.002	0.000	0.001	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_5	0.000	-0.001	0.000	0.001	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_6	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
T1	0.000	-0.004	0.000	0.004	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
					0.0	-4.4			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

Figura 32 Informe de resultados #3 flujo de carga red nacional

Informe de resultados ETAP 20.0 -Generación, carga y demanda

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	0.000	-0.004	0.004	0.00 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	0.000	-0.004	0.004	0.00 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	32.19 Lagging
Total Static Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.000	-0.004		
System Mismatch:	0.000	0.000		
Number of Iterations: 1				

Figura 33 Informe de resultados #4 flujo de carga red nacional

Simulación de Cortocircuito:

El software de corto circuito de ETAP analiza el efecto de fallas trifásicas, monofásica (línea a tierra), de línea a línea y de línea - línea a tierra en sistemas de distribución eléctrica. El programa calcula la corriente total de corto circuito, sumando las contribuciones de los motores, generadores y acometida de alimentación. El estudio de las fallas está en conformidad con las últimas ediciones del estándar ANSI/IEEE (serie C37 & 141) y el estándar IEC (IEC 60909) (Alexander & Carmona, 2014).

NOTA: Para los diagramas de falla se plasmarán sólo las fallas trifásicas. Según el estudio de corto estás son las de valor más alto, todo con el fin de no saturar el documento. Estás se pueden ver en detalle en los informes plasmados en este capítulo y los anexos adjuntos al documento.

Simulación de cortocircuito bajo ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)

Esta simulación se hizo aplicando el procedimiento de ANSI/IEEE. El cálculo se efectuó para las tres redes o tipos de esfuerzo para fallas trifásicas, monofásicas a tierra, bifásicas y bifásicas a tierra:

- Cálculo de corrientes de corto circuito momentáneas.
- Cálculo de corrientes de corto circuito de interrupción.
- Cálculo de corrientes de corto circuito de 30 ciclos o de estado permanente.

El panel de simulación del ETAP 20.0 para este caso se muestra en la figura 34:

Fuente: Software Etap 20.0

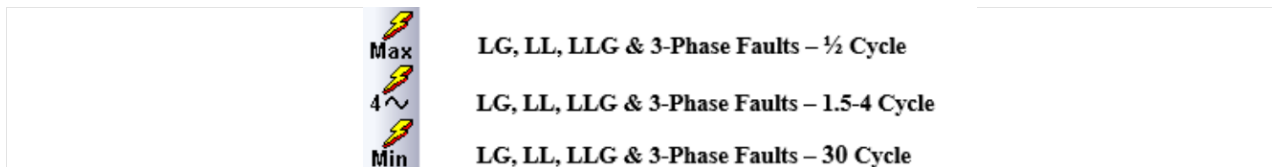


Figura 34 Representación -tipos de falla Etap 20.0

Fallas trifásicas: servicio del dispositivo

El Software ETAP cuenta con esta herramienta, la cual sirve para para realizar un estudio de fallas trifásicas según el estándar ANSI C37. Este estudio calcula los valores eficaces simétricos y asimétricos momentáneos, la cresta asimétrica momentánea, la interrupción de valores eficaces simétricos y la interrupción de corrientes de cortocircuito de valor eficaz simétrico ajustado en barras con fallas. ETAP verifica el dispositivo de protección clasificado como cerrado y enclavado, ajusta las capacidades de interrupción contra las corrientes de falla y señala los dispositivos inadecuados.

Fuente: Software Etap 20.0

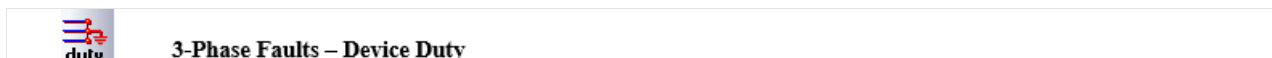


Figura 35 representación fallas trifásicas, servicio de dispositivos

Selección de punto de falla

Teniendo en cuenta la topología de la red, y el estudio base(EPM NORMA TECNICA., 2019) (para realizar la comparativa con este) se toman cómo punto de falla las barras : afloramiento,km_1, km_2, km_3, km_4, km_5, km_6.

Caso 1: Corrientes momentáneas de corto circuito

En la **Figura 36** se muestran las corrientes de corto de ½ ciclo en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

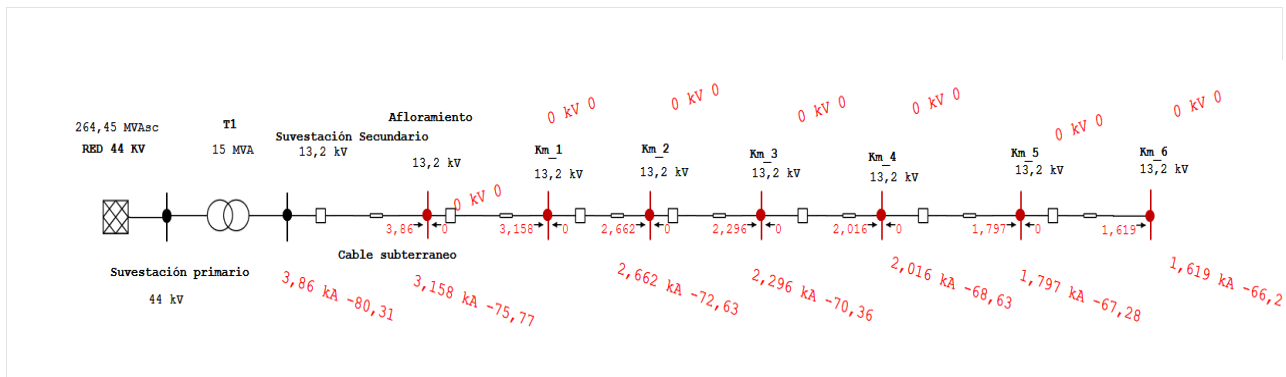


Figura 36 simulación caso 1

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de 1/2 ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes momentáneas por cada tipo de falla se puede consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el **capítulo 6**

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents
 Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus	ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
			Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Afloramiento		13.200	0.650	-3.805	3.860	0.486	-3.135	3.173	3.295	0.563	3.343	3.104	1.895	3.637
Km_1		13.200	0.776	-3.061	3.158	0.512	-2.205	2.264	2.651	0.672	2.735	2.461	1.534	2.900
Km_2		13.200	0.794	-2.540	2.662	0.467	-1.692	1.755	2.200	0.688	2.305	2.036	1.322	2.428
Km_3		13.200	0.772	-2.162	2.296	0.417	-1.370	1.432	1.873	0.668	1.988	1.732	1.169	2.089
Km_4		13.200	0.735	-1.878	2.016	0.373	-1.150	1.209	1.626	0.636	1.746	1.504	1.050	1.834
Km_5		13.200	0.694	-1.657	1.797	0.335	-0.991	1.046	1.435	0.601	1.556	1.327	0.953	1.634
Km_6		13.200	0.653	-1.482	1.619	0.304	-0.870	0.921	1.283	0.566	1.402	1.186	0.872	1.473

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 37 Resultados caso 1

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Afloramiento	13.200	0.33230	1.94608	1.97424	0.33230	1.94608	1.97424	0.43828	3.22918	3.25879
Km_1	13.200	0.59347	2.33946	2.41356	0.59347	2.33946	2.41356	1.09765	5.15896	5.27443
Km_2	13.200	0.85464	2.73285	2.86337	0.85464	2.73285	2.86337	1.75703	7.08873	7.30323
Km_3	13.200	1.11581	3.12624	3.31940	1.11581	3.12624	3.31940	2.41640	9.01850	9.33661
Km_4	13.200	1.37698	3.51962	3.77939	1.37698	3.51962	3.77939	3.07578	10.94827	11.37212
Km_5	13.200	1.63815	3.91301	4.24207	1.63815	3.91301	4.24207	3.73515	12.87804	13.40878
Km_6	13.200	1.89932	4.30640	4.70664	1.89932	4.30640	4.70664	4.39452	14.80782	15.44614

Figura 38 Impedancias de secuencia caso 1

Caso 2: Corrientes de corto de interrupción

En la **Figura 39** se muestran las corrientes de corto de 1.4-5 ciclos en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

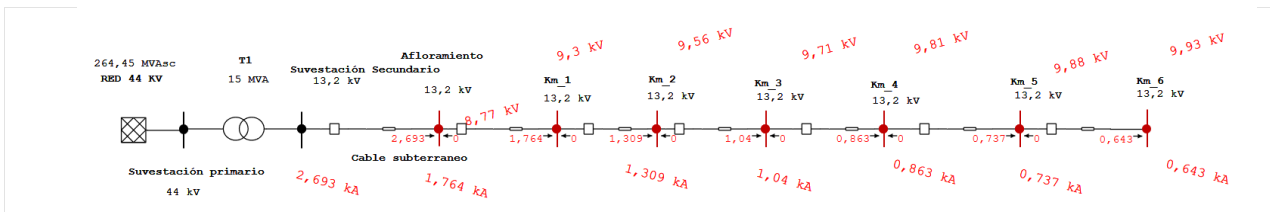


Figura 39 Simulación caso 2

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de 1.4-5 ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes interruptivas por cada tipo de falla se pueden consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el **capítulo 6**

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report													
1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents													
Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage													
Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag	Real	Imag	Mag
Afloramiento	13.200	0.650	-3.805	3.860	0.486	-3.135	3.173	3.295	0.563	3.343	3.104	1.895	3.637
Km_1	13.200	0.776	-3.061	3.158	0.512	-2.205	2.264	2.651	0.672	2.735	2.461	1.534	2.900
Km_2	13.200	0.794	-2.540	2.662	0.467	-1.692	1.755	2.200	0.688	2.305	2.036	1.322	2.428
Km_3	13.200	0.772	-2.162	2.296	0.417	-1.370	1.432	1.873	0.668	1.988	1.732	1.169	2.089
Km_4	13.200	0.735	-1.878	2.016	0.373	-1.150	1.209	1.626	0.636	1.746	1.504	1.050	1.834
Km_5	13.200	0.694	-1.657	1.797	0.335	-0.991	1.046	1.435	0.601	1.556	1.327	0.953	1.634
Km_6	13.200	0.653	-1.482	1.619	0.304	-0.870	0.921	1.283	0.566	1.402	1.186	0.872	1.473

All fault currents are symmetrical (1.5-4 Cycle network) values in rms kA.
* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 40 Informe de simulación caso 2

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report											
Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	
Afloramiento	13.200	0.33230	1.94608	1.97424	0.33230	1.94608	1.97424	0.43828	3.22918	3.25879	
Km_1	13.200	0.59347	2.33946	2.41356	0.59347	2.33946	2.41356	1.09765	5.15896	5.27443	
Km_2	13.200	0.85464	2.73285	2.86337	0.85464	2.73285	2.86337	1.75703	7.08873	7.30323	
Km_3	13.200	1.11581	3.12624	3.31940	1.11581	3.12624	3.31940	2.41640	9.01850	9.33661	
Km_4	13.200	1.37698	3.51962	3.77939	1.37698	3.51962	3.77939	3.07578	10.94827	11.37212	
Km_5	13.200	1.63815	3.91301	4.24207	1.63815	3.91301	4.24207	3.73515	12.87804	13.40878	
Km_6	13.200	1.89932	4.30640	4.70664	1.89932	4.30640	4.70664	4.39452	14.80782	15.44614	

Figura 41 Impedancias de secuencia caso 2

Caso 3: Corrientes de corto permanentes

En la **Figura 42** se muestran las corrientes de corto de 30 ciclos en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

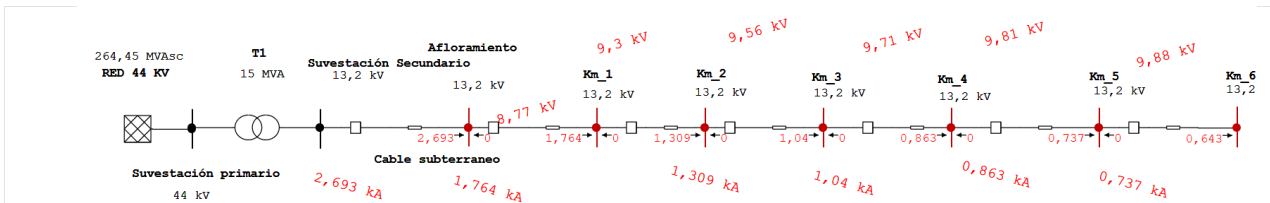


Figura 42 Simulación caso 3

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de 30 ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes permanentes por cada tipo de falla se puede consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el **capítulo**

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus	ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
			Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
Afloramiento		13.200	0.650	-3.805	3.860	0.486	-3.135	3.173	3.295	0.563	3.343	3.104	1.895	3.637
Km_1		13.200	0.776	-3.061	3.158	0.512	-2.205	2.264	2.651	0.672	2.735	2.461	1.534	2.900
Km_2		13.200	0.794	-2.540	2.662	0.467	-1.692	1.755	2.200	0.688	2.305	2.036	1.322	2.428
Km_3		13.200	0.772	-2.162	2.296	0.417	-1.370	1.432	1.873	0.668	1.988	1.732	1.169	2.089
Km_4		13.200	0.735	-1.878	2.016	0.373	-1.150	1.209	1.626	0.636	1.746	1.504	1.050	1.834
Km_5		13.200	0.694	-1.657	1.797	0.335	-0.991	1.046	1.435	0.601	1.556	1.327	0.953	1.634
Km_6		13.200	0.653	-1.482	1.619	0.304	-0.870	0.921	1.283	0.566	1.402	1.186	0.872	1.473

All fault currents are symmetrical (30 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 43 Resultados simulación caso 3

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report										
Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Afloramiento	13.200	0.33230	1.94608	1.97424	0.33230	1.94608	1.97424	0.43828	3.22918	3.25879
Km_1	13.200	0.59347	2.33946	2.41356	0.59347	2.33946	2.41356	1.09765	5.15896	5.27443
Km_2	13.200	0.85464	2.73285	2.86337	0.85464	2.73285	2.86337	1.75703	7.08873	7.30323
Km_3	13.200	1.11581	3.12624	3.31940	1.11581	3.12624	3.31940	2.41640	9.01850	9.33661
Km_4	13.200	1.37698	3.51962	3.77939	1.37698	3.51962	3.77939	3.07578	10.94827	11.37212
Km_5	13.200	1.63815	3.91301	4.24207	1.63815	3.91301	4.24207	3.73515	12.87804	13.40878
Km_6	13.200	1.89932	4.30640	4.70664	1.89932	4.30640	4.70664	4.39452	14.80782	15.44614

Figura 44 Impedancias de secuencia caso 3

Caso 4: Fallas trifásicas -servicio de dispositivo ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141).

La **Figura 36** del caso 1 muestra las corrientes trifásicas en las barras asignadas cómo punto de falla las cuales son las más altas en el sistema, las cuales se reflejan para este caso. A diferencia de que el presente asocia las capacidades de los dispositivos de protección.

Reportes

Se muestra un resumen detallado del cálculo de los valores eficaces simétricos y asimétricos momentáneos, la cresta asimétrica momentánea, la interrupción de valores eficaces simétricos y la interrupción de corrientes de cortocircuito de valor eficaz simétrico ajustado en barras con fallas y el dispositivo de protección asociado, además nos proporciona los valores X/R en el punto de falla, y los factores multiplicadores utilizados.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Momentary Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
Afloramiento	13.200	Afloramiento	Bus	3.860	5.9	1.298	5.009	8.652			
	13.200	CB2	3 cy Sym CB	3.860	5.9	1.298	5.009	8.652		32.000	54.000
Km_1	13.200	Km_1	Bus	3.158	3.9	1.186	3.744	6.478			
	13.200	CB3	3 cy Sym CB	3.158	3.9	1.186	3.744	6.478		32.000	54.000
Km_2	13.200	Km_2	Bus	2.662	3.2	1.132	3.012	5.173			
	13.200	CB4	3 cy Sym CB	2.662	3.2	1.132	3.012	5.173		32.000	54.000
Km_3	13.200	Km_3	Bus	2.296	2.8	1.101	2.528	4.305			
	13.200	CB5	3 cy Sym CB	2.296	2.8	1.101	2.528	4.305		32.000	54.000
Km_4	13.200	Km_4	Bus	2.016	2.6	1.082	2.182	3.686			
	13.200	CB6	3 cy Sym CB	2.016	2.6	1.082	2.182	3.686		32.000	54.000
Km_5	13.200	Km_5	Bus	1.797	2.4	1.070	1.922	3.223			
	13.200	CB7	3 cy Sym CB	1.797	2.4	1.070	1.922	3.223		32.000	54.000
Km_6	13.200	Km_6	Bus	1.619	2.3	1.061	1.718	2.863			
	13.200	CB1	3 cy Sym CB	1.619	2.3	1.061	1.718	2.863		32.000	54.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 - Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.
 - The multiplication factors for high voltage circuit-breaker and high voltage bus momentary duty (asymmetrical and crest values) are calculated based on system X/R.
 * Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability.

Figura 45 Informe de resultados caso 4

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Interrupting Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device		Interrupting Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
Afloramiento	13.200	CB2	3 cy Sym CB	2.0	3.860	5.9	1.000	3.860	121.000		20.000	20.000
Km_1	13.200	CB3	3 cy Sym CB	2.0	3.158	3.9	1.000	3.158	121.000		20.000	20.000
Km_2	13.200	CB4	3 cy Sym CB	2.0	2.662	3.2	1.000	2.662	121.000		20.000	20.000
Km_3	13.200	CB5	3 cy Sym CB	2.0	2.296	2.8	1.000	2.296	121.000		20.000	20.000
Km_4	13.200	CB6	3 cy Sym CB	2.0	2.016	2.6	1.000	2.016	121.000		20.000	20.000
Km_5	13.200	CB7	3 cy Sym CB	2.0	1.797	2.4	1.000	1.797	121.000		20.000	20.000
Km_6	13.200	CB1	3 cy Sym CB	2.0	1.619	2.3	1.000	1.619	121.000		20.000	20.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
 - HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage.
 - Short-circuit multiplying factor for LV Molded Case and Insulated Case Circuit Breakers is calculated based on asymmetrical current.
 - Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.
 * Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability
 ** Indicates that the circuit breaker has been flagged as a generator circuit breaker. However, ETAP could not detect a single path, without a transformer, to the specified generator. Therefore, this circuit breaker is treated as a regular circuit breaker in short-circuit calculations.
 + The prefault voltage exceeds the rated maximum kV limit of the circuit breaker - The rated interrupting kA must be derated.

Figura 46 Informe detallado simulación caso 4

Simulación de cortocircuito bajo IEC 60909

Una vez se tiene modelado por completo el sistema se inicia la simulación de cortocircuito bajo el estándar IEC60909-2016. Las corrientes de falla se calculan para los tipos de falla: trifásica, línea a tierra, línea a línea y línea a línea a tierra. El cálculo debe incluir las siguientes corrientes:

Corriente de cortocircuito inicial $I''k$

Corriente de cortocircuito pico I_p

Corriente de cortocircuito de ruptura I_b (Tanto en su valor simétrico cómo asimétrico)

Corriente de cortocircuito permanente I_k

Corriente de decaimiento de la componente I_{dc}

El panel de simulación del ETAP 20.0 para este caso se muestra en la figura 47: Teniendo en cuenta la topología de la red, y el estudio base (EPM NORMA TECNICA., 2019) (para realizar la comparativa con este) se toman cómo punto de falla las barras: afloramiento, km_1, km_2, km_3, km_4, km_5, km_6.

Fuente: Software Etap 20.0



LG, LL, LLG & 3-Phase Faults (IEC 60909)

Figura 47 Panel de simulación de corto Etapa bajo IEC 60909

Fallas trifásicas: servicio del dispositivo según la norma IEC 60909

Este estudio calcula las corrientes de cortocircuito rms simétricas iniciales, de corte pico, simétricas y asimétricas, y de estado estable rms y su compensación de DC en barras con fallas. ETAP comprueba las capacidades nominales de cierre y corte de los dispositivos de protección contra las corrientes de defecto y señala los dispositivos inadecuados.

Fuente: Software Etap 20.0



3-Phase Faults – Device Duty (IEC 60909)

Figura 48 Prueba de servicio de dispositivo

Representación y descomposición de la corriente de corto mediante la IEC 61363 -1998

El software ETAP en su versión 20.0 cuenta con a herramienta para el estudio y comprensión de las curvas de cortocircuito, esta herramienta resulta muy útil ya que descompone dicha corriente de corto máxima en un intervalo de tiempo, y en el panel de curvas nos descompone cada sección. El editor de selección de trazado IEC 61363:

Fuente: Software Etap 20.0



3-Phase Faults – Transient Study (IEC 61363)

Figura 49 Panel de Estudio Transitorio (IEC 61363)

Este estudio puede mostrar los siguientes gráficos reflejadas en la figura 49:

- Corriente de falla total (i)
- Componente CA de corrientes de falla (I_{ac} , rms)
- Componente CC de corriente de falla (I_{dc})
- Porcentaje de componente CC de corriente de falla ($I_{dc}\%$)
- Envolverte superior de corriente de falla (i_{env})

Fuente: Software Etap 20.0

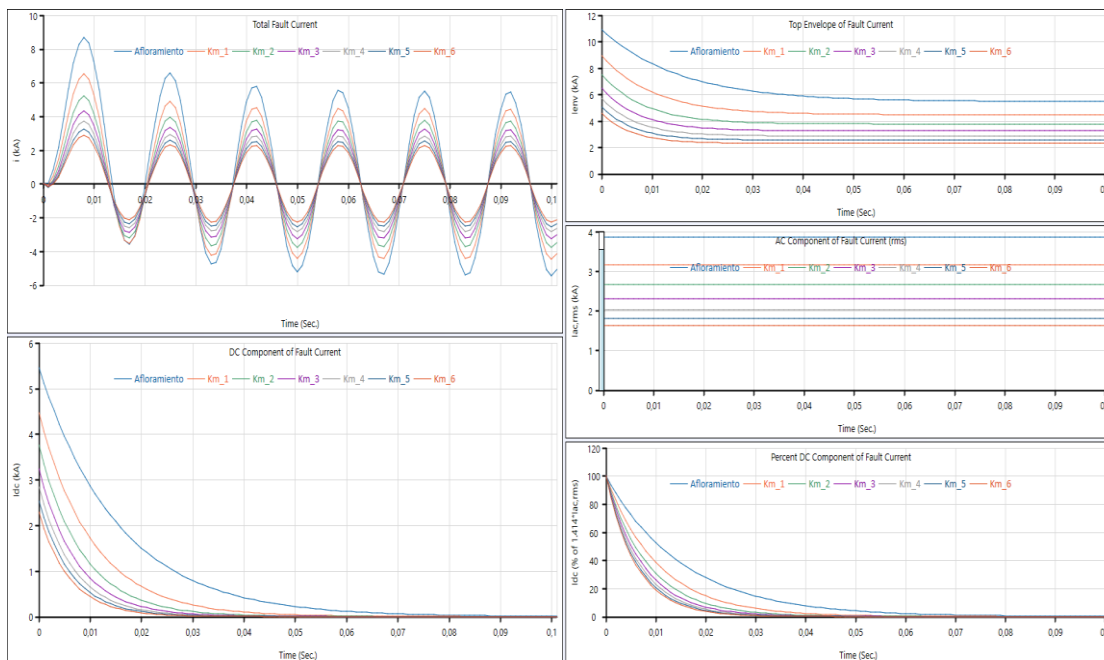


Figura 50 Panel de descomposición de corriente de corto Etap 20.0

Caso 1: Corrientes de corto Basados en el estándar IEC 60909

En la Figura 51 se muestran las corrientes de corto iniciales, pico y permanente en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado.

Fuente: Software Etap 20.0

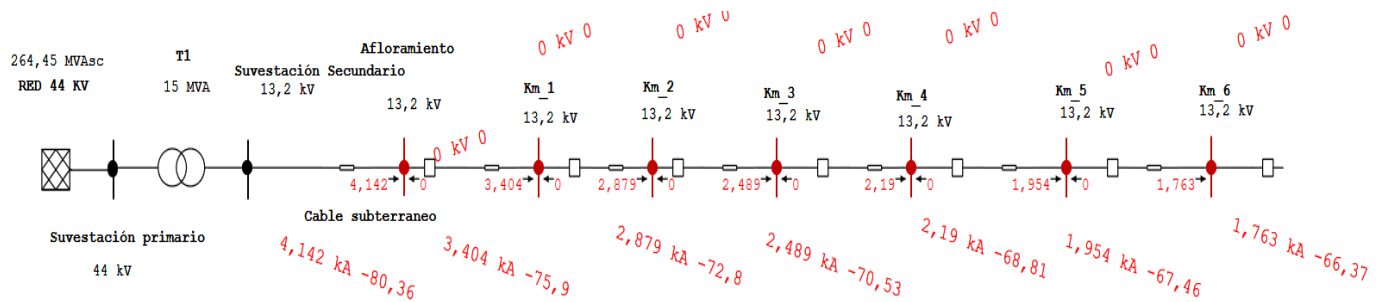


Figura 51 Esquema corto-Caso 1 bajo IEC60909

Resultados

A diferencia del caso anterior bajo la norma ANSI/IEEE, IEC sólo modela una red para todas las corrientes antes mencionadas, a continuación, se plasman los informes entregados por el ETAP.

Fuente: Software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus	ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground					
			I'k	ip	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik	I'k	ip	Ib	Ik
Afloramiento		13.200	4.142	9.424	4.142	3.427	7.796	3.427	3.427	3.587	8.162	3.587	3.587	3.909	8.893	3.909	3.909
Km_1		13.200	3.404	7.130	3.404	2.458	5.149	2.458	2.458	2.948	6.175	2.948	2.948	3.129	6.554	3.129	3.129
Km_2		13.200	2.879	5.728	2.879	1.912	3.804	1.912	1.912	2.493	4.961	2.493	2.493	2.627	5.227	2.627	2.627
Km_3		13.200	2.489	4.785	2.489	1.563	3.004	1.563	1.563	2.156	4.144	2.156	2.156	2.266	4.356	2.266	2.266
Km_4		13.200	2.190	4.108	2.190	1.321	2.478	1.321	1.321	1.897	3.558	1.897	1.897	1.992	3.737	1.992	1.992
Km_5		13.200	1.954	3.598	1.954	1.144	2.106	1.144	1.144	1.692	3.116	1.692	1.692	1.777	3.273	1.777	1.777
Km_6		13.200	1.763	3.201	1.763	1.008	1.830	1.008	1.008	1.527	2.772	1.527	1.527	1.604	2.912	1.604	1.604

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

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

Figura 52 Informe corrientes caso 1 IEC

En la Figura 53 se presentan las respectivas impedancias de secuencia equivalentes para cada kilómetro considerado.

Fuente: Software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Afloramiento	13.200	0.33890	1.99521	2.02379	0.33890	1.99521	2.02379	0.43859	3.26371	3.29305
Km_1	13.200	0.60008	2.38859	2.46282	0.60008	2.38859	2.46282	1.09797	5.19348	5.30828
Km_2	13.200	0.86125	2.78198	2.91224	0.86125	2.78198	2.91224	1.75734	7.12326	7.33683
Km_3	13.200	1.12242	3.17537	3.36790	1.12242	3.17537	3.36790	2.41672	9.05303	9.37005
Km_4	13.200	1.38359	3.56875	3.82757	1.38359	3.56875	3.82757	3.07609	10.98280	11.40545
Km_5	13.200	1.64476	3.96214	4.28996	1.64476	3.96214	4.28996	3.73546	12.91257	13.44203
Km_6	13.200	1.90593	4.35553	4.75428	1.90593	4.35553	4.75428	4.39484	14.84235	15.47933

Figura 53 Impedancias de secuencia caso 1 IEC

Caso 2: Fallas trifásicas -servicio de dispositivo IEC60909

La Figura 52 del caso 1 muestra las corrientes trifásicas en las barras asignadas como punto de falla las cuales son las más altas en el sistema, las cuales se reflejan para este caso. A diferencia de que el presente asocia las capacidades de los dispositivos de protección.

Reportes

Se muestra un resumen detallado del cálculo de los valores eficaces simétricos y asimétricos momentáneos, la cresta asimétrica momentánea, la interrupción de valores eficaces simétricos y la interrupción de corrientes de cortocircuito de valor eficaz simétrico ajustado en barras con fallas y el dispositivo de protección asociado, además nos proporciona los valores I_b simétricos y asimétricos y las Componentes I_{dc} en el punto de falla.

Fuente: Software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
ID	kV	ID	Type	Peak	Ib sym	Ib asym	Idc	I'k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
Afloramiento	13.200	Afloramiento	Bus					4.142	9.424				4.142
	13.200	CB2	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	4.142	9.424	4.142	4.142	0.029	
Km_1	13.200	Km_1	Bus					3.404	7.130				3.404
	13.200	CB3	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	3.404	7.130	3.404	3.404	0.002	
Km_2	13.200	Km_2	Bus					2.879	5.728				2.879
	13.200	CB4	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.879	5.728	2.879	2.879	0.000	
Km_3	13.200	Km_3	Bus					2.489	4.785				2.489
	13.200	CB5	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.489	4.785	2.489	2.489	0.000	
Km_4	13.200	Km_4	Bus					2.190	4.108				2.190
	13.200	CB6	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.190	4.108	2.190	2.190	0.000	
Km_5	13.200	Km_5	Bus					1.954	3.598				1.954
	13.200	CB7	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	1.954	3.598	1.954	1.954	0.000	
Km_6	13.200	Km_6	Bus					1.763	3.201				1.763
	13.200	CB1	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	1.763	3.201	1.763	1.763	0.000	

ip is calculated using method C

Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors

Ik is the maximum steady state fault current

Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.

Total through current is used for device duty.

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)

Figura 54 Informe -resultados de corto-caso2 IEC

Sistema de industrial Típico IEEE 339-1997

A continuación, se realiza un estudio de cortocircuito en un sistema industrial típico (IEEE std 399., 1997) para ilustrar los requisitos de cálculo y los resultados. El sistema está compuesto por circuitos de varios niveles de voltaje, generación local, una interconexión de servicios públicos y variedad de máquinas rotativas. El estudio se realiza según los estándares ANSI / IEEE C37 .010 e IEC 60909.

NOTA: Esta comparación de los cálculos de cortocircuito de servicio trifásico de ETAP con el ejemplo publicado de la norma IEEE 399-1997. Inicialmente se realizan tablas comparativas ya que este en dicha norma, realizan estudios de flujo de carga y corto aplicables a los objetivos de este documento.

Definición del Sistema

Este es un sistema de 44 barras con conexión de servicios públicos y generadores en la planta. Tanto la conexión de servicios públicos como los generadores se encuentran en servicio y suministrando energía a la planta. La carga giratoria del sistema es típica de un sistema que funciona casi a plena capacidad. El sistema contiene motores de inducción y síncronos. La empresa de servicios públicos está operando a 69 kV y los generadores a 13,8 kV.

Fuente: Extraído de (Estándar IEEE. 399-1997, Sección 7.7, páginas 187-205).

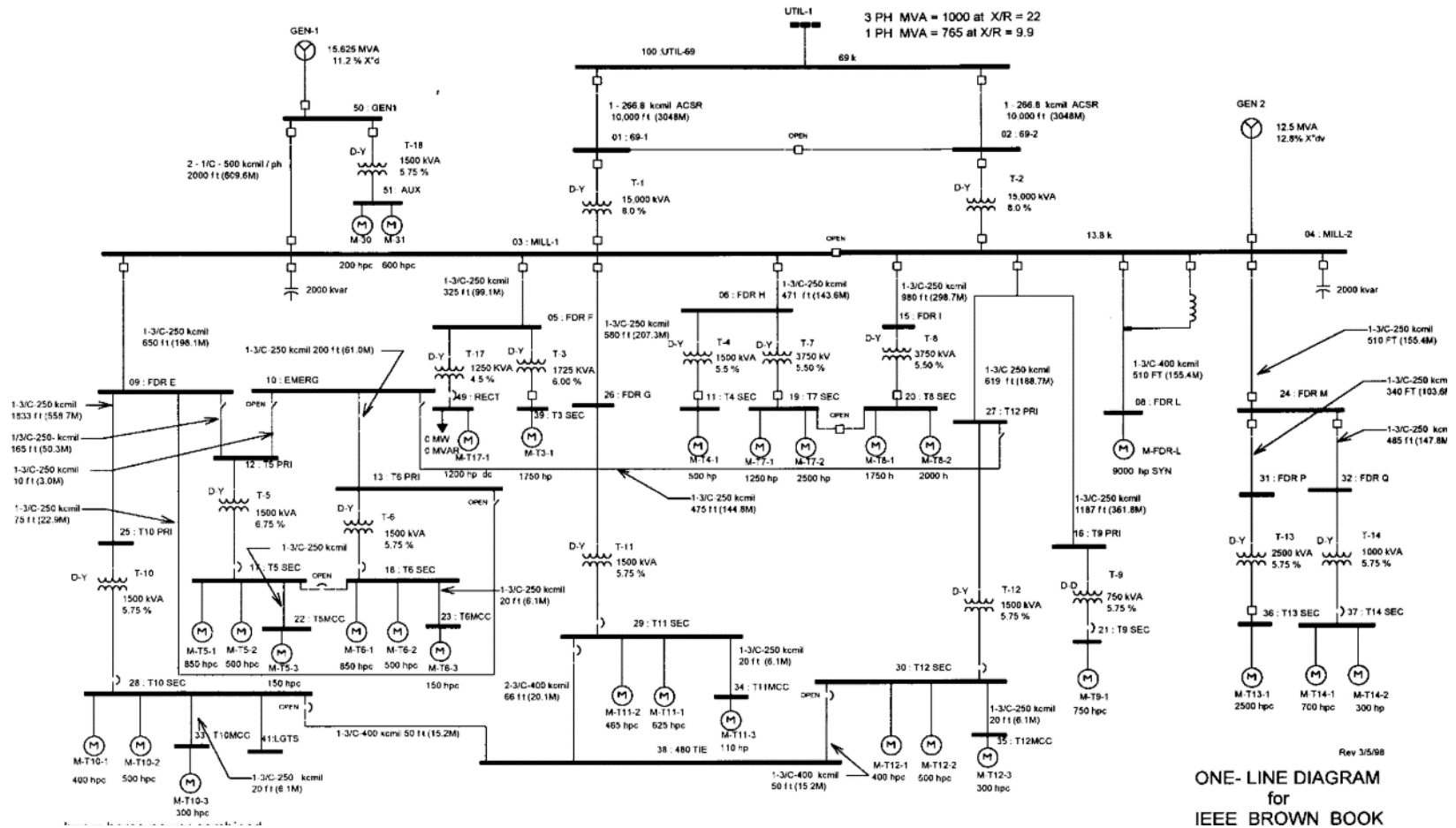


Figura 55 Sistema industrial típico 44 barras IEEE 399

Elaboración del Diagrama Unifilar de la red industrial

Se modela en el software ETAP basado en la fuente original (IEEE std 399., 1997). Se modelan interruptores en cada sección ya que la norma y el software lo solicitan para calcular la corriente de interrupción.

NOTA: El diagrama original con mayor calidad se reflejará en los anexos.

Fuente: Software Etap 20.0

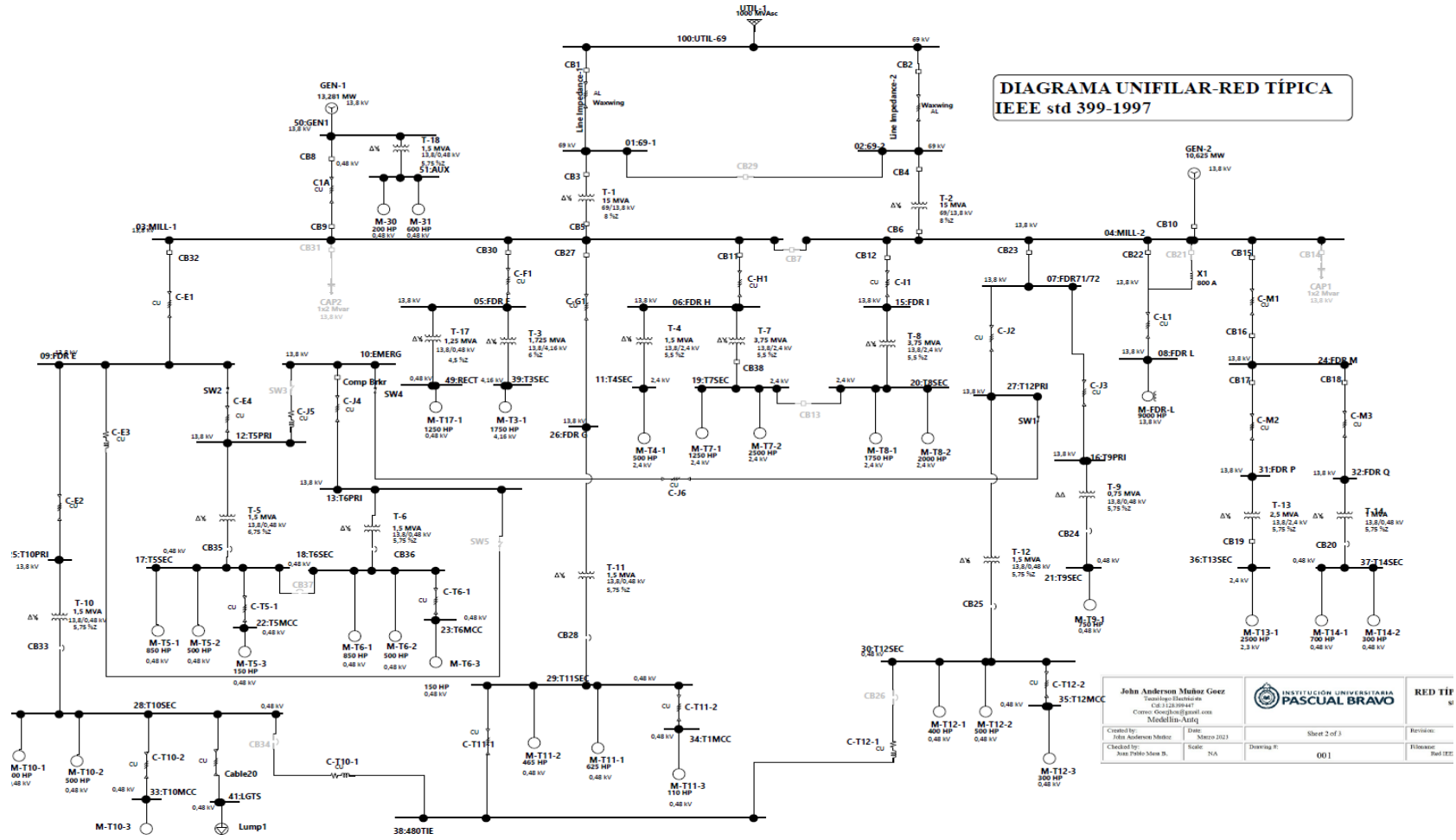


Figura 56 Diagrama unifilar red típica IEEE en ETAP 20.0

Ingreso y recolección de Datos de Impedancias del Sistema IEEE

Se muestran los elementos que conforman la instalación de prueba a analizar con sus correspondientes datos de impedancia, y demás datos que deben ser tenidos en cuenta para las simulaciones. Todos los datos son suministrados por la (IEEE std 399., 1997) ,y se reflejan de las Tablas 32 a la 39.

Tabla 32 Barras Modeladas de sistema IEEE

DATOS BARRAS DE SISTEMA IEEE STD 399-1997			
Bus ID	Voltaje nom (kV)	Valor Voltaje (P.U)	Voltage (%)
01:69-1	69	1,0002	100,02
02:69-2	69	0,9993	99,93
03:MILL-1	13,8	0,9977	99,77
04:MILL-2	13,8	1,0000	100
05:FDR F	13,8	0,9974	99,74
06:FDR H	13,8	0,9972	99,72
07:FDR71/72	13,8	1,0000	100
08:FDR L	13,8	0,9995	99,95
09:FDR E	13,8	0,9972	99,72
10:EMERG	13,8	0,9995	99,95
11:T4SEC	2,4	0,9878	98,78
12:T5PRI	13,8	0,9972	99,72
13:T6PRI	13,8	0,9994	99,94
15:FDR I	13,8	0,9991	99,91
16:T9PRI	13,8	0,9998	99,98
17:T5SEC	0,48	0,9633	96,33
18:T6SEC	0,48	0,9708	97,08
19:T7SEC	2,4	0,9705	97,05
20:T8SEC	2,4	0,9725	97,25
21:T9SEC	0,48	0,9710	97,1
22:T5MCC	0,48	0,9628	96,28
23:T6MCC	0,48	0,9703	97,03
24:FDR M	13,8	0,9996	99,96
25:T10PRI	13,8	0,9967	99,67
26:FDR G	13,8	0,9975	99,75
27:T12PRI	13,8	0,9996	99,96
28:T10SEC	0,48	0,9708	97,08
29:T11SEC	0,48	0,9743	97,43
30:T12SEC	0,48	0,9770	97,7
31:FDR P	13,8	0,9993	99,93
32:FDR Q	13,8	0,9994	99,94
33:T10MCC	0,48	0,9698	96,98
34:T1MCC	0,48	0,9740	97,4
35:T12MCC	0,48	0,9761	97,61
36:T13SEC	2,4	0,9708	97,08
37:T14SEC	0,48	0,9688	96,88
38:480TIE	0,48	0,9743	97,43
39:T3SEC	4,16	0,9660	96,6
41:LGTS	0,48	0,9701	97,01
49:RECT	0,48	0,9721	97,21
50:GEN1	13,8	1,0000	100
51:AUX	0,48	0,9850	98,5
100:UTIL-69	69	1,0000	100

Fuente: Diseño propio

Tabla 33 Cables modelados- sistema IEEE

DATOS CABLES DE SISTEMA IEEE STD 399-1997										
ID	Desde Bus	Hasta Bus	Cables por fase y calibre	Longitud (ft)	Longitud (m)	Voltaje (kV)	R1(Ω)	X1(Ω)	R0(Ω)	X0(Ω)
C-E1	03:MILL-1	09:FDR E	1 - 3/C-250kcmil CU	650	198,1	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-E2	09:FDR E	25:T10PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	1833	558,7	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-E3	09:FDR E	13:T6PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	75	22,9	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-E4	09:FDR E	12:T5PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	165	50,3	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-F1	03:MILL-1	05:FDR F	1 - 3/C-250kcmil CU	325	99,1	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-G1	03:MILL-1	26:FDR G	1 - 3/C-250kcmil CU	680	207,3	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-H1	03:MILL-1	06:FDR H	1 - 3/C-250kcmil CU	471	143,6	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-I1	04:MILL-2	15:FDR I	1 - 3/C-250kcmil CU	980	298,7	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-J2	07:FDR71/72	27:T12PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	619	188,7	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-J3	07:FDR71/72	16:T9PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	1187	361,8	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-J4	10:EMERG	13:T6PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	200	61,0	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-J5	10:EMERG	12:T5PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	10	3,0	13,8	0,04404	0,4214	0,08808	0,08429
C-J6	10:EMERG	27:T12PRI	1 - 3/C-250kcmil CU	475	144,8	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-L1	Bus18	08:FDR L	1 - 3/C-250kcmil CU	510	155,4	13,8	0,02831	0,03424	0,05661	0,06847
C-M1	04:MILL-2	24:FDR M	1 - 3/C-250kcmil CU	510	155,4	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-M2	24:FDR M	31:FDR P	1 - 3/C-250kcmil CU	340	103,6	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-M3	24:FDR M	32:FDR Q	1 - 3/C-250kcmil CU	485	147,8	13,8	0,04404	0,03668	0,08808	0,07336
C-T5-1	17:TSSEC	22:T5MCC	1 - 3/C-250kcmil CU	20	6,1	0,48	0,04393	0,02823	0,08786	0,05645
C-T6-1	18:T6SEC	23:T6MCC	1 - 3/C-250kcmil CU	20	6,1	0,48	0,04393	0,02823	0,08786	0,05645
C-T10-1	28:T10SEC	38:480TIE	1 - 3/C-250kcmil CU	50	15,2	0,48	0,02801	0,02699	0,05602	0,05399
C-T10-2	28:T10SEC	33:T10MCC	1 - 3/C-250kcmil CU	20	6,1	0,48	0,04393	0,02823	0,08786	0,05645
C-T11-1	29:T11SEC	38:480TIE	1 - 3/C-250kcmil CU	66	20,1	0,48	0,04393	0,02699	0,05602	0,05399
C-T11-2	29:T11SEC	34:T11MCC	1 - 3/C-250kcmil CU	20	6,1	0,48	0,04393	0,02823	0,08786	0,05645
C-T12-1	30:T12SEC	38:480TIE	1 - 3/C-250kcmil CU	50	15,2	0,48	0,02801	0,02699	0,05602	0,05399
C-T12-2	30:T12SEC	35:T12MCC	1 - 3/C-250kcmil CU	20	6,1	0,48	0,04393	0,02823	0,08786	0,05645
C1A	50:GEN1	03:MILL-1	1 - 3/C-250kcmil CU	2000	609,6	13,8	0,02314	0,04622	0,02083	0,41595

Fuente: Diseño propio

Tabla 34 Líneas de transmisión modeladas- sistema IEEE

DATOS LINEAS DE TRANSMISIÓN DE SISTEMA IEEE STD 399-1997														
ID	Desde Bus	Hasta Bus	calibre	Longitud (ft)	Longitud (m)	Voltaje (kV)	R1(Ω /mi)	X1(Ω /mi)	R0(ohm)	X0(ohm)	Y0(msiemens)	R1(ohm)	X1(ohm)	Y1(msiemens)
Line Impedance-1	100:UTIL-69	01:69-1	1/C-266.8 MCM ACSR	10000	3048	69	0,3494	0,7441	0,662	2,1554	3,09531	0,35	1,103	5,151
Line Impedance-2	100:UTIL-69	02:69-2	1/C-266.8 MCM ACSR	10000	3048	69	0,3494	0,7441	0,662	2,1554	3,09531	0,35	1,103	5,151

Fuente: Diseño propio

Tabla 35 Electro barras modeladas -Sistema IEEE

DATOS ELECTROBARRA (BUSWAY) STD 399-1997									
ID	Desde Bus	Hasta Bus	Material	Longitud (ft)	Longitud (m)	Voltaje (kV)	R1(Ω /100ft)	X1(Ω /100ft)	
BARRA_1	28:T10SEC	41:LGTS	Cu	50	15,2	69	0,0016	0,001	

Fuente: Diseño propio

Tabla 36 Transformadores modelados-Sistema IEEE

DATOS TRANSFORMADORES DE SISTEMA IEEE STD 399-1997								
ID Trafo	Bus Prim	Bus Sec	Vprim/Vsec	MVA nominal	ZI(%)	XI/R1	Z0(%)	X0/R0
T-1	01:69-1	03:MILL-1	69 / 13,8 kV	15 MVA	8	17	7,2	17
T-2	02:69-2	04:MILL-2	69 / 13,8 kV	15 MVA	8	17	7,4	17
T-3	05:FDR F	39:T3SEC	13,8 / 4,16 kV	1,725 MVA	6	8	6	8
T-4	06:FDR H	11:T4SEC	13,8 / 2,4 kV	1,5 MVA	5,5	6,5	5,5	6,5
T-5	12:T5PRI	17:T5SEC	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	6,75	6,5	6,75	6,5
T-6	13:T6PRI	18:T6SEC	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	5,75	6,5	5,75	6,5
T-7	06:FDR H	19:T7SEC	13,8 / 2,4 kV	3,75 MVA	5,5	12	5,5	12
T-8	15:FDR I	20:T8SEC	13,8 / 2,4 kV	3,75 MVA	5,5	12	5,5	12
T-9	16:T9PRI	21:T9SEC	13,8 / 0,48 kV	0,75 MVA	5,75	5	5,5	5
T-10	25:T10PRI	28:T10SEC	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	5,75	6,5	5,75	6,5
T-11	26:FDR G	29:T11SEC	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	5,75	6,5	5,5	6,5
T-12	27:T12PRI	30:T12SEC	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	5,75	6,5	5,5	6,5
T-13	31:FDR P	36:T13SEC	13,8 / 2,4 kV	2,5 MVA	5,75	10	50	10
T-14	32:FDR Q	37:T14SEC	13,8 / 0,48 kV	1 MVA	5,75	5,5	50	5,5
T-17	05:FDR F	49:RECT	13,8 / 0,48 kV	1,25 MVA	4,5	6	4,5	6
T-18	50:GEN1	51:AUX	13,8 / 0,48 kV	1,5 MVA	5,75	5,91	5,75	5,91

Fuente: Diseño propio

Tabla 37 Equivalentes de Thévenin Modelados-Sistema IEEE

DATOS EQUIVALENTE DE RED DE SISTEMA IEEE STD 399-1997												
ID	Conexión Bus	MVAsc 3Ø	MVAsc 1Ø	Voltaje (kV)	X/R 3Ø	X/R 1Ø	Corriente KAsc 3Ø	Corriente KAsc 1Ø	R	X	R0	X0
UTIL-1	100:UTIL-69	1000	765	69	22	9,7	8,367	6,401	0,45	10	1,972	19,1304

Fuente: Diseño propio

Tabla 38 Generadores modelados -Sistema IEEE

DATOS GENERADORES DE SISTEMA IEEE STD 399-1997									
ID	Conexión Bus	Tipo	Voltaje (kV)	Potencia (MVA)	X"d(%)	X/R	X0(%)	X0(%)	X0/R0
GEN-1	50:GEN1	Synchronous	13,8	15,625	0,112	37,4	0,152	5,7	37,4
GEN-2	04:MILL-2	Synchronous	13,8	12,5	12,8	35,7	0,162	5,8	35,7

Fuente: Diseño propio

Tabla 39 Cargas-Motores modelados-Sistema IEEE

DATOS MOTORES DE SISTEMA IEEE STD 399-1997														
ID	Conexión Bus	Tipo	Voltaje (kV)	Potencia (HP)	XM(%)	X/R	% DE CARGA	Positive Seq. Imp.				Zero Seq. Imp.		
								X"/R	%R	%X"	%X'	X/R0	%R0	%X0
M-30	51:AUX	Induction	0,48	200	16,7	7	80,09	11,01	1,816	20	50	11,01	1,82	20
M-31	51:AUX	Induction	0,48	600	16,7	12	80,09	19,08	1,048	20	50	19,08	1,05	20
M-FDR-L	08:FDR L	Synchronous	13,8	9000	20	34	94,78	35	0,44	15,385	23,077	35	0,44	15,38
M-T3-1	39:T3SEC	Induction	4,16	1750	16,7	29,74	94,8	17,41	1,148	20	50	17,41	1,15	20
M-T4-1	11:T4SEC	Induction	2,4	500	16,7	12	94,68	16,79	1,191	20	50	16,79	1,19	20
M-T5-1	17:T5SEC	Induction	0,48	850	16,7	10	82,52	19,47	1,027	20	50	19,47	1,03	20
M-T5-2	17:T5SEC	Induction	0,48	500	16,7	5	82,52	15,58	1,284	20	50	15,58	1,28	20
M-T5-3	22:T5MCC	Induction	0,48	150	16,7	14	75,45	17,41	1,148	20	50	17,41	1,15	20
M-T6-1	18:T6SEC	Induction	0,48	850	16,7	10	82,52	13,49	1,483	20	50	13,49	1,48	20
M-T6-2	18:T6SEC	Induction	0,48	500	16,7	5	82,52	8,17	2,449	20	50	8,17	2,45	20
M-T6-3	23:T6MCC	Induction	0,48	150	16,7	14	75,45	13,49	1,483	20	50	13,49	1,48	20
M-T7-1	19:T7SEC	Induction	2,4	1250	16,7	26,1	94,72	13,49	1,483	20	50	13,49	1,48	20
M-T7-2	19:T7SEC	Induction	2,4	2500	16,7	15	94,73	20,61	0,971	20	50	20,61	0,97	20
M-T8-1	20:T8SEC	Induction	2,4	1750	16,7	15	94,73	11,05	1,811	20	50	11,05	1,81	20
M-T8-2	20:T8SEC	Induction	2,4	2000	16,7	26	94,73	27,99	0,596	16,67	25	27,99	0,6	16,67
M-T9-1	21:T9SEC	Induction	0,48	750	16,7	12	75,33	11,01	1,816	20	50	11,01	1,82	20
M-T10-1	28:T10SEC	Induction	0,48	400	16,7	10	86,16	32,6	0,472	15,38	23,08	32,6	0,47	15,38
M-T10-2	28:T10SEC	Induction	0,48	500	16,7	5	86,16	29,53	0,521	15,38	23,08	29,53	0,52	15,38
M-T10-3	33:T10MCC	Induction	0,48	300	16,7	12	75,1	30,8	0,5	15,38	23,08	30,8	0,5	15,38
M-T11-1	29:T11SEC	Induction	0,48	625	16,7	10	86,45	32,6	0,472	15,38	23,08	32,6	0,47	15,38
M-T11-2	29:T11SEC	Induction	0,48	465	16,7	5	86,45	29,53	0,521	15,38	23,08	29,53	0,52	15,38
M-T11-3	34:T11MCC	Induction	0,48	110	16,7	7	75,58	22,71	0,881	20	50	22,71	0,88	20
M-T12-1	30:T12SEC	Induction	0,48	400	16,7	12	83,86	17,41	1,148	20	50	17,41	1,15	20
M-T12-2	30:T12SEC	Induction	0,48	500	16,7	5	83,86	22,71	0,881	20	50	22,71	0,88	20
M-T12-3	35:T12MCC	Induction	0,48	300	16,7	12	75,1	17,41	1,148	20	50	17,41	1,15	20
M-T13-1	36:T13SEC	Induction	2,3	2500	16,7	12,85	94,8	21,33	0,938	20	50	21,33	0,94	20
M-T14-1	37:T14SEC	Induction	0,48	700	16,7	12	88,89	9,54	2,097	20	50	9,54	2,1	20
M-T14-2	37:T14SEC	Induction	0,48	300	16,7	5	88,87	9,54	2,097	20	50	9,54	2,1	20
M-T17-1	49:RECT	Induction	0,46	1250	33	10	100	27,99	0,596	16,67	25	27,99	0,6	16,67

Fuente: Diseño propio

Simulación de Flujo de carga Sistema IEEE:

Se realiza la simulación de flujo de carga para determinar la distribución de voltajes, corrientes y potencias en el sistema.

Esquema

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

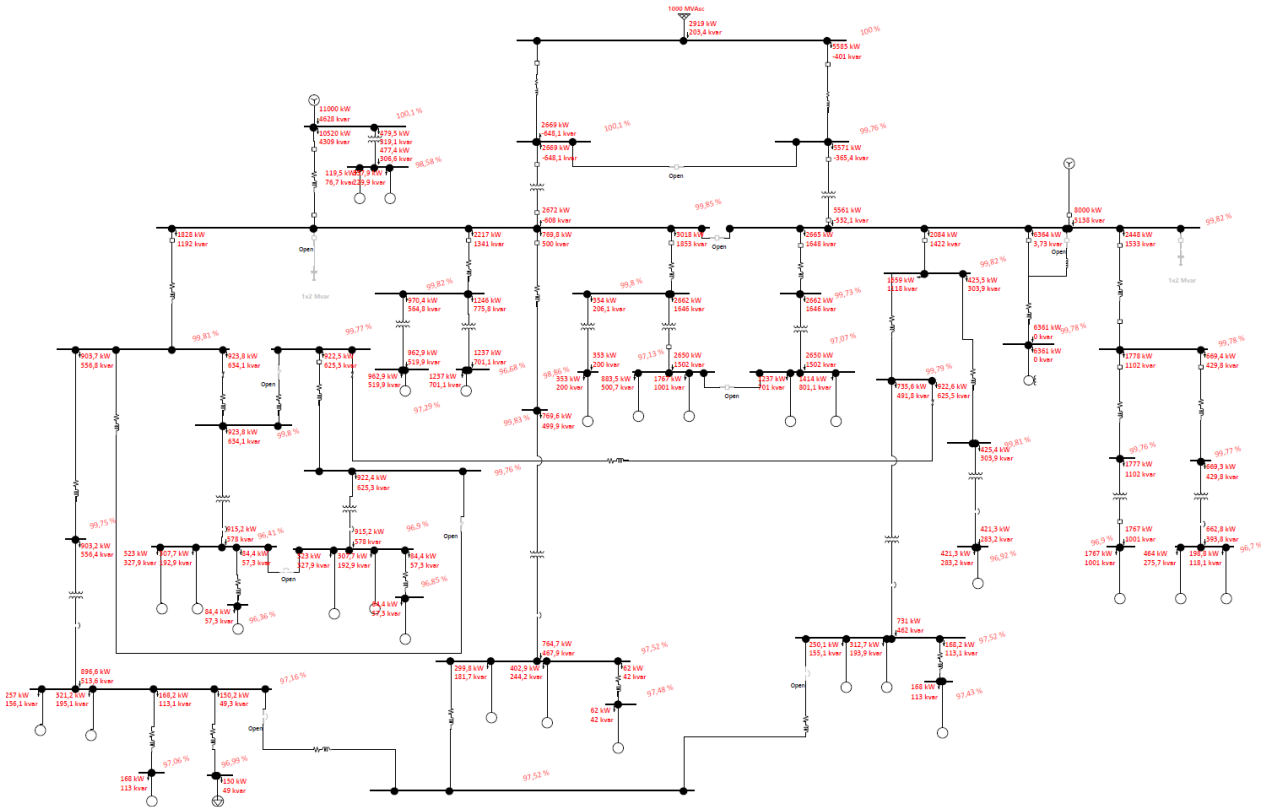


Figura 57 Simulación flujo de carga red IEEE

Resultados flujo de carga -resumen*Tabla 40 Información general red IEEE*

Información General	
Buses(Barras)	44
Ramas(Conexiones de cables-lineas)	43
Generadores	2
Redes eléctricas	1
Cargas	30
Carga-MW	21,766
Carga-Mvar	9,009
Generación-MW	21,919
Generación-Mvar	9,969
Pérdidas-MW	0,153
Pérdidas-Mvar	0,961

Fuente: Diseño propio

A continuación, se reflejan los resultados del flujo de carga, tanto los proporcionados por la norma IEEE 399-1997 cómo los obtenidos de la simulación, se pueden observar:

- 1) Porcentajes de tensión en kV por barra
- 2) Carga en MW actual de cada barra
- 3) Carga en Mvar actual de cada barra
- 4) Porcentaje de amperaje según el nominal de la barra

Tabla 41 Valores de barra dados por flujo de carga -Norma vs Simulación

VALORES EN BARRA SEGÚN NORMA IEEE399						VALORES EN BARRA SEGÚN SIMULACIÓN					
Bus ID	Nominal kV	Voltage (%)	MW Loading	Mvar Loading	Amp Loading	Bus ID	Nominal kV	Voltage	MW Loading	Mvar Loading	Amp Loading
01:69-1	69	100,02	2,669	0,649	22,98	01:69-1	69	100,01	2,671	0,648	22,99
02:69-2	69	99,93	5,57	0,368	46,74	02:69-2	69	99,94	5,569	0,369	46,73
03:MILL-1	13,8	99,77	10,504	4,886	485,8	03:MILL-1	13,8	99,76	10,504	4,885	485,8
04:MILL-2	13,8	100	13,56	5,138	606,7	04:MILL-2	13,8	100,01	13,559	5,138	606,6
05:FDR F	13,8	99,74	2,217	1,341	108,7	05:FDR F	13,8	99,73	2,217	1,341	108,7
06:FDR H	13,8	99,72	3,016	1,852	148,5	06:FDR H	13,8	99,71	3,015	1,851	148,4
07:FDR71/72	13,8	100	2,084	1,421	105,5	07:FDR71/72	13,8	100,01	2,084	1,421	105,5
08:FDR L	13,8	99,95	6,361	0	266,3	08:FDR L	13,8	99,96	6,361	0	266,2
09:FDR E	13,8	99,72	1,827	1,191	91,5	09:FDR E	13,8	99,72	1,827	1,191	91,5
10:EMERG	13,8	99,95	0,923	0,626	46,67	10:EMERG	13,8	99,95	0,922	0,625	46,64
11:T4SEC	2,4	98,78	0,353	0,2	98,88	11:T4SEC	2,4	98,77	0,353	0,2	98,81
12:T5PRI	13,8	99,72	0,924	0,635	47,04	12:T5PRI	13,8	99,71	0,924	0,634	47,02
13:T6PRI	13,8	99,94	0,923	0,625	46,67	13:T6PRI	13,8	99,95	0,922	0,625	46,64
15:FDR I	13,8	99,91	2,662	1,645	131	15:FDR I	13,8	99,91	2,661	1,644	131
16:T9PRI	13,8	99,98	0,425	0,303	21,84	16:T9PRI	13,8	99,99	0,425	0,304	21,87
17:T5SEC	0,48	96,33	0,916	0,578	1352	17:T5SEC	0,48	96,32	0,915	0,578	1352
18:T6SEC	0,48	97,08	0,916	0,578	1342	18:T6SEC	0,48	97,09	0,915	0,578	1341
19:T7SEC	2,4	97,05	2,65	1,502	755	19:T7SEC	2,4	97,04	2,649	1,501	754,8
20:T8SEC	2,4	97,25	2,65	1,502	753,5	20:T8SEC	2,4	97,25	2,649	1,501	753,1
21:T9SEC	0,48	97,1	0,421	0,283	628	21:T9SEC	0,48	97,1	0,421	0,283	628,9
22:T5MCC	0,48	96,28	0,0844	0,0573	127,4	22:T5MCC	0,48	96,27	0,0844	0,0573	127,4
23:T6MCC	0,48	97,03	0,0844	0,0573	126,4	23:T6MCC	0,48	97,04	0,0844	0,0573	126,4
24:FDR M	13,8	99,96	2,447	1,531	120,8	24:FDR M	13,8	99,96	2,447	1,531	120,8
25:T10PRI	13,8	99,67	0,902	0,556	44,49	25:T10PRI	13,8	99,66	0,903	0,556	44,51
26:FDR G	13,8	99,75	0,77	0,5	38,51	26:FDR G	13,8	99,74	0,77	0,5	38,5
27:T12PRI	13,8	99,96	1,658	1,117	83,67	27:T12PRI	13,8	99,97	1,658	1,117	83,67
28:T10SEC	0,48	97,08	0,896	0,513	1279	28:T10SEC	0,48	97,07	0,896	0,513	1280
29:T11SEC	0,48	97,43	0,765	0,468	1107	29:T11SEC	0,48	97,43	0,765	0,468	1107
30:T12SEC	0,48	97,7	0,73	0,462	1064	30:T12SEC	0,48	97,71	0,731	0,462	1065
31:FDR P	13,8	99,93	1,777	1,101	87,53	31:FDR P	13,8	99,94	1,777	1,101	87,53
32:FDR Q	13,8	99,94	0,669	0,43	33,29	32:FDR Q	13,8	99,95	0,669	0,43	33,29
33:T10MCC	0,48	96,98	0,168	0,113	250,5	33:T10MCC	0,48	96,97	0,168	0,113	251,1
34:T1MCC	0,48	97,4	0,0621	0,0421	92,62	34:T1MCC	0,48	97,39	0,062	0,042	92,49
35:T12MCC	0,48	97,61	0,168	0,113	248,9	35:T12MCC	0,48	97,61	0,168	0,113	249,5
36:T13SEC	2,4	97,08	1,767	1,001	503,3	36:T13SEC	2,4	97,09	1,767	1,001	503,3
37:T14SEC	0,48	96,88	0,663	0,394	957,2	37:T14SEC	0,48	96,89	0,663	0,394	957,1
38:480TIE	0,48	97,43	0	0	0	38:480TIE	0,48	97,43	0	0	0
39:T3SEC	4,16	96,6	1,237	0,701	204,3	39:T3SEC	4,16	96,59	1,237	0,701	204,3
41:LGTS	0,48	97,01	0,15	0,049	195,9	41:LGTS	0,48	97	0,15	0,049	195,7
49:RECT	0,48	97,21	0,963	0,52	1354	49:RECT	0,48	97,2	0,963	0,52	1354
50:GEN1	13,8	100	11	4,628	499,3	50:GEN1	13,8	99,99	11	4,628	499,3
51:AUX	0,48	98,5	0,478	0,307	693,6	51:AUX	0,48	98,49	0,478	0,307	693,5
100:UTIL-69	69	100	5,574	0,603	46,91	100:UTIL-69	69	100	5,573	0,605	46,91

Fuente: Diseño propio

NOTA: Ya que los datos ingresados a este sistema fueron referenciados de la IEEE 399-1997, se realizó una tabla de errores relativos (ver tabla 42), con el fin de verificar la correcta calibración del sistema simulado.

Tabla errores relativos simulación vs norma IEEE 399

Tabla 42 Tabla de errores relativos -simulación flujo de carga

ERRORES RELATIVOS - VALORES EN BARRA SEGÚN SIMULACIÓN vs NORMA IEEE 399					
Bus ID	error relativo % voltaje	error relativo medida MW	error relativo Medida Mvar	error relativo Medida corriente	
01:69-1	0,009998%	-0,074934%	0,154083%	-0,043516%	
02:69-2	-0,010007%	0,017953%	-0,271739%	0,021395%	
03:MILL-1	0,010023%	0,000000%	0,020467%	0,000000%	
04:MILL-2	-0,010000%	0,007375%	0,000000%	0,016483%	
05:FDR F	0,010026%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
06:FDR H	0,010028%	0,033156%	0,053996%	0,067340%	
7:FDR71/7	-0,010000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
08:FDR L	-0,010005%	0,000000%	0,000000%	0,037552%	
09:FDR E	0,000000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
10:EMERG	0,000000%	0,108342%	0,159744%	0,064281%	
11:T4SEC	0,010124%	0,000000%	0,000000%	0,070793%	
12:T5PRI	0,010028%	0,000000%	0,157480%	0,042517%	
13:T6PRI	-0,010006%	0,108342%	0,000000%	0,064281%	
15:FDR I	0,000000%	0,037566%	0,060790%	0,000000%	
16:T9PRI	-0,010002%	0,000000%	-0,330033%	-0,137363%	
17:T5SEC	0,010381%	0,109170%	0,000000%	0,000000%	
18:T6SEC	-0,010301%	0,109170%	0,000000%	0,074516%	
19:T7SEC	0,010304%	0,037736%	0,066578%	0,026490%	
20:T8SEC	0,000000%	0,037736%	0,066578%	0,053086%	
21:T9SEC	0,000000%	0,000000%	0,000000%	-0,143312%	
22:T5MCC	0,010386%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
23:T6MCC	-0,010306%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
24:FDR M	0,000000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
25:T10PRI	0,010033%	-0,110865%	0,000000%	-0,044954%	
26:FDR G	0,010025%	0,000000%	0,000000%	0,025967%	
27:T12PRI	-0,010004%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
28:T10SEC	0,010301%	0,000000%	0,000000%	-0,078186%	
29:T11SEC	0,000000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
30:T12SEC	-0,010235%	-0,136986%	0,000000%	-0,093985%	
31:FDR P	-0,010007%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
32:FDR Q	-0,010006%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
33:T10MCC	0,010311%	0,000000%	0,000000%	-0,239521%	
34:T1MCC	0,010267%	0,161031%	0,237530%	0,140358%	
35:T12MCC	0,000000%	0,000000%	0,000000%	-0,241061%	
36:T13SEC	-0,010301%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
37:T14SEC	-0,010322%	0,000000%	0,000000%	0,010447%	
38:480TIE	0,000000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
39:T3SEC	0,010352%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
41:LGTS	0,010308%	0,000000%	0,000000%	0,102093%	
49:RECT	0,010287%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
50:GEN1	0,010000%	0,000000%	0,000000%	0,000000%	
51:AUX	0,010152%	0,000000%	0,000000%	0,014418%	
00:UTIL-6	0,000000%	0,017940%	-0,331675%	0,000000%	

Fuente: Diseño propio

NOTA: la meta para la simulación era un error +/- del 3% el cual se cumplió, se garantiza una correcta calibración del sistema.

Informe de resultados ETAP 20.0 -flujo de carga

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
01:69-1	69.000	100.100	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	100:UTIL-69	2.669	-0.648	23.0	-97.2	
								03:MILL-1	-2.669	0.648	23.0	-97.2	
02:69-2	69.000	99.760	-0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	100:UTIL-69	-5.571	0.365	46.8	-99.8	
								04:MILL-2	5.571	-0.365	46.8	-99.8	
03:MILL-1	13.800	99.849	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	1.828	1.192	91.4	83.8	
								05:FDR F	2.217	1.341	108.6	85.6	
								26:FDR G	0.770	0.500	38.5	83.9	
								06:FDR H	3.018	1.853	148.4	85.2	
								50:GEN1	-10.505	-4.278	475.2	92.6	
04:MILL-2	13.800	99.824	-1.8	8.000	5.138	0.000	0.000	01:69-1	2.672	-0.608	114.8	-97.5	
								15:FDR I	2.665	1.648	131.3	85.1	
								24:FDR M	2.448	1.533	121.0	84.8	
								02:69-2	-5.561	0.532	234.1	-99.5	
								Bus18	6.364	0.004	266.7	100.0	
05:FDR F	13.800	99.824	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	2.084	1.422	105.7	82.6	
								03:MILL-1	-2.217	-1.341	108.6	85.6	
								39:T3SEC	1.246	0.776	61.5	84.9	
06:FDR H	13.800	99.799	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	49:RECT	0.970	0.565	47.1	86.4	
								03:MILL-1	-3.016	-1.852	148.4	85.2	
								11:T4SEC	0.354	0.206	17.2	86.4	
07:FDR71/72	13.800	99.824	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	19:T7SEC	2.662	1.646	131.2	85.1	
								27:T12PRI	1.659	1.118	83.8	82.9	
								16:T9PRI	0.426	0.304	21.9	81.4	
08:FDR L	13.800	99.776	-1.9	0.000	0.000	6.361	0.000	04:MILL-2	-2.084	-1.422	105.7	82.6	
								Bus18	-6.361	0.000	266.7	100.0	
09:FDR E	13.800	99.807	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	03:MILL-1	-1.828	-1.191	91.4	83.8	
								25:T10PRI	0.904	0.557	44.5	85.1	
								12:T5PRI	0.924	0.634	47.0	82.4	
10:EMERG	13.800	99.771	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	13:T6PRI	0.922	0.625	46.7	82.8	
								27:T12PRI	-0.922	-0.625	46.7	82.8	
11:T4SEC	2.400	98.860	0.2	0.000	0.000	0.353	0.200	06:FDR H	-0.353	-0.200	98.7	87.0	

Figura 58 Informe de resultados #1 flujo de carga -red IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow				XFM	
ID	kV	% Mag	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
12:T5PRI	13.800	99.801	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	-0.924	-0.634	47.0	82.4	
								17:T5SEC	0.924	0.634	47.0	82.4	
13:T6PRI	13.800	99.765	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	10:EMERG	-0.922	-0.625	46.7	82.8	
								18:T6SEC	0.922	0.625	46.7	82.8	
15:FDR I	13.800	99.733	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	04:MILL-2	-2.662	-1.646	131.3	85.1	
								20:T8SEC	2.662	1.646	131.3	85.1	
16:T9PRI	13.800	99.806	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	-0.425	-0.304	21.9	81.4	
								21:T9SEC	0.425	0.304	21.9	81.4	
17:T5SEC	0.480	96.412	-1.3	0.000	0.000	0.831	0.521	22:T5MCC	0.084	0.057	127.3	82.8	
								12:T5PRI	-0.915	-0.578	1350.4	84.5	
18:T6SEC	0.480	96.902	-3.7	0.000	0.000	0.831	0.521	23:T6MCC	0.084	0.057	126.7	82.8	
								13:T6PRI	-0.915	-0.578	1343.6	84.5	
19:T7SEC	2.400	97.135	-1.3	0.000	0.000	2.650	1.502	06:FDR H	-2.650	-1.502	754.5	87.0	
20:T8SEC	2.400	97.066	-4.0	0.000	0.000	2.650	1.502	15:FDR I	-2.650	-1.502	755.0	87.0	
21:T9SEC	0.480	96.915	-3.5	0.000	0.000	0.421	0.283	16:T9PRI	-0.421	-0.283	630.0	83.0	
22:T5MCC	0.480	96.364	-1.3	0.000	0.000	0.084	0.057	17:T5SEC	-0.084	-0.057	127.3	82.8	
23:T6MCC	0.480	96.854	-3.7	0.000	0.000	0.084	0.057	18:T6SEC	-0.084	-0.057	126.7	82.8	
24:FDR M	13.800	99.780	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	04:MILL-2	-2.447	-1.532	121.0	84.8	
								31:FDR P	1.778	1.102	87.7	85.0	
								32:FDR Q	0.669	0.430	33.4	84.1	
25:T10PRI	13.800	99.749	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	-0.903	-0.556	44.5	85.1	
								28:T10SEC	0.903	0.556	44.5	85.1	
26:FDR G	13.800	99.830	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	03:MILL-1	-0.770	-0.500	38.5	83.9	
								29:T11SEC	0.770	0.500	38.5	83.9	
27:T12PRI	13.800	99.787	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	-1.658	-1.117	83.8	82.9	
								10:EMERG	0.923	0.625	46.7	82.8	
								30:T12SEC	0.736	0.492	37.1	83.1	
28:T10SEC	0.480	97.157	-0.9	0.000	0.000	0.578	0.351	33:T10MCC	0.168	0.113	250.9	83.0	
								41:LGTS	0.150	0.049	195.7	95.0	
								25:T10PRI	-0.897	-0.514	1279.2	86.8	
29:T11SEC	0.480	97.519	-0.7	0.000	0.000	0.703	0.426	38:480TIE	0.000	0.000	0.0	0.0	
								34:T11MCC	0.062	0.042	92.4	82.8	

Figura 59 Informe de resultados #2 flujo de carga -red IEEE

Bus		Voltage			Generation		Load		Load Flow					XFMR	
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap		
30:T12SEC	0.480	97.522	-3.3	0.000	0.000	0.563	0.349	35:T12MCC	0.168	0.113	250.0	83.0			
								27:T12PRI	-0.731	-0.462	1066.6	84.5			
31:FDR P	13.800	99.759	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	24:FDR.M	-1.777	-1.102	87.7	85.0			
								36:T13SEC	1.777	1.102	87.7	85.0			
32:FDR Q	13.800	99.769	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	24:FDR.M	-0.669	-0.430	33.4	84.1			
								37:T14SEC	0.669	0.430	33.4	84.1			
33:T10MCC	0.480	97.062	-0.9	0.000	0.000	0.168	0.113	28:T10SEC	-0.168	-0.113	250.9	83.0			
34:T1MCC	0.480	97.485	-0.7	0.000	0.000	0.062	0.042	29:T11SEC	-0.062	-0.042	92.4	82.8			
35:T12MCC	0.480	97.428	-3.3	0.000	0.000	0.168	0.113	30:T12SEC	-0.168	-0.113	250.0	83.0			
36:T13SEC	2.400	96.900	-4.1	0.000	0.000	1.767	1.001	31:FDR.P	-1.767	-1.001	504.3	87.0			
37:T14SEC	0.480	96.700	-3.8	0.000	0.000	0.663	0.394	32:FDR.Q	-0.663	-0.394	959.0	86.0			
38:480TIE	0.480	97.519	-0.7	0.000	0.000	0.000	0.000	29:T11SEC	0.000	0.000	0.0	0.0			
39:T3SEC	4.160	96.685	-1.5	0.000	0.000	1.237	0.701	05:FDR.F	-1.237	-0.701	204.1	87.0			
41:LGTS	0.480	96.994	-1.0	0.000	0.000	0.150	0.049	28:T10SEC	-0.150	-0.049	195.7	95.1			
49:RECT	0.480	97.290	-0.9	0.000	0.000	0.963	0.520	05:FDR.F	-0.963	-0.520	1352.9	88.0			
50:GEN1	13.800	100.081	1.0	11.000	4.628	0.000	0.000	03:MILL-1	10.520	4.309	475.2	92.5			
								51:AUX	0.480	0.319	24.1	83.2			
51:AUX	0.480	98.583	0.1	0.000	0.000	0.477	0.307	50:GEN1	-0.477	-0.307	692.3	84.1			
*100:UTIL-69	69.000	100.000	0.0	2.919	0.203	0.000	0.000	01:69-1	-2.666	0.604	22.9	-97.5			
								02:69-2	5.585	-0.401	46.9	-99.7			
Bus18	13.800	99.824	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	08:FDR.L	6.364	0.004	266.7	100.0			
								04:MILL-2	-6.364	-0.004	266.7	100.0			

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

Figura 60 Informe de resultados #3 flujo de carga -red IEEE

Informe de resultados ETAP 20.0 -Pérdidas en conductores y transformadores

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		% Drop
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	in Vmag
C1A	-10.505	-4.278	10.520	4.309	15.7	31.3	99.8	100.1	0.23
Cable20	0.150	0.049	-0.150	-0.049	0.2	0.3	97.2	97.0	0.16
C-E1	1.828	1.192	-1.828	-1.191	0.7	0.6	99.8	99.8	0.04
C-E2	0.904	0.557	-0.903	-0.556	0.5	0.4	99.8	99.7	0.06
C-E4	0.924	0.634	-0.924	-0.634	0.0	0.0	99.8	99.8	0.01
C-F1	2.217	1.341	-2.217	-1.341	0.5	0.4	99.8	99.8	0.03
C-G1	0.770	0.500	-0.770	-0.500	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-H1	3.018	1.853	-3.016	-1.852	1.4	1.1	99.8	99.8	0.05
C-I1	2.665	1.648	-2.662	-1.646	2.2	1.9	99.8	99.7	0.09
C-J2	1.659	1.118	-1.658	-1.117	0.6	0.5	99.8	99.8	0.04
C-J3	0.426	0.304	-0.425	-0.304	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-J4	0.922	0.625	-0.922	-0.625	0.1	0.0	99.8	99.8	0.01
C-J6	-0.922	-0.625	0.923	0.625	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-L1	-6.361	0.000	6.364	0.004	3.1	3.7	99.8	99.8	0.05
C-M1	2.448	1.533	-2.447	-1.532	1.0	0.8	99.8	99.8	0.04
C-M2	1.778	1.102	-1.777	-1.102	0.3	0.3	99.8	99.8	0.02
C-M3	0.669	0.430	-0.669	-0.430	0.1	0.1	99.8	99.8	0.01
C-T10-2	0.168	0.113	-0.168	-0.113	0.2	0.1	97.2	97.1	0.09
C-T11-1	0.000	0.000	0.000	0.000			97.5	97.5	
C-T11-2	0.062	0.042	-0.062	-0.042	0.0	0.0	97.5	97.5	0.03
C-T12-2	0.168	0.113	-0.168	-0.113	0.2	0.1	97.5	97.4	0.09
C-T5-1	0.084	0.057	-0.084	-0.057	0.0	0.0	96.4	96.4	0.05
C-T6-1	0.084	0.057	-0.084	-0.057	0.0	0.0	96.9	96.9	0.05
Line Impedance-1	2.669	-0.648	-2.666	0.604	3.4	-43.7	100.1	100.0	0.10
Line Impedance-2	-5.571	0.365	5.585	-0.401	14.2	-35.6	99.8	100.0	0.24
T-1	-2.669	0.648	2.672	-0.608	2.4	40.1	100.1	99.8	0.25
T-10	0.903	0.556	-0.897	-0.514	6.6	42.9	99.7	97.2	2.59
T-11	0.770	0.500	-0.765	-0.468	4.9	32.0	99.8	97.5	2.31
T-12	0.736	0.492	-0.731	-0.462	4.6	29.8	99.8	97.5	2.26
T-13	1.777	1.102	-1.767	-1.001	10.1	100.6	99.8	96.9	2.86
T-14	0.669	0.430	-0.663	-0.394	6.5	36.0	99.8	96.7	3.07
T-17	0.970	0.565	-0.963	-0.520	7.5	44.9	99.8	97.3	2.53
T-18	0.480	0.319	-0.477	-0.307	2.1	12.5	100.1	98.6	1.50
T-2	5.571	-0.365	-5.561	0.532	9.8	166.7	99.8	99.8	0.06

Figura 61 Informe de resultados #4 flujo de carga -red IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
T-3	1.246	0.776	-1.237	-0.701	9.3	74.7	99.8	96.7	3.14
T-4	0.354	0.206	-0.353	-0.200	0.9	6.1	99.8	98.9	0.94
T-5	0.924	0.634	-0.915	-0.578	8.6	56.1	99.8	96.4	3.39
T-6	0.922	0.625	-0.915	-0.578	7.3	47.3	99.8	96.9	2.86
T-7	2.662	1.646	-2.650	-1.502	12.0	143.8	99.8	97.1	2.66
T-8	2.662	1.646	-2.650	-1.502	12.0	144.0	99.7	97.1	2.67
T-9	0.425	0.304	-0.421	-0.283	4.1	20.6	99.8	96.9	2.89
					153.5	960.6			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

Figura 62 Informe de resultados #5 flujo de carga -red IEEE

Informe de resultados ETAP 20.0 -Generación, carga y demanda

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	2.919	0.203	2.926	99.76 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	19.000	9.766	21.363	88.94 Lagging
Total Demand:	21.919	9.969	24.080	91.03 Lagging
Total Motor Load:	21.766	9.009	23.556	92.40 Lagging
Total Static Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.153	0.961		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

Figura 63 Informe de resultados #6 flujo de carga -red IEEE

NOTA: El informe completo de flujo de carga estará adjuntado cómo en el presente documento.

Simulación de cortocircuito bajo ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141)

El método y las generalidades a cerca de la simulación de cortocircuito en el software ETAP 20.0; se describen en el capítulo 5 sección “Simulación de cortocircuito”.

NOTA: Para los diagramas de falla se plasmarán sólo las fallas trifásicas. Según el estudio de corto estás son las de valor más alto, todo con el fin de no saturar el documento. Estas se pueden ver en detalle en los informes plasmados en este capítulo y nos anexos adjuntos al documento.

Selección de punto de falla

Teniendo en cuenta la topología de la red, y el estudio base de la (IEEE 399, 1997) cómo punto de falla las barras con mayor carga conectada y que más aportes reciben según la simulación de corto y flujo de carga realizados, estas barras son: 04: MILL-2,05: FDR F,10: EMERG, 19: T7SEC, 50: GEN1.

Caso 1 red IEEE: Corrientes momentáneas de corto circuito

En la Figura 64 se muestran las corrientes de corto de $\frac{1}{2}$ ciclo en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

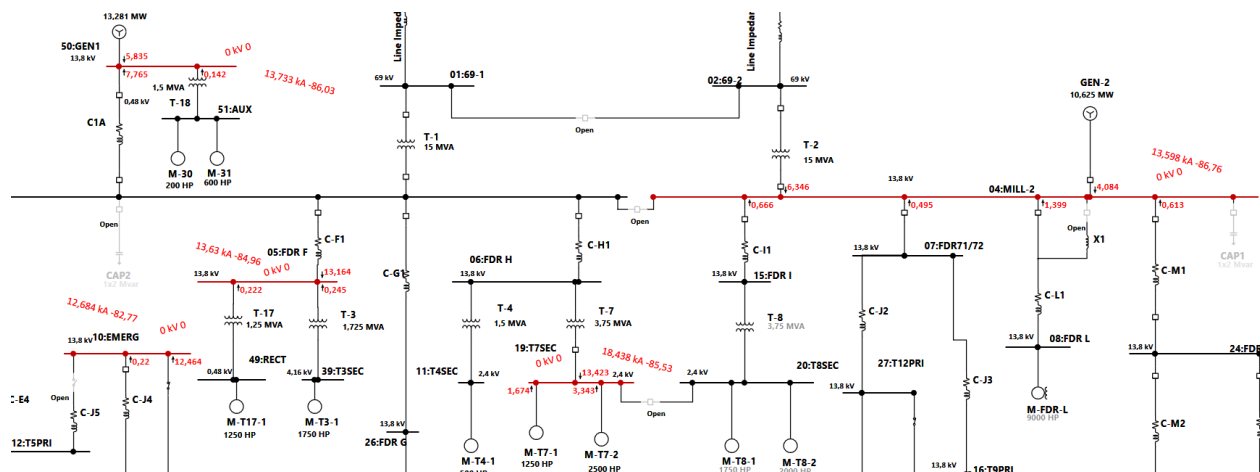


Figura 64 Simulación caso 1-Sistema IEEE

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de ½ ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes momentáneas por cada tipo de falla se puede consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el capítulo 6.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

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

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.768	-13.576	13.598	0.775	-14.676	14.697	11.942	0.681	11.961	11.506	8.396	14.243
05:FDR F	13.800	1.197	-13.578	13.630	1.264	-13.812	13.870	11.781	1.045	11.827	-12.430	5.958	13.784
10:EMERG	13.800	1.597	-12.584	12.684	2.019	-13.113	13.267	11.055	1.420	11.145	-12.192	5.231	13.267
19:T7SEC	2.400	1.436	-18.382	18.438	1.413	-17.652	17.709	15.924	1.245	15.972	-16.615	7.240	18.124
50:GEN1	13.800	0.951	-13.700	13.733	0.886	-14.672	14.698	11.883	0.833	11.913	11.494	8.696	14.413

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

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

Figura 65 Resultados caso 1-Sistema IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report

Bus ID	kV	Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
		Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
04:MILL-2	13.800	0.03309	0.58500	0.58594	0.03263	0.56685	0.56779	0.02000	0.47227	0.47269
05:FDR F	13.800	0.05132	0.58229	0.58454	0.05181	0.57994	0.58225	0.05390	0.55396	0.55658
10:EMERG	13.800	0.07910	0.62312	0.62812	0.07864	0.60496	0.61005	0.11635	0.55252	0.56464
19:T7SEC	2.400	0.00585	0.07492	0.07515	0.00586	0.07488	0.07511	0.00702	0.08419	0.08448
50:GEN1	13.800	0.04018	0.57879	0.58019	0.04081	0.57681	0.57825	0.01701	0.46765	0.46796

Figura 66 Impedancias de secuencia caso 1-Sistema IEEE

Caso 2 Red IEEE: Corrientes de corto de interrupción

En la Figura 67 se muestran las corrientes de corto de 1.4-5 ciclos en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

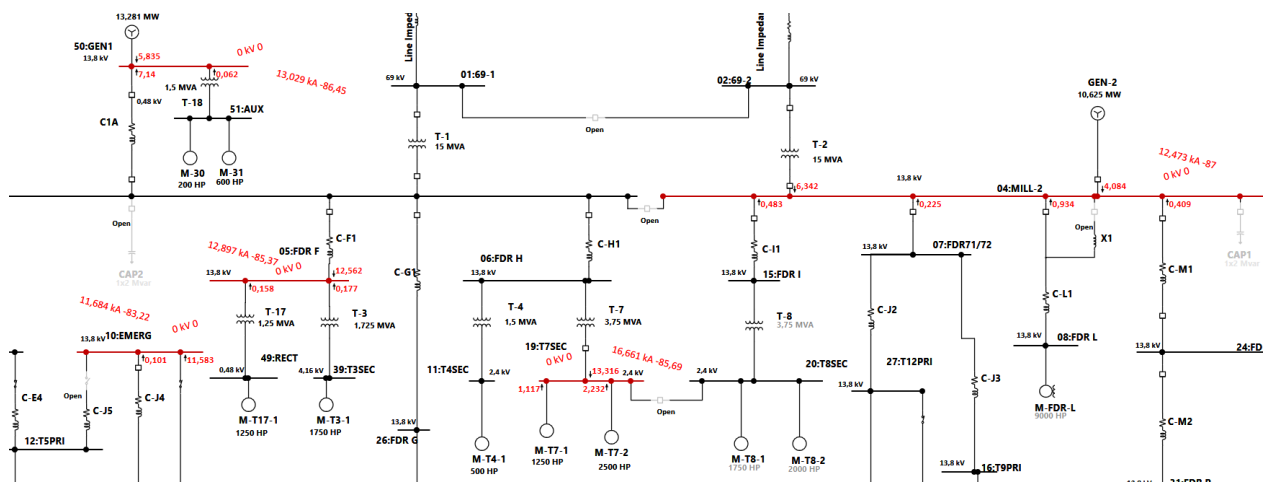


Figura 67 Simulación caso 2-Sistema IEEE

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de 1.4-5 ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes interruptivas por cada tipo de falla se pueden consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el capítulo 6.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.654	-12.456	12.473	0.730	-14.215	14.234	11.420	0.627	11.437	10.850	7.871	13.404
05:FDR F	13.800	1.041	-12.854	12.897	1.205	-13.554	13.607	11.458	0.975	11.500	-11.943	5.797	13.276
10:EMERG	13.800	1.380	-11.603	11.684	1.913	-12.741	12.884	10.600	1.316	10.682	-11.489	5.015	12.536
19:T7SEC	2.400	1.252	-16.614	16.661	1.349	-17.071	17.124	15.119	1.161	15.163	-15.519	6.797	16.942
50:GEN1	13.800	0.807	-13.004	13.029	0.833	-14.396	14.420	11.574	0.767	11.599	11.121	8.328	13.894

All fault currents are symmetrical (1.5-4 Cycle network) values in rms kA.
* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 68 Resultados caso 2-Sistema IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
04:MILL-2	13.800	0.03347	0.63791	0.63878	0.03263	0.56685	0.56779	0.02000	0.47227	0.47269
05:FDR F	13.800	0.04989	0.61578	0.61780	0.05181	0.57994	0.58225	0.05390	0.55396	0.55658
10:EMERG	13.800	0.08051	0.67712	0.68189	0.07864	0.60496	0.61005	0.11635	0.55252	0.56464
19:T7SEC	2.400	0.00625	0.08293	0.08317	0.00586	0.07488	0.07511	0.00702	0.08419	0.08448
50:GEN1	13.800	0.03787	0.61033	0.61150	0.04081	0.57681	0.57825	0.01701	0.46765	0.46796

Figura 69 Impedancias de secuencia caso 2-Sistema IEEE

Caso 3 Red IEEE: Corrientes de corto permanentes

En la Figura 70 se muestran las corrientes de corto de 30 ciclos en las barras asignadas como punto de falla. En estas se pueden reflejar las contribuciones a la falla desde los buses próximos al referenciado.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

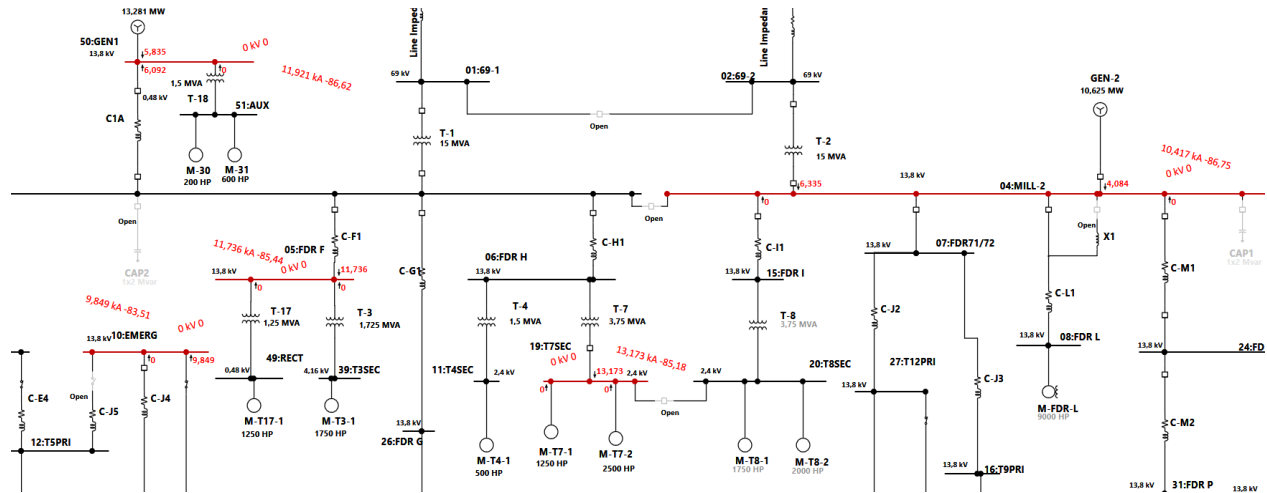


Figura 70 Simulación caso 3-Sistema IEEE

Reportes

Se presenta un resumen de las corrientes de corto simétricas en kA de 30 ciclos, además de las impedancias de secuencia dadas en el punto de falla. El detalle de las corrientes permanentes por cada tipo de falla se puede consultar en el **Anexo C** y se trabajarán los aspectos principales en el capítulo 6.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
		Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.590	-10.400	10.417	0.635	-11.920	11.937	9.007	0.511	9.021	8.666	7.490	11.455
05:FDR F	13.800	0.932	-11.699	11.736	1.055	-12.441	12.486	10.131	0.807	10.164	-10.733	5.835	12.217
10:EMERG	13.800	1.114	-9.786	9.849	1.504	-10.857	10.961	8.475	0.965	8.529	-9.508	5.121	10.800
19:T7SEC	2.400	1.107	-13.126	13.173	1.181	-14.048	14.098	11.367	0.959	11.408	10.735	8.514	13.701
50:GEN1	13.800	0.703	-11.900	11.921	0.703	-13.226	13.245	10.306	0.609	10.324	9.965	8.051	12.811

All fault currents are symmetrical (30 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Figura 71 Resultados caso 3-Sistema IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
04:MILL-2	13.800	0.04330	0.76365	0.76487	0.04330	0.76365	0.76487	0.02000	0.47227	0.47269
05:FDR F	13.800	0.05392	0.67675	0.67890	0.05392	0.67675	0.67890	0.05390	0.55396	0.55658
10:EMERG	13.800	0.09148	0.80377	0.80896	0.09148	0.80377	0.80896	0.11635	0.55252	0.56464
19:T7SEC	2.400	0.00884	0.10482	0.10519	0.00884	0.10482	0.10519	0.00702	0.08419	0.08448
50:GEN1	13.800	0.03942	0.66721	0.66837	0.03942	0.66721	0.66837	0.01701	0.46765	0.46796

Figura 72 Impedancias de secuencia caso 3-Sistema IEEE

Caso 4: Fallas trifásicas -servicio de dispositivo Red IEEE.

La Figura 64 del caso 1 muestra las corrientes trifásicas en las barras asignadas como punto de falla las cuales son las más altas en el sistema, las cuales se reflejan para este caso. A diferencia de que el presente asocia las capacidades de los dispositivos de protección.

Reportes

Se muestra un resumen detallado del cálculo de los valores eficaces simétricos y asimétricos momentáneos, la cresta asimétrica momentánea, la interrupción de valores eficaces simétricos y la interrupción de corrientes de cortocircuito de valor eficaz simétrico ajustado en barras con fallas y el dispositivo de protección asociado, además nos proporciona los valores X/R en el punto de falla, y los factores multiplicadores utilizados.

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Momentary Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)

Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
04:MILL-2	13.800	04:MILL-2	Bus	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204			
	13.800	CB6	3 cy Sym CB	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204		32.000	54.000
	13.800	CB10	3 cy Sym CB	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204		32.000	54.000
05:FDR F	13.800	05:FDR F	Bus	13.630	12.4	1.486	20.248	34.250			
	13.800	CB30	3 cy Sym CB	13.630	12.4	1.486	20.248	34.250		32.000	54.000
10:EMERG	13.800	10:EMERG	Bus	12.684	8.9	1.409	17.874	30.532			
	13.800	Comp Brkr	3 cy Sym CB	12.684	8.9	1.409	17.874	30.532		32.000	54.000
19:T7SEC	2.400	19:T7SEC	Bus	18.438	13.7	1.505	27.746	46.809			
	2.400	CB38	3 cy Sym CB	18.438	13.7	1.505	27.746	46.809		32.000	54.000
50:GEN1	13.800	50:GEN1	Bus	13.733	21.8	1.581	21.710	36.236			
	13.800	CB8	3 cy Sym CB	13.733	21.8	1.581	21.710	36.236		32.000	54.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

- Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.

- The multiplication factors for high voltage circuit-breaker and high voltage bus momentary duty (asymmetrical and crest values) are calculated based on system X/R.

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability.

Figura 73 Informe resultados caso 4-Sistema IEEE

Fuente: Diseño propio, elaborado en el software Etap 20.0

Interrupting Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)

Bus		Device		Interrupting Duty					Device Capability			
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
04:MILL-2	13.800	CB6	3 cy Sym CB	2.0	12.473	24.8	1.067	13.314	121.000		20.000	20.000
		CB10	3 cy Sym CB	2.0	12.473	24.8	1.067	13.314	121.000		20.000	20.000
05:FDR F	13.800	CB30	3 cy Sym CB	2.0	12.897	12.8	1.000	12.897	121.000		20.000	20.000
10:EMERG	13.800	Comp Brkr	3 cy Sym CB	2.0	11.684	9.2	1.000	11.684	121.000		20.000	20.000
19:T7SEC	2.400	CB38	3 cy Sym CB	2.0	16.661	13.3	1.000	16.661	121.000		20.000	20.000
50:GEN1	13.800	CB8	3 cy Sym CB	2.0	13.029	22.6	1.038	13.528	121.000		20.000	20.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

- HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage.

- Short-circuit multiplying factor for LV Molded Case and Insulated Case Circuit Breakers is calculated based on asymmetrical current.

- Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.

* Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability

** Indicates that the circuit breaker has been flagged as a generator circuit breaker. However, ETAP could not detect a single path, without a transformer, to the specified generator. Therefore, this circuit breaker is treated as a regular circuit breaker in short-circuit calculations.

+ The prefault voltage exceeds the rated maximum kV limit of the circuit breaker - The rated interrupting kA must be derated.

Figura 74 Informe detallado caso 4-Sistema IEEE

Capítulo 6: Análisis de resultados- Comparación de las corrientes de corto circuito ANSI/IEEE (C37.5, C37.13, C37.010 & 141) e IEC 60909.

. Dichas comparaciones se harán entre los tipos de corrientes que por su modelación, su "posición" en un oscilograma de corto circuito y por su uso en el diseño de sistemas eléctricos son comparables. Se aplicarán a ambas redes estudiadas en el capítulo 5. Para la ejecución de esta comparación se cuenta con:

- Fundamentos teóricos y prácticos del fenómeno de cortocircuito.
- Formulación matemática de cortocircuito.
- Conocimiento de los procedimientos metodológicos tanto de la norma IEC 60909, cómo la ANSI/IEEE C37.
- Resultados de los estudios utilizando el software de simulación de sistemas de potencia utilizado (ETAP 20.0)

NOTA: Se trabajará con las simulaciones de cortocircuito trifásico ya que son los valores más altos en cada estándar.

Metodología

Para este análisis, nos basaremos en la metodología utilizada por (Quesada Barrantes 2014; Vázquez Bojórquez J. 2007) y (Choachi Gómez C. y López Loaiza J. 2017). Ya que estas son aplicables para este estudio. Estos últimos estudios se centran en el siguiente procedimiento:

- 1 Realizar una comparación del modelo matemático que cada estándar usa para representar los componentes del sistema como generadores, motores, transformadores, líneas ,etc.
- 2 Realizar una comparación diferentes datos para representar los elementos, ya que difieren en la forma de presentarlos. Esto servirá para verificar la complejidad el modelo utilizado.
- 3 Realizar la comparación entre los diferentes tipos de corriente que cada norma establece.

Teniendo en cuenta las aclaraciones de las normas ANSI/IEEE e IEC anteriormente, y comparando sus resultados obtenidos en unas barras específicas podemos observar los resultados

de los sistemas evaluados en el capítulo 5, dando una claridad de todas las normas en los puntos de falla asociados:

Corriente de cortocircuito inicial simétrica ANSI/IEEE VS IEC

La norma IEC 60909 define la corriente inicial de falla como la corriente esperada que se presentará en un tiempo cero en el punto de falla con la impedancia constante. ANSI/IEEE define la corriente simétrica momentánea como la corriente de corto circuito que se presenta inmediatamente después del inicio de la falla. Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red IEEE 399 -2018, muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 43.

Tabla 43 Corrientes de falla inicial IEEE vs IEC red IEEE 399

ANSI VS IEC corriente de corto inicial simétrica Red IEEE							
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909			Diferencia (%)
		X/R	I _{mom,rms,symm} (kA)	Factor C	X/R	I'' _k (kA)	
04:MILL-2	13,8	25,169	13,598	1,1	25,2	14,7217	8,27
05:FDR F	13,8	12,439	13,630	1,1	12,5	14,85192	8,96
10:EMERG	13,8	8,881	12,684	1,1	9	13,75029	8,40
19:T7SEC	2,4	13,702	18,438	1,1	13,9	20,12395	9,14
50:GEN1	13,8	21,806	13,733	1,1	22,1	14,93707	8,77

Fuente: Diseño propio

Se ve que las corrientes de falla iniciales IEC 60909 son mayores que las corrientes simétricas del primer ciclo ANSI/IEEE C37. Este comportamiento se puede atribuir a los voltajes previos a la falla más altos recomendados por IEC y al hecho de que se utilizan impedancias subtransitorias para los cálculos de corriente iniciales IEC 60909 para todo tipo de cargas giratorias.

Fuente: Diseño propio

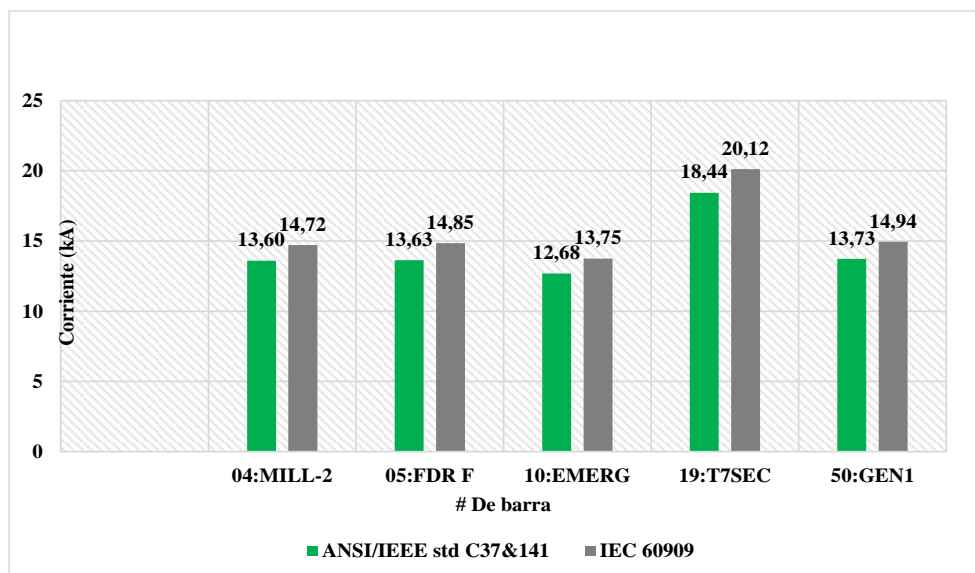


Figura 75 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 1

Se pueden observar los cambios que resaltan las normas ANSI/IEE vs. IEC, por lo tanto, esta diferencia involucra gran parte a las fallas más cercanas a los generadores como es el caso de la norma IEC 60909 en el cual se observa que siempre está por encima las corrientes de cortocircuito respecto a la norma ANSI/IEEE. Ya que las maquinas rotatorias que existen en la trayectoria entre las fuentes de cortocircuito son las que alimentan las corrientes momentáneas, teniendo en cuenta también la impedancia de los equipos ya que estos alimentan la falla limitando las corrientes de cortocircuito en los nodos específicos para este caso con la norma ANSI/IEEE.

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red nacional. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 44.

Tabla 44 Corrientes de falla inicial IEEE vs IEC red nacional

Barra #	Vnom(kV)	ANSI VS IEC corriente de corto inicial simétrica Red nacional					Diferencia (%)
		ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909			
		X/R	I _{mom,rms,symm} (kA)	Factor C	X/R	I''k (kA)	
Afloramiento	13,2	5,856	3,860	1,1	5,9	4,142	7,31
Km_1	13,2	3,942	3,158	1,1	4,0	3,404	7,80
Km_2	13,2	3,198	2,662	1,1	3,2	2,879	8,15
Km_3	13,2	2,802	2,296	1,1	2,8	2,489	8,42
Km_4	13,2	2,556	2,016	1,1	2,6	2,190	8,62
Km_5	13,2	2,389	1,797	1,1	2,4	1,954	8,77
Km_6	13,2	2,267	1,619	1,1	2,3	1,763	8,90

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

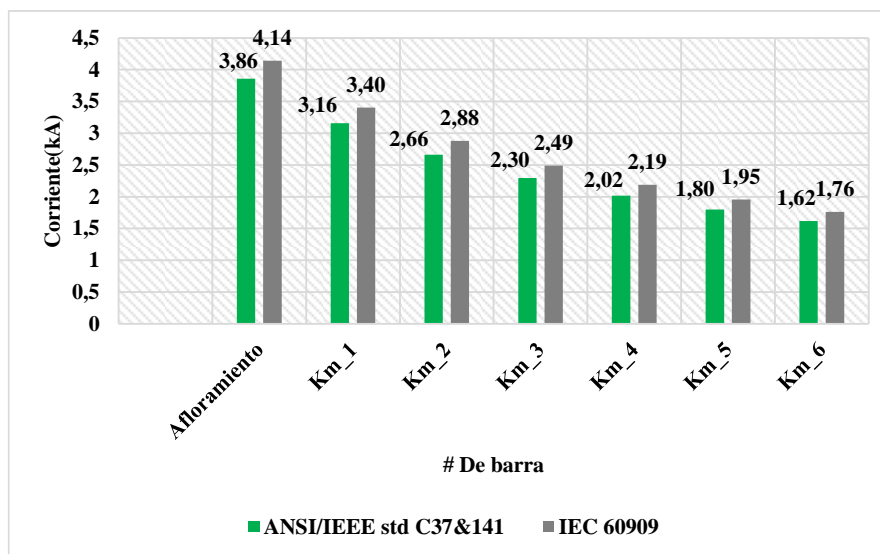


Figura 76 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 2

Estos resultados de cortocircuito con las normas ANSI/IEEE vs. IEC en los nodos más relevantes de las líneas de transmisión modeladas, da como resultado corriente de cortocircuito con la norma IEC 60909 superiores respecto a la norma ANSI/IEEE C37.13, esto se debe a la cercanía a los generadores e impedancias de las líneas de transmisión las cuales crecen debido a la longitud, por eso el valor más alto siempre lo va a tener la barra “afloramiento”. obteniendo así corrientes de cortocircuito relativamente bajas, pero marcando las diferencias que existe entre las normas ANSI/IEEE vs. IEC.

Corriente de cortocircuito de ½ ciclo (cierre y bloqueo) ANSI/IEEE vs IEC

Las corrientes de esfuerzos de cierre y bloqueo son corrientes asimétricas de falla que son calculadas en ½ ciclo después del inicio del corto. ANSI/IEEE recomienda la misma red debido a que en ½ ciclo el modelo de la máquina permanece siendo válido. Aplicando la formula (52) con un tiempo de 0.5 ciclos a diferentes valores de X/R para los diferentes buses se tienen los factores multiplicadores que aparecen en la Tabla 45.

$$MF_m = \sqrt{1 + 2e^{-\frac{2\pi}{X/R}}} \quad (66)$$

El estándar IEC no brinda explícitamente corrientes asimétricas de medio ciclo. Para fines de comparación, se calcularon las corrientes de medio ciclo. Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red IEEE 399 -2018. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 45.

NOTA: Se calcula el factor multiplicador de la norma IEC en modo de practica con la metodología dada por la ANSI, teniendo en cuenta la relación X/R

Tabla 45 Corriente de corto cierre y bloqueo IEEE vs IEC red IEEE399

ANSI VS IEC corriente de corto de cierre y bloqueo Red IEEE						
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909		Diferencia (%)
		MFm	I,mom,rms,asymm(kA)	MFm	I''k*MFm(kA)	
04:MILL-2	13,8	1,60	21,75	1,60	23,55	8,28
05:FDR F	13,8	1,49	20,25	1,49	22,08	9,04
10:EMERG	13,8	1,41	17,87	1,41	19,42	8,66
19:T7SEC	2,4	1,50	27,75	1,51	30,34	9,34
50:GEN1	13,8	1,58	21,71	1,58	23,64	8,90

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

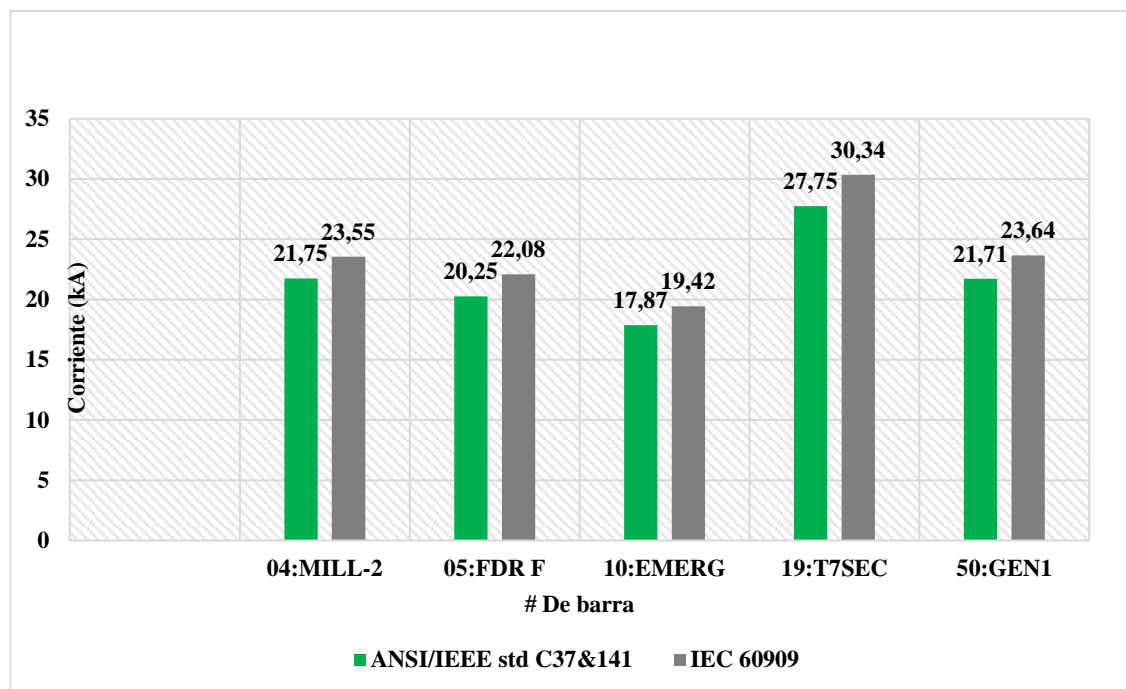


Figura 77 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 4

NOTA: Se calcula el factor multiplicador de la norma en modo de practica con la metodología dada por la ANSI/IEEE, teniendo en cuenta la relación X/R

Se pueden observar los resultados de las corrientes de cortocircuito en cada uno de los nodos del sistema dando un análisis de cada una de las normas para cada nodo correspondiente, esto da resultados muy similares en sus corrientes de cortocircuito con una diferencia inferior al 10%, sin ver cambios drásticos de una norma respecto a la otra solo en el caso de 19:T7SEC. Este resultado es más relevante ya que al ser un nodo a 2400V y tener la contribución de los dos motores con mayor potencia (1250 y 2500 HP respectivamente). Estas máquinas síncronas contribuyen una corriente inicial de cortocircuito, dando así resultados muy elevados.

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red nacional. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 46.

Tabla 46 Corrientes de corto Cierre y bloqueo IEEE vs IEC red nacional

ANSI VS IEC corriente de corto cierre y bloqueo Red nacional						
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909		Diferencia (%)
		MFm	L _{mom,rms,asymm}	MFm	I''k*MFm(kA)	
Afloramiento	13,2	1,298	5,009	1,3	5,384	7,48
Km_1	13,2	1,186	3,744	1,2	4,050	8,16
Km_2	13,2	1,132	3,012	1,1	3,258	8,17
Km_3	13,2	1,101	2,528	1,1	2,740	8,40
Km_4	13,2	1,082	2,182	1,1	2,378	8,95
Km_5	13,2	1,070	1,922	1,1	2,092	8,86
Km_6	13,2	1,061	1,718	1,1	1,875	9,14

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

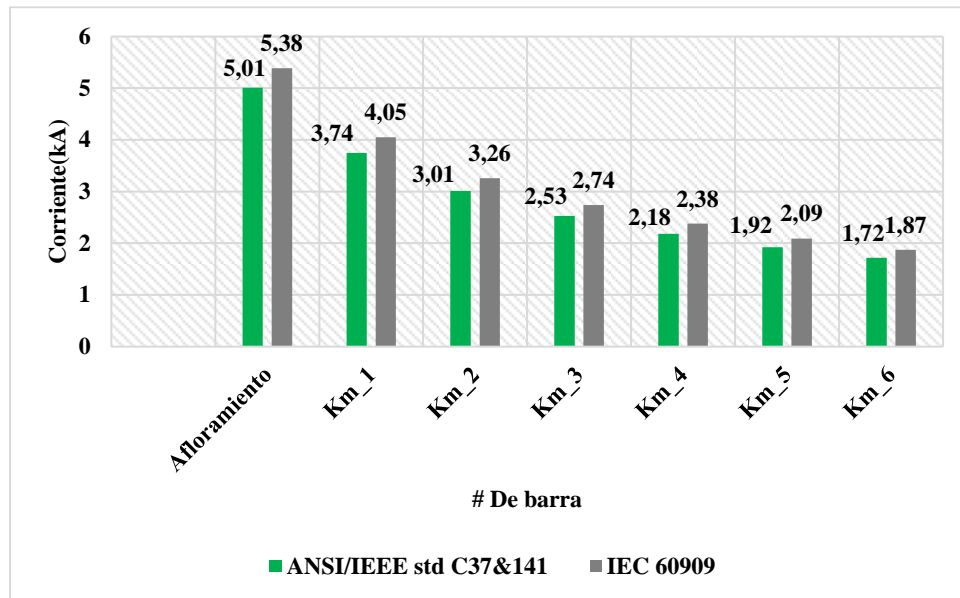


Figura 78 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 5

En el sistema de red nacional, los resultados de cortocircuitos para las líneas de transmisión aplicando la norma IEC 60909, dan como resultado corrientes de cortocircuito bajas en las líneas de transmisión altas, esto se debe también al valor de la impedancia de la línea de transmisión después de un cortocircuito; en este caso el software ETAP simula el cortocircuito en la mitad de la línea de transmisión, teniendo en cuenta la comparación de las normas ANSI/IEEE Vs IEC dan como resultados datos similares en las corrientes de cortocircuito para las líneas de transmisión con una diferencia no mayor al 10%.

Corrientes de falla pico i_p IEC vs Corriente cresta ANSI/IEEE

De acuerdo al IEC 60909, para el caso en que la contribución al corto circuito venga desde una fuente mallada, puede usarse una sola relación de X/R para calcular la corriente pico i_p . El procedimiento IEC 60909 recomienda tres métodos, los cuales ya se describieron con detalle en el Capítulo 2. Para este caso se utilizó el método C - Frecuencia equivalente f_c ($\kappa = \kappa_c$) para determinar el factor k

Para cálculos ANSI/IEEE, la fórmula (54) es a menudo la más usada para determinar el mismo multiplicador (factor cresta):

$$MF_p = \sqrt{2} \left(1 + e^{-\frac{\pi}{X/R}} \right) \tag{67}$$

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red IEEE 399 -2018 .Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 47.

Tabla 47 Corrientes de corto cresta y pico IEEE vs IEC red IEEE 399

ANSI VS IEC corriente de corto cresta y pico Red IEEE						
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909		Diferencia (%)
		MFp	I,mom,peak(kA)	Método	Factor K Ip(kA)	
04:MILL-2	13,8	2,64	35,86	C	38,02	6,02
05:FDR F	13,8	2,47	33,65	C	36,89	9,64
10:EMERG	13,8	2,35	29,83	C	32,61	9,32
19:T7SEC	2,4	2,50	46,05	C	49,79	8,13
50:GEN1	13,8	2,61	35,85	C	38,03	6,10

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

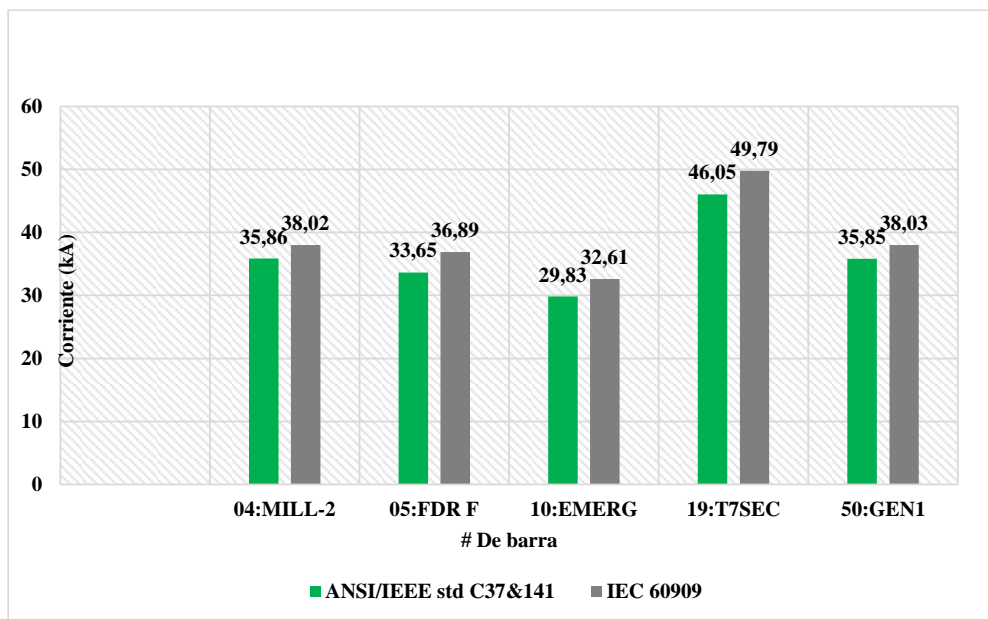


Figura 79 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC #6

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red nacional. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 48.

Tabla 48 Corrientes de corto cresta y pico IEEE vs IEC red nacional

ANSI VS IEC corriente de corto cresta y pico Red nacional						
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141		IEC 60909		Diferencia (%)
		MFp	Lmom,peak(kA)	Método Factor K	Ip(kA)	
Afloramiento	13,2	2,241	8,652	C	9,424	8,93
Km_1	13,2	2,052	6,478	C	7,130	10,07
Km_2	13,2	1,944	5,173	C	5,728	10,73
Km_3	13,2	1,875	4,305	C	4,785	11,16
Km_4	13,2	1,828	3,686	C	4,108	11,45
Km_5	13,2	1,794	3,223	C	3,598	11,66
Km_6	13,2	1,768	2,863	C	3,201	11,82

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

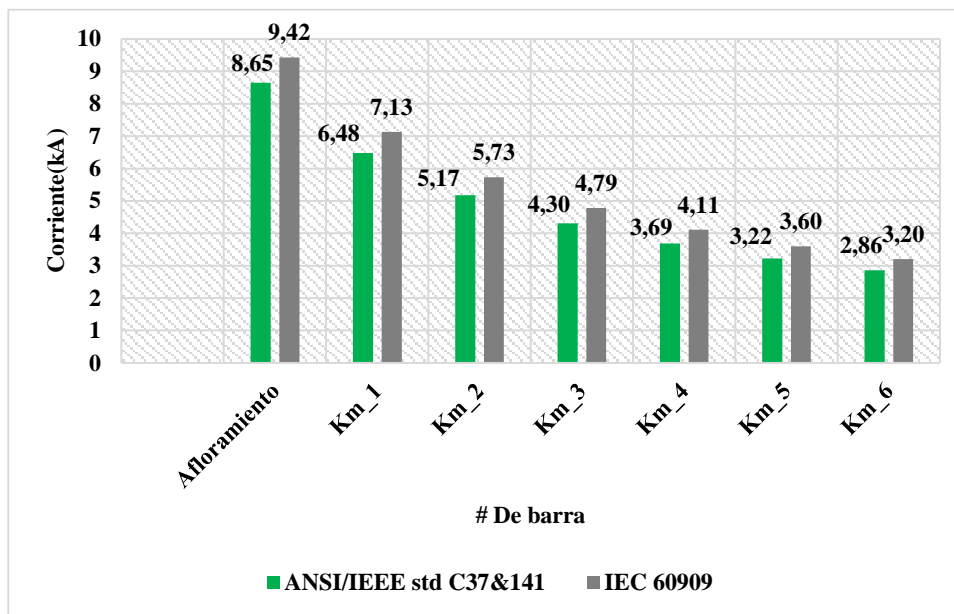


Figura 80 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 7

Corriente de interrupción ANSI/IEEE vs Corriente de ruptura IEC

Las corrientes de interrupción son las corrientes que se presentan en el inicio de la apertura de contactos. ANSI/IEEE recomienda un ajuste para la reactancia de las máquinas. Los cálculos de corriente de ruptura IEC no recomiendan ningún ajuste a la reactancia inicial asociada con la modelación del decaimiento de AC.

Como se mencionó en el Capítulo 2, una técnica de cálculo más detallada es que la corriente de ruptura simétrica sea calculada tomando en cuenta el tiempo exacto de apertura, el tipo de máquina y la proximidad de la máquina al corto circuito, para este ejemplo sólo aplicaremos el cálculo en un tiempo de ruptura de 0.1s, ya que fue el tiempo definido en la simulación en el ETAP.

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red IEEE 399 -2018. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 49.

Tabla 49 Corrientes de ruptura e interrupción IEEE vs IEC red IEEE 399

ANSI VS IEC corriente de ruptura e interrupción Red IEEE								
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141			IEC 60909			Diferencia (%)
		Int. X/R Ratio	Int. M.Fr o l	Int. Adj. Svmm (kA)	Idc	Ib Svmm	Ib asym	
04:MILL-2	13,8	24,832	1,067429	13,31398	4,04921	12,20457	12,859	3,42
05:FDR F	13,8	12,844	1	12,89652	1,520034	12,10417	12,199	5,41
10:EMERG	13,8	9,242	1	11,68422	0,4881893	11,60337	11,614	0,60
19:T7SEC	2,4	13,265	1	16,661	1,537279	17,01917	17,08846	2,57
50:GEN1	13,8	22,644	1,038263	13,52786	3,591386	12,00981	12,535	7,34

Fuente: Diseño propio

Se observa que, en las barras 05:FDR F y 50:GEN1 una parte apreciable de la corriente de falla es proporcionada por equipos giratorios, el efecto de los multiplicadores se vuelve más notable.

Fuente: Diseño propio

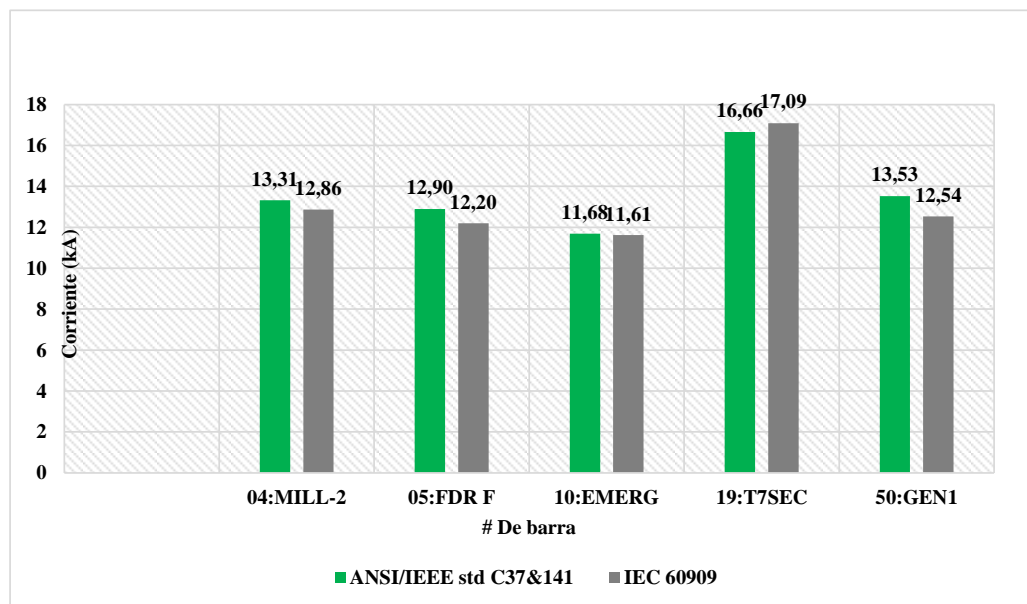


Figura 81 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 8

Se refleja que, a excepción de los generadores, las reactancias efectivas utilizadas por IEC tienden a ser menores que las ANSI/IEEE para tiempos de compensación cortos, se ve que a pesar de los voltajes IEC previos a la falla más altos, el efecto del ajuste de la reactancia se vuelve predominante para tiempos de compensación, por ello la diferencia con las demás comparaciones donde predominaban los valores IEC.

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red nacional. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 50.

Tabla 50 Corrientes de ruptura e interrupción IEEE vs IEC red nacional

ANSI VS IEC corriente de ruptura e interrupción Red nacional								
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141			IEC 60909			Diferencia (%)
		Int. X/R Ratio	Int. M.Fr o l	Int. Adj. Symm (kA)	Idc	Ib Sym	Ib asym	
Afloramiento	13,2	5,856	1	3,860	0,0288076	4,142	4,142	7,31
Km_1	13,2	3,942	1	3,158	0,0018558	3,404	3,404	7,80
Km_2	13,2	3,198	1	2,662	0,0002528	2,879	2,879	8,15
Km_3	13,2	2,802	1	2,296	0,0000553	2,489	2,489	8,42
Km_4	13,2	2,556	1	2,016	0,0000167	2,190	2,190	8,62
Km_5	13,2	2,389	1	1,797	0,0000063	1,954	1,954	8,77
Km_6	13,2	2,267	1	1,619	0,0000028	1,763	1,763	8,90

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

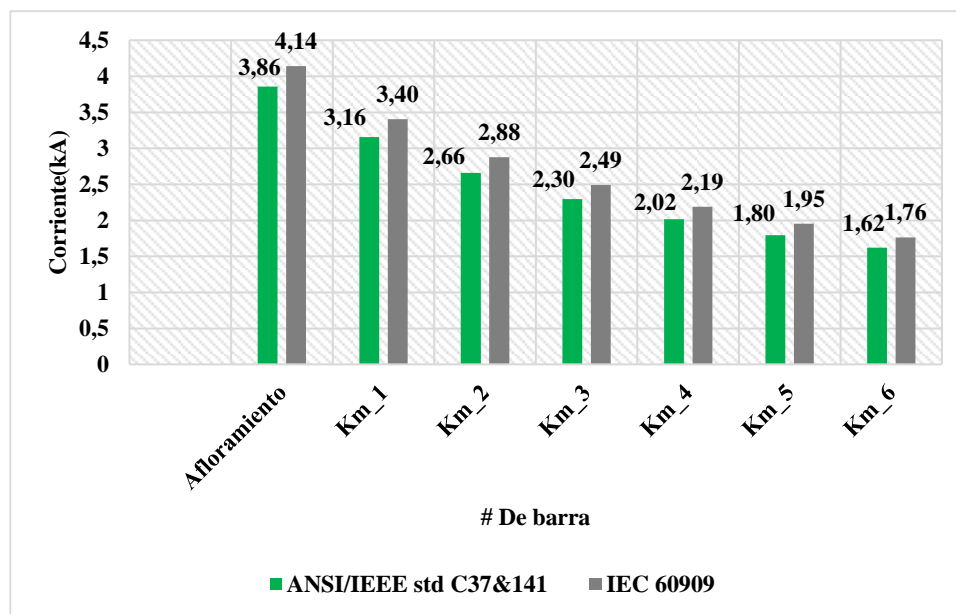


Figura 82 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 9

Corriente ANSI/IEEE de retardo de tiempo vs. Corrientes IEC de estado permanente

El procedimiento IEC y el procedimiento ANSI/IEEE reconocen que los efectos transitorios en el tiempo en que se presenta la corriente de estado permanente han pasado ya y por lo tanto no se consideran en el modelado. Para ANSI/IEEE se toma una red que contiene únicamente generadores representados por su reactancia transitoria o por una reactancia más alta. El IEC implícitamente recomienda que se use las reactancias del generador que se usaron para el cálculo de la corriente inicial estipulando que “la corriente de falla de estado permanente es la corriente de falla inicial calculada sin motores”. Estas consideraciones y su inclusión en los cálculos de corriente de estado permanente del IEC60909 contra las corrientes de 30 Ciclos del ANSI/IEEE dan origen a las diferencias encontradas en los reportes del estudio . Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red IEEE 399 -2018. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 51.

Tabla 51 Corrientes de corto permanentes y estacionarios IEEE vs IEC red IEEE 399

ANSI VS IEC corriente de corto permanentes y de retardo Red IEEE				
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141	IEC 60909	Diferencia (%)
		I _{est,rms,symm} (kA)	I _k (kA)	
04:MILL-2	13,8	11,455	12,14802	6,05
05:FDR F	13,8	11,736	12,08877	3,01
10:EMERG	13,8	10,961	11,46682	4,61
19:T7SEC	2,4	13,701	14,29387	4,33
50:GEN1	13,8	11,921	12,19923	2,33

Fuente: Diseño propio

En el ANSI/IEEE se usaron las reactancias transitorias de las máquinas mientras que en el IEC se consideró que los motores ya no aportaban corriente de corto circuito. Las diferencias encontradas se atribuyen principalmente a los diferentes valores de reactancia que se usan en los dos procedimientos.

Fuente: Diseño propio

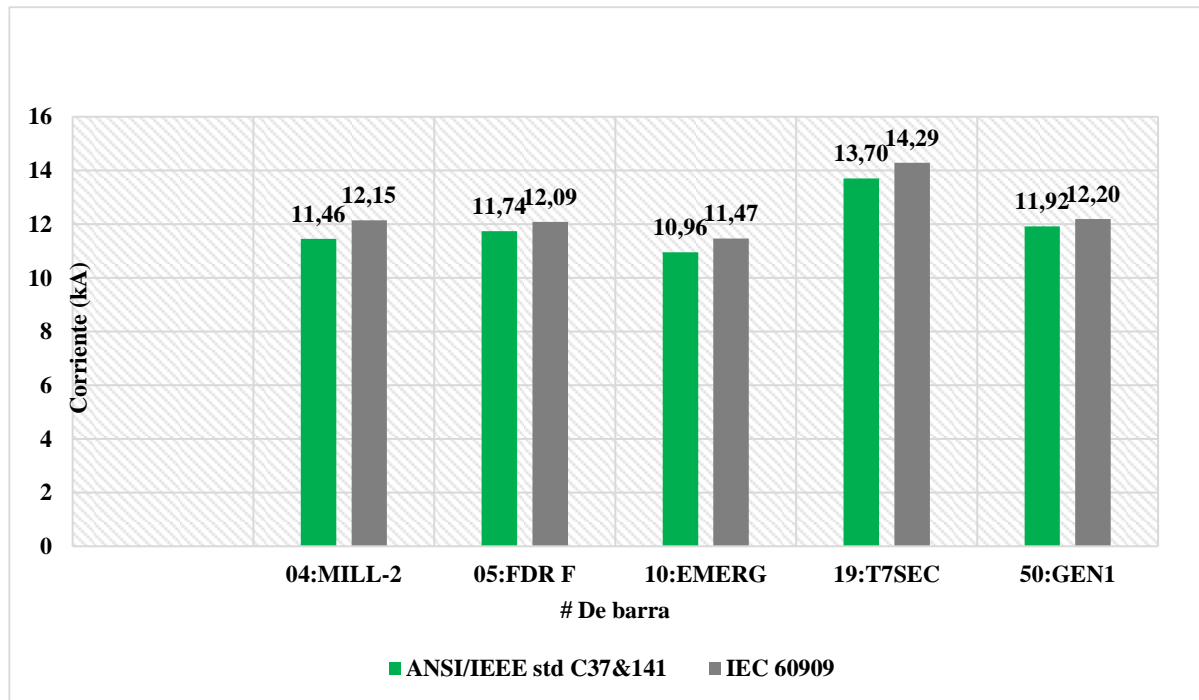


Figura 83 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 10

Se realiza un reporte detallado de los resultados de la red nacional. Se muestran los valores para este tipo de esfuerzo en la Tabla 52.

Tabla 52 Corrientes de corto permanentes y estacionarios IEEE vs IEC red nacional

ANSI VS IEC corriente de corto permanentes y de retardo Red nacional				
Barra #	Vnom(kV)	ANSI/IEEE std C37&141	IEC 60909	Diferencia (%)
		I _{est,rms,symm} (kA)	I _k (kA)	
Afloramiento	13,2	3,860	4,142	7,31
Km_1	13,2	3,158	3,404	7,80
Km_2	13,2	2,662	2,879	8,15
Km_3	13,2	2,296	2,489	8,42
Km_4	13,2	2,016	2,190	8,62
Km_5	13,2	1,797	1,954	8,77
Km_6	13,2	1,619	1,763	8,90

Fuente: Diseño propio

Fuente: Diseño propio

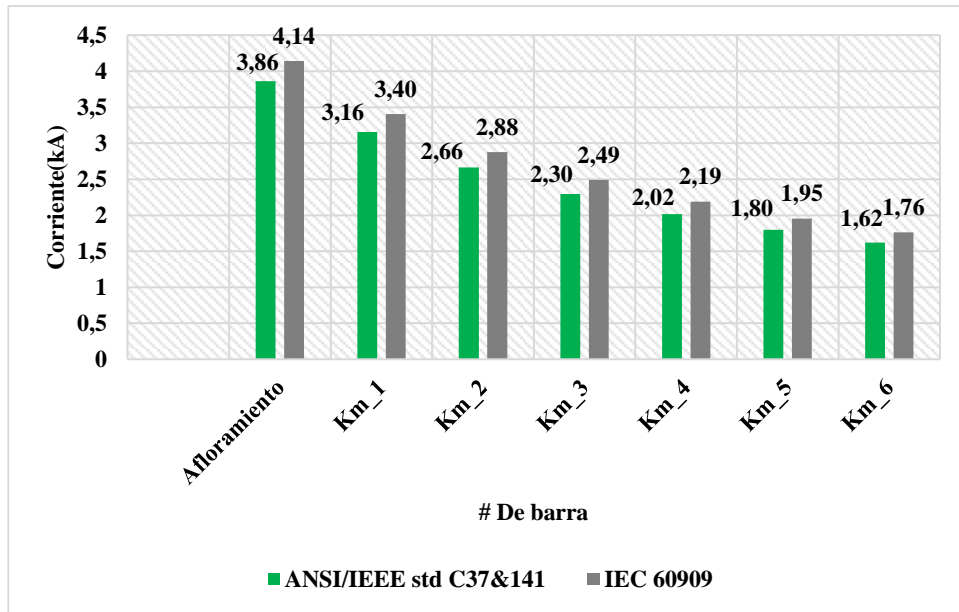


Figura 84 Representación valores de corto ANSI/IEEE vs IEC # 11

Conclusiones

Conclusiones generales

El método IEC se fundamenta en corrientes, mientras que el método ANSI/IEEE se basa en la impedancia. Además, en el procedimiento IEC, estas corrientes dependen del tiempo de configuración de la red, de la relación X/R y de la proximidad de la fuente de corriente de cortocircuito al punto de falla.

En relación con las fuentes de cortocircuito cercanas o lejanas, el procedimiento IEC clasifica las fallas según la distancia eléctrica entre la fuente de cortocircuito y el lugar de la falla, mientras que el método ANSI/IEEE las categoriza como locales o remotas.

Al comparar el cálculo de la corriente de falla en estado permanente según IEC y la corriente de cortocircuito según ANSI/IEEE, observamos que pueden diferir significativamente. Mientras que el modelo IEC se enfoca en una representación más detallada, el método ANSI simplifica el cálculo al no considerar ciertos sistemas, haciéndolo menos preciso, pero más sencillo.

Cada normativa presenta conceptos propios que varían notablemente, y estas diferencias tanto cualitativas como cuantitativas en conceptos similares influyen considerablemente en los resultados. La discrepancia en la modelación de la red y sus componentes en el sistema eléctrico de potencia según cada norma afecta los resultados obtenidos.

La diferencia en el tratamiento y modelado de los elementos rotativos impacta los resultados de cortocircuito. Aplicando ambos métodos al mismo sistema de prueba, se observa que las corrientes de cortocircuito, al compararse, muestran variaciones en todos los casos, siendo más significativas en algunos resultados que en otros.

El estándar ANSI/IEEE se caracteriza por su procedimiento más sencillo y práctico. Debido a su modelación más simple, requiere menos tiempo para su aplicación. Sin embargo, estas mismas

características lo hacen menos útil para cálculos de cortocircuito que demandan mayor precisión, reflejando intereses comerciales dependientes.

El estándar IEC ofrece una modelación más completa de las corrientes de cortocircuito, lo cual se debe a los componentes de instalación más detallados que en el modelo ANSI/IEEE. Esto implica que se necesiten más datos de entrada y más tiempo en el procedimiento, resultando en un método más preciso, pero también más complejo.

- Al considerar cada norma, podemos observar que cada una tiene sus propios conceptos y terminología. No obstante, las diferencias entre las normas ANSI/IEEE y IEC para el cálculo de corrientes de cortocircuito influyen significativamente en los resultados obtenidos.

Conclusiones específicas

Estas diferencias genéricas en el modelado del sistema y los requisitos computacionales hacen que el estándar IEC 60909 sea más intensivo desde el punto de vista computacional que su contraparte ANSI. Es de esperar que haya diferencias en los resultados entre las dos normas, ya que la IEC 60909 proporciona resultados más conservadores.

En cuanto a los resultados, el estudio reveló que el cálculo de cortocircuito de acuerdo con el estándar ANSI/IEEE, produjo resultados aproximadamente un 10% inferiores en comparación con el estándar IEC 60909. Esta disparidad se atribuyó principalmente al uso del factor "c" establecido en IEC 60909 y que se define según esta cómo la relación entre la fuente de tensión equivalente y la tensión nominal del sistema (U_n) dividida por raíz de tres ($\sqrt{3}$), el cual no se emplea en el estándar ANSI/IEEE. En resumen, el estándar IEC tiende a ser más conservador, y proporciona valores más altos de cortocircuito. Sin embargo, el método ANSI/IEE puede generar valores más altos dependiendo de la relación X/R del sistema.

Las herramientas de software especializado en cortocircuito resultan muy útiles para realizar los cálculos. No obstante, se precisa que los resultados obtenidos por las simulaciones dependen principalmente de la habilidad y experiencia del ingeniero de diseño, por lo que se requiere.

aplicar la suficiente rigurosidad y criterio técnico para introducir los datos de entrada al programa y para realizar los análisis de los resultados

En los resultados de cortocircuito obtenidos para analizar las normas ANSI/IEEE C37 vs IEC 60909 se dan resultados muy similares, no superiores al 10% de diferencia, por tanto, se seleccionan los datos más relevantes en las barras del sistema para especificar su respuesta comparando dichas normas. Los conceptos que se establecen con la norma ANSI/IEEE fueron la corriente de cortocircuito en los terminales de los generadores del sistema, en el cual da variación de resultado con la norma IEC.

La metodología desarrollada y presentada en este documento es un paso inicial en la inclusión de los estudios de flujos de carga y cortocircuito como herramientas técnicas para la toma de decisiones respecto a instalaciones eléctricas de plantas industriales existentes y nuevas.

Descripción técnica del proyecto

Fuente. Diseño propio

ETAPAS	ACTIVIDADES	RESULTADOS
1. Elaboación estado del arte	1.1 Revisión literaria de las normas ANSI/IEEE e IEC y sus actualizaciones	✓ Consideraciones generales y principios básicos de cada estándar
	1.2 Revisión literaria de estudios comparativos relacionadas con las normas ANSI/IEEE y IEC.:	✓ Consideraciones de diseño y calculo en los diferentes tipos de red
2. Modelado en software de diseño de sistemas de potencia	2.1 Modelar un circuito radial de un sistema de distribución y una red industrial TIPO IEEE.	✓ Modelos circuitales más pertinentes para el análisis
	2.2 Ajuste de parámetros de acuerdo con las especificaciones de ambas normas, configuración de los datos de entrada	✓ tablas de equipos y características para datos de ingreso
	2.3 Realizar simulación de flujo de cargas para comprobar el comportamiento del sistema y calibrar los resultados.	✓ Tablas Comparación de valores simulados de software con la norma
	2.4 Realizar el cálculo de los cortocircuitos monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y trifásicos con base a ambas normativas.	✓ Tablas Comparación de valores simulados de software con la norma
3. Análisis comparativo	3.1 Comparar los resultados obtenidos para circuito radial de un sistema de distribución a 13,2 kV y evaluar cuál sería el impacto para el diseño de equipos y la coordinación protección.	✓ Criterios para analizar cada tipo de red según el estandar seleccionado
	3.2 Comparar los resultados obtenidos para red industrial TIPO IEEE y evaluar cuál sería el impacto para el diseño de equipos y a coordinación protección.	✓ Ventajas y limitaciones de cada método
	3.3 Concluir cual norma presenta mayores valores de cortocircuito, y a partir de los resultados, proponer en qué casos se puede implementar una o la otra.	✓ Aspectos a descartar, mejorar o desarrollar en estudios posteriores

Figura 85 Descripción de actividades y resultados

Bibliografías

Alexander, Jhon, y Roman Carmona. 2014. *MODELAMIENTO DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA DE COLTEJER SA. (ITAGUI)*.

https://repositorio.pascualbravo.edu.co/bitstream/pascualbravo/827/1/Rep_IUPB_Tec_Ele_Colt_ejer.pdf

Arteaga Cuevas R. 2017. *UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO SECRETARÍA DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN FACULTAD DE INGENIERÍA*.

https://www.ingenieria.unam.mx/pdf/informes/informe_2015-2023_FI.pdf

Azurduy Romay Oscar. 2014. *COMPARACION DE LAS NORMAS IEC 60909 Y ANSI /IEEE C3710*.

<https://es.scribd.com/document/544055694/INFORME-COMPARACION-DE-LAS-NORMAS-IEC-ANSI>

Bandaru D., Sura Rao S., y Bokam Kumar J. 2022. *Methods for Short Circuit Analysis in ANSI and IEC Standards*. Vol. 7.

<https://www.kalaharijournals.com/ijme-vol7-issue-feb2022.php>

Cardona Gonzales D., Gomez Hernandez A., y Alzate Sanchez M. 2018. *DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA Y SUBESTACIÓN PARA LA INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO EIDER DAVID CARDONA GONZÁLEZ CRISTIAN ANDRÉS GÓMEZ HERNÁNDEZ ANDRÉS MAURICIO SÁNCHEZ ÁLZATE Ingeniero Electricista Asesor*.

<https://repositorio.pascualbravo.edu.co/handle/pascualbravo/162>

Char, Velimir Lackovic. 2018. *Introduction to Short Circuit Current Calculations*.

<https://www.cedengineering.com/userfiles/Introduction%20to%20Short%20Circuit%20Current%20Calculations-R1.pdf>

Chelluri R., y Mohapatra D. 2019. "International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering Comparison of ANSI-IEC Short Circuit Methods". doi: 10.15662/IJAREEIE.2019.0809006.

https://www.ijareeie.com/upload/2019/september/6_Comparison_NEW.PDF

Choachi Gómez C., y López Loaiza J. 2017. *ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS NORMAS IEC 60909-0 Y ANSI/IEEE 141-4 PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE*

CORTOCIRCUITO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE USO FINAL EMPLEANDO LOS SIMULADORES DIGISILENT POWERFACTORY Y ETAP.

<https://repositorio.utp.edu.co/items/f5f0cee3-b222-441f-8782-a1606afddace>

Cruz Gonzales A., y Salazar Defaz X. 2022. *UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS.*

<https://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/6/browse?type=author&order=ASC&rpp=20&value=Salazar+Defaz%2C+Xavier+Santiago>

EMPRESAS PUBLICAS DE M. 2002. *RA8-018 CALCULOS DE CORTOCIRCUITO EN EL NIVEL DE TENSION DE 13,2 kv.*

https://www.epm.com.co/content/dam/epm/proveedores-y-contratistas/RA8_018.pdf

Empresas Públicas, y Medellín Epm. 2019. *GM-10 Guía Metodológica: Análisis de cortocircuito y falla a tierra.*

EPM NORMA TECNICA, Empresas Públicas De, y Medellín Esp. 2019. *NT-10 Norma Técnica: Cálculos de cortocircuito para redes de distribución EPM.*

<https://www.edeq.com.co/clientes-y-usuarios/distribucion-de-energia/normas-tecnicas/capitulo-8-normas-y-guias-complementarias>.

García Arboleda, Henry. 2017. *APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE FLUJOS DE CARGA Y CORTOCIRCUITO A LA OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL.*

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/12817>.

IEC 60909. 2016. *IEC 60909-2016. is applicable to the calculation of short-circuit currents in low-voltage three-phase AC systems*

<https://webstore.iec.ch/publication/24100>.

IEC NORMA INTERNACIONAL. 2002. *NORMA INTERNACIONAL IEC 60909-0 corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna.*

https://www.academia.edu/26441328/NORMA_INTERNACIONAL_CEI_IEC_60909_0.

IEEE standards committee. 2011. *Differences in ANSI/IEEE and IEC Short Circuit Calculations and Their Implications.*

<https://es.scribd.com/doc/224849448/Differences-in-ANSI-IEEE-and-IEC-Short-Circuit-Calculations-and-Their-Implications>.

IEEE Industry Applications society. 2018. *3002.3-2018 - IEEE Recommended Practice for Conducting Short-Circuit Studies and Analysis of Industrial and Commercial Power Systems*. IEEE.

<https://standards.ieee.org/ieee/3002.3/4774/>.

IEEE Industry Applications Society. Power Systems Engineering Committee., IEEE Standards Board., y American National Standards Institute. 1997. *IEEE recommended practice for industrial and commercial power systems analysis*. Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Institute of electrical and Electronics Engineers inc. 2006. "IEEE 551_2006 CALCULATING SHORT-CIRCUIT CURRENT IN INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS".

<https://standards.ieee.org/ieee/3002.3/4774/>.

De Metz-Noblat, B., F. Dumas, y G. Thomasset. 2000. *Cuaderno Técnico n° 158 Cálculo de corrientes de cortocircuito*.

<https://www.alfacent.com/uploads/CT%20158%20CALCULO%20DE%20CORRIENTES%20DE%20CORTOCIRCUITO.pdf>.

Ministerio de minas y energía. 2024. *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) 2024*.

<https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/reglamentos-tecnicos/reglamento-t%C3%A9cnico-de-instalaciones-el%C3%A9ctricas-riet/>.

Niersbach B., Ghourabi I., y Hanson J. 2020. *NEIS 2020; Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems*.

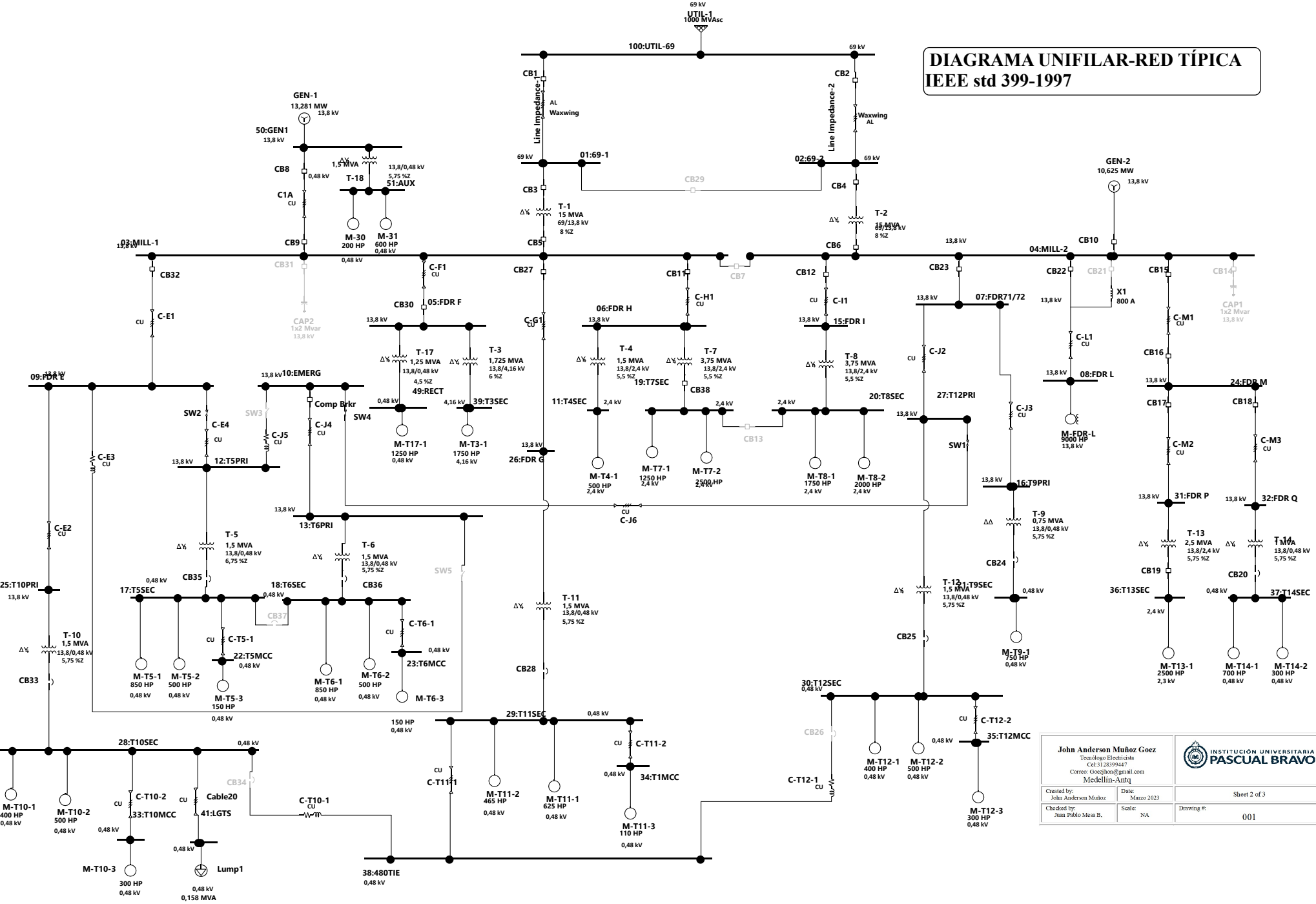
Vázquez Bojórquez J. 2007. "Estudio Comparativo de las Normas IEC y ANSI para Cálculo de Corto Circuito".

Anexos

ANEXO A:

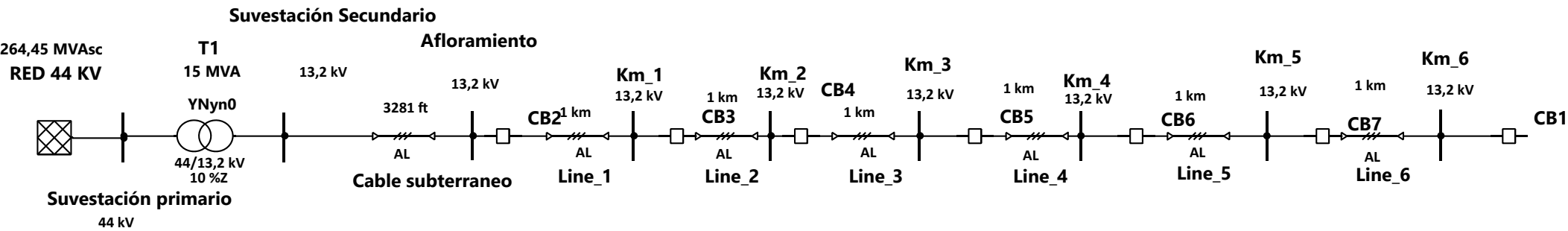
Unifilar Red IEEE 399 y Red Nacional


DIAGRAMA UNIFILAR-RED TÍPICA IEEE std 399-1997



John Anderson Muñoz Goetz Teamlogo Electricista Cal: 3128399447 Correo: Goezjohn@gmail.com Medellín-Antioq		 INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO	RED T
Created by: John Anderson Muñoz	Date: Marzo 2023	Sheet 2 of 3	Revision:
Checked by: Juan Pablo Mesa B.	Scale: NA	Drawing #: 001	File name: Red T

RED TÍPICA DE DISTRIBUCIÓN-OPERADOR DE RED NACIONAL



John Anderson Muñoz Goetz Tecnólogo Electricista Cel: 3128399447 Correo: Goezjhon@gmail.com Medellín-Antq		 INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA PASCUAL BRAVO		FLUJO DE CARGA- SISTEMA DE RED NACIONAL	
Created by: John Anderson Muñoz	Date: Marzo 2023	Sheet 2of 3		Revision: 1	
Checked by: Juan Pablo Mesa B,	Scale: NA	Drawing #: 001		Filename: Flujo de carga-trabajo de grado	

ANEXO B:

Resultados Flujo de carga Red IEEE 399 y Red Nacional

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 1
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	43	44

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	16	0	0	25	0	2	43

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 9999
Precision of Solution: 0.0000010

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: English
Project Filename: SISTEMA IEEE MOT
Output Filename: C:\ETAP 2000\SISTEMA IEEE CON MOTORES\Untitled.lfr

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 2
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 3
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
01:69-1	69.000	1	100.0	0.0								
02:69-2	69.000	1	100.0	0.0								
03:MILL-1	13.800	1	100.0	0.0								
04:MILL-2	13.800	1	100.0	0.0								
05:FDR F	13.800	1	100.0	0.0								
06:FDR H	13.800	1	100.0	0.0								
07:FDR71/72	13.800	1	100.0	0.0								
08:FDR L	13.800	1	100.0	0.0	6.361	0.000						
09:FDR E	13.800	1	100.0	0.0								
10:EMERG	13.800	1	100.0	0.0								
11:T4SEC	2.400	1	100.0	0.0	0.353	0.200						
12:T5PRI	13.800	1	100.0	0.0								
13:T6PRI	13.800	1	100.0	0.0								
15:FDR I	13.800	1	100.0	0.0								
16:T9PRI	13.800	1	100.0	0.0								
17:T5SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.831	0.521						
18:T6SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.831	0.521						
19:T7SEC	2.400	1	100.0	0.0	2.650	1.502						
20:T8SEC	2.400	1	100.0	0.0	2.650	1.502						
21:T9SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.421	0.283						
22:T5MCC	0.480	1	100.0	0.0	0.084	0.057						
23:T6MCC	0.480	1	100.0	0.0	0.084	0.057						
24:FDR M	13.800	1	100.0	0.0								
25:T10PRI	13.800	1	100.0	0.0								
26:FDR G	13.800	1	100.0	0.0								
27:T12PRI	13.800	1	100.0	0.0								
28:T10SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.578	0.351						
29:T11SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.703	0.426						
30:T12SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.563	0.349						
31:FDR P	13.800	1	100.0	0.0								
32:FDR Q	13.800	1	100.0	0.0								
33:T10MCC	0.480	1	100.0	0.0	0.168	0.113						
34:T1MCC	0.480	1	100.0	0.0	0.062	0.042						

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 4
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus					Load							
					Initial Voltage		Constant kVA		Constant Z		Constant I	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
35:T12MCC	0.480	1	100.0	0.0	0.168	0.113						
36:T13SEC	2.400	1	100.0	0.0	1.767	1.001						
37:T14SEC	0.480	1	100.0	0.0	0.663	0.394						
38:480TIE	0.480	1	100.0	0.0								
39:T3SEC	4.160	1	100.0	0.0	1.237	0.701						
41:LGTS	0.480	1	100.0	0.0	0.150	0.049						
49:RECT	0.480	1	100.0	0.0	0.963	0.520						
50:GEN1	13.800	1	100.0	0.0								
51:AUX	0.480	1	100.0	0.0	0.477	0.307						
100:UTIL-69	69.000	1	100.0	0.0								
Bus18	13.800	1	100.0	0.0								
Total Number of Buses: 44					21.766	9.009	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
04:MILL-2	13.800	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	8.000	5.138	84.1		
50:GEN1	13.800	Mvar/PF Control	1	100.0	0.0	11.000	4.628	92.2		
100:UTIL-69	69.000	Swing	1	100.0	0.0					
						19.000	9.766			

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Page: 5
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

<u>Line/Cable/Busway</u>									
ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (ft)	% Tol.					
C-E1			650.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-E2			1833.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-E4			165.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-F1			325.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-G1			680.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-H1			471.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-I1			980.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-J2			619.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-J3			1187.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-J4			200.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-J6			475.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-L1			510.0	0.0	1	75	0.028310	0.034240	
C-M1			510.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-M2			340.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-M3			485.0	0.0	1	75	0.044040	0.036680	
C-T5-1			20.0	0.0	1	75	0.043930	0.028230	
C-T6-1			20.0	0.0	1	75	0.043930	0.028230	
C-T10-2			20.0	0.0	1	75	0.043930	0.028230	
C-T11-1			66.0	0.0	1	75	0.043930	0.026990	
C-T11-2			20.0	0.0	1	75	0.043930	0.028230	
C-T12-2			20.0	0.0	1	75	0.043930	0.028230	
C1A			2000.0	0.0	2	75	0.023140	0.046220	
Cable20			50.0	0.0	1	75	0.032619	0.048375	0.0000184
Line Impedance-1		266,	10000.3	0.0	1	75	0.215726	0.158509	0.0000010
Line Impedance-2		266,	10000.3	0.0	1	75	0.215726	0.158509	0.0000010

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 6
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T-1	3-Phase	15.000	69.000	13.800	8.00	17.00	0	0	0	0	0	8.0000	Dyn	0.000
T-2	3-Phase	15.000	69.000	13.800	8.00	17.00	0	0	0	0	0	8.0000	Dyn	0.000
T-3	3-Phase	1.725	13.800	4.160	6.00	8.00	0	0	0	0	0	6.0000	Dyn	0.000
T-4	3-Phase	1.500	13.800	2.400	5.50	6.50	0	0	0	0	0	5.5000	Dyn	0.000
T-5	3-Phase	1.500	13.800	0.480	6.75	6.50	0	0	0	0	0	6.7500	Dyn	0.000
T-6	3-Phase	1.500	13.800	0.480	5.75	6.50	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-7	3-Phase	3.750	13.800	2.400	5.50	12.00	0	0	0	0	0	5.5000	Dyn	0.000
T-8	3-Phase	3.750	13.800	2.400	5.50	12.00	0	0	0	0	0	5.5000	Dyn	0.000
T-9	3-Phase	0.750	13.800	0.480	5.75	5.00	0	0	0	0	0	5.7500	Dd	0.000
T-10	3-Phase	1.500	13.800	0.480	5.75	6.50	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-11	3-Phase	1.500	13.800	0.480	5.75	6.50	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-12	3-Phase	1.500	13.800	0.480	5.75	6.50	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-13	3-Phase	2.500	13.800	2.400	5.75	10.00	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-14	3-Phase	1.000	13.800	0.480	5.75	5.50	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000
T-17	3-Phase	1.250	13.800	0.480	4.50	6.00	0	0	0	0	0	4.5000	Dyn	0.000
T-18	3-Phase	1.500	13.800	0.480	5.75	5.91	0	0	0	0	0	5.7500	Dyn	0.000

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 7
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T-1	2W XFMR	01:69-1	03:MILL-1	3.13	53.24	53.33	
T-2	2W XFMR	02:69-2	04:MILL-2	3.13	53.24	53.33	
T-3	2W XFMR	05:FDR F	39:T3SEC	43.14	345.14	347.83	
T-4	2W XFMR	06:FDR H	11:T4SEC	55.75	362.40	366.67	
T-5	2W XFMR	12:T5PRI	17:T5SEC	68.43	444.77	450.00	
T-6	2W XFMR	13:T6PRI	18:T6SEC	58.29	378.88	383.33	
T-7	2W XFMR	06:FDR H	19:T7SEC	12.18	146.16	146.67	
T-8	2W XFMR	15:FDR I	20:T8SEC	12.18	146.16	146.67	
T-9	2W XFMR	16:T9PRI	21:T9SEC	150.36	751.78	766.67	
T-10	2W XFMR	25:T10PRI	28:T10SEC	58.29	378.88	383.33	
T-11	2W XFMR	26:FDR G	29:T11SEC	58.29	378.88	383.33	
T-12	2W XFMR	27:T12PRI	30:T12SEC	58.29	378.88	383.33	
T-13	2W XFMR	31:FDR P	36:T13SEC	22.89	228.86	230.00	
T-14	2W XFMR	32:FDR Q	37:T14SEC	102.86	565.73	575.00	
T-17	2W XFMR	05:FDR F	49:RECT	59.18	355.10	360.00	
T-18	2W XFMR	50:GEN1	51:AUX	63.95	377.96	383.33	
C-E1	Cable	03:MILL-1	09:FDR E	1.50	1.25	1.96	
C-E2	Cable	09:FDR E	25:T10PRI	4.24	3.53	5.52	
C-E4	Cable	09:FDR E	12:T5PRI	0.38	0.32	0.50	
C-F1	Cable	03:MILL-1	05:FDR F	0.75	0.63	0.98	
C-G1	Cable	03:MILL-1	26:FDR G	1.57	1.31	2.05	
C-H1	Cable	03:MILL-1	06:FDR H	1.09	0.91	1.42	
C-I1	Cable	04:MILL-2	15:FDR I	2.27	1.89	2.95	
C-J2	Cable	07:FDR71/72	27:T12PRI	1.43	1.19	1.86	
C-J3	Cable	07:FDR71/72	16:T9PRI	2.74	2.29	3.57	
C-J4	Cable	10:EMERG	13:T6PRI	0.46	0.39	0.60	
C-J6	Cable	10:EMERG	27:T12PRI	1.10	0.91	1.43	
C-L1	Cable	Bus18	08:FDR L	0.76	0.92	1.19	
C-M1	Cable	04:MILL-2	24:FDR M	1.18	0.98	1.53	
C-M2	Cable	24:FDR M	31:FDR P	0.79	0.65	1.02	
C-M3	Cable	24:FDR M	32:FDR Q	1.12	0.93	1.46	
C-T5-1	Cable	17:T5SEC	22:T5MCC	38.13	24.51	45.33	
C-T6-1	Cable	18:T6SEC	23:T6MCC	38.13	24.51	45.33	
C-T10-2	Cable	28:T10SEC	33:T10MCC	38.13	24.51	45.33	
C-T11-1	Cable	29:T11SEC	38:480TIE	125.84	77.32	147.69	
C-T11-2	Cable	29:T11SEC	34:T11MCC	38.13	24.51	45.33	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
C-T12-2	Cable	30:T12SEC	35:T12MCC	38.13	24.51	45.33	
C1A	Cable	50:GEN1	03:MILL-1	1.22	2.43	2.71	
Cable20	Cable	28:T10SEC	41:LGTS	70.79	104.98	126.62	0.0000002
Line Impedance-1	Line	100:UTIL-69	01:69-1	4.53	3.33	5.62	0.0461716
Line Impedance-2	Line	100:UTIL-69	02:69-2	4.53	3.33	5.62	0.0461716
CB22	Tie Breakr	04:MILL-2	Bus18				
CB23	Tie Breakr	04:MILL-2	07:FDR71/72				

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 9
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
01:69-1	69.000	100.100	0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	100:UTIL-69	2.669	-0.648	23.0	-97.2	
								03:MILL-1	-2.669	0.648	23.0	-97.2	
02:69-2	69.000	99.760	-0.1	0.000	0.000	0.000	0.000	100:UTIL-69	-5.571	0.365	46.8	-99.8	
								04:MILL-2	5.571	-0.365	46.8	-99.8	
03:MILL-1	13.800	99.849	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	1.828	1.192	91.4	83.8	
								05:FDR F	2.217	1.341	108.6	85.6	
								26:FDR G	0.770	0.500	38.5	83.9	
								06:FDR H	3.018	1.853	148.4	85.2	
								50:GEN1	-10.505	-4.278	475.2	92.6	
04:MILL-2	13.800	99.824	-1.8	8.000	5.138	0.000	0.000	01:69-1	2.672	-0.608	114.8	-97.5	
								15:FDR I	2.665	1.648	131.3	85.1	
								24:FDR M	2.448	1.533	121.0	84.8	
								02:69-2	-5.561	0.532	234.1	-99.5	
								Bus18	6.364	0.004	266.7	100.0	
05:FDR F	13.800	99.824	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	2.084	1.422	105.7	82.6	
								03:MILL-1	-2.217	-1.341	108.6	85.6	
								39:T3SEC	1.246	0.776	61.5	84.9	
06:FDR H	13.800	99.799	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	49:RECT	0.970	0.565	47.1	86.4	
								03:MILL-1	-3.016	-1.852	148.4	85.2	
								11:T4SEC	0.354	0.206	17.2	86.4	
07:FDR71/72	13.800	99.824	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	19:T7SEC	2.662	1.646	131.2	85.1	
								27:T12PRI	1.659	1.118	83.8	82.9	
								16:T9PRI	0.426	0.304	21.9	81.4	
08:FDR L	13.800	99.776	-1.9	0.000	0.000	6.361	0.000	04:MILL-2	-2.084	-1.422	105.7	82.6	
								Bus18	-6.361	0.000	266.7	100.0	
09:FDR E	13.800	99.807	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	03:MILL-1	-1.828	-1.191	91.4	83.8	
								25:T10PRI	0.904	0.557	44.5	85.1	
								12:T5PRI	0.924	0.634	47.0	82.4	
10:EMERG	13.800	99.771	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	13:T6PRI	0.922	0.625	46.7	82.8	
								27:T12PRI	-0.922	-0.625	46.7	82.8	
11:T4SEC	2.400	98.860	0.2	0.000	0.000	0.353	0.200	06:FDR H	-0.353	-0.200	98.7	87.0	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 10
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
12:T5PRI	13.800	99.801	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	-0.924	-0.634	47.0	82.4	
								17:T5SEC	0.924	0.634	47.0	82.4	
13:T6PRI	13.800	99.765	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	10:EMERG	-0.922	-0.625	46.7	82.8	
								18:T6SEC	0.922	0.625	46.7	82.8	
15:FDR I	13.800	99.733	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	04:MILL-2	-2.662	-1.646	131.3	85.1	
								20:T8SEC	2.662	1.646	131.3	85.1	
16:T9PRI	13.800	99.806	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	-0.425	-0.304	21.9	81.4	
								21:T9SEC	0.425	0.304	21.9	81.4	
17:T5SEC	0.480	96.412	-1.3	0.000	0.000	0.831	0.521	22:T5MCC	0.084	0.057	127.3	82.8	
								12:T5PRI	-0.915	-0.578	1350.4	84.5	
18:T6SEC	0.480	96.902	-3.7	0.000	0.000	0.831	0.521	23:T6MCC	0.084	0.057	126.7	82.8	
								13:T6PRI	-0.915	-0.578	1343.6	84.5	
19:T7SEC	2.400	97.135	-1.3	0.000	0.000	2.650	1.502	06:FDR H	-2.650	-1.502	754.5	87.0	
20:T8SEC	2.400	97.066	-4.0	0.000	0.000	2.650	1.502	15:FDR I	-2.650	-1.502	755.0	87.0	
21:T9SEC	0.480	96.915	-3.5	0.000	0.000	0.421	0.283	16:T9PRI	-0.421	-0.283	630.0	83.0	
22:T5MCC	0.480	96.364	-1.3	0.000	0.000	0.084	0.057	17:T5SEC	-0.084	-0.057	127.3	82.8	
23:T6MCC	0.480	96.854	-3.7	0.000	0.000	0.084	0.057	18:T6SEC	-0.084	-0.057	126.7	82.8	
24:FDR M	13.800	99.780	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	04:MILL-2	-2.447	-1.532	121.0	84.8	
								31:FDR P	1.778	1.102	87.7	85.0	
								32:FDR Q	0.669	0.430	33.4	84.1	
25:T10PRI	13.800	99.749	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	09:FDR E	-0.903	-0.556	44.5	85.1	
								28:T10SEC	0.903	0.556	44.5	85.1	
26:FDR G	13.800	99.830	0.9	0.000	0.000	0.000	0.000	03:MILL-1	-0.770	-0.500	38.5	83.9	
								29:T11SEC	0.770	0.500	38.5	83.9	
27:T12PRI	13.800	99.787	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	07:FDR71/72	-1.658	-1.117	83.8	82.9	
								10:EMERG	0.923	0.625	46.7	82.8	
								30:T12SEC	0.736	0.492	37.1	83.1	
28:T10SEC	0.480	97.157	-0.9	0.000	0.000	0.578	0.351	33:T10MCC	0.168	0.113	250.9	83.0	
								41:LGTS	0.150	0.049	195.7	95.0	
								25:T10PRI	-0.897	-0.514	1279.2	86.8	
29:T11SEC	0.480	97.519	-0.7	0.000	0.000	0.703	0.426	38:480TIE	0.000	0.000	0.0	0.0	
								34:T1MCC	0.062	0.042	92.4	82.8	
								26:FDR G	-0.765	-0.468	1105.7	85.3	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 11
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
30:T12SEC	0.480	97.522	-3.3	0.000	0.000	0.563	0.349	35:T12MCC	0.168	0.113	250.0	83.0	
								27:T12PRI	-0.731	-0.462	1066.6	84.5	
31:FDR P	13.800	99.759	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	24:FDR M	-1.777	-1.102	87.7	85.0	
								36:T13SEC	1.777	1.102	87.7	85.0	
32:FDR Q	13.800	99.769	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	24:FDR M	-0.669	-0.430	33.4	84.1	
								37:T14SEC	0.669	0.430	33.4	84.1	
33:T10MCC	0.480	97.062	-0.9	0.000	0.000	0.168	0.113	28:T10SEC	-0.168	-0.113	250.9	83.0	
34:T1MCC	0.480	97.485	-0.7	0.000	0.000	0.062	0.042	29:T11SEC	-0.062	-0.042	92.4	82.8	
35:T12MCC	0.480	97.428	-3.3	0.000	0.000	0.168	0.113	30:T12SEC	-0.168	-0.113	250.0	83.0	
36:T13SEC	2.400	96.900	-4.1	0.000	0.000	1.767	1.001	31:FDR P	-1.767	-1.001	504.3	87.0	
37:T14SEC	0.480	96.700	-3.8	0.000	0.000	0.663	0.394	32:FDR Q	-0.663	-0.394	959.0	86.0	
38:480TIE	0.480	97.519	-0.7	0.000	0.000	0.000	0.000	29:T11SEC	0.000	0.000	0.0	0.0	
39:T3SEC	4.160	96.685	-1.5	0.000	0.000	1.237	0.701	05:FDR F	-1.237	-0.701	204.1	87.0	
41:LGTS	0.480	96.994	-1.0	0.000	0.000	0.150	0.049	28:T10SEC	-0.150	-0.049	195.7	95.1	
49:RECT	0.480	97.290	-0.9	0.000	0.000	0.963	0.520	05:FDR F	-0.963	-0.520	1352.9	88.0	
50:GEN1	13.800	100.081	1.0	11.000	4.628	0.000	0.000	03:MILL-1	10.520	4.309	475.2	92.5	
								51:AUX	0.480	0.319	24.1	83.2	
51:AUX	0.480	98.583	0.1	0.000	0.000	0.477	0.307	50:GEN1	-0.477	-0.307	692.3	84.1	
* 100:UTIL-69	69.000	100.000	0.0	2.919	0.203	0.000	0.000	01:69-1	-2.666	0.604	22.9	-97.5	
								02:69-2	5.585	-0.401	46.9	-99.7	
Bus18	13.800	99.824	-1.8	0.000	0.000	0.000	0.000	08:FDR L	6.364	0.004	266.7	100.0	
								04:MILL-2	-6.364	-0.004	266.7	100.0	

* Indicates a voltage regulated bus (voltage controlled or swing type machine connected to it)

Indicates a bus with a load mismatch of more than 0.1 MVA

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 12
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
01:69-1	69.000										2.747	97.2	23.0	
02:69-2	69.000										5.583	99.8	46.8	
03:MILL-1	13.800										11.585	90.7	485.4	
04:MILL-2	13.800										14.502	93.5	607.8	
05:FDR F	13.800										2.591	85.6	108.6	
06:FDR H	13.800										3.539	85.2	148.4	
07:FDR71/72	13.800										2.523	82.6	105.7	
08:FDR L	13.800		6.361								6.361	100.0	266.7	
09:FDR E	13.800										2.181	83.8	91.4	
10:EMERG	13.800										1.114	82.8	46.7	
11:T4SEC	2.400		0.353	0.200							0.406	87.0	98.7	
12:T5PRI	13.800										1.120	82.4	47.0	
13:T6PRI	13.800										1.114	82.8	46.7	
15:FDR I	13.800										3.130	85.1	131.3	
16:T9PRI	13.800										0.523	81.4	21.9	
17:T5SEC	0.480		0.831	0.521							1.082	84.5	1350.4	
18:T6SEC	0.480		0.831	0.521							1.082	84.5	1343.6	
19:T7SEC	2.400		2.650	1.502							3.046	87.0	754.5	
20:T8SEC	2.400		2.650	1.502							3.046	87.0	755.0	
21:T9SEC	0.480		0.421	0.283							0.508	83.0	630.0	
22:T5MCC	0.480		0.084	0.057							0.102	82.8	127.3	
23:T6MCC	0.480		0.084	0.057							0.102	82.8	126.7	
24:FDR M	13.800										2.887	84.8	121.0	
25:T10PRI	13.800										1.061	85.1	44.5	
26:FDR G	13.800										0.918	83.9	38.5	
27:T12PRI	13.800										1.999	82.9	83.8	
28:T10SEC	0.480		0.578	0.351							1.033	86.8	1279.2	
29:T11SEC	0.480		0.703	0.426							0.896	85.3	1105.7	
30:T12SEC	0.480		0.563	0.349							0.865	84.5	1066.6	
31:FDR P	13.800										2.091	85.0	87.7	
32:FDR Q	13.800										0.795	84.1	33.4	
33:T10MCC	0.480		0.168	0.113							0.202	83.0	250.9	
34:T1MCC	0.480		0.062	0.042							0.075	82.8	92.4	
35:T12MCC	0.480		0.168	0.113							0.202	83.0	250.0	
36:T13SEC	2.400		1.767	1.001							2.031	87.0	504.3	
37:T14SEC	0.480		0.663	0.394							0.771	86.0	959.0	
38:480TIE	0.480													
39:T3SEC	4.160		1.237	0.701							1.422	87.0	204.1	
41:LGTS	0.480		0.150	0.049							0.158	95.1	195.7	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 13
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
49:RECT	0.480		0.963	0.520							1.094	88.0	1352.9	
50:GEN1	13.800										11.934	92.2	498.9	
51:AUX	0.480		0.477	0.307							0.567	84.1	692.3	
100:UTIL-69	69.000										5.618	99.4	47.0	
Bus18	13.800										6.364	100.0	266.7	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 14
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Line Impedance-1	Line	148.85	22.96	15.43					
Line Impedance-2	Line	148.85	46.85	31.48					
T-1	Transformer				15.000	2.747	18.3	2.740	18.3
T-2	Transformer				15.000	5.586	37.2	5.583	37.2
T-3	Transformer				1.725	1.468	85.1	1.422	82.4
T-4	Transformer				1.500	0.410	27.3	0.406	27.0
T-5	Transformer				1.500	1.120	74.7	1.082	72.2
T-6	Transformer				1.500	1.114	74.3	1.082	72.2
T-7	Transformer				3.750	3.130	83.5	3.046	81.2
T-8	Transformer				3.750	3.130	83.5	3.046	81.2
T-9	Transformer				0.750	0.523	69.7	0.508	67.7
T-10	Transformer				1.500	1.061	70.7	1.033	68.9
T-11	Transformer				1.500	0.918	61.2	0.896	59.8
T-12	Transformer				1.500	0.885	59.0	0.865	57.7
T-13	Transformer				2.500	2.091	83.6	2.031	81.2
T-14	Transformer				1.000	0.795	79.5	0.771	77.1
T-17	Transformer				1.250	1.123	89.8	1.094	87.5
T-18	Transformer				1.500	0.576	38.4	0.567	37.8

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Page: 15
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
C1A	-10.505	-4.278	10.520	4.309	15.7	31.3	99.8	100.1	0.23
Cable20	0.150	0.049	-0.150	-0.049	0.2	0.3	97.2	97.0	0.16
C-E1	1.828	1.192	-1.828	-1.191	0.7	0.6	99.8	99.8	0.04
C-E2	0.904	0.557	-0.903	-0.556	0.5	0.4	99.8	99.7	0.06
C-E4	0.924	0.634	-0.924	-0.634	0.0	0.0	99.8	99.8	0.01
C-F1	2.217	1.341	-2.217	-1.341	0.5	0.4	99.8	99.8	0.03
C-G1	0.770	0.500	-0.770	-0.500	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-H1	3.018	1.853	-3.016	-1.852	1.4	1.1	99.8	99.8	0.05
C-I1	2.665	1.648	-2.662	-1.646	2.2	1.9	99.8	99.7	0.09
C-J2	1.659	1.118	-1.658	-1.117	0.6	0.5	99.8	99.8	0.04
C-J3	0.426	0.304	-0.425	-0.304	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-J4	0.922	0.625	-0.922	-0.625	0.1	0.0	99.8	99.8	0.01
C-J6	-0.922	-0.625	0.923	0.625	0.1	0.1	99.8	99.8	0.02
C-L1	-6.361	0.000	6.364	0.004	3.1	3.7	99.8	99.8	0.05
C-M1	2.448	1.533	-2.447	-1.532	1.0	0.8	99.8	99.8	0.04
C-M2	1.778	1.102	-1.777	-1.102	0.3	0.3	99.8	99.8	0.02
C-M3	0.669	0.430	-0.669	-0.430	0.1	0.1	99.8	99.8	0.01
C-T10-2	0.168	0.113	-0.168	-0.113	0.2	0.1	97.2	97.1	0.09
C-T11-1	0.000	0.000	0.000	0.000			97.5	97.5	
C-T11-2	0.062	0.042	-0.062	-0.042	0.0	0.0	97.5	97.5	0.03
C-T12-2	0.168	0.113	-0.168	-0.113	0.2	0.1	97.5	97.4	0.09
C-T5-1	0.084	0.057	-0.084	-0.057	0.0	0.0	96.4	96.4	0.05
C-T6-1	0.084	0.057	-0.084	-0.057	0.0	0.0	96.9	96.9	0.05
Line Impedance-1	2.669	-0.648	-2.666	0.604	3.4	-43.7	100.1	100.0	0.10
Line Impedance-2	-5.571	0.365	5.585	-0.401	14.2	-35.6	99.8	100.0	0.24
T-1	-2.669	0.648	2.672	-0.608	2.4	40.1	100.1	99.8	0.25
T-10	0.903	0.556	-0.897	-0.514	6.6	42.9	99.7	97.2	2.59
T-11	0.770	0.500	-0.765	-0.468	4.9	32.0	99.8	97.5	2.31
T-12	0.736	0.492	-0.731	-0.462	4.6	29.8	99.8	97.5	2.26
T-13	1.777	1.102	-1.767	-1.001	10.1	100.6	99.8	96.9	2.86
T-14	0.669	0.430	-0.663	-0.394	6.5	36.0	99.8	96.7	3.07
T-17	0.970	0.565	-0.963	-0.520	7.5	44.9	99.8	97.3	2.53
T-18	0.480	0.319	-0.477	-0.307	2.1	12.5	100.1	98.6	1.50
T-2	5.571	-0.365	-5.561	0.532	9.8	166.7	99.8	99.8	0.06

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 16
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
T-3	1.246	0.776	-1.237	-0.701	9.3	74.7	99.8	96.7	3.14
T-4	0.354	0.206	-0.353	-0.200	0.9	6.1	99.8	98.9	0.94
T-5	0.924	0.634	-0.915	-0.578	8.6	56.1	99.8	96.4	3.39
T-6	0.922	0.625	-0.915	-0.578	7.3	47.3	99.8	96.9	2.86
T-7	2.662	1.646	-2.650	-1.502	12.0	143.8	99.8	97.1	2.66
T-8	2.662	1.646	-2.650	-1.502	12.0	144.0	99.7	97.1	2.67
T-9	0.425	0.304	-0.421	-0.283	4.1	20.6	99.8	96.9	2.89
					153.5	960.6			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 17
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable / Busway	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	115.0	110.0
UnderVoltage	85.0	90.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 18
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	2.919	0.203	2.926	99.76 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	19.000	9.766	21.363	88.94 Lagging
Total Demand:	21.919	9.969	24.080	91.03 Lagging
Total Motor Load:	21.766	9.009	23.556	92.40 Lagging
Total Static Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.153	0.961		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 4

Project: **ETAP**
Location: **20.0.0C**
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

Study Case: LF

Page: 1
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Load Flow Analysis

Loading Category (1): Design
Generation Category (1): Design
Load Diversity Factor: None

	<u>Swing</u>	<u>V-Control</u>	<u>Load</u>	<u>Total</u>
Number of Buses:	1	0	8	9

	<u>XFMR2</u>	<u>XFMR3</u>	<u>Reactor</u>	<u>Line/Cable/ Busway</u>	<u>Impedance</u>	<u>Tie PD</u>	<u>Total</u>
Number of Branches:	1	0	0	7	0	0	8

Method of Solution: Adaptive Newton-Raphson Method
Maximum No. of Iteration: 99
Precision of Solution: 0.0001000

System Frequency: 60.00 Hz
Unit System: English
Project Filename: SISTEMA-NACIONAL
Output Filename: C:\ETAP 2000\SISTEMA-NACIONAL\Untitled.lfr

Project: **ETAP**
Location: **20.0.0C**
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

Study Case: LF

Page: 2
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Adjustments

<u>Tolerance</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Percent</u>
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

<u>Temperature Correction</u>	<u>Apply Adjustments</u>	<u>Individual /Global</u>	<u>Degree C</u>
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 3
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Input Data

Bus			Initial Voltage		Load							
					Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic	
ID	kV	Sub-sys	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar
Afloramiento	13.200	1	100.0	0.0								
Km_1	13.200	1	100.0	0.0								
Km_2	13.200	1	100.0	0.0								
Km_3	13.200	1	100.0	0.0								
Km_4	13.200	1	100.0	0.0								
Km_5	13.200	1	100.0	0.0								
Km_6	13.200	1	100.0	0.0								
Suvestación primario	44.000	1	100.0	0.0								
Suvestación Secundario	13.200	1	100.0	0.0								
Total Number of Buses: 9					0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Generation Bus				Voltage		Generation			Mvar Limits	
ID	kV	Type	Sub-sys	% Mag.	Angle	MW	Mvar	% PF	Max	Min
Suvestación primario	44.000	Swing	1	100.0	0.0					
						0.000	0.000			

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 4
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens/1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway ID	Library	Size	Length		#/Phase	T (°C)	R	X	Y
			Adj. (ft)	% Tol.					
Cable subterranco	15NALN1	350	3281.0	0.0	1	75	0.060982	0.040000	
Line_1		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013
Line_2		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013
Line_3		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013
Line_4		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013
Line_5		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013
Line_6		267	3280.8	0.0	1	75	0.079605	0.119904	0.000013

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

Project: **ETAP**
Location: 20.0.0C
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

Study Case: LF

Page: 5
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

2-Winding Transformer Input Data

Transformer		Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	Phase	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z1	X1/R1	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	3-Phase	15.000	44.000	13.200	10.00	20.00	0	0	0	0	0	10.0000	YNyn	0.000

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 6
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	Suvestación primario	Suvestación Secundario	3.33	66.58	66.67	
Cable subterraneo	Cable	Suvestación Secundario	Afloramiento	11.48	7.53	13.73	
Line_1	Line	Afloramiento	Km_1	14.99	22.58	27.10	0.0007414
Line_2	Line	Km_1	Km_2	14.99	22.58	27.10	0.0007414
Line_3	Line	Km_2	Km_3	14.99	22.58	27.10	0.0007414
Line_4	Line	Km_3	Km_4	14.99	22.58	27.10	0.0007414
Line_5	Line	Km_4	Km_5	14.99	22.58	27.10	0.0007414
Line_6	Line	Km_5	Km_6	14.99	22.58	27.10	0.0007414

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 7
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

LOAD FLOW REPORT

Bus		Voltage		Generation		Load		Load Flow					XFMR
ID	kV	% Mag.	Ang.	MW	Mvar	MW	Mvar	ID	MW	Mvar	Amp	%PF	%Tap
Afloramiento	13.200	100.003	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Suvestación Secundario	0.000	0.004	0.2	0.0	
								Km_1	0.000	-0.004	0.2	0.0	
Km_1	13.200	100.004	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Afloramiento	0.000	0.004	0.2	0.0	
								Km_2	0.000	-0.004	0.2	0.0	
Km_2	13.200	100.005	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_1	0.000	0.003	0.1	0.0	
								Km_3	0.000	-0.003	0.1	0.0	
Km_3	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_2	0.000	0.002	0.1	0.0	
								Km_4	0.000	-0.002	0.1	0.0	
Km_4	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_3	0.000	0.001	0.1	0.0	
								Km_5	0.000	-0.001	0.1	0.0	
Km_5	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_4	0.000	0.001	0.0	0.0	
								Km_6	0.000	-0.001	0.0	0.0	
Km_6	13.200	100.006	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Km_5	0.000	0.000	0.0	0.0	
* Suvestación primario	44.000	100.000	0.0	0.000	-0.004	0.000	0.000	Suvestación Secundario	0.000	-0.004	0.1	0.0	
Suvestación Secundario	13.200	100.003	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	Afloramiento	0.000	-0.004	0.2	0.0	
								Suvestación primario	0.000	0.004	0.2	0.0	

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

Project: **ETAP**
 Location: **20.0.0C**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

Study Case: LF

Page: 8
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Bus Loading Summary Report

Bus			Directly Connected Load								Total Bus Load			
			Constant kVA		Constant Z		Constant I		Generic		MVA	% PF	Amp	Percent Loading
ID	kV	Rated Amp	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar	MW	Mvar				
Afloramiento	13.200										0.004	-	0.2	
Km_1	13.200										0.004	-	0.2	
Km_2	13.200										0.003	-	0.1	
Km_3	13.200										0.002	-	0.1	
Km_4	13.200										0.001	-	0.1	
Km_5	13.200										0.001	-	-	
Km_6	13.200											-	-	
Suvestación primario	44.000										0.004	-	0.1	
Suvestación Secundario	13.200										0.004	-	0.2	

* Indicates operating load of a bus exceeds the bus critical limit (100.0% of the Continuous Ampere rating).
 # Indicates operating load of a bus exceeds the bus marginal limit (95.0% of the Continuous Ampere rating).

Project: **ETAP**
 Location: **20.0.0C**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

Page: 9
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: LF

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch		Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Type	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability (MVA)	Loading (input)		Loading (output)	
						MVA	%	MVA	%
Cable subterraneo	Cable	312.18	0.19	0.06					
T1	Transformer				15.000	0.004	0.0	0.004	0.0

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: LF

Page: 10
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Branch Losses Summary Report

Branch ID	From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag
	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To	
Cable subterraneo	0.000	0.004	0.000	-0.004	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
Line_1	0.000	-0.004	0.000	0.004	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_2	0.000	-0.004	0.000	0.003	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_3	0.000	-0.003	0.000	0.002	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_4	0.000	-0.002	0.000	0.001	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_5	0.000	-0.001	0.000	0.001	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
Line_6	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.0	-0.7	100.0	100.0	0.00
T1	0.000	-0.004	0.000	0.004	0.0	0.0	100.0	100.0	0.00
					0.0	-4.4			

* This Transmission Line includes Series Capacitor.

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 11
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Alert Summary Report

	% Alert Settings	
	<u>Critical</u>	<u>Marginal</u>
<u>Loading</u>		
Bus	100.0	95.0
Cable / Busway	100.0	95.0
Reactor	100.0	95.0
Line	100.0	95.0
Transformer	100.0	95.0
Panel	100.0	95.0
Protective Device	100.0	95.0
Generator	100.0	95.0
Inverter/Charger	100.0	95.0
<u>Bus Voltage</u>		
OverVoltage	105.0	102.0
UnderVoltage	95.0	98.0
<u>Generator Excitation</u>		
OverExcited (Q Max.)	100.0	95.0
UnderExcited (Q Min.)	100.0	

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C

Study Case: LF

Page: 12
Date: 05-16-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	0.000	-0.004	0.004	0.00 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	0.000	-0.004	0.004	0.00 Leading
Total Motor Load:	0.000	0.000	0.000	32.19 Lagging
Total Static Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.000	-0.004		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Number of Iterations: 1

ANEXO C:
Resultados Cortocircuito Red IEEE 399 y Red Nacional

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 1
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Short-Circuit Summary Report

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

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.768	-13.576	13.598	0.775	-14.676	14.697	11.942	0.681	11.961	11.506	8.396	14.243
05:FDR F	13.800	1.197	-13.578	13.630	1.264	-13.812	13.870	11.781	1.045	11.827	-12.430	5.958	13.784
10:EMERG	13.800	1.597	-12.584	12.684	2.019	-13.113	13.267	11.055	1.420	11.145	-12.192	5.231	13.267
19:T7SEC	2.400	1.436	-18.382	18.438	1.413	-17.652	17.709	15.924	1.245	15.972	-16.615	7.240	18.124
50:GEN1	13.800	0.951	-13.700	13.733	0.886	-14.672	14.698	11.883	0.833	11.913	11.494	8.696	14.413

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 2
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
04:MILL-2	13.800	0.03309	0.58500	0.58594	0.03263	0.56685	0.56779	0.02000	0.47227	0.47269	0.00000	0.00000	0.00000
05:FDR F	13.800	0.05132	0.58229	0.58454	0.05181	0.57994	0.58225	0.05390	0.55396	0.55658	0.00000	0.00000	0.00000
10:EMERG	13.800	0.07910	0.62312	0.62812	0.07864	0.60496	0.61005	0.11635	0.55252	0.56464	0.00000	0.00000	0.00000
19:T7SEC	2.400	0.00585	0.07492	0.07515	0.00586	0.07488	0.07511	0.00702	0.08419	0.08448	0.00000	0.00000	0.00000
50:GEN1	13.800	0.04018	0.57879	0.58019	0.04081	0.57681	0.57825	0.01701	0.46765	0.46796	0.00000	0.00000	0.00000

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 1
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Short-Circuit Summary Report

1.5-4 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.654	-12.456	12.473	0.730	-14.215	14.234	11.420	0.627	11.437	10.850	7.871	13.404
05:FDR F	13.800	1.041	-12.854	12.897	1.205	-13.554	13.607	11.458	0.975	11.500	-11.943	5.797	13.276
10:EMERG	13.800	1.380	-11.603	11.684	1.913	-12.741	12.884	10.600	1.316	10.682	-11.489	5.015	12.536
19:T7SEC	2.400	1.252	-16.614	16.661	1.349	-17.071	17.124	15.119	1.161	15.163	-15.519	6.797	16.942
50:GEN1	13.800	0.807	-13.004	13.029	0.833	-14.396	14.420	11.574	0.767	11.599	11.121	8.328	13.894

All fault currents are symmetrical (1.5-4 Cycle network) values in rms kA.
 * LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 2
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
04:MILL-2	13.800	0.03347	0.63791	0.63878	0.03263	0.56685	0.56779	0.02000	0.47227	0.47269	0.00000	0.00000	0.00000
05:FDR F	13.800	0.04989	0.61578	0.61780	0.05181	0.57994	0.58225	0.05390	0.55396	0.55658	0.00000	0.00000	0.00000
10:EMERG	13.800	0.08051	0.67712	0.68189	0.07864	0.60496	0.61005	0.11635	0.55252	0.56464	0.00000	0.00000	0.00000
19:T7SEC	2.400	0.00625	0.08293	0.08317	0.00586	0.07488	0.07511	0.00702	0.08419	0.08448	0.00000	0.00000	0.00000
50:GEN1	13.800	0.03787	0.61033	0.61150	0.04081	0.57681	0.57825	0.01701	0.46765	0.46796	0.00000	0.00000	0.00000

Project: IEEE Typical Industrial Plant
Location: Irvine, CA
Contract: 987654321
Engineer: OTI
Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 1
Date: 05-23-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
04:MILL-2	13.800	0.590	-10.400	10.417	0.635	-11.920	11.937	9.007	0.511	9.021	8.666	7.490	11.455
05:FDR F	13.800	0.932	-11.699	11.736	1.055	-12.441	12.486	10.131	0.807	10.164	-10.733	5.835	12.217
10:EMERG	13.800	1.114	-9.786	9.849	1.504	-10.857	10.961	8.475	0.965	8.529	-9.508	5.121	10.800
19:T7SEC	2.400	1.107	-13.126	13.173	1.181	-14.048	14.098	11.367	0.959	11.408	10.735	8.514	13.701
50:GEN1	13.800	0.703	-11.900	11.921	0.703	-13.226	13.245	10.306	0.609	10.324	9.965	8.051	12.811

All fault currents are symmetrical (30 Cycle network) values in rms kA.
* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 2
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impeda
04:MILL-2	13.800	0.04330	0.76365	0.76487	0.04330	0.76365	0.76487	0.02000	0.47227	0.47269	0.00000	0.00000	0.00000
05:FDR F	13.800	0.05392	0.67675	0.67890	0.05392	0.67675	0.67890	0.05390	0.55396	0.55658	0.00000	0.00000	0.00000
10:EMERG	13.800	0.09148	0.80377	0.80896	0.09148	0.80377	0.80896	0.11635	0.55252	0.56464	0.00000	0.00000	0.00000
19:T7SEC	2.400	0.00884	0.10482	0.10519	0.00884	0.10482	0.10519	0.00702	0.08419	0.08448	0.00000	0.00000	0.00000
50:GEN1	13.800	0.03942	0.66721	0.66837	0.03942	0.66721	0.66837	0.01701	0.46765	0.46796	0.00000	0.00000	0.00000

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 1
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Momentary Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)

Bus		Device		Momentary Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak	Symm. kA rms	Asymm. kA rms	Asymm. kA Peak
04:MILL-2	13.800	04:MILL-2	Bus	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204			
	13.800	CB6	3 cy Sym CB	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204		32.000	54.000
	13.800	CB10	3 cy Sym CB	13.598	25.2	1.599	21.749	36.204		32.000	54.000
05:FDR F	13.800	05:FDR F	Bus	13.630	12.4	1.486	20.248	34.250			
	13.800	CB30	3 cy Sym CB	13.630	12.4	1.486	20.248	34.250		32.000	54.000
10:EMERG	13.800	10:EMERG	Bus	12.684	8.9	1.409	17.874	30.532			
	13.800	Comp Brkr	3 cy Sym CB	12.684	8.9	1.409	17.874	30.532		32.000	54.000
19:T7SEC	2.400	19:T7SEC	Bus	18.438	13.7	1.505	27.746	46.809			
	2.400	CB38	3 cy Sym CB	18.438	13.7	1.505	27.746	46.809		32.000	54.000
50:GEN1	13.800	50:GEN1	Bus	13.733	21.8	1.581	21.710	36.236			
	13.800	CB8	3 cy Sym CB	13.733	21.8	1.581	21.710	36.236		32.000	54.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.

- Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.

- The multiplication factors for high voltage circuit-breaker and high voltage bus momentary duty (asymmetrical and crest values) are calculated based on system X/R.

* Indicates a device with momentary duty exceeding the device capability.

Project: IEEE Typical Industrial Plant
 Location: Irvine, CA
 Contract: 987654321
 Engineer: OTI
 Filename: SISTEMA IEEE MOT

ETAP
 20.0.0C

Study Case: Duty 3-phase

Page: 2
 Date: 05-23-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-Phase Balanced Load Flow from IEEE Std. 399-1997 Section 6.6

Interrupting Duty Summary Report

3-Phase Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Base Voltage)

Bus		Device			Interrupting Duty					Device Capability		
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)	Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Sym. kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
04:MILL-2	13.800	CB6	3 cy Sym CB	2.0	12.473	24.8	1.067	13.314	121.000		20.000	20.000
		CB10	3 cy Sym CB	2.0	12.473	24.8	1.067	13.314	121.000		20.000	20.000
05:FDR F	13.800	CB30	3 cy Sym CB	2.0	12.897	12.8	1.000	12.897	121.000		20.000	20.000
10:EMERG	13.800	Comp Brkr	3 cy Sym CB	2.0	11.684	9.2	1.000	11.684	121.000		20.000	20.000
19:T7SEC	2.400	CB38	3 cy Sym CB	2.0	16.661	13.3	1.000	16.661	121.000		20.000	20.000
50:GEN1	13.800	CB8	3 cy Sym CB	2.0	13.029	22.6	1.038	13.528	121.000		20.000	20.000

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
- HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage.
- Short-circuit multiplying factor for LV Molded Case and Insulated Case Circuit Breakers is calculated based on asymmetrical current.
- Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.

- * Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability
- ** Indicates that the circuit breaker has been flagged as a generator circuit breaker. However, ETAP could not detect a single path, without a transformer, to the specified generator. Therefore, this circuit breaker is treated as a regular circuit breaker in short-circuit calculations.
- + The prefault voltage exceeds the rated maximum kV limit of the circuit breaker - The rated interrupting kA must be derated.

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	20.0.0C	Date:	05-16-2024
Contract:		SN:	
Engineer:		Revision:	Base
Filename:	SISTEMA-NACIONAL	Config.:	Normal
	Study Case: SC		

SHORT-CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Afloramiento**

Prefault voltage = 13.200 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
= 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Afloramiento	Total	0.00	3.860	0.00	111.00	109.00	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Suvestación Secundario	Afloramiento	12.12	3.860	27.46	99.43	98.47	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Km_1	Afloramiento	0.00	0.000	0.00	111.00	109.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C

Study Case: SC

Page: 2
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_1**

Prefault voltage = 13.200 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_1	Total	0.00	3.158	0.00	117.85	115.69	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Afloramiento	Km_1	19.56	3.158	29.33	108.37	105.37	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Km_2	Km_1	0.00	0.000	0.00	117.85	115.69	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_2**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_2	Total	0.00	2.662	0.00	122.31	119.12	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_1	Km_2	16.49	2.662	22.75	114.13	111.00	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_3	Km_2	0.00	0.000	0.00	122.31	119.12	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 4
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_3**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_3	Total	0.00	2.296	0.00	125.34	121.19	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_2	Km_3	14.23	2.296	18.56	118.28	114.51	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_4	Km_3	0.00	0.000	0.00	125.34	121.19	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_4**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_4	Total	0.00	2.016	0.00	127.50	122.56	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_3	Km_4	12.49	2.016	15.67	121.35	116.89	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_5	Km_4	0.00	0.000	0.00	127.50	122.56	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Km_5**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_5	Total	0.00	1.797	0.00	129.12	123.54	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_4	Km_5	11.13	1.797	13.55	123.68	118.62	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_6	Km_5	0.00	0.000	0.00	129.12	123.54	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config: Normal

Fault at bus: **Km_6**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_6	Total	0.00	1.619	0.00	130.37	124.27	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002
Km_5	Km_6	10.03	1.619	11.94	125.50	119.92	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Afloramiento**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Afloramiento	Total	0.00	3.860	0.00	111.00	109.00	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Suvestación Secundario	Afloramiento	12.12	3.860	27.46	99.43	98.47	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Km_1	Afloramiento	0.00	0.000	0.00	111.00	109.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 2
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_1**

Prefault voltage = 13.200 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_1	Total	0.00	3.158	0.00	117.85	115.69	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Afloramiento	Km_1	19.56	3.158	29.33	108.37	105.37	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Km_2	Km_1	0.00	0.000	0.00	117.85	115.69	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_2**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_2	Total	0.00	2.662	0.00	122.31	119.12	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_1	Km_2	16.49	2.662	22.75	114.13	111.00	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_3	Km_2	0.00	0.000	0.00	122.31	119.12	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 4
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_3**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_3	Total	0.00	2.296	0.00	125.34	121.19	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_2	Km_3	14.23	2.296	18.56	118.28	114.51	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_4	Km_3	0.00	0.000	0.00	125.34	121.19	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_4**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_4	Total	0.00	2.016	0.00	127.50	122.56	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_3	Km_4	12.49	2.016	15.67	121.35	116.89	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_5	Km_4	0.00	0.000	0.00	127.50	122.56	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_5**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_5	Total	0.00	1.797	0.00	129.12	123.54	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_4	Km_5	11.13	1.797	13.55	123.68	118.62	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_6	Km_5	0.00	0.000	0.00	129.12	123.54	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_6**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_6	Total	0.00	1.619	0.00	130.37	124.27	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002
Km_5	Km_6	10.03	1.619	11.94	125.50	119.92	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **Afloramiento**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Afloramiento	Total	0.00	3.860	0.00	111.00	109.00	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Suvestación Secundario	Afloramiento	12.12	3.860	27.46	99.43	98.47	3.173	3.173	1.91E+001	1.12E+002	2.52E+001	1.85E+002
Km_1	Afloramiento	0.00	0.000	0.00	111.00	109.00	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
 * Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 2
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_1**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_1	Total	0.00	3.158	0.00	117.85	115.69	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Afloramiento	Km_1	19.56	3.158	29.33	108.37	105.37	2.264	2.264	3.41E+001	1.34E+002	6.30E+001	2.96E+002
Km_2	Km_1	0.00	0.000	0.00	117.85	115.69	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_2**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_2	Total	0.00	2.662	0.00	122.31	119.12	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_1	Km_2	16.49	2.662	22.75	114.13	111.00	1.755	1.755	4.90E+001	1.57E+002	1.01E+002	4.07E+002
Km_3	Km_2	0.00	0.000	0.00	122.31	119.12	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 4
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_3**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_3	Total	0.00	2.296	0.00	125.34	121.19	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_2	Km_3	14.23	2.296	18.56	118.28	114.51	1.432	1.432	6.40E+001	1.79E+002	1.39E+002	5.18E+002
Km_4	Km_3	0.00	0.000	0.00	125.34	121.19	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_4**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_4	Total	0.00	2.016	0.00	127.50	122.56	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_3	Km_4	12.49	2.016	15.67	121.35	116.89	1.209	1.209	7.90E+001	2.02E+002	1.77E+002	6.28E+002
Km_5	Km_4	0.00	0.000	0.00	127.50	122.56	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_5**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_5	Total	0.00	1.797	0.00	129.12	123.54	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_4	Km_5	11.13	1.797	13.55	123.68	118.62	1.046	1.046	9.40E+001	2.25E+002	2.14E+002	7.39E+002
Km_6	Km_5	0.00	0.000	0.00	129.12	123.54	0.000	0.000				

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 05-16-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Fault at bus: **Km_6**

Prefault voltage = 13.200 kV
 = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
 = 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus			kA Symm. rms		% Impedance on 100 MVA base			
				Va	Vb	Vc	Ia	3I0	R1	X1	R0	X0
Km_6	Total	0.00	1.619	0.00	130.37	124.27	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002
Km_5	Km_6	10.03	1.619	11.94	125.50	119.92	0.921	0.921	1.09E+002	2.47E+002	2.52E+002	8.50E+002

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 1
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Afloramiento**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Afloramiento	Total	0.00	0.650	-3.805	5.9	3.860	0.00	0.650	-3.805	5.9	3.860
Suvestación Secundario	Afloramiento	12.12	0.650	-3.805	5.9	3.860	12.12	0.650	-3.805	5.9	3.860
Km_1	Afloramiento	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 2
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_1**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_1	Total	0.00	0.776	-3.061	3.9	3.158	0.00	0.776	-3.061	3.9	3.158
Afloramiento	Km_1	19.56	0.776	-3.061	3.9	3.158	19.56	0.776	-3.061	3.9	3.158
Km_2	Km_1	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 3
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_2**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_2	Total	0.00	0.794	-2.540	3.2	2.662	0.00	0.794	-2.540	3.2	2.662
Km_1	Km_2	16.49	0.794	-2.540	3.2	2.662	16.49	0.794	-2.540	3.2	2.662
Km_3	Km_2	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 4
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_3**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_3	Total	0.00	0.772	-2.162	2.8	2.296	0.00	0.772	-2.162	2.8	2.296
Km_2	Km_3	14.23	0.772	-2.162	2.8	2.296	14.23	0.772	-2.162	2.8	2.296
Km_4	Km_3	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 5
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_4**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_4	Total	0.00	0.735	-1.878	2.6	2.016	0.00	0.735	-1.878	2.6	2.016
Km_3	Km_4	12.49	0.735	-1.878	2.6	2.016	12.49	0.735	-1.878	2.6	2.016
Km_5	Km_4	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 6
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_5**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_5	Total	0.00	0.694	-1.657	2.4	1.797	0.00	0.694	-1.657	2.4	1.797
Km_4	Km_5	11.13	0.694	-1.657	2.4	1.797	11.13	0.694	-1.657	2.4	1.797
Km_6	Km_5	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000	0.00	0.000	0.000	999.9	0.000

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C

Study Case: SC

Page: 7
 Date: 05-17-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

3-phase fault at bus: **Km_6**

Prefault voltage = 13.200 kV

= 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)

= 100.00 % of base (13.200 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Km_6	Total	0.00	0.653	-1.482	2.3	1.619	0.00	0.653	-1.482	2.3	1.619
Km_5	Km_6	10.03	0.653	-1.482	2.3	1.619	10.03	0.653	-1.482	2.3	1.619

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer.

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker.

If the faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these protective devices will not be reported.

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 05-22-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
ID	kV	I''k	ip	Ik	I''k	ip	Ib	Ik	I''k	ip	Ib	Ik	I''k	ip	Ib	Ik
Afloramiento	13.200	4.142	9.424	4.142	3.427	7.796	3.427	3.427	3.587	8.162	3.587	3.587	3.909	8.893	3.909	3.909
Km_1	13.200	3.404	7.130	3.404	2.458	5.149	2.458	2.458	2.948	6.175	2.948	2.948	3.129	6.554	3.129	3.129
Km_2	13.200	2.879	5.728	2.879	1.912	3.804	1.912	1.912	2.493	4.961	2.493	2.493	2.627	5.227	2.627	2.627
Km_3	13.200	2.489	4.785	2.489	1.563	3.004	1.563	1.563	2.156	4.144	2.156	2.156	2.266	4.356	2.266	2.266
Km_4	13.200	2.190	4.108	2.190	1.321	2.478	1.321	1.321	1.897	3.558	1.897	1.897	1.992	3.737	1.992	1.992
Km_5	13.200	1.954	3.598	1.954	1.144	2.106	1.144	1.144	1.692	3.116	1.692	1.692	1.777	3.273	1.777	1.777
Km_6	13.200	1.763	3.201	1.763	1.008	1.830	1.008	1.008	1.527	2.772	1.527	1.527	1.604	2.912	1.604	1.604

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

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

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C
Study Case: SC

Page: 2
Date: 05-22-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
Afloramiento	13.200	0.33890	1.99521	2.02379	0.33890	1.99521	2.02379	0.43859	3.26371	3.29305	0.00000	0.00000	0.00000
Km_1	13.200	0.60008	2.38859	2.46282	0.60008	2.38859	2.46282	1.09797	5.19348	5.30828	0.00000	0.00000	0.00000
Km_2	13.200	0.86125	2.78198	2.91224	0.86125	2.78198	2.91224	1.75734	7.12326	7.33683	0.00000	0.00000	0.00000
Km_3	13.200	1.12242	3.17537	3.36790	1.12242	3.17537	3.36790	2.41672	9.05303	9.37005	0.00000	0.00000	0.00000
Km_4	13.200	1.38359	3.56875	3.82757	1.38359	3.56875	3.82757	3.07609	10.98280	11.40545	0.00000	0.00000	0.00000
Km_5	13.200	1.64476	3.96214	4.28996	1.64476	3.96214	4.28996	3.73546	12.91257	13.44203	0.00000	0.00000	0.00000
Km_6	13.200	1.90593	4.35553	4.75428	1.90593	4.35553	4.75428	4.39484	14.84235	15.47933	0.00000	0.00000	0.00000

Project:
 Location:
 Contract:
 Engineer:
 Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
 20.0.0C
 Study Case: SC

Page: 1
 Date: 05-22-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

3-Phase Fault Currents

Bus		Device		Device Capacity (kA)				Short-Circuit Current (kA)					
ID	kV	ID	Type	Making				I"k	ip	Ib sym	Ib asym	Idc	Ik
				Peak	Ib sym	Ib asym	Idc						
Afloramiento	13.200	Afloramiento	Bus					4.142	9.424				4.142
	13.200	CB2	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	4.142	9.424	4.142	4.142	0.029	
Km_1	13.200	Km_1	Bus					3.404	7.130				3.404
	13.200	CB3	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	3.404	7.130	3.404	3.404	0.002	
Km_2	13.200	Km_2	Bus					2.879	5.728				2.879
	13.200	CB4	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.879	5.728	2.879	2.879	0.000	
Km_3	13.200	Km_3	Bus					2.489	4.785				2.489
	13.200	CB5	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.489	4.785	2.489	2.489	0.000	
Km_4	13.200	Km_4	Bus					2.190	4.108				2.190
	13.200	CB6	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	2.190	4.108	2.190	2.190	0.000	
Km_5	13.200	Km_5	Bus					1.954	3.598				1.954
	13.200	CB7	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	1.954	3.598	1.954	1.954	0.000	
Km_6	13.200	Km_6	Bus					1.763	3.201				1.763
	13.200	CB1	CB	63.000	25.000	25.617	5.590	1.763	3.201	1.763	1.763	0.000	

ip is calculated using method C
 Ib does not include decay of non-terminal faulted induction motors
 Ik is the maximum steady state fault current
 Idc is based on X/R from Method C and Ib as specified above

LV CB duty determined based on service rating.
 Total through current is used for device duty.

- * Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.
- # Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit . (95 % times device capability)

Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: SISTEMA-NACIONAL

ETAP
20.0.0C
Study Case: SC

Page: 2
Date: 05-22-2024
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Short-Circuit Summary Report

Bus ID	Device ID	Device Capacity			3-Phase Short-Circuit Duty Results		
		Ithr (kA)	Tkr (sec.)	Rated Thermal Energy (MJ)	Ith (kA)	Tkr (sec.)	Thermal Energy (MJ)
Afloramiento	CB2	25.000	3.00	1875.00	4.154	3.00	51.76
Km_1	CB3	25.000	3.00	1875.00	3.410	3.00	34.89
Km_2	CB4	25.000	3.00	1875.00	2.883	3.00	24.94
Km_3	CB5	25.000	3.00	1875.00	2.492	3.00	18.64
Km_4	CB6	25.000	3.00	1875.00	2.193	3.00	14.43
Km_5	CB7	25.000	3.00	1875.00	1.956	3.00	11.48
Km_6	CB1	25.000	3.00	1875.00	1.765	3.00	9.35

Ithr = Rated short-time withstand current (Icw for low voltage circuit breaker)

Tkr = Rated short-time

Ith = Thermal equivalent short-time current

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)