

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

ANÁLISIS DE VARIACIONES RÁPIDAS DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE SUB-TRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN

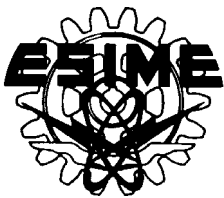
TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA

FABIÁN GARCÍA PERALTA



MÉXICO D.F.

MARZO 2006



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 19 del mes de Octubre del 2005 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

“ANÁLISIS DE VARIACIONES RÁPIDAS DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN Y REDES DE DISTRIBUCIÓN”

Presentada por el alumno:

GARCÍA

PERALTA

FABIÁN

Apellido paterno

materno

nombre(s)

Con registro:

B	0	0	1	1	9	9
---	---	---	---	---	---	---

Aspirante al grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

DR. DAVID ROMERO ROMERO

DR. DAVID SEBASTIAN BALTAZAR

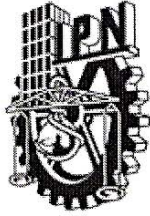
DR. JOSÉ ALBERTO GÓMEZ HERNÁNDEZ

DR. JAIMÉ ROBLES GARCÍA

DR. PABLO GÓMEZ ZAMORANO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIMÉ ROBLES GARCÍA



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 14 del mes marzo del año 2006, el que suscribe Fabián García Peralta alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B001199, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo titulado: Análisis de Variaciones Rápidas de Voltaje en Sistemas de Sub-transmisión y Redes de Distribución, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Éste puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones:

gilberto.enriquez@cfе.gob.mx, fabvoyager@hotmail.com

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.



Fabián García Peralta

Resumen

La importancia de la calidad de la energía en el diseño de los sistemas eléctricos de potencia es un tema relevante en la actualidad, dado que las compañías suministradoras deben ofrecer un servicio que cumpla con las especificaciones de los estándares de operación y los requerimientos de los usuarios. Cuando la calidad en el suministro de la energía no cumple con estas instancias, se deben tomar acciones para determinar las posibles soluciones a estos problemas.

Los resultados de los informes de monitoreo de las redes de distribución permiten establecer que las variaciones de voltaje de corta duración representan un serio problema en el mal funcionamiento de los equipos electrónicos de los procesos industriales, por lo que antes de concluir que métodos de mitigación deben ser implementados es necesario predecir las características de estos eventos a través de programas de monitoreo ó la aplicación de técnicas de predicción probabilísticas.

La metodología propuesta en el proyecto de tesis para determinar la magnitud de las variaciones de voltaje de corta duración y evaluar el Riesgo de Falla de los equipos electrónicos considerando la incertidumbre asociada con las fallas sobre el sistema de potencia y los dispositivos de protección está basada en el uso de la técnica de Simulación Monte Carlo, al utilizar números aleatorios para modelar en forma estocástica la incidencia de los disturbios de voltaje y representar los datos estadísticos por una función densidad de probabilidad.

Abstract

Power quality in the operation and design of power systems is a relevant topic at present, utilities are forced to prove that the offered service meets the specified standards and the requirements of the customers. Furthermore, when the quality of power is not accordant with these instances, immediate action should be taken to determine the possible solutions to these problems.

The monitoring survey results at the distribution system reveal that short duration voltage variations are considered a serious problem causing disruption on industrial process equipment, to decide about the suitability of mitigation methods, knowledge is needed about the expected characteristics of these events. This knowledge can be obtained through the use of power quality monitors or by means of probabilistic prediction methods.

The proposed methodology in the thesis project to estimate the short duration voltage variation magnitude and to evaluate the Risk Index of the electronic equipment considering the uncertainties associated with the occurrence of system faults and their attendant protective switching sequences is based on Monte Carlo simulation. The Monte Carlo simulation utilizes random numbers generators to model stochastic event occurrences, based on the substitution of data that represent a quantity of interest by a function density having the statistical properties of the data.

Contenido

CAPITULO 1

Introducción **1**

1.1	Antecedentes	1
1.2	Objetivo	4
1.3	Justificación	5
1.4	Alcances	7
1.5	Estructura de la tesis	7

CAPITULO 2

Variaciones de Voltaje de corta duración **8**

2.1	Interrupciones de corta duración	10
2.2	Depresiones de voltaje (sags ó dips)	13
2.2.1	Depresiones de voltaje asociadas con el arranque de motores	14
2.2.2	Depresiones de voltaje asociadas con la energización de transformadores	16
2.2.3	Depresiones de voltaje asociadas a fallas de corto circuito sobre el sistema de potencia	19
2.3	Elevaciones de voltaje (swells)	31

CAPITULO 3

Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración **34**

3.1	Monitoreo de disturbios de voltaje	34
3.2	Índices para evaluar el impacto de las variaciones de voltaje de corta duración	37
3.2.1	Curva CBEMA	38
3.2.2	Índices de variaciones r.m.s	41
3.2.3	Curva de sensibilidad de eventos acumulativos	44
3.3	Estudio probabilístico de fallas de corto circuito por el método de simulación Monte Carlo	47

CAPITULO 4

Metodología para Predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración utilizando simulación Monte Carlo **53**

4.1	Metodología	53
4.2	Sistema de prueba Roy Billinton, RBTS	54
4.3	Generación Aleatoria de los Eventos	55
4.4	Diagrama de Flujo del estudio probabilístico de fallas de corto circuito por el método de simulación Monte Carlo	58
4.5	Resultados del estudio de Variaciones de Voltaje de corta duración en el sistema RBTS	60
4.6	Aproximación Lineal de los Histogramas de Muestras de voltaje V_k a una función de distribución de probabilidad Weibull	65
4.7	Índice de Riesgo de Falla de los Equipos Electrónicos	68

CAPITULO 5

Conclusiones y Recomendaciones para trabajos futuros **70**

Bibliografía **72**

APÉNDICE A

Disturbios de Voltaje **76**

A.1	Transitorios oscilatorios de voltaje	77
A.3	Variaciones de Voltaje de larga duración	78
A.4	Desbalanceo de voltaje	79
A.5	Distorsión de la forma de onda de voltaje	80
A.5.1	Armónicas	80
A.5.2	Ínter-armónicas	82
A.5.3	Notching	82
A.6	Fluctuaciones de voltaje	84

APÉNDICE B

Estructura y Código fuente del Programa: fallas aleatorias.for **87**

Índice de Figuras

1.1	Variaciones de voltaje de corta duración para diversos buses sobre el sistema de potencia	3
1.2	Aplicación de fallas de corto circuito sobre el sistema de suministro	4
1.3	Áreas de vulnerabilidad en un bus específico para variaciones de voltaje originadas de fallas trifásicas	5
2.1	Interrupción momentánea asociada a una falla de corto circuito	10
2.2	Voltaje r.m.s durante una falla con secuencias de recierre	11
2.3	Magnitud de voltaje durante una secuencia de recierre sobre un alimentador	12
2.4	Magnitud de voltaje de fase a neutro en el arranque de un motor de inducción	14
2.5	Circuito equivalente para determinar la depresión de voltaje asociada al arranque de un motor	15
2.6	Circuito equivalente para el arranque de un motor a través de un transformador	15
2.7	Depresión de voltaje asociada al arranque de un motor que es influenciada por motores que ya se encuentran conectados en el mismo bus	15
2.8	Magnitud y forma de onda de voltaje medida al momento de energizar un transformador	16
2.9	Corrientes transitorias resultantes durante una “ <i>sympathetic interaction</i> ” entre 2 transformadores	17
2.10	Componentes armónicas de la corriente del sistema: (a) Energizar un transformador aislado (b) <i>Sympathetic interaction</i>	18
2.11	Magnitud y forma de onda de voltaje medida al momento de presentarse una falla seguida por la saturación de un transformador	19
2.12	Depresión de voltaje ocasionada por una falla de fase a tierra	20
2.13	Sags de voltaje registrados en un sistema de distribución asociados a fallas de corto circuito	20

■ Índice de Figuras

2.14	Perfil de las depresiones de voltaje asociadas a fallas sobre el sistema de transmisión	23
2.15	Sags de voltaje en un sistema de distribución durante una falla sobre un alimentador lateral	23
2.16	Modelo de divisor de voltaje para un sistema de distribución radial	24
2.17	Sistema de distribución con fallas 3ϕ en ambos niveles de voltaje	24
2.18	Magnitud de los sags de voltaje en el punto de carga para fallas 3ϕ en 33 kV y 132 kV	25
2.19	Sags de voltaje en forma fasorial asociados a fallas de corto circuito	25
2.20	Magnitud-duración de sags de voltaje de diferente origen	27
2.21	Función de distribución de probabilidad de la duración de los sags de voltaje	28
2.22	Forma de onda de un sag de voltaje influenciada por la re-aceleración de los motores de inducción	28
2.23	Corriente de un motor de inducción durante y después de una falla de fase a tierra	29
2.24	Circuito equivalente de una máquina de inducción trifásica	30
2.25	Voltaje y deslizamiento de un motor de inducción durante y después de una falla trifásica	30
2.26	Elevación de voltaje originada por una falla de fase a tierra	32
3.1	Curva CBEMA	38
3.2	Disturbios en el voltaje de suministro marcados sobre la curva CBEMA	39
3.3	Tolerancia en el voltaje de suministro especificada por la curva ITIC	40
3.4	Definición de los Índices de variaciones de voltaje r.m.s sobre la curva ITIC	43
3.5	Representación del número de sags de voltaje por año a través de líneas diagonales de contorno	45
3.6	Curva de tolerancia del equipo vs características de los sags de voltaje	46
3.7	Compatibilidad entre las condiciones del voltaje y la tolerancia de los equipos electrónicos	46
3.8	Proceso de convergencia en la Simulación Monte Carlo	47
3.9	Histograma de probabilidad para el tipo de falla	48

■ Índice de Figuras

3.10	Función densidad para la localización de la falla	49
3.11	Función densidad para el instante de incidencia de la falla	49
3.12	Función densidad para la impedancia de falla	49
3.13	Función densidad para el tiempo de liberación de la falla	50
3.14	Función densidad para el tiempo de recierre	50
3.15	Función densidad para la duración de la falla	50
3.16	Magnitud de voltaje V_j	51
3.17	Ejemplo de una función de distribución de probabilidad de las variaciones de voltaje en el bus j	52
3.18	Ejemplo de una función densidad de probabilidad resultante de las variaciones de voltaje en el bus j	52
4.1	Sistema de Prueba Roy Billinton, RBTS	55
4.2	Histograma de probabilidad ó Función densidad discreta para el Tipo de Falla	56
4.3	Histograma de probabilidad ó Función densidad discreta para la localización de la Falla	56
4.4	Función densidad Normal para la Impedancia de falla	57
4.5	Función densidad Normal para el tiempo de liberación de una falla de corto circuito transitoria	57
4.6	Diagrama de Flujo para el estudio probabilístico de Variaciones de voltaje de corta duración	59
4.7	Histograma de Muestras de voltaje V_k en el BUS-2	63
4.8	Convergencia en el Voltaje V_j del BUS-2	63
4.9	Histograma de Muestras de voltaje V_k en el BUS-5	64
4.10	Convergencia en el Voltaje V_j del BUS-5	64
4.11	Aproximación Lineal a una Función de Distribución Weibull del Histograma de Voltaje V_k del BUS-2	66
4.12	Aproximación Lineal a una Función de Distribución Weibull del Histograma de Voltaje V_k del BUS-5	66
4.13	Función de Distribución de probabilidad Weibull del Voltaje V_k en el BUS-2	67

■ Índice de Figuras

4.14	Función de Distribución de probabilidad Weibull del Voltaje V_k en el BUS-5	67
4.15	Función de Distribución de probabilidad en la duración de una variación de voltaje de corta duración originadas de fallas de corto circuito transitorias de la forma: $1 - F(t)$ para el sistema RBTS	68
4.16	Curvas de tolerancia de voltaje especificadas por fabricantes	69
A.1	Transitorio oscilatorio de baja frecuencia originado por la energización de un banco de capacitores	77
A.2	Transitorio oscilatorio de baja frecuencia ocasionado por ferresonancia	78
A.3	Desbalanceo de voltaje registrado en un alimentador residencial	79
A.4	Distribución del flujo de corriente armónico en un sistema industrial	81
A.5	Notching de voltaje	82
A.6	Diagrama de impedancia en la deducción de un notch de voltaje	83
A.7	Fluctuaciones de voltaje originadas por la operación de horno de arco	84
A.8	Diagrama de bloques del medidor de flicker	85
A.9	Función de probabilidad acumulativa para determinar P_{st}	85

Índice de Tablas

1.1	Voltajes nominales estandarizados	2
1.2	Número de eventos al año para diversas variaciones de voltaje de corta duración sobre Líneas de sub-transmisión de 69 kV	4
2.1	Características de las variaciones de voltaje de corta duración sobre el sistema de potencia	8
2.2	Estándares IEEE, IEC	9
2.3	Magnitud de voltaje en función de la distancia debido a fallas sobre el sistema de transmisión	22
2.4	Tipos de sags originados por fallas sobre el sistema de potencia	25
2.5	Tipos de sags en las terminales de las cargas dependiendo de su conexión	26
2.6	Tipos de sags a través de la conexión de transformadores	26
2.7	Tiempos típicos de liberación de los elementos de protección	27
2.8	Características de los elementos de aterrizamiento	32
3.1	Disturbios de voltaje de los proyectos de monitoreo	35
3.2	Eventos por año del informe NPL sin filtro	35
3.3	Eventos por año del informe CEA para mediciones realizadas en el secundario de las subestaciones	36
3.4	Eventos por año del informe CEA para mediciones realizadas en el primario de las subestaciones	36
3.5	Eventos por año del informe EPRI para mediciones realizadas en subestaciones	36
3.6	Eventos por año del informe EPRI para mediciones realizadas en alimentadores	37
3.7	Valores recomendados para presentar el voltaje remanente y duración de los sags de voltaje	38

■ Índice de Tablas

3.8	Número promedio de eventos de variaciones r.m.s de voltaje al año por usuario	41
3.9	Número de eventos al año para sags de voltaje	44
3.10	Número de eventos al año en forma acumulativa para sags de voltaje	45
4.1	Datos de las estaciones de generación del sistema RBTS: $100\text{MVA}_{\text{BASE}} - 13.8\text{ kV}_{\text{BASE}}$	54
4.2	Datos de la red de transmisión del sistema RBTS: $100\text{MVA}_{\text{BASE}} - 230\text{ kV}_{\text{BASE}}$	54
4.3	Archivo de datos RBTS.dat	59
4.4	Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración (sags) en el Sistema Roy Billinton	60
4.5	Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración en el BUS-2	61
4.6	Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración en el BUS-5	62
4.7	Parámetros de la función de distribución Weibull de voltaje V_k resultantes de la aproximación lineal en el sistema RBTS	65
4.8	Índice de Riesgo de Falla (R_F) para depresiones de voltaje de corta duración	69
A.1	Categorías IEEE y características típicas de los disturbios electromagnéticos sobre el sistema de potencia	76
A.2	Límites de distorsión de la onda de voltaje	80
A.3	Límites de distorsión notch para sistemas de bajo voltaje: 480 V	84
A.4	Niveles de planeación de los índices de severidad flicker	86

Simbología y Siglas

Simbología

V_{sag}	Magnitud de la depresión de voltaje (%)
Z_s	Impedancia equivalente de la fuente de suministro de energía eléctrica (Ω)
Z_M	Impedancia del Motor durante el arranque (Ω)
V_n	Voltaje base del sistema (kV)
ΔV	Cambio en la magnitud de voltaje debido a la corriente de falla
I_{fa}	Corriente de falla
V_f	Voltaje de línea a neutro antes de que la falla ocurra
V_a	Voltaje durante la falla
Z_F	Impedancia entre la falla y el bus de la subestación
z	Impedancia del alimentador por unidad de longitud
L	Distancia entre la falla y el bus de la subestación
$Z(s)$	Impedancia de un motor de inducción
s	Deslizamiento
X_m	Reactancia de magnetización
X_L	Reactancia equivalente (Estator-Rotor) de un motor de inducción
T_L	Torque mecánico de un motor de inducción
T_e	Torque eléctrico de un motor de inducción
NI_i	Número de usuarios que experimentan una variación de voltaje instantánea
NM_i	Número de usuarios que experimentan una variación de voltaje momentánea

■ **Simbología y Siglas**

NT_i	Número de usuarios que experimentan una variación de voltaje temporal
λ	Frecuencia de Falla de los elementos del Sistema de Potencia (fallas/año)
x	Posibles valores de la magnitud de las elevaciones ó depresiones de voltaje
α	Criterio de convergencia de la simulación Monte Carlo
Q	Valor estimado de la simulación Monte Carlo
S	Vector que contiene los factores causantes de incertidumbre
FT	Función densidad para el Tipo de falla
FL	Función densidad para la Localización de la falla
FII	Función densidad para el Instante de incidencia de la falla sobre la onda de voltaje
$FIMP$	Función densidad para la Impedancia de la falla
FCT	Función densidad para el Tiempo de liberación de la falla
FRT	Función densidad para el Tiempo de recierre
FD	Función densidad para la Duración de la falla
V_k	Magnitud de voltaje para cada muestra del vector S
V_j	Magnitud de voltaje originada de los eventos de falla
U	Números aleatorios con una distribución uniforme entre [0,1]
μ	Media de una función densidad Normal
σ	Desviación estándar de una función densidad Normal
tk	Tiempo de liberación de la falla (seg)
R_F	Riesgo de Falla de los equipos electrónicos
$R_{F\ sags}$	Riesgo de Falla de los equipos electrónicos considerando únicamente sags de voltaje

Siglas

<i>ANSI</i>	Instituto Nacional de Estándares Americanos
<i>IEEE</i>	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos
<i>IEC</i>	Comisión Internacional de Electrotecnia
<i>NPL</i>	Laboratorio Nacional de Potencia
<i>CEA</i>	Asociación Eléctrica Canadiense
<i>EPRI</i>	Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica
<i>SAIFI</i>	Índice Promedio de Frecuencia de las Interrupciones del Sistema
<i>CAIDI</i>	Índice Promedio de Duración de una Interrupción de los Usuarios
<i>SARFI</i>	Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s de voltaje
<i>SIARFI</i>	Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Instantáneas de voltaje
<i>SMARFI</i>	Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Momentáneas de voltaje
<i>STARFI</i>	Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Temporales de voltaje
<i>CBEMA</i>	Asociación de Fabricantes de Equipo de Computo y Negocios
<i>ITIC</i>	Consultores de la Industria Tecnológica de Información
<i>RBTS</i>	Sistema de Prueba Roy Billinton
<i>PLC</i>	Controlador Lógico Programable
<i>DPDT</i>	Relevador de Doble Polo - Doble Disparo
<i>IPS</i>	Sistema de Alimentación a Instrumentos de 24 Vdc
<i>p.u</i>	Valor en por unidad

Introducción

1.1 Antecedentes

La calidad de la energía es un concepto que se tiene desde los inicios de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, con la incorporación de los microprocesadores los tópicos de calidad han evolucionado en forma considerable. La responsabilidad de los ingenieros de potencia en esta área comprendía únicamente la confiabilidad, el control de voltaje y flicker. En la actualidad, el incremento en el uso de microcomputadoras y equipo de telecomunicaciones han forzado a una nueva definición de calidad de la energía que se ajuste a las necesidades de estos equipos.

Si bien, no se tiene una definición completamente aceptada sobre calidad de la energía, la presencia de señales armónicas en nodos de voltaje y corrientes de carga, transitorios y variaciones de voltaje en el punto de conexión de los usuarios llevaron a las compañías suministradoras a modificar sus criterios de calidad para entender la importancia de estos eventos; así la calidad de la energía describe el diseño y operación del sistema de potencia de tal forma que los usuarios puedan utilizar la energía eléctrica de la red de distribución satisfactoriamente [1,2].

La calidad de la energía se ha interpretado en el sentido más amplio como calidad del servicio, que incluye los aspectos de confiabilidad, calidad de la energía entregada y provisión de información. Una interpretación más restrictiva, ampliamente utilizada en la literatura reciente, se relaciona con:

- ❖ La habilidad de un sistema de potencia de suministrar energía eléctrica a las cargas sin disturbios, aspecto que refiere principalmente la calidad del voltaje.
- ❖ La habilidad de las cargas de no originar disturbios en su operación que reduzcan la eficiencia del sistema de potencia, que corresponde con la calidad de la forma de onda de corriente y voltaje.

La calidad de la energía usualmente se expresa como la calidad en el voltaje de la compañía suministradora medido en el punto de servicio. Un usuario quizás percibe una pobre calidad de voltaje que resulte de disturbios en alguna parte de la instalación del propio usuario, de un usuario cercano ó del sistema de la compañía suministradora. Los requerimientos de calidad de voltaje pueden diferir de un usuario a otro y dependen de las necesidades de los equipos instalados [3].

■ Introducción

Los sistemas de alimentación de las compañías suministradoras están diseñados para proveer un voltaje confiable y apropiado que cubra las necesidades básicas de los usuarios. Generalmente los sistemas de las compañías suministradoras utilizados para la generación y distribución de la electricidad están expuestos a eventos inesperados, generados de fenómenos naturales ó equipo de interrupción del propio sistema; dando como resultado que los sistemas eléctricos experimenten disturbios de voltaje. La naturaleza de estos disturbios, su severidad y los rangos de incidencia varían de un lugar a otro [2].

A través de los años las compañías suministradoras, fabricantes de equipo y usuarios han cooperado en establecer los límites de operación de voltaje. Como resultado el Instituto Nacional de Estándares Americanos (ANSI) desarrolló el estándar “Categorías de Voltaje para Sistemas Eléctricos y Equipo” C84.1 [4] que define una guía en el diseño y operación de los sistemas eléctricos y especifica las tolerancias en el voltaje de estado estacionario de utilización y servicio (categoría A), tabla 1.1:

Tabla 1.1 Voltajes nominales estandarizados

Clase de voltaje	Voltaje nominal del sistema			Categoría de voltaje A			Categoría de voltaje B		
				Máximo Voltaje de utilización y servicio	Mínimo		Máximo Voltaje de utilización y servicio	Mínimo	
	2 hilos	3 hilos	4 hilos		Voltaje de servicio	Voltaje de utilización		Voltaje de servicio	Voltaje de utilización
Bajo voltaje	Sistema Monofásicos								
	120			126	114	110	127	110	106
Alto voltaje	Sistemas Trifásicos								
			240Y/120	252Y/126	228Y/114	220Y/110	254Y/127	220Y/110	212Y/106
			480Y/277	504Y/291	456Y/263	440Y/254	508Y/293	440Y/254	424Y/245
		480		504	456	440	508	440	424
		600		630	570	550	635	550	530
		4160		4370	4050	3740	4400	3950	3600
		13800		14490	13460	12420	14520	13110	11880
		23000		24150	22430	-----	24340	21850	-----
	34500		36230	33640	-----	36510	32780	-----	

El voltaje de utilización del usuario estará determinado por el voltaje de la compañía suministradora que cubra los requerimientos del servicio y un porcentaje adicional para las caídas de voltaje de los conductores. Los voltajes en la categoría B son niveles permitidos de forma infrecuente y de duración limitada, que deberán aplicarse medidas correctivas al momento de presentarse para llevarlos a los límites de la categoría A.

La mayoría de los problemas asociados con los equipos electrónicos no están relacionados exclusivamente con voltajes en estado estacionario, los disturbios de voltaje sobre el sistema de distribución en la actualidad representan un serio problema. La necesidad de asegurar un servicio eléctrico apropiado a los usuarios demanda identificar los problemas potenciales y sugerir las formas más efectivas para satisfacer las exigencias del voltaje, así como distinguir entre problemas de voltaje que son controlados por la compañía suministradora y los que pueden ser tratados por usuarios finales ó fabricantes de equipo [2].

■ Introducción

Como una respuesta de las anomalías en la operación del sistema de distribución, las industrias y compañías suministradoras están implementando programas de monitoreo para determinar el origen y características de los disturbios de voltaje.

La incidencia de fallas de fase a tierra y de fase a fase sobre el sistema de transmisión y alimentadores de distribución resulta en voltajes desbalanceados que son transferidos a las cargas electrónicas industriales y comerciales conectadas en el secundario de los transformadores, figura 1.1. Tradicionalmente, la posición de una falla se mantiene fija y el análisis sobre el sistema de potencia consiste en obtener la magnitud de corriente de falla para coordinar las protecciones; las consecuencias de las variaciones de voltaje sobre los equipos electrónicos recibe muy poca atención [5,9].

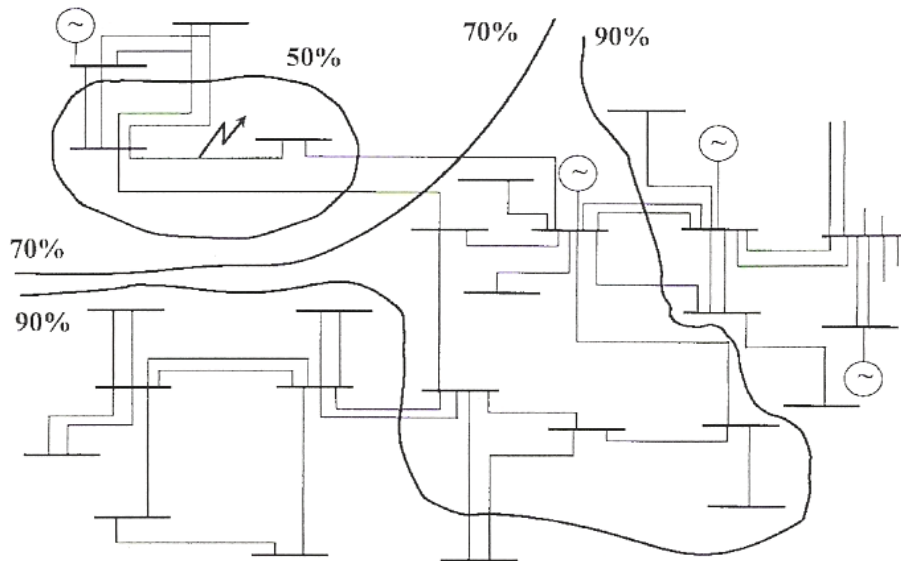


Figura 1.1 Variaciones de voltaje de corta duración para diversos buses sobre el sistema de potencia [9]

Los altos costos en el sector industrial asociados con las variaciones de voltaje llevaron a los comités de calidad de la energía a recomendar prácticas de análisis para evaluar las características de magnitud, duración y número de eventos. Así como evaluar el impacto de los voltajes desbalanceados sobre las cargas electrónicas en un bus de interés.

El método de posiciones de fallas propuesto en el estándar IEEE Std 493-1997 determina la magnitud y duración de los eventos de variaciones de voltaje en las terminales de los equipos sensibles a través de una variedad de escenarios y la aplicación de diversas fallas sobre el sistema de suministro, por ejemplo: fallas en subestaciones o fallas entre 25% - 75% de la longitud de un alimentador, figura 1.2.

■ Introducción

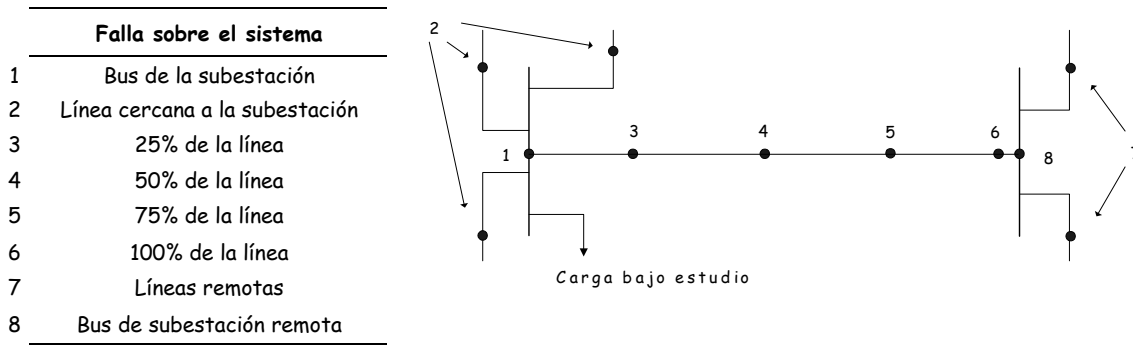


Figura 1.2 Aplicación de fallas de corto circuito sobre el sistema de suministro [9]

El número esperado de eventos al año en la posición de cada falla como una función de la magnitud y el tiempo de respuesta de los dispositivos de protección es calculado utilizando la tasa de falla de líneas (fallas/100km-año) ó buses (fallas-bus/año), tabla 1.2. Al seleccionar un bus de interés y calcular la magnitud de las depresiones de voltaje para las posiciones de falla señaladas, se obtienen las áreas de vulnerabilidad de los usuarios, figura 1.3 [9,11].

Tabla 1.2 Número de eventos al año para diversas variaciones de voltaje de corta duración sobre Líneas de sub-transmisión de 69 kV [11]

Tipo de falla	Fallas/ km-año	Número de eventos al año \leq a cada rango de voltaje (magnitud más significativa de las tres fases)							
		0.0 - 0.60 p.u		0.60 - 0.75 p.u		0.75 - 0.85 p.u		0.85 - 0.90 p.u	
		km	eventos	km	eventos	km	eventos	km	eventos
Fase a tierra	0.400	6	0.24	18	0.72	32	1.28	68	2.72
Dos fases a tierra	0.0135	24	0.32	47	0.63	132	1.78	220	2.97
Fase - fase	0.0043	24	0.10	39	0.17	130	0.56	203	0.87
Trifásica	0.0037	37	0.14	69	0.26	169	0.63	191	0.71
Total	0.0615	91	0.80	173	1.78	463	4.25	692	7.27

1.2 Objetivo

Desarrollar una metodología que permita predecir las características y el número de eventos de variaciones de voltaje de corta duración, así como evaluar su impacto en las cargas electrónicas de las redes de distribución.

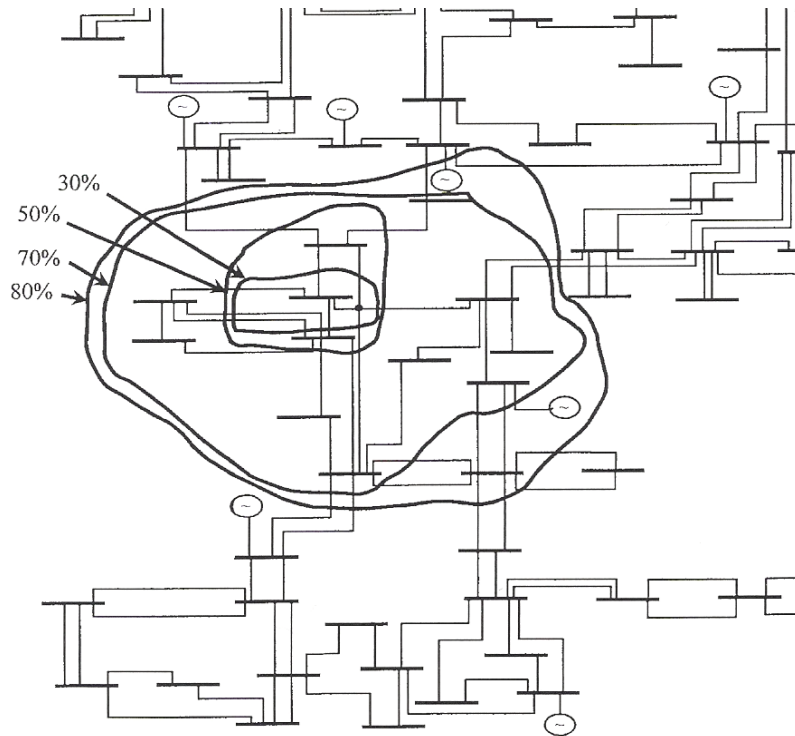


Figura 1.3 Áreas de vulnerabilidad en un bus específico para variaciones de voltaje originadas de fallas trifásicas [9]

1.3 Justificación

Antes de que la electrónica invadiera los equipos de iluminación, calefacción y máquinas de proceso; la relación con el sistema de suministro consistía en la verificación de los datos de placa de voltaje y frecuencia. Desafortunadamente, los equipos electrónicos requieren de una mayor atención debido a los problemas de calidad de la energía. En los últimos años los resultados de los informes de monitoreo de las redes de distribución permiten establecer que las interrupciones de procesos industriales provocadas por variaciones de voltaje representan un serio problema económico, por lo que antes de concluir que métodos de mitigación deben ser implementados es necesario predecir las características de estos eventos[3].

Al predecir las características de los disturbios de voltaje se tiene la oportunidad de evaluar configuraciones alternas de la red de distribución y prevenir problemas en las especificaciones del voltaje de suministro. Los problemas pueden ser evitados reduciendo la magnitud, duración ó el número de eventos. Modestos cambios en las especificaciones de las cargas sensibles también pueden reducir significativamente el número de interrupciones [10].

Los estándares de calidad de la energía establecen que las variaciones de voltaje son eventos aleatorios tratados como problemas técnicos - económicos de compatibilidad entre los equipos industriales y el sistema de potencia. Cuando se instala un equipo de proceso electrónico, un usuario necesita comparar la sensibilidad del equipo con el comportamiento de la alimentación de la energía eléctrica. Un estudio para estimar el impacto y la frecuencia con que se presentarán las salidas de estos equipos consiste básicamente de los siguientes 2 pasos [11]:

■ Introducción

1. Obtener información de la tolerancia de voltaje de los equipos por parte de fabricantes, bases de datos recopiladas por estándares de prueba [13] ó simplemente tomar valores típicos.
2. Determinar las características y el número esperado de variaciones de voltaje en un sitio de interés, a través de programas de monitoreo ó métodos estocásticos.

Los programas de monitoreo que se han desarrollado en diferentes países proporcionan un promedio de la calidad del suministro, pero no proveen información de un lugar en específico, dado que se requieren periodos largos de monitoreo para obtener resultados confiables [9].

La comunidad internacional de calidad de la energía ha reportado en general dos técnicas para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración: 1.- Analíticas que obtienen el número de eventos a través de la tasa de falla de los elementos del sistema y 2.- Simulación Monte Carlo que determina una función de distribución de probabilidad de los eventos.

El análisis probabilístico de corto circuito por el método de simulación Monte Carlo de un sistema de potencia permite simular las condiciones aleatorias de las fallas que experimentan los elementos del sistema y predecir las características de los disturbios a través de histogramas de voltaje de falla en una región de interés ó un bus en particular.

En el estudio de corto circuito probabilístico únicamente se consideran los componentes de la red que pueden afectar los voltajes resultantes, por ejemplo [21]:

- I. Las unidades de generación que estarán en servicio en base al pronóstico de la carga.
- II. El sistema de transmisión representado por datos históricos de salidas de líneas.

Uno de los argumentos por el renovado interés de la calidad de energía en los niveles de distribución es la época de la desregulación que ha traído interrogantes acerca de la reestructuración del servicio eléctrico y la forma en que puede ser comparado un proveedor a otro. La mayor parte de las compañías distribuidoras podrán basar su competencia en el nivel de calidad de la energía entregada y los índices de calidad proporcionarán una forma de medir el servicio eléctrico y los beneficios de mejorar los circuitos de suministro.

Dentro de los efectos de la desregulación está la dispersión de responsabilidad por la calidad de la energía. Inicialmente la compañía suministradora fue responsable por los niveles de calidad del usuario, después de la reestructuración organizacional de las empresas eléctricas habrá confusión sobre esta responsabilidad y posiblemente debates sobre el costo de las acciones tomadas para mitigar los problemas de calidad [2].

Las empresas distribuidoras de electricidad por años han utilizado índices de interrupción como indicadores de la confiabilidad del servicio proporcionado por su sistema, como SAIFI y CAIDI [12,34]. La evolución y expansión de dispositivos electrónicos han alterado la realidad de lo que realmente es un servicio confiable. Debido a la sensibilidad de cargas industriales y comerciales, la confiabilidad ya no es indicada por la frecuencia y duración de las interrupciones permanentes que ocurren en el sistema de distribución. En la actualidad, los usuarios son afectados por disturbios de voltaje, lo que hace necesario implementar índices de variaciones r.m.s para evaluar la calidad del servicio en un lugar específico [12].

1.4 Alcances

La técnica de Simulación Monte Carlo es implementada en un programa de corto circuito para predecir exclusivamente eventos de interrupciones y depresiones de voltaje, dado la frecuencia y severidad con que se registran los disturbios en los informes de Monitoreo.

La aplicación de la Metodología para el estudio de variaciones de voltaje de corta duración intenta estrictamente mostrar como determinar las funciones de distribución de probabilidad de los eventos y evaluar el Riesgo de falla de los equipos electrónicos, así que los parámetros fundamentales que son considerados en el estudio probabilístico son: Tipo, Localización, Impedancia y Tiempo de Liberación de la falla.

1.5 Estructura de la tesis

El proyecto de Investigación para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración y evaluar su impacto en los equipos electrónicos es desarrollado en 4 capítulos con el siguiente esquema:

- **Capítulo 1 Introducción.-** Se establecen los antecedentes y la importancia de la calidad en el suministro de la energía eléctrica.
- **Capítulo 2 Variaciones de Voltaje de corta duración.-** Se presenta la categoría de Variaciones de Voltaje de corta duración como un problema de calidad de la energía, el origen y las características de magnitud y duración de los eventos.
- **Capítulo 3 Métodos para predecir eventos de Variaciones de Voltaje de corta duración.-** Se hace una revisión de los resultados de los informes de monitoreo, los índices para evaluar el impacto de los eventos a las cargas electrónicas y la técnica de simulación Monte Carlo aplicada a estudios de corto circuito probabilísticos.
- **Capítulo 4 Metodología para predecir de eventos de Variaciones de Voltaje de corta duración utilizando Simulación Monte Carlo.-** Se establece una metodología para determinar la función de distribución de probabilidad de los eventos de variaciones de voltaje de corta duración sobre el sistema de prueba RBTS y evaluar el Riesgo de Falla de las posibles cargas electrónicas conectadas en los buses.
- **Apéndice A Disturbios de Voltaje.-** Se describen las categorías y características de los disturbios de voltaje propuestos por la IEEE.
- **Apéndice B Programa Fuente** elaborado en FORTRAN POWER STATION 4.0 para el estudio de variaciones de voltaje de corta duración.

Variaciones de voltaje de corta duración

El término calidad de la energía envuelve una gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan el voltaje y la corriente en un tiempo y un lugar sobre el sistema de potencia. La creciente aplicación de equipo electrónico que puede originar disturbios ó que puede ser sensible a estos fenómenos acrecentó el interés en la calidad de la energía en los últimos años, lo que motivo a que se estableciera por parte de la IEEE [1,22] una base común de términos para describir estos eventos. En el contexto de las prácticas recomendadas para caracterizar los problemas de fenómenos electromagnéticos, la calidad de la energía se define como el concepto de energizar y aterrizar equipo electrónico de tal forma que sea apropiado en la operación del equipo, compatible con el sistema de alimentación y otros equipos conectados.

Una de las principales razones para desarrollar categorías de fenómenos electromagnéticos que originan los problemas de calidad de la energía es facilitar la comunicación entre los usuarios de equipo electrónico, fabricantes y el sistema de distribución de la compañía suministradora para identificar posibles soluciones, por lo que se hace necesario clasificar de mediciones y describir técnicamente estos disturbios, apéndice A. La tabla 2.1 muestra la categoría de variaciones de voltaje de corta duración [1]:

Tabla 2.1 Características de las variaciones de voltaje de corta duración sobre el sistema de potencia

Categoría	Duración típica	Magnitud típica de voltaje
2.0 Variaciones de corta duración		
2.1 Instantáneas		
2.1.1 depresión (sag)	0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 p.u
2.1.2 elevación (swell)	0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 p.u
2.2 Momentáneas		
2.2.1 interrupción	0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 p.u
2.2.2 depresión (sag)	30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 p.u
2.2.3 elevación (swell)	30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 p.u
2.3 Temporales		
2.3.1 interrupción	3 s - 1 min	< 0.1 p.u
2.3.2 depresión (sag)	3 s - 1 min	0.1 - 0.9 p.u
2.3.3 elevación (swell)	3 s - 1 min	1.1 - 1.2 p.u

Las variaciones de corta duración de voltaje son principalmente originadas por condiciones de falla ó energización de cargas que requieren grandes corrientes de arranque. Dependiendo de la localización de la falla y las condiciones del sistema, se pueden tener elevaciones de voltaje (swell), depresiones de voltaje (sags, dips) ó una pérdida completa del voltaje (interrupción).

La condición de falla puede ser próxima ó remota del punto de interés; en todo caso el impacto sobre el voltaje es una variación de corta duración hasta que los dispositivos de protección libran la falla [1].

En los últimos años las compañías suministradoras han recibido un gran número de quejas sobre la calidad de la energía referente a depresiones e interrupciones de voltaje. La causa más importante para esta situación es el incremento de cargas de tipo electrónico en usuarios comerciales y equipo automatizado para mejorar la productividad en el control de procesos industriales. El principal problema asociado con las variaciones de corta duración es el daño a los componentes de los equipos, la pérdida de su memoria y las interrupciones de los procesos que llegan a requerir varias horas para restablecerse [14].

La mitigación a estos problemas ha llevado al establecimiento de estándares por parte de la IEEE y la IEC que dirigen su atención a los siguientes aspectos:

1. Criterios y metodologías para el análisis de sistemas en el diseño, planeación y operación.
2. Criterios para el monitoreo.
3. Niveles de compatibilidad de los sistemas de la compañía suministradora y los usuarios.
4. Niveles de inmunidad de los equipos sensibles.

La tabla 2.2 presenta una breve descripción sobre los estándares que refieren los criterios y límites de variaciones de voltaje [7].

Tabla 2.2 Estándares IEEE, IEC

Estándar	Área de Aplicación	Objetivo
IEEE 1346	Sistemas eléctricos de potencia	Metodología para evaluar depresiones de voltaje
IEEE 493	Sistemas industriales y comerciales	Criterios para evaluar confiabilidad
IEEE 446	Sistemas industriales y comerciales	Rangos de sensibilidad de cargas (CBEMA)
IEEE 1159	Sistemas eléctricos de potencia	Definición y criterios de monitoreo
IEEE 1100	Sistemas eléctricos en general	Criterios de monitoreo y practicas de diseño, instalación y mantenimiento de sistemas eléctricos
IEEE 1250	Equipo	Criterios de diseño de equipo electrónico y guía de mitigación de disturbios de voltaje
IEC 1000-2-4	Sistemas industriales y comerciales	Limites de compatibilidad
IEC 1000-4-11	Equipo	Pruebas de inmunidad

2.1 Interrupciones de corta duración

Una interrupción de corta duración ocurre cuando el suministro de voltaje decrece a valores menores de 0.1 p.u en un periodo que no exceda 1 min [1].

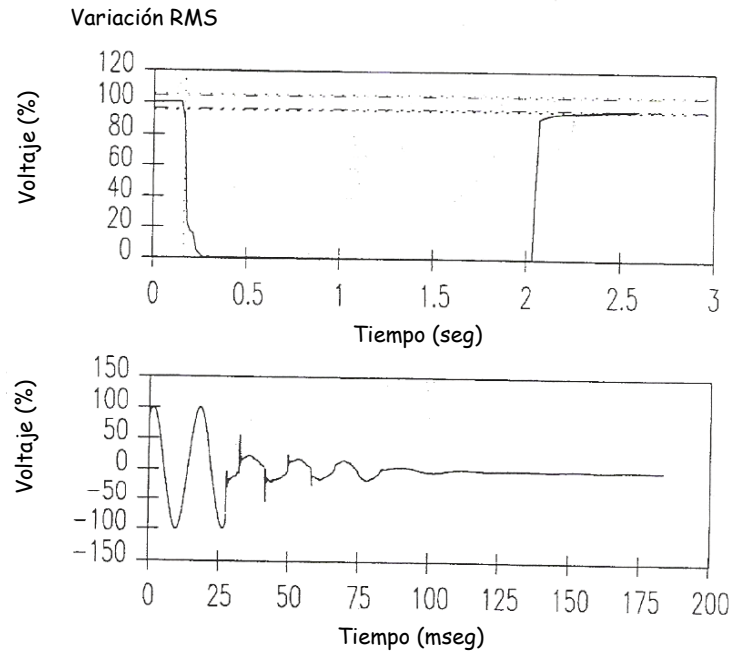


Figura 2.1 Interrupción momentánea asociada a una falla de corto circuito

Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas sobre el sistema de potencia, fallas en los equipos ó mal funcionamiento del sistema de control. Las interrupciones son medidas por su duración desde que la magnitud de voltaje es menor al 10% del valor nominal. La duración de una interrupción debida a una falla sobre el sistema de la compañía suministradora es determinada por la capacidad de recierre de los dispositivos de protección y el evento que es causante de la falla.

Algunas interrupciones pueden ser precedidas por una depresión de voltaje, que ocurre entre el tiempo que inicia la falla y la operación de la protección. La figura 2.1 muestra una interrupción momentánea con una duración de 2.3 seg, se hace notar que la forma de onda de voltaje de este evento no cae instantáneamente a cero hasta después de 3 ciclos [1]

Una interrupción de corta duración esta asociada con la restauración automática del suministro de energía en la operación de liberar una falla por los elementos de protección. La duración de una interrupción es un aspecto importante en la planeación de los sistemas de transmisión y distribución, al usar recierres automáticos la duración de las interrupciones pueden ser reducidas de 1 hora a tiempos menores de 1 minuto.

Por varios años las interrupciones de corta duración no fueron consideradas por la mayoría de los usuarios, recientemente esto ha cambiado dado que los equipos son cada vez más sensibles a estos eventos. Las interrupciones de este tipo también se presentan en los sistemas industriales debido a la operación de interruptores de transferencia.

La mayoría de las fallas sobre líneas aéreas son transitorias, requieren de la operación de las protecciones pero quizás no causan un daño permanente al sistema. Una causa típica de una falla transitoria son las descargas atmosféricas sobre las líneas aéreas, tan pronto como la protección remueve la línea fallada del sistema los recierres automáticos restauran la alimentación. Otro tipo de eventualidad como la contaminación, la quema de caña, etc... pueden causar rutas temporales a tierra que provocan cortos circuitos transitorios que desaparecerán al momento en que la protección interviene.

En ocasiones se tiene el riesgo de que la falla no sea transitoria sino permanente, en este caso los recierres proporcionan un tiempo adicional a la falla de extinguirse, lo que lleva a que un interruptor abra instantáneamente y cierre después de un “tiempo muerto” que va desde un segundo hasta varios minutos.

La figura 2.2 muestra la operación de dos recierres subsecuentes, el tiempo de liberación de la falla fue de aproximadamente dos ciclos y la interrupción del servicio al primer recierre fue de poco más de 2 s. Aparentemente la falla no fue liberada completamente por la primera operación, por lo que fue requerida una segunda intervención del equipo de protección [6,25].

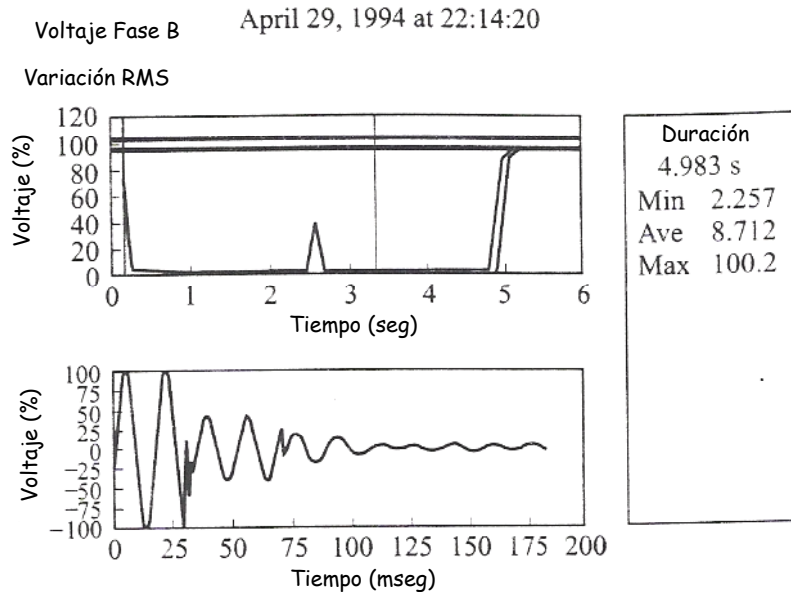


Figura 2.2 Voltaje r.m.s durante una falla con dos secuencias de recierre

Una práctica asociada con los recierres y las interrupciones cortas en las redes de distribución que ha tenido un impacto favorable en la confiabilidad y economía desde el punto de vista de la compañía suministradora es la coordinación de protecciones con fusibles de expulsión en los conductores laterales que provienen de un alimentador principal, como se muestra en la figura 2.3. Esta práctica es llamada “fuse saving” ó “fast tripping” [14]. Los fusibles tendrán un tiempo de respuesta mayor que un interruptor al momento de presentarse una falla transitoria, por lo que la falla será liberada por la protección del alimentador principal y la alimentación será automáticamente restaurada al momento de efectuarse un recierre.

Una falla permanente puede ser liberada por el interruptor principal, esta acción llevará a una interrupción larga para todos los usuarios del alimentador. En vez de realizar esta maniobra, la falla permanente será liberada por el fusible de expulsión. Para lograr lo anterior, la coordinación será tal que se requiere de un disparo instantáneo de la protección principal más rápido que los fusibles, figura 2.3 [6].

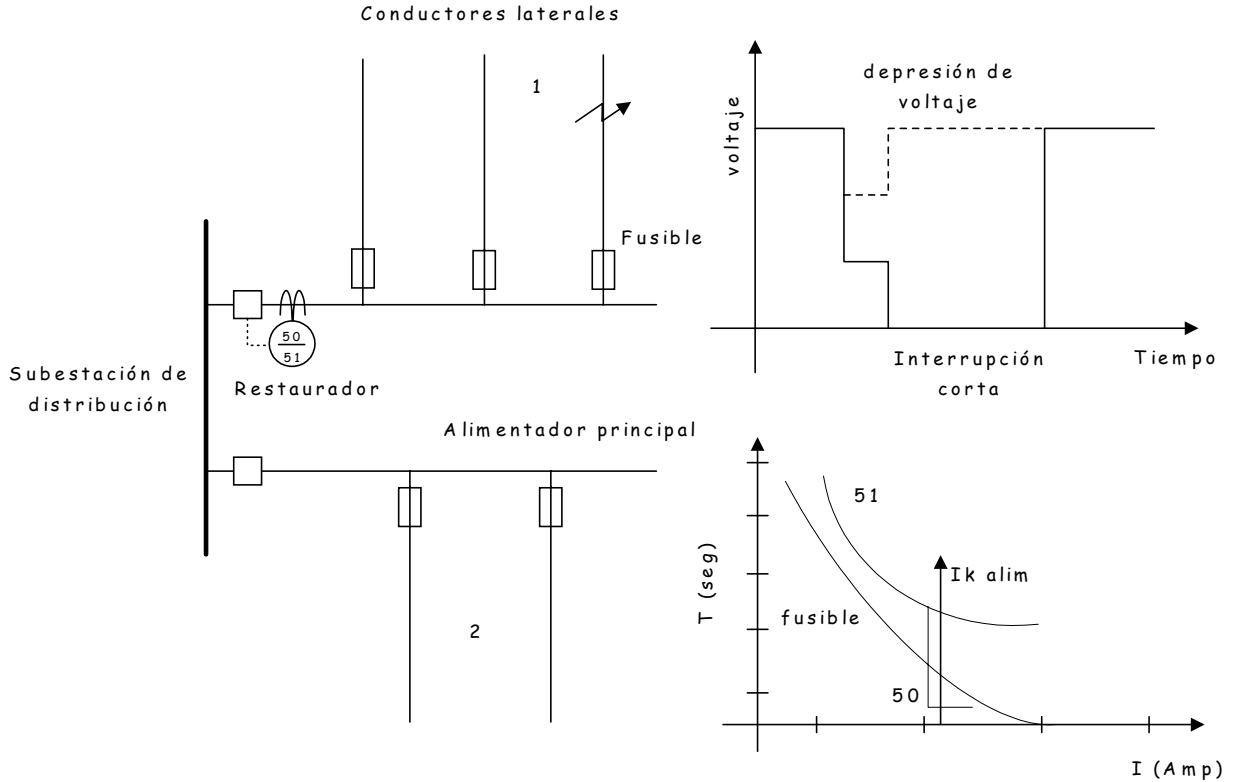


Figura 2.3 Magnitud de voltaje durante una secuencia de recierre sobre un alimentador

La combinación de recierres y fusibles produce eventos con diferentes magnitudes de voltaje para los usuarios. La figura 2.3 muestra los eventos asociados a la operación de un recierre experimentado por usuarios sobre el alimentador fallado (indicado por 1) y por usuarios sobre un alimentador paralelo del mismo bus de la subestación (indicado por 2). Los usuarios sobre el alimentador fallado experimentarán un decremento en el voltaje (línea sólida) durante la falla similar a un sag y posteriormente se presentará una interrupción hasta la operación de recierre.

La diferencia entre los dos usuarios es el efecto de librar la falla. Para los usuarios sobre el alimentador no fallado, el voltaje (línea punteada) regresará a su valor de pre-evento, por lo que solamente experimentarán un sag con una duración igual al tiempo de operación de la protección. Si la falla aún está presente al primer recierre, los usuarios sobre el alimentador no fallado experimentarán un segundo sag, mientras que los usuarios conectados en el alimentador fallado advertirán una segunda interrupción que quizás sea de larga duración [6].

Frecuentemente las compañías suministradoras intentarán uno ó dos recierres al liberar una falla en los conductores laterales sin expulsar algún fusible. Para reducir las quejas y mejorar la calidad de la energía en usuarios con un alto impacto económico debido a interrupciones cortas, ciertas compañías suministradoras están eliminando la práctica "fuse saving" en las redes de distribución. Esta tarea ha llevado a sugerir un deterioro en la confiabilidad esperada, que puede ser minimizada con la colocación estratégica de dispositivos de protección automáticos a lo largo del alimentador.

Los usuarios experimentarán una reducción significativa en el número de interrupciones cortas. Sin embargo, al remover disparos instantáneos de interruptores en los alimentadores principales únicamente se corregirá una pequeña parte de los problemas asociados a las variaciones de voltaje. El principal beneficio de eliminar los disparos instantáneos es que en lugar de tener interrupciones cortas en todo el alimentador, se presenta una salida en el alimentador lateral fallado y en los alimentadores restantes se observará una depresión de voltaje.

Esta operación reducirá las quejas de usuarios residenciales. Sin embargo, los industriales presentarán los beneficios más amplios dado el impacto que tiene una interrupción en sus procesos. La compañía suministradora experimentará incremento en costos con estas acciones, que tal vez sean recuperados por los ahorros potenciales de los usuarios.

El impacto sobre la confiabilidad se realiza con el criterio de los índices tradicionales de interrupciones SAIFI y SAIDI. Bajo los términos de calidad de la energía, estos indicadores son insuficientes por que la mayor parte de las interrupciones cortas son equivalentes a una pérdida completa de los procesos industriales. Para incorporar el concepto de calidad de la energía en la confiabilidad tradicional, los índices como SAIFI deben ser modificados para incluir interrupciones cortas como una salida [14].

Dado que al eliminar los disparos instantáneos de los interruptores se puede mejorar la calidad de la energía notablemente en áreas con numerosas tormentas, los índices de confiabilidad posiblemente alcanzarían niveles inaceptables dada la gran cantidad de fusibles que podrían ser expulsados. Los industriales seguirán experimentando pérdidas económicas debidas a otros disturbios de voltaje, por lo que medidas adicionales quizás sean requeridas para reducir las interrupciones de sus procesos [14].

2.2 Depresiones de voltaje (sags ó dips)

Una depresión (sag) es un decremento entre 0.1 y 0.9 p.u en el voltaje rms a la frecuencia del sistema con una duración de 0.5 ciclos a 1 min [1].

La terminología usada para describir una depresión de voltaje es frecuentemente confundida. Al referir “una depresión del 20%” significa que el voltaje es reducido a un 20% del valor nominal, no que se reduce un 20%. Esta designación es consistente con la IEC y con la mayor parte de los analizadores de disturbios que también reportan el voltaje remanente durante el evento [1].

Obtener información sobre las características de las variaciones de voltaje que ocurren en la red de distribución es una de las tareas de los programas de monitoreo de calidad de la energía. Los resultados de mediciones en los sistemas de sub-trasmisión y redes de distribución por varios años han permitido crear bases de datos que identifican básicamente 3 clases de eventos asociados con las depresiones de voltaje [15], descritos en las siguientes secciones:

2.2.1 Depresiones de voltaje asociadas con el arranque de motores

Durante el arranque, los motores demandan una alta corriente aproximadamente de 5 a 10 veces su valor a plena carga con un bajo factor de potencia. El incremento súbito en la corriente hasta que el motor alcanza su velocidad nominal con tiempos de algunos segundos hasta un minuto ocasionará una depresión de voltaje que regresará gradualmente a su valor de pre-evento. La magnitud de la depresión depende de las características del motor y los parámetros del sistema en el punto de instalación.

Los voltajes durante el arranque son simétricos, dado que un motor es una carga balanceada y cada fase demandará la misma corriente inrush, lo que ocasionará una depresión de voltaje de la misma magnitud para las tres fases. La figura 2.4 muestra la forma de onda de voltaje durante el arranque de un motor de inducción, la medición fue realizada en una red de 400 V. La magnitud de voltaje a la frecuencia fundamental de las 3 fases decreció alrededor del 10% [15].

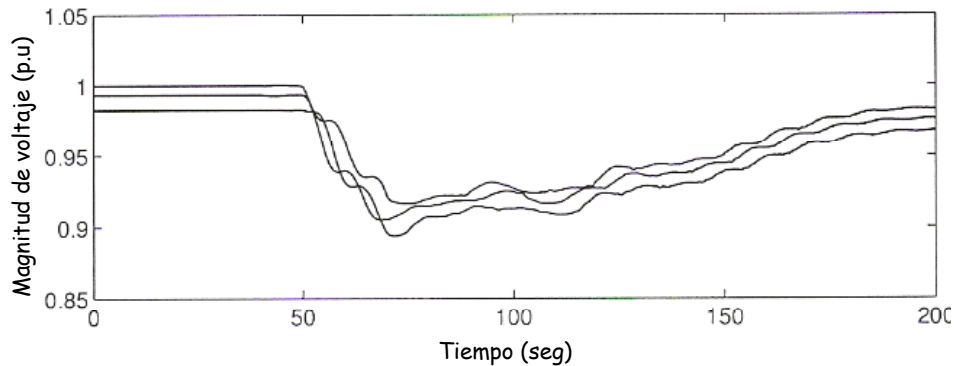


Figura 2.4 Magnitud de voltaje de fase a neutro en el arranque de un motor de inducción

Una técnica aproximada para determinar la magnitud de una depresión de voltaje durante el arranque de un motor de inducción es la siguiente: considere el sistema mostrado en la figura 2.5, donde Z_S es la impedancia de la fuente (Ω) y Z_M la impedancia del motor durante el arranque (Ω). La depresión de voltaje expresada como porcentaje del voltaje nominal que experimenta una carga alimentada del mismo bus que el motor es determinada por el divisor de voltaje (2.1) [6]:

$$V_{sag} = \frac{Z_M}{Z_S + Z_M} \quad (2.1)$$

Cuando un motor con potencia S_{motor} (MVA) es alimentado de una fuente con una potencia de corto circuito S_{fuente} (MVA), la impedancia de la fuente y la impedancia del motor durante el arranque pueden ser expresadas de la forma (2.2):

$$Z_S = \frac{V_n^2}{S_{fuente}} \quad Z_M = \frac{V_n^2}{\beta S_{motor}} \quad (2.2)$$

con β la relación entre la corriente de arranque y la nominal. V_n el voltaje base del sistema (kV) [17].

En el caso de que el voltaje durante el arranque del motor no sea apropiado para los equipos conectados en el mismo bus, se puede decidir utilizar un transformador para alimentar al motor y la carga, esta modificación en el circuito equivalente se observa en la figura 2.6. Si se considera Z_T la impedancia del transformador (Ω), la magnitud (%) de la depresión de voltaje experimentada por la carga sensible es calculada por (2.3) [6]:

$$V_{sag} = \frac{Z_T + Z_M}{Z_S + Z_T + Z_M} \quad (2.3)$$

donde: $Z_T = Z_{T \text{ p.u.}} \left[\frac{V_n^2}{S_{transformador}} \right]$

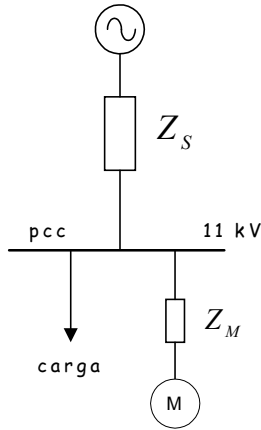


Figura 2.5 Circuito equivalente para determinar la depresión de voltaje asociada al arranque de un motor

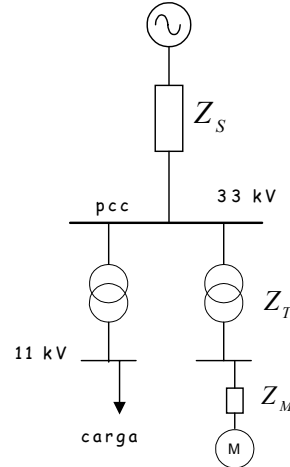


Figura 2.6 Circuito equivalente para el arranque de un motor a través de un transformador

La magnitud de la depresión del voltaje obtenida en (2.3) es determinada por el incremento en el nivel de falla en el punto de conexión (pcc) con el sistema. Al incorporar el efecto de motores adicionales conectados en el mismo bus durante el arranque de un motor en específico, la caída de voltaje en las terminales de los motores ya conectados ocasionará que se obtenga una depresión de voltaje adicional, figura 2.7 [1,6]. Las depresiones de voltaje asociadas al arranque de un motor son ocasionalmente menores del 85%.

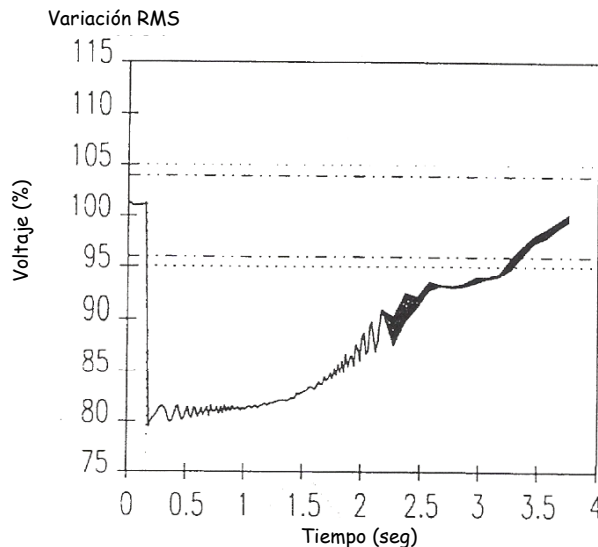


Figura 2.7 Depresión de voltaje asociada al arranque de un motor que es influenciada por motores que ya se encuentran conectados en el mismo bus

2.2.2 Depresiones de voltaje asociadas con la energización de transformadores

El análisis de las mediciones de diferentes sistemas de distribución revelan que las depresiones de voltaje asociadas con la operación del sistema al energizar en forma manual ó con recierres de los dispositivos de protección en la maniobra de liberar una falla los transformadores; representan un porcentaje significativo del total de sags registrados menores de 0.95 p.u [23].

La magnitud y duración de la corriente inrush de un transformador al momento de ser energizado que originará la depresión de voltaje depende básicamente de los siguientes parámetros:

1. El punto de la onda de voltaje en el cual el transformador es energizado.
2. El flujo residual en el núcleo del transformador y su signo con respecto al primer medio ciclo de la onda de flujo en estado estacionario.
3. La saturación ó la densidad de flujo máxima del material ferromagnético del núcleo del transformador.
4. La impedancia del sistema en el punto de conexión del transformador.
5. El nivel de saturación de los transformadores que se encuentran conectados en el mismo bus, que modificarán la duración y magnitud de la corriente inrush.

La figura 2.8 muestra la forma de onda del voltaje durante la energización de un transformador. La medición fue realizada en una red de 11 kV, la magnitud no-simétrica y distorsionada a la frecuencia fundamental del voltaje disminuye por un corto tiempo y regresa gradualmente como la corriente de magnetización decrece [23].

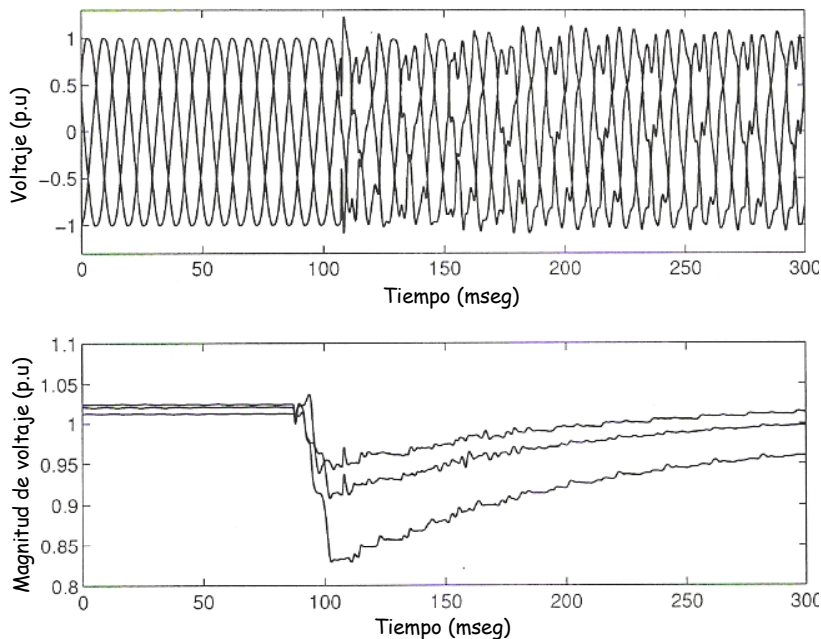


Figura 2.8 Forma de onda y magnitud de voltaje medida al momento de energizar un transformador

En general, la corriente inrush es determinada suponiendo que el transformador es energizado en forma aislada. En la práctica los transformadores son usualmente energizados en paralelo con otros transformadores en servicio. La figura 2.9 muestra la interacción de las corrientes inrush transitorias en la energización de 2 transformadores, denominada “sympathetic interaction” [18].

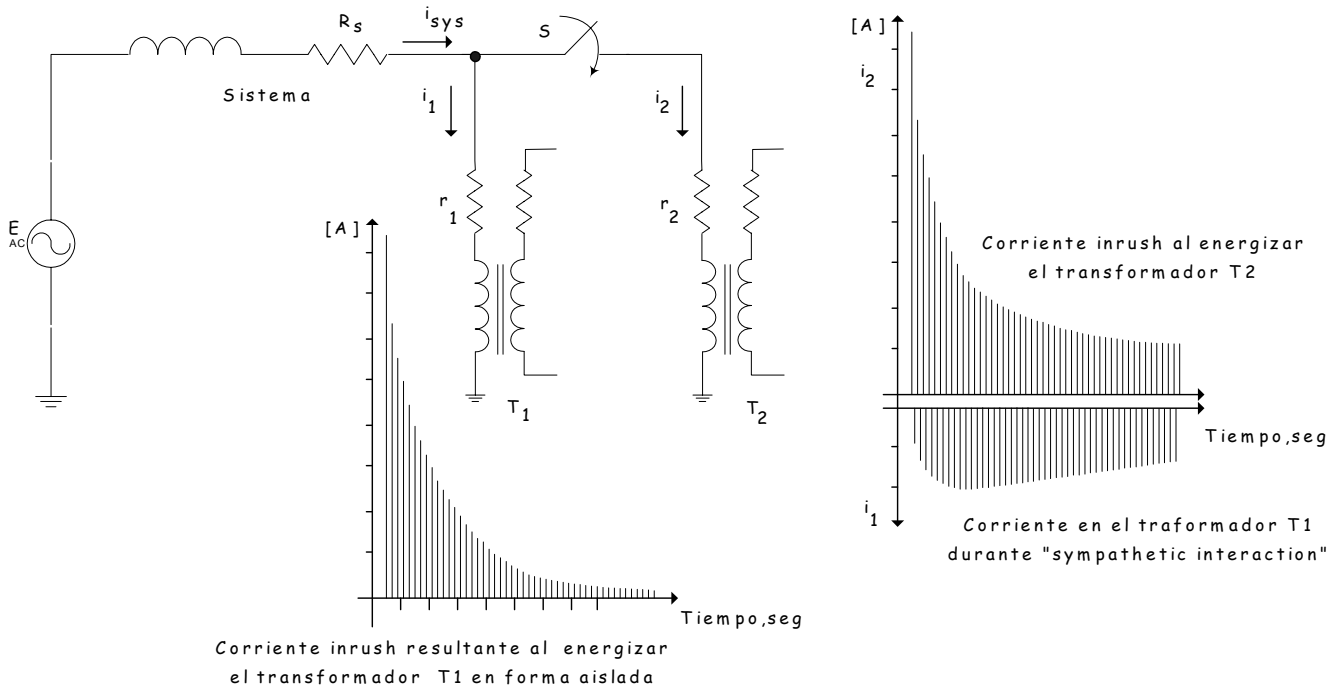


Figura 2.9 Corrientes transitorias resultantes durante una “sympathetic interaction” entre 2 transformadores

Si el transformador T_1 se encuentra en servicio se tiene una corriente de magnetización i_1 en estado estacionario y esencialmente simétrica. Al energizar el transformador T_2 la corriente inrush proveniente del sistema con una característica unidireccional provocará una depresión de voltaje asimétrica en el bus de conexión de los transformadores; dado que el flujo es estrictamente proporcional al área (integral) de la onda de voltaje, la onda de flujo resultante en el transformador T_1 será asimétrica originando un incremento en la componente de c.d, la corriente de magnetización i_1 aumentará gradualmente a una magnitud considerable cuando el transformador llegue a la saturación y con una polaridad opuesta de medio ciclo alternante a la corriente inrush i_2 .

La corriente del sistema i_{sys} será por lo tanto la suma de las corrientes i_1 e i_2 que estarán presentes por un largo periodo hasta que los transformadores alcancen sus condiciones magnéticas de estado estacionario, esto llevará quizás algunos segundos dependiendo principalmente de las resistencias R_s , r_1 y r_2 .

La variación del contenido armónico de la corriente inrush de un transformador energizado en forma aislada es mostrada en la figura 2.10 (a), como se puede observar se tiene un alto nivel de armónicas pares e impares alcanzando valores relativamente bajos después de 30 ciclos.

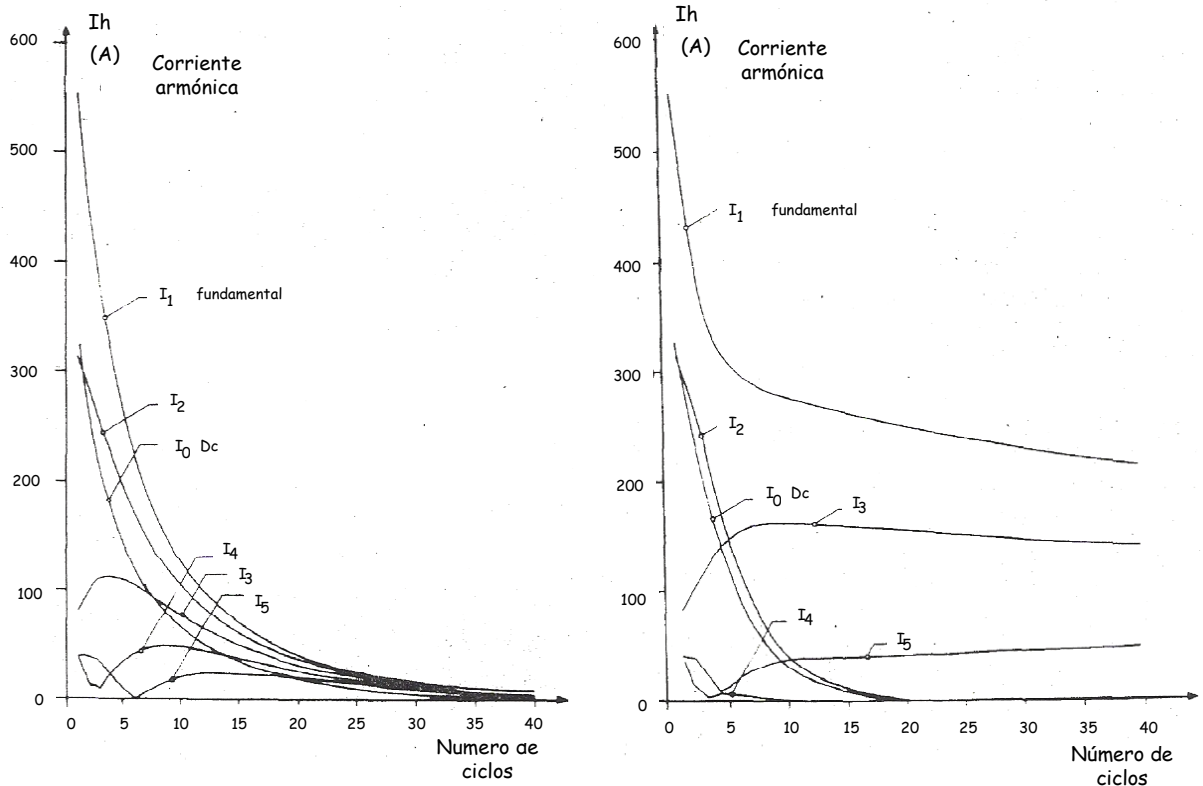


Figura 2.10 Componentes armónicas de la corriente del sistema:
 (a) Energizar un transformador aislado (b) Sympathetic interaction

En el caso de presentarse el fenómeno "sympathetic interaction" las componentes armónicas pares de la corriente del sistema decaen rápidamente, de tal forma que se tienen valores insignificantes después del 20th ciclo. Por otra parte las armónicas impares se incrementan y continúan por un periodo considerable. La componente fundamental de la corriente del sistema de la figura 2.10 (b) presenta un alto valor que decae de forma muy lenta, esto origina una apreciable demanda transitoria de potencia reactiva extendiendo la depresión de voltaje [18].

Las depresiones de voltaje asociadas a la saturación de los transformadores durante la operación de recierre después de liberar una falla son originadas por la corriente inrush que fluye del sistema debido al cambio repentino en la onda de voltaje que da lugar a una componente de c.d en el flujo de magnetización.

Después de liberar la falla se presentará una depresión de voltaje adicional que regresará gradualmente a su valor de pre-evento. La forma de onda de voltaje es caracterizada por la diferencia en magnitud entre fases y el contenido de armónicas pares ($2^a, 4^a$) que decaen lentamente, figura 2.11 [19,23].

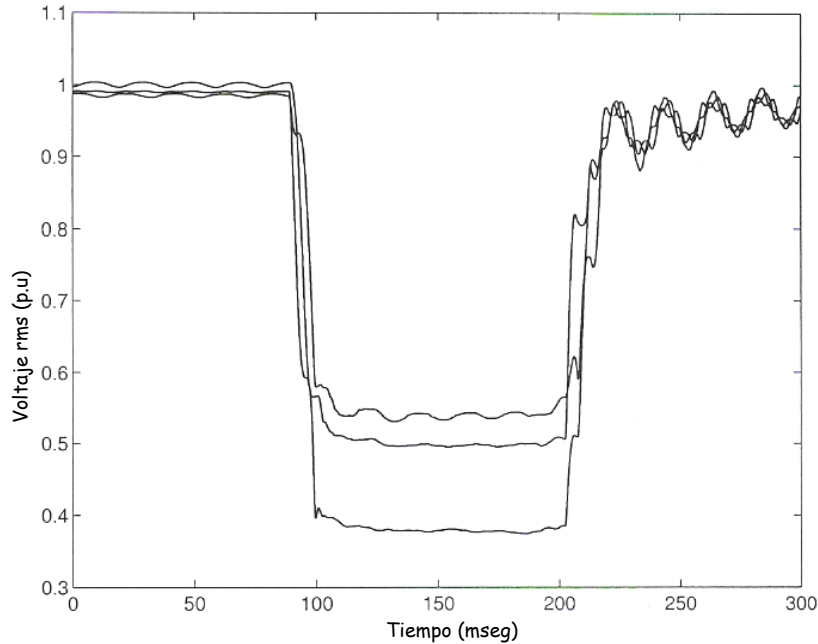


Figura 2.11 Magnitud de voltaje medida al momento de presentarse una falla seguida por la saturación de un transformador

2.2.3 Depresiones de voltaje asociadas a fallas de corto circuito sobre el Sistema de Potencia

Las depresiones de voltaje asociadas a fallas de corto circuito son originadas por el flujo de corriente a través de la impedancia del sistema hacia el punto de falla. Dependiendo del lugar donde ocurra la falla, los sags de voltaje afectarán a una gran cantidad ó a un número relativamente pequeño de usuarios. Las fallas pueden presentarse en las instalaciones de los usuarios ó en el sistema de la compañía suministradora, la depresión de voltaje estará presente hasta que la falla es liberada por los dispositivos de protección [10].

La figura 2.12 muestra una depresión de voltaje típica que por lo que general está asociado con una falla de línea a tierra, el voltaje regresa a su valor nominal casi instantáneamente al momento de liberar la falla y crea una forma rectangular para la magnitud a la frecuencia fundamental [1].

2 ■ Variaciones de voltaje de corta duración

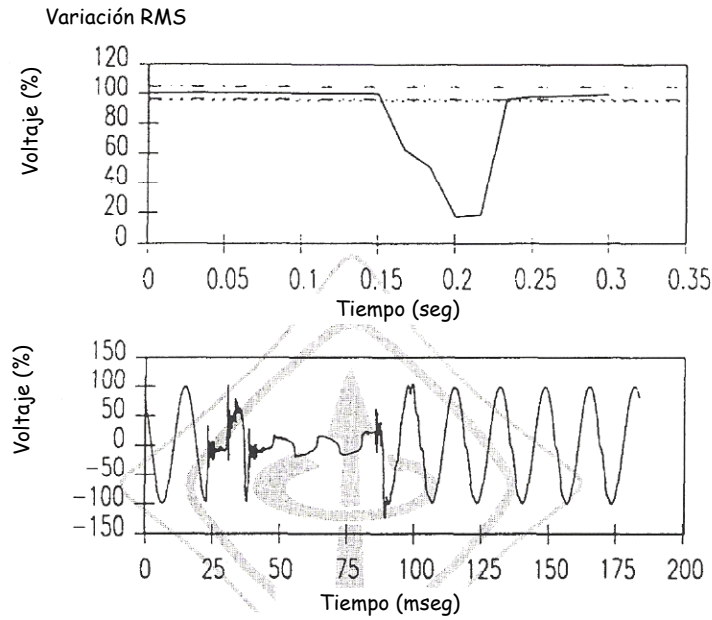


Figura 2.12 Depresión de voltaje ocasionada por una falla de fase a tierra

Dentro de esta categoría existen depresiones que presentan diferentes valores de magnitud antes de que el voltaje regrese a su valor nominal, figura 2.13. Estos cambios pueden ser ocasionados por la configuración que adquiere el sistema mientras los dispositivos de protección intentan liberar la falla ó la naturaleza de la propia falla [15,23].

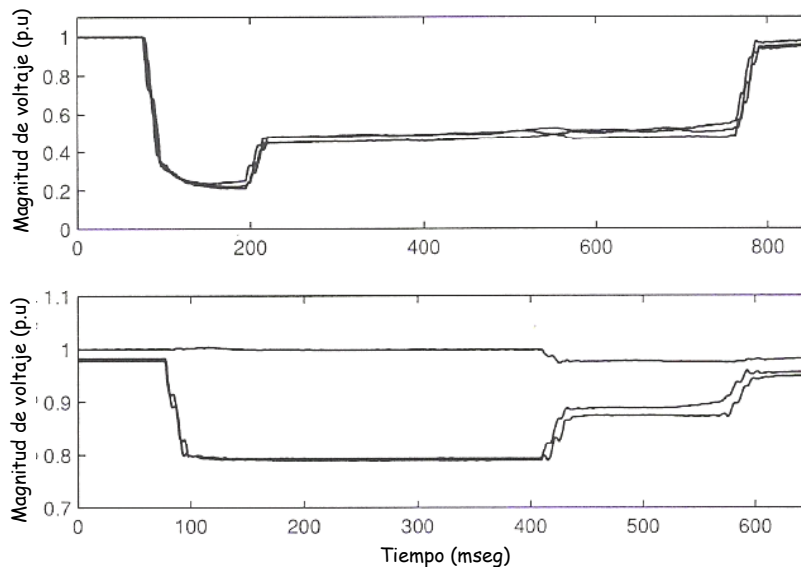


Figura 2.13 Sags de voltaje registrados en un sistema de distribución asociados a fallas de corto circuito

Cuando la falla se presenta sobre el sistema de suministro esencialmente en las líneas de transmisión, provocará que usuarios a varios kilómetros del punto de falla experimenten depresiones de voltaje.

Al considerar un sistema de potencia de N nodos y presentarse un corto circuito en el punto k , el voltaje durante la falla V_k se expresa de acuerdo al teorema de superposición como (2.4):

$$V_k = V_f + \Delta V_k \quad (2.4)$$

donde ΔV_k es el cambio en la magnitud de voltaje en el bus k debido a la corriente de falla $-\mathbf{I}_{fa}$ que se distribuye a través del sistema desde el nodo de referencia hacia fuera del punto k . V_f es el voltaje de línea a neutro en el punto k antes de que la falla ocurra.

Dado que las fallas se presentan con mayor frecuencia en las líneas de transmisión que en los buses de las subestaciones, para analizar este tipo de evento se puede asignar un nuevo número de nodo en el punto de falla k [24].

Al aplicar un algoritmo de construcción de Z_{bus} para evaluar la matriz de impedancia nodal del sistema en las redes de secuencia positiva, negativa y cero de la forma $\mathbf{V} = \mathbf{Z} \mathbf{I}$, se obtienen los cambios de voltaje debidos a la inyección de la corriente $-\mathbf{I}_{fa}$ en el nodo k . Las componentes simétricas de esta corriente $\mathbf{I}_{fa}^0, \mathbf{I}_{fa}^1$ e \mathbf{I}_{fa}^2 adquieren valores determinados por el tipo de falla que se está analizando y una vez que se han calculado se pueden considerar como inyecciones negativas en las redes de secuencia correspondientes. Así para la secuencia positiva:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^1 \\ \Delta V_{2a}^1 \\ \vdots \\ \Delta V_{ka}^1 \\ \vdots \\ \Delta V_{Na}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^1 & Z_{12}^1 & \cdots & Z_{1k}^1 & \cdots & Z_{1N}^1 \\ Z_{21}^1 & Z_{22}^1 & \cdots & Z_{2k}^1 & \cdots & Z_{2N}^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{k1}^1 & Z_{k2}^1 & \cdots & Z_{kk}^1 & \cdots & Z_{kN}^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{N1}^1 & Z_{N2}^1 & \cdots & Z_{Nk}^1 & \cdots & Z_{NN}^1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -\mathbf{I}_{fa}^1 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ -Z_{2k}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ \vdots \\ -Z_{kk}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ \vdots \\ -Z_{Nk}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Al superponer los cambios de voltaje sobre los voltajes de pre-falla se obtienen los voltajes de secuencia positiva en cada nodo durante la falla:

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^1 \\ V_{2a}^1 \\ \vdots \\ V_{ka}^1 \\ \vdots \\ V_{Na}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_f \\ V_f \\ \vdots \\ V_f \\ \vdots \\ V_f \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta V_{1a}^1 \\ \Delta V_{2a}^1 \\ \vdots \\ \Delta V_{ka}^1 \\ \vdots \\ \Delta V_{Na}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_f - Z_{1k}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ V_f - Z_{2k}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ \vdots \\ V_f - Z_{kk}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \\ \vdots \\ V_f - Z_{Nk}^1 \mathbf{I}_{fa}^1 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Los cambios de voltaje de secuencia negativa y cero para la falla en el punto k se determinan de manera similar y dado que los voltajes de pre-falla son cero, los voltajes de secuencia negativa y cero durante la falla en cada nodo son los siguientes:

$$\begin{bmatrix} V_{1a}^2 \\ V_{2a}^2 \\ \vdots \\ V_{ka}^2 \\ \vdots \\ V_{Na}^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^2 I_{fa}^2 \\ -Z_{2k}^2 I_{fa}^2 \\ \vdots \\ -Z_{kk}^2 I_{fa}^2 \\ \vdots \\ -Z_{Nk}^2 I_{fa}^2 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} V_{1a}^0 \\ V_{2a}^0 \\ \vdots \\ V_{ka}^0 \\ \vdots \\ V_{Na}^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -Z_{1k}^0 I_{fa}^0 \\ -Z_{2k}^0 I_{fa}^0 \\ \vdots \\ -Z_{kk}^0 I_{fa}^0 \\ \vdots \\ -Z_{Nk}^0 I_{fa}^0 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Durante la falla en el punto k , los voltajes de secuencia en cualquier nodo j son [24]:

$$\begin{aligned} V_{ja}^0 &= -Z_{jk}^0 I_{fa}^0 \\ V_{ja}^1 &= V_f - Z_{jk}^1 I_{fa}^1 \\ V_{ja}^2 &= -Z_{jk}^2 I_{fa}^2 \end{aligned} \quad (2.8)$$

La tabla 2.3 muestra la magnitud de voltaje en buses remotos para una falla sobre el sistema de potencia mostrado en la figura 2.14. Por ejemplo en un bus localizado a 56 km del punto donde ocurre una falla 3ϕ se registrará un voltaje de 0.67 p.u. Para fallas de fase a tierra ó entre fases se especifica la fase de menor magnitud [11].

Tabla 2.3 Magnitud de voltaje en función de la distancia debido a fallas sobre el sistema de transmisión

Distancia en km de la falla	Magnitud de voltaje en p.u para cada tipo de falla		
	3ϕ	$\phi - \phi$	$\phi - tierra$
0 - 8	0 - 0.6	0 - 0.7	0 - 0.75
42	0.71	0.82	0.87
56	0.67	0.76	0.81
64	0.71	0.78	0.84
86	0.84	0.88	0.91
153	0.94	0.97	0.95
156	0.88	0.91	0.92

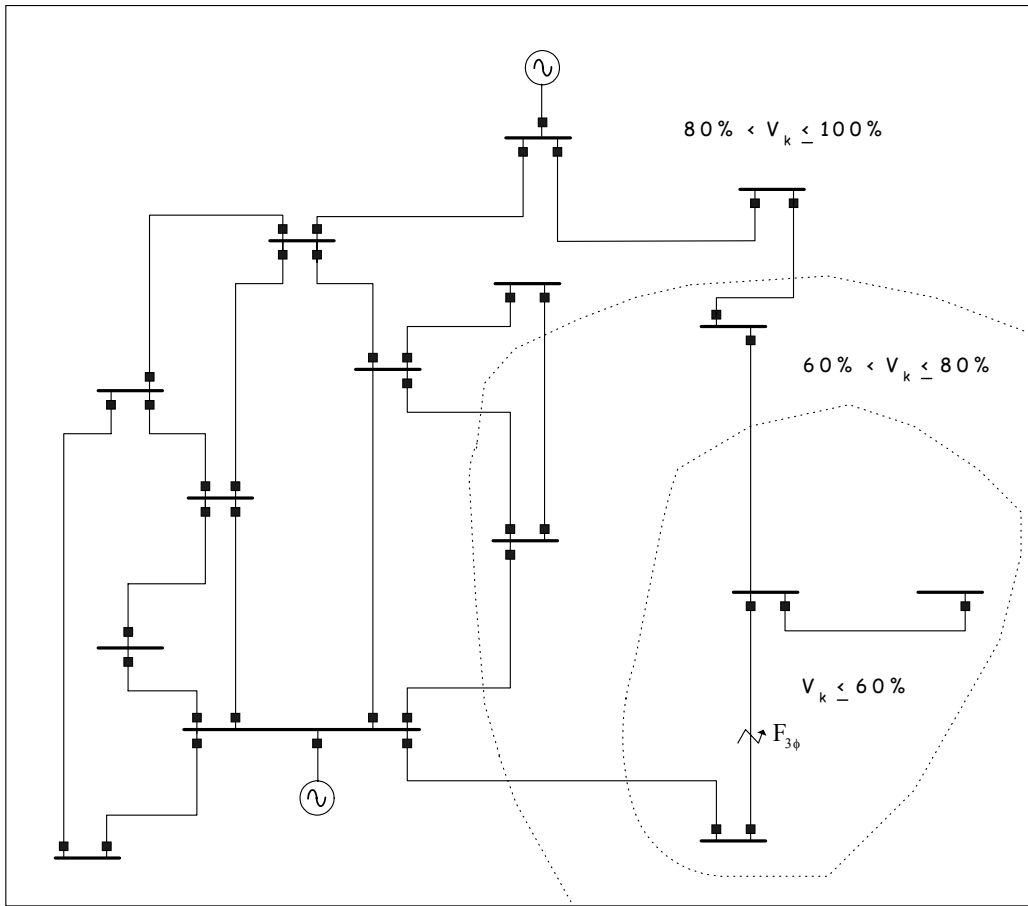


Figura 2.14 Perfil de las depresiones de voltaje asociadas a fallas sobre el sistema de transmisión

Si la falla se localiza sobre el sistema de distribución, la configuración radial y la impedancia del transformador Z_T determinarán que los usuarios conectados en alimentadores paralelos de la subestación experimenten severos sags de voltaje, figura 2.15.

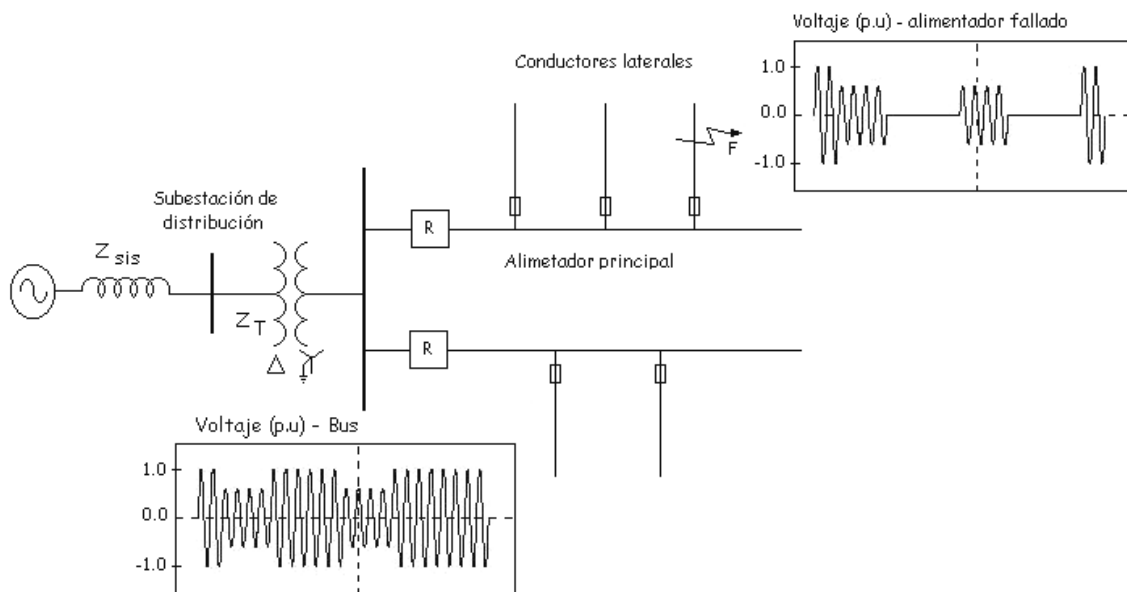


Figura 2.15 Sags de voltaje en un sistema de distribución durante una falla sobre un alimentador lateral

La magnitud de los sags de voltaje para fallas 3φ en un sistema radial puede ser determinada utilizando un modelo de divisor de voltaje de secuencia positiva expresado en (2.9), figura 2.16. Donde $Z_S = Z_{sis} + Z_T$ es la impedancia equivalente del sistema en el punto de acoplamiento y Z_F la impedancia entre la falla y el bus de la subestación:

$$V_{sag} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} V_f \quad (2.9)$$

La magnitud del sag también puede ser formulada como una función de la distancia a la falla con $Z_f = z L$, donde z es la impedancia del alimentador por unidad de longitud y L la distancia entre la falla y el punto de acoplamiento:

$$V_{sag} = \frac{z L}{Z_S + z L} V_f \quad (2.10)$$

El modelo de divisor de voltaje también puede ser utilizado para calcular fallas asimétricas utilizando las componentes de la red de secuencia negativa y cero. El circuito equivalente resultante deberá ser conectado de acuerdo al tipo de falla.

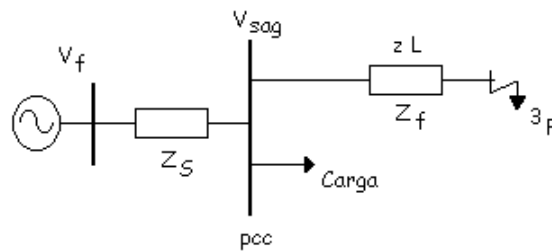


Figura 2.16 Modelo de divisor de voltaje para un sistema de distribución radial

La impedancia entre la falla y el punto de acoplamiento no consiste únicamente de líneas ó cables, también se pueden tener transformadores que limitan el nivel de falla sobre el lado secundario. Para mostrar la influencia de los transformadores en la magnitud de los sags se considera el sistema de distribución de la figura 2.17.

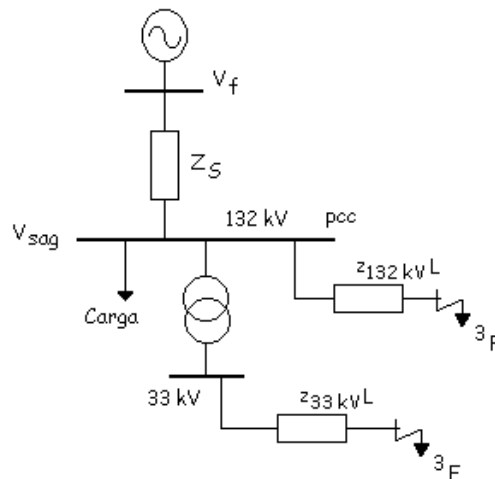


Figura 2.17 Sistema de distribución con fallas 3φ en ambos niveles de voltaje

La magnitud de los sags de voltaje para fallas 3 ϕ sobre el alimentador de 33 kV y 132 kV son mostrados en la figura 2.18 [6]:

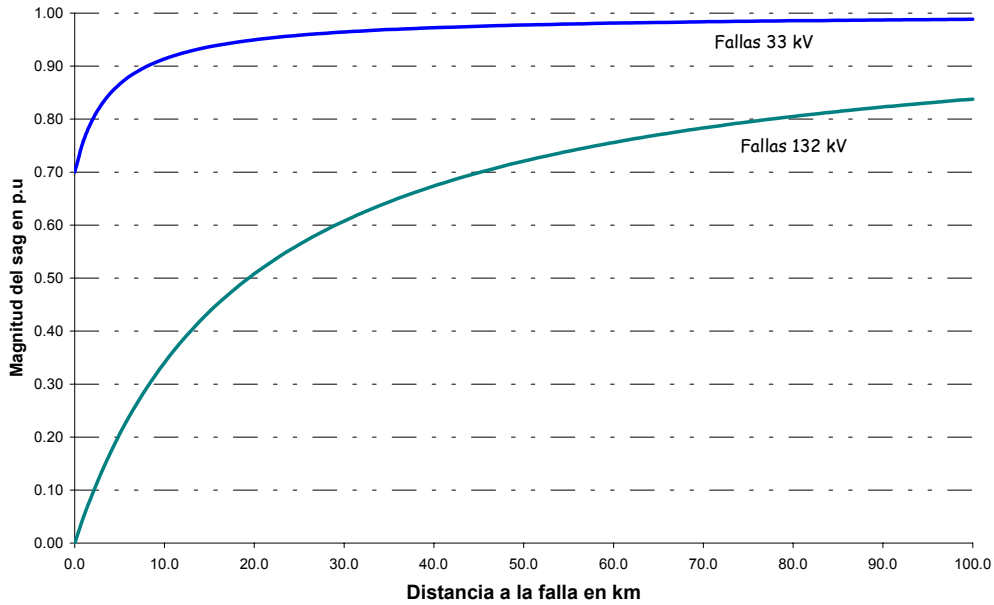


Figura 2.18 Magnitud de los sags de voltaje en el punto de carga para fallas 3 ϕ en 33 kV y 132 kV

La magnitud de los sags de voltaje resultantes de los diferentes tipos de fallas de corto circuito que se presentan en un sistema de potencia son clasificados en la tabla 2.4 y mostrados en forma fasorial en la figura 2.19 [6].

Tabla 2.4 Tipos de sags originados por fallas sobre el sistema de potencia

Tipo de falla	Voltaje ϕ - neutro	Voltaje ϕ - ϕ
3 ϕ	A	A
ϕ - tierra	B	C
ϕ - ϕ	C	D

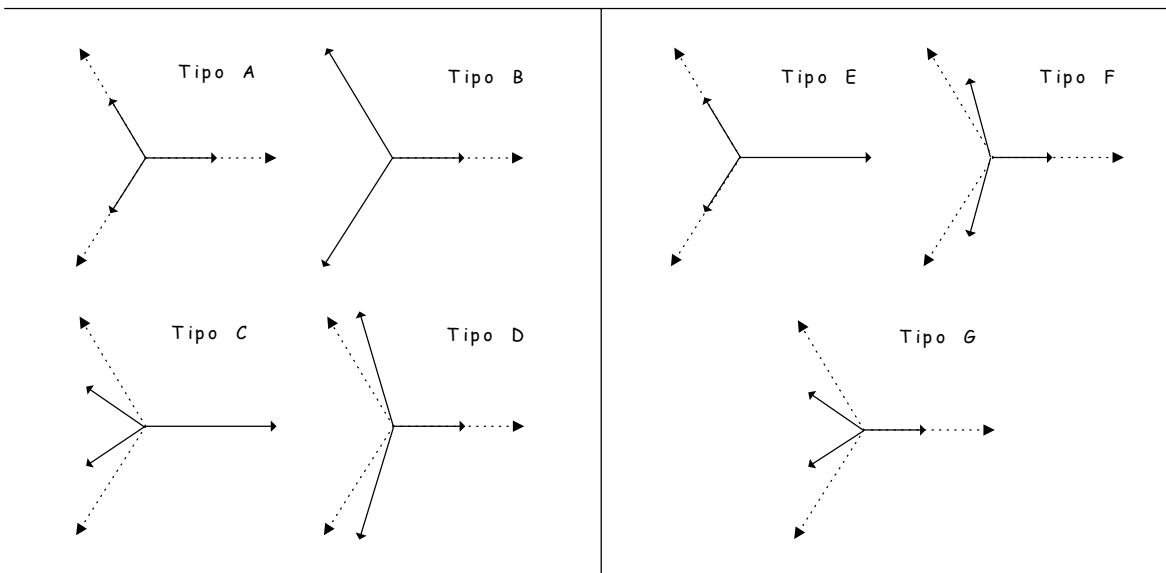


Figura 2.19 Sags de voltaje en forma fasorial asociados a fallas de corto circuito

Para fallas de 2φ-tierra la relación entre la impedancia del equivalente de secuencia positiva y cero en el punto de falla ocasionará un cambio en la magnitud de voltaje φ-neutro de la fase no-fallada dando como resultado 3 tipos adicionales de sags, figura 2.19:

- Tipo E [$Z_{S1} = Z_{S2} = Z_{S0}$]
- Tipo F ó G [$Z_{S1} \ll Z_{S0}$]

El voltaje durante una falla en las terminales de los equipos electrónicos dependerá básicamente del tipo de falla, la conexión del transformador entre el punto de falla y el equipo, así como el tipo de conexión del propio equipo, tabla 2.5.

Tabla 2.5 Tipos de sags en las terminales de las cargas dependiendo de su conexión

Tipo de falla	Carga conectada en estrella	Carga conectada en Delta
3φ	A	A
φ - φ	C	D
φ - tierra	B	C

Si el sistema de potencia presenta transformadores Δ-Y se requiere una atención especial en los circuitos abiertos que se encuentran en la red de secuencia cero, los voltajes de secuencia presentarán desfasamientos que deberán tomarse en cuenta para calcular los voltajes de fase en los buses de un sistema fallado [24]. La tabla 2.6 muestra la transformación de los sags hacia niveles de menor voltaje [6].

Tabla 2.6 Tipos de sags a través de la conexión de transformadores

Conexión del transformador	Sag sobre el lado primario						
	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D	Tipo E	Tipo F	Tipo G
YN yn	A	B	C	D	E	F	G
Yy, Dd, Dz	A	D	C	D	G	F	G
Yd, Dy, Yz	A	C	D	C	F	G	F

Cuando se presenta un sag de voltaje originado por una condición de falla sobre el sistema, la duración del disturbio es determinado por el tiempo en que los dispositivos de protección libran la falla y el voltaje regresa a su valor original. De acuerdo al esquema de protección y la coordinación entre dispositivos se pueden tener retrasos intencionales en los tiempos de liberación. Como la mayor parte de las fallas son de tipo temporal, recierres automáticos serán utilizados para restaurar el servicio en unos pocos segundos [25].

La tabla 2.7 muestra diferentes elementos de protección y el tiempo de respuesta para liberar una falla [6].

Tabla 2.7 Tiempos típicos de liberación de los elementos de protección

Elemento de protección	Tiempo típico de liberación
Fusibles limitadores de corriente	< 1 ciclo
Fusibles de expulsión	10 - 100 ms
Relevadores de distancia, zona 1	100 - 200 ms
Relevadores de distancia, zona 2	200 - 500 ms
Relevador diferencial	100 - 300 ms
Relevador de sobre corriente	200 - 2000 ms

La magnitud y duración de un disturbio son características importantes para mostrar los resultados de los informes de monitoreo de calidad de la energía, los diversos eventos que dan origen a las depresiones de voltaje son mostrados en la figura 2.20 bajo un esquema magnitud-duración [6]:

1. Fallas sobre el sistema de transmisión
2. Fallas remotas sobre el sistema de distribución
3. Fallas locales del sistema de distribución
4. Arranque de motores
5. Interrupciones cortas
6. Fusibles

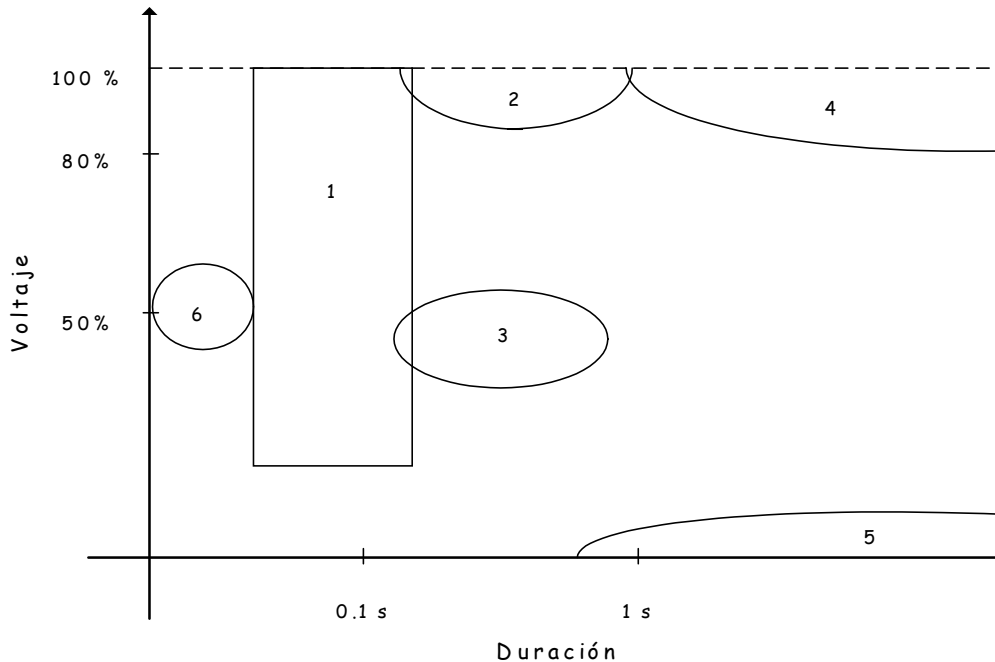


Figura 2.20 Magnitud – duración de sags de voltaje de diferente origen

Los resultados reportados durante diversos programas de monitoreo son presentados en una variedad de curvas para identificar variaciones de voltaje, como ejemplo se tiene la figura 2.21 que presenta una función de distribución de probabilidad de la duración de sags de voltaje, donde se observa que el 60-80% de los eventos reportados tienen una duración menor de 2/10 de segundo [11].

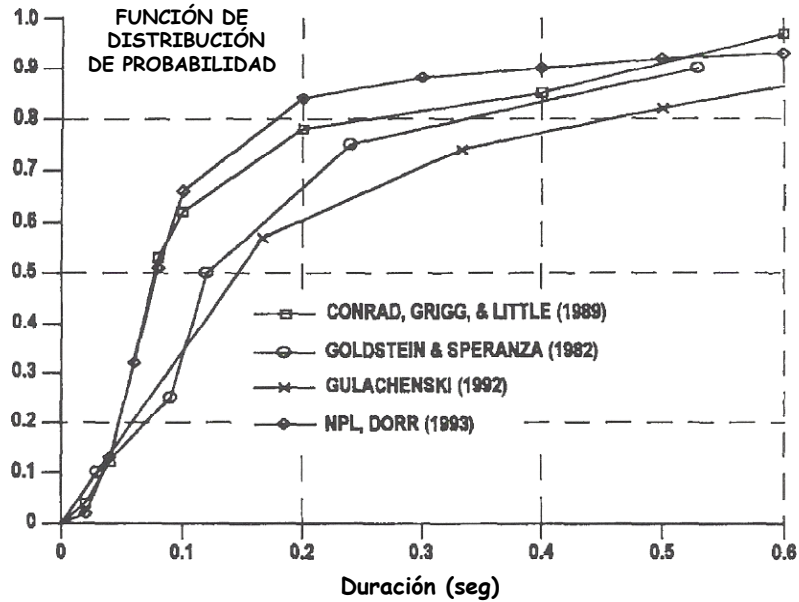


Figura 2.21 Función de distribución de probabilidad de la duración de los sags de voltaje

Las características de los sags de voltaje magnitud rms – tiempo se consideran básicamente rectangulares para fallas de corto circuito. Cuando se tiene que una gran parte de la carga consiste de máquinas rotatorias como motores de inducción, motores síncronos y generadores el perfil de voltaje será influenciado por la re-aceleración al momento de liberar la falla, lo que resulta en una depresión de voltaje de post-falla entre 60 – 90% por varios segundos.

La severidad de un sag de post-falla puede ocasionar el daño a equipo electrónico que durante el periodo de falla no resulto afectado. La figura 2.22 muestra el voltaje durante y después de un corto circuito donde se tiene una carga concentrada de motores de inducción cercana al punto de falla [11].

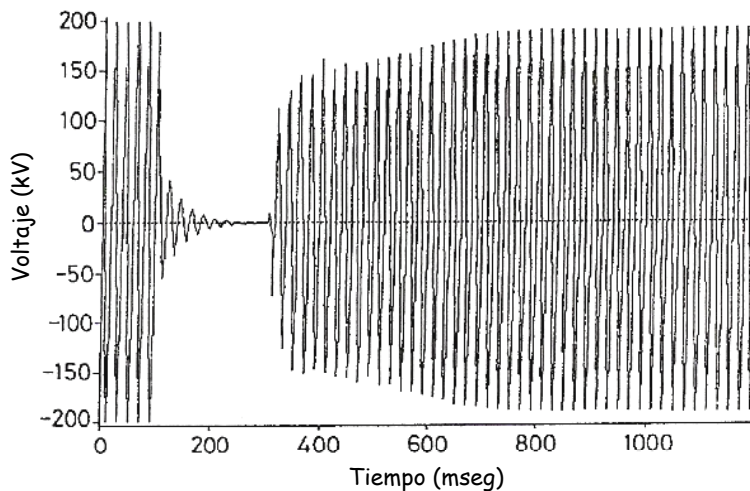


Figura 2.22 Forma de onda de un sag de voltaje influenciado por la re-aceleración de los motores de inducción

Al momento de presentarse una falla de corto circuito, un sag reducirá el torque en forma proporcional al cuadrado del voltaje en las terminales del motor; el deslizamiento se incrementará y se experimentará una reducción en la velocidad. Dependiendo de la disminución en la velocidad y la magnitud del voltaje después de liberar la falla, los motores quizás re-aceleren tomando una gran corriente con características similares a la de arranque que fluye a través de la impedancia del sistema evitando un rápido restablecimiento del voltaje, figura 2.23 [27].

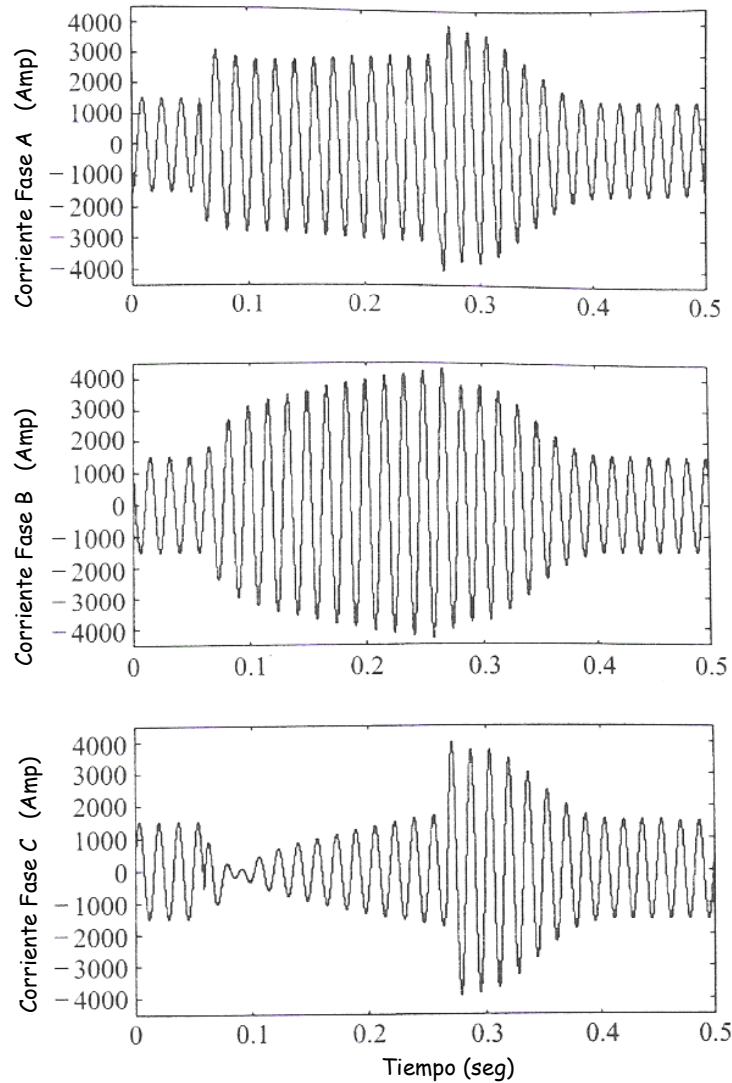


Figura 2.23 Corriente de un motor de inducción durante y después de una falla de fase a tierra

Considerando las características del motor de inducción con el modelo de estado estacionario de la figura 2.24 donde la impedancia Z como una función del deslizamiento s puede ser aproximada con la expresión (2.11) (despreciando la resistencia del estator) [25]:

$$Z(s) = \frac{jX_m \left(jX_L + \frac{Rr}{s} \right)}{jX_m + jX_L + \frac{Rr}{s}} \quad (2.11)$$

con $X_m = \omega L_m$ (reactancia de magnetización) y $X_L = \omega (L_r + L_s)$. Al considerar el deslizamiento crítico (pull-out slip) $s_p = R_r / X_L$ y un factor de dispersión (leakage factor) $\sigma = X_L / (X_L + X_m)$, la ecuación (2.11) puede ser escrita de la forma:

$$Z(s) = j|Z_n| \frac{1}{j\sqrt{\sigma}} \frac{1 + j\frac{s}{s_p}}{1 + j\frac{s}{\sigma s_p}} \quad (2.12)$$

donde $|Z_n|$ es el valor absoluto de la impedancia del motor bajo condiciones nominales:

$$\bar{Z}_n = |Z_n| [\cos\phi_n + j\sin\phi_n] \quad (2.13)$$

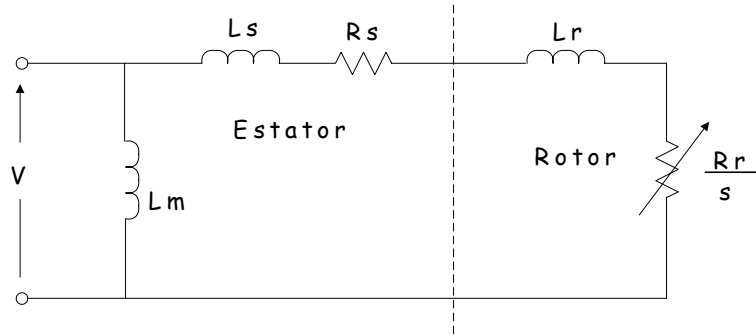


Figura 2.24 Circuito equivalente de una máquina de inducción trifásica

Cuando un evento de falla ocurre sobre el sistema, el voltaje en los nodos de carga es calculado tomando en cuenta la impedancia de los motores de inducción $Z(s)$. El deslizamiento es determinado como una función del tiempo, figura 2.25 (por ejemplo cada milisegundo) al resolver el balance de energía de las masas rotatorias del motor:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{T_L - T_e}{t_m} \quad (2.14)$$

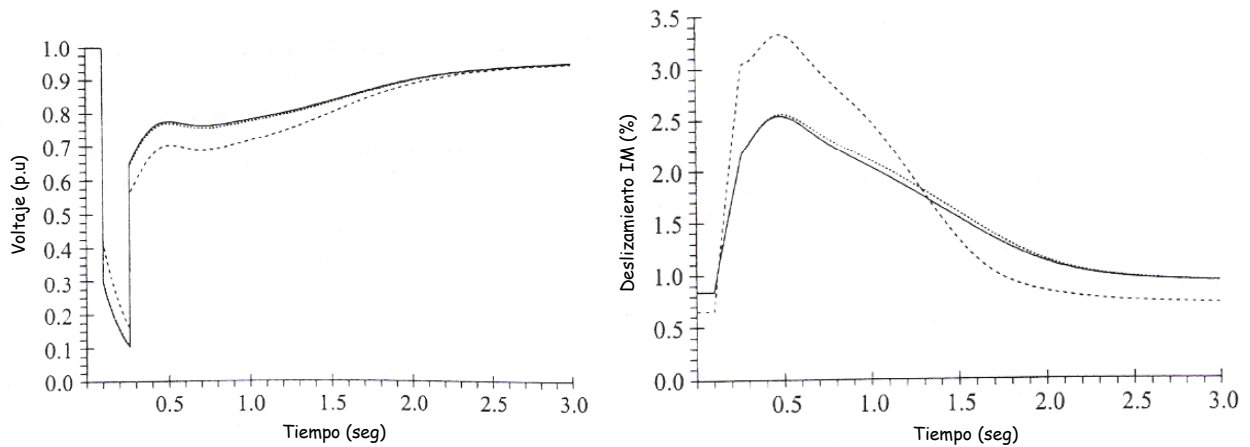


Figura 2.25 Voltaje y deslizamiento de un motor de inducción durante y después de una falla trifásica

donde T_L es el torque mecánico expresado por:

$$T_L = M_{load} \left[\frac{1-s}{1-s_n} \right]^2 \quad (2.15)$$

y T_e es el torque eléctrico:

$$T_e = \left[\frac{\frac{1+\sigma}{\sqrt{\sigma}}}{\frac{s}{s_p} + \frac{s_p}{s}} + T_R s \right] V^2 \quad (2.16)$$

donde el término V es el voltaje en las terminales del motor, t_m la constante de tiempo mecánica, s_n el deslizamiento nominal, M_{load} el factor de carga y T_R es incluido para representar el torque run-up.

Los criterios para seleccionar los puntos de falla que ocasionarán una depresión de voltaje significativa en un nodo de carga deberán tomar en cuenta los eventos de post-falla [11]:

1. Si una falla ocurre cerca de una carga con una gran concentración de motores de inducción.
2. Si la carga de motores de inducción presenta constantes de inercia muy bajas ó muy altas [27].
3. Si los tiempos de liberación de las protecciones son muy largos.

2.3 Elevaciones de voltaje (swells)

Una elevación (swell) se define como un incremento entre 1.1 y 1.8 p.u en el voltaje r.m.s a la frecuencia del sistema para una duración de 0.5 ciclos a 1 min. La magnitud de la elevación es también descrita por su voltaje remanente mayor de un 1.0 p.u, figura 2.26 [1].

De la misma forma que las depresiones, las elevaciones de voltaje son comúnmente asociadas a condiciones de falla sobre el sistema y son caracterizadas por su magnitud y duración. Un swell de voltaje se puede presentar en las fases no falladas durante un corto circuito de línea a tierra, en la desconexión de grandes cargas ó la inserción de bancos de capacitores.

La severidad de una elevación de voltaje durante una falla de línea a tierra es una función de la localización de la falla, la impedancia y el aterrizamiento del sistema.

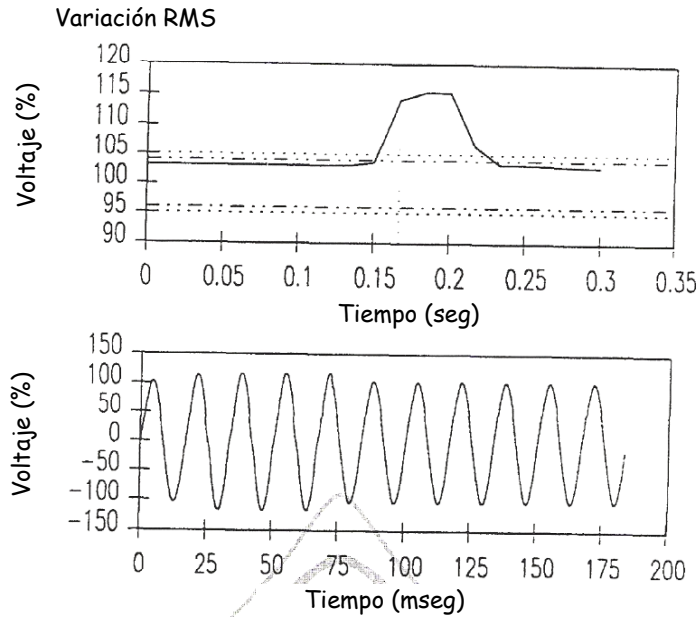


Figura 2.26 Elevación de voltaje originada por una falla de fase a tierra

En el diseño de un sistema eléctrico de potencia se tienen diversas clases de aterrizamiento disponibles, cada uno con características únicas definidas en términos de las relaciones de los parámetros de componentes simétricas del sistema como son las reactancias y resistencias de secuencia positiva y cero, tabla 2.8 [28].

Para una red de distribución (2.4 kV – 34.5 kV) el sistema de aterrizamiento de los alimentadores es derivado de las subestaciones con transformadores conectados en Y en el secundario y el punto neutro de los devanados puede ser solidamente aterrizado ó conectado a tierra a través de un elemento limitador de corriente (resistencia, reactor).

En el caso de subestaciones con transformadores conectados en Y flotante ó Δ en el secundario: un transformador 1ϕ de distribución en el punto neutro, un transformador de aterrizamiento conectado en zig-zag ó Y aterrizada- Δ abierta es utilizado para adicionar una fuente de corriente de secuencia cero.

Tabla 2.8 Características de los elementos de aterrizamiento

Clase de aterrizamiento	Relación de los parámetros de componentes simétricas		
	X_0/X_1	R_0/X_1	R_0/X_0
1. Solidamente	0 - 3	0 - 1	---
2. Inductancia (X_n):			
2.1 Baja inductancia	3 - 10	0 - 1	---
2.2 Alta inductancia	>10	---	<2
3. Resistencia (R_n):			
3.1 Baja resistencia	0 - 10	---	≥ 2
3.2 Alta Resistencia $R_n \leq X_{c0}$	---	>100	$\leq (-1)$
4. No aterrizado Reactancia de secuencia cero a tierra del sistema de tipo capacitivo (X_{c0}) y negativa	$(-\infty) - 0$	---	---

La magnitud de la elevación de voltaje durante una falla a tierra considerando un 5% de regulación puede alcanzar valores de 1.25 p.u para sistemas solidamente aterrizados, 1.82 p.u para sistemas no aterrizados y 1.40 p.u para sistemas que utilicen transformadores de aterrizamiento [28].

El aterrizamiento de sistemas de transmisión (>115 kV) presenta importantes consideraciones económicas en su diseño, donde el factor más significativo es el costo del aislamiento. El uso de sistemas solidamente aterrizados permite el control de sobre-voltajes a la frecuencia del sistema originados por fallas a tierra y permite utilizar apartarrayos de menor capacidad para proporcionar una mejor protección del aislamiento contra transitorios de voltaje.

Los diferentes niveles de voltaje en los sistemas de transmisión son interconectados usualmente a través de auto-transformadores, dado que este tipo de arreglo requiere que ambos niveles de voltaje sean solidamente aterrizados, fallas a tierra sobre el lado primario originarán sobre-voltajes excesivos en los circuitos conectados en su secundario [28].

En los sistemas de sub-transmisión donde se interconecta con las líneas de transmisión el uso de transformadores Y- Δ facilita un diseño económico y proporciona un punto de aterrizamiento en el primario. Para los sistemas de sub-transmisión donde se conecta con distribución el costo del aislamiento no es un factor relevante, así que el empleo de transformadores conectados en Δ -Y son frecuentes y permiten un punto neutro en los circuitos de distribución. Dado que se tiene una gran cantidad de conexiones Δ en el sistema de sub-transmisión se requiere asegurar un aterrizamiento apropiado para todas las contingencias de operación [28].

Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

La confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica desde el punto de vista del usuario deberá ser evaluada en términos de las consecuencias de los disturbios de voltaje; predecir y definir estos eventos en función de la frecuencia con que se presentan sobre el sistema de potencia permite establecer la compatibilidad entre el equipo electrónico y la red de distribución. Las características de magnitud y duración de las variaciones de voltaje originadas de procesos de naturaleza aleatoria pueden ser determinadas por mediciones ó simulaciones [29].

Los proyectos de monitoreo de calidad de la energía que se han desarrollado en diversos países proporcionan promedios de incidencia de disturbios de voltaje y no proveen información específica de un lugar, un método alternativo para obtener las características de los eventos en un lugar de interés y que puede ser utilizado en paralelo a los resultados de las mediciones es el uso de técnicas probabilísticas [9].

El análisis estadístico de los programas de monitoreo y los estudios para predecir variaciones de voltaje tienen como propósito determinar los requerimientos del servicio solicitado por el usuario e identificar posibles soluciones.

3.1 Monitoreo de disturbios de voltaje

Los proyectos de monitoreo de calidad de la energía son una herramienta tradicional para estimar las condiciones del suministro de energía eléctrica. Para eventos de variaciones de voltaje de corta duración se requieren periodos de observación de 1 a varios años, los avances tecnológicos han permitido el uso de software de adquisición de datos de forma automatizada y la localización de unidades de monitoreo remotas distribuidas geográficamente. Los informes resultantes tienen como objetivo:

- ❖ Correlacionar la calidad de energía suministrada a los usuarios con los disturbios generados sobre el sistema de potencia.
- ❖ Establecer perfiles de voltaje (magnitud y duración de los disturbios) de lugares específicos.

Los resultados estadísticos de los informes de monitoreo serán utilizados para estimar la calidad de la energía de los usuarios dadas las características del sistema de suministro. Los aspectos más relevantes de un proyecto de monitoreo y la forma de presentar los resultados son documentados en los siguientes informes desarrollados por:

- I. Laboratorio Nacional de Potencia (NPL)
- II. Asociación Eléctrica Canadiense (CEA)
- III. Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI)

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

La tabla 3.1 muestra las designaciones de cada informe asociadas a la magnitud y duración de los disturbios de voltaje [30].

Tabla 3.1 Disturbios de voltaje de los proyectos de monitoreo

Nombre del Informe	CEA		NPL		EPRI	
	Voltaje	Duración	Voltaje	Duración	Voltaje	Duración
Sag	< 92%	0.1 - 10 seg	< 87%	0.5 - 180 ciclos	< 90%	1 ciclo - 1 min
Swell	> 104%	0.1 - 10 seg	N/A	N/A	> 110%	1 ciclo - 1 min
Sobre-voltaje	> 104%	> 10 seg	> 106%	> 2.5 seg	110 - 120%	> 1 min
Bajo-voltaje	< 92%	> 10 seg	< 87%	> 2.5 seg	80 - 90%	> 1 min
Interrupción	< 10%	> 10 seg	< 10%	> 0.25 ciclos	< 10%	> 1 min

Los informes de calidad de la energía presentan dos tipos de registro de eventos en sus resultados: EPRI utiliza un filtro para adquirir los datos únicamente de la magnitud r.m.s más significativa durante un periodo de 5 min, el proyecto CEA no utiliza este tipo de filtro, así que se registran dos ó más eventos durante este intervalo originados principalmente por secuencias de recierre al intentar liberar una falla antes de obtenerse una interrupción completa del servicio. NPL emplea los dos tipos de registro en su informe.

El Laboratorio Nacional de Potencia durante 5 años a partir de 1990 inició un monitoreo de disturbios eléctricos con el objetivo de establecer una base de datos de lugares típicos del uso de la energía. Se registraron datos de 130 lugares principalmente edificios en Estados Unidos y Canadá. Los resultados del informe son mostrados en la tabla 3.2 [30].

Tabla 3.2 Eventos por año del informe NPL sin filtro

	1-6 ciclos	6-10 ciclos	10-20 ciclos	20-30 ciclos	0.5-1 seg	1-2 seg	2-10 seg	10-seg-8hrs	Eventos totales
> 110%	1.38	0.25	0.45	0.17	0.08	0.15	0.07	0.4	2.9
105-110%	3.48	1.40	2.17	1.54	3.79	6.35	18.16	127.6	164.5
80-90%	64.0	39.3	49.3	21.1	22.7	15.2	72.0	7.9	291.5
70-80%	19.0	4.8	2.4	0.9	0.6	0.4	0.1	0.0	28.4
50-70%	5.6	2.3	0.9	0.6	0.6	0.3	0.1	0.0	10.5
10-50%	2.3	1.2	0.6	0.4	0.5	0.1	0.2	0.1	5.60
0-10%	0.3	0.3	0.8	0.9	1.4	1.9	4.2	5.7	15.42
Eventos totales	91.3	48.0	54.0	24.0	25.9	17.9	76.6	13.6	351.4

En 1991, la Asociación Eléctrica Canadiense emprendió un proyecto de monitoreo de 3 años. Los objetivos fueron determinar los niveles generales de calidad de la energía en Canadá, 22 compañías suministradoras participaron en el proyecto con un total de 550 sitios observados por 25 días cada uno. Se realizaron mediciones esencialmente en los tableros de lugares residenciales, comerciales e industriales a un nivel de 120 V ó 347 V con la finalidad de registrar disturbios originados dentro de las instalaciones del usuario. Los resultados de los eventos de variaciones de voltaje son mostrados en la tabla 3.3 y 3.4 [30].

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

Tabla 3.3 Eventos por año del informe CEA para mediciones realizadas en el secundario de las subestaciones

	1-6 ciclos	6-10 ciclos	10-20 ciclos	20-30 ciclos	0.5-1 seg	1-2 seg	2-10 seg	10-seg-8hrs	Eventos totales
> 110%	0.6	0.0	1.9	0.3	0.4	0.2	0.1	N/A	3.6
105-110%	161	0.0	152.4	27.1	83.7	39.9	70.0	N/A	534.1
80-90%	4.0	0.0	13.0	3.0	26.2	28.3	4.3	N/A	78.8
70-80%	1.3	0.0	2.4	0.3	0.7	0.1	0.0	N/A	4.8
50-70%	1.7	0.0	1.0	0.2	0.7	0.2	0.1	N/A	3.8
10-50%	3.3	0.0	0.3	0.0	0.2	0.1	0.1	N/A	4.1
0-10%	3.7	0.0	0.0	0.0	0.2	0.5	2.1	N/A	6.5
Eventos totales	14.1	0.0	16.6	3.5	27.9	29.2	6.6	N/A	98.1

Tabla 3.4 Eventos por año del informe CEA para mediciones realizadas en el primario de las subestaciones

	1-6 ciclos	6-10 ciclos	10-20 ciclos	20-30 ciclos	0.5-1 seg	1-2 seg	2-10 seg	10-seg-8hrs	Eventos totales
> 110%	0.6	0.0	0.4	0.0	0.5	0.0	0.0	N/A	1.6
105-110%	135.2	0.0	49.2	5.1	17.9	12.3	40.4	N/A	260.2
80-90%	2.9	0.0	3.1	0.2	1.1	0.4	0.6	N/A	8.3
70-80%	0.4	0.1	0.9	0.0	1.0	0.2	0.0	N/A	2.6
50-70%	2.2	0.3	1.2	0.1	0.8	0.0	0.0	N/A	4.5
10-50%	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N/A	1.7
0-10%	1.9	0.0	0.1	0.0	0.4	0.0	0.7	N/A	3.2
Eventos totales	9.1	0.4	5.3	0.3	3.2	0.6	1.4	N/A	20.3

El Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica en 1990 elaboró un informe sobre la calidad de la energía en el sistema primario de distribución de los Estados Unidos, se registraron eventos en alimentadores rurales, urbanos, residenciales, comerciales e industriales con niveles de voltaje de 4.16 – 34.5 kV. Una tercera parte del equipo de monitoreo fue localizado en subestaciones, los resultados del informe son presentados en la tabla 3.5 y 3.6 [30].

Tabla 3.5 Eventos por año del informe EPRI para mediciones realizadas en subestaciones

	1-6 ciclos	6-10 ciclos	10-20 ciclos	20-30 ciclos	0.5-1 seg	1-2 seg	2-10 seg	10-seg-8hrs	Eventos totales
80-90%	28.3	6.1	3.0	1.3	1.9	0.6	0.4	0.1	41.7
70-80%	8.1	2.6	1.2	0.4	0.4	0.1	0.2	0.0	13.1
50-70%	5.0	1.5	1.0	0.2	0.3	0.1	0.1	0.0	8.3
10-50%	1.1	0.4	0.4	0.1	0.1	0.0	0.4	0.0	2.5
0-10%	0.2	0.1	0.4	0.8	0.5	0.9	1.1	1.4	5.4
Eventos totales	42.7	10.7	6.0	2.8	3.2	1.8	2.3	1.5	71.0

Tabla 3.6 Eventos por año del informe EPRI para mediciones realizadas en alimentadores

	1-6 ciclos	6-10 ciclos	10-20 ciclos	20-30 ciclos	0.5-1 seg	1-2 seg	2-10 seg	10-seg-8hrs	Eventos totales
80-90%	27.6	6.5	3.1	1.4	1.8	0.5	0.4	0.1	41.4
70-80%	8.1	2.2	1.1	0.3	0.5	0.1	0.1	0.0	12.5
50-70%	5.7	1.7	1.1	0.2	0.3	0.1	0.2	0.0	9.4
10-50%	3.5	1.0	0.7	0.3	0.2	0.2	0.6	0.0	6.5
0-10%	1.6	0.1	0.2	0.6	0.5	1.1	2.3	1.8	8.1
Eventos totales	46.5	11.5	6.2	2.8	3.3	2.1	3.7	1.9	77.9

3.2 Índices para evaluar el impacto de las variaciones de voltaje de corta duración

En el nuevo contexto de la apertura de los mercados eléctricos, la desregulación y la reestructuración de la industria eléctrica, los operadores del sistema deberán tener la responsabilidad de mantener un nivel de calidad de la energía hacia sus clientes en contratos ó por una comisión reguladora designada por la legislación vigente. Tal responsabilidad implica un monitoreo de la energía sistemático y la entrega de reportes será una práctica cada vez más común. La comisión reguladora posiblemente tenga la facultad para imponer sanciones en caso de que no se observen los niveles básicos de calidad a los clientes.

No obstante que se consume la liberación de los mercados de energía eléctrica, los sistemas de transmisión permanecerán como monopolios naturales principalmente en países donde únicamente se tenía una compañía suministradora. Al no presentarse competencia directa entre los operadores del sistema, los reguladores deberán establecer reglas de tal forma que se tenga un balance entre los intereses del usuario y los propios de la compañía suministradora. Si se motiva la competencia directa entre los operadores y los dueño de los sistemas de transmisión de diferentes áreas se conseguiría obtener altos niveles de calidad a un bajo costo [33].

En orden de comparar la calidad de la energía entre diferentes redes, los reguladores necesitarán contar con índices de calidad estandarizados, que eventualmente faciliten la tarea de los operadores del sistema de reportar frecuentemente las condiciones de calidad del servicio. Los índices de calidad son números representativos que permiten evaluar el impacto de los disturbios y son el resultado de caracterizar, reducir ó extraer datos de un gran número de mediciones.

Para un determinado grupo de clientes la calidad del servicio es fundamental en sus procesos de producción, así que estarán interesados en establecer garantías específicas de calidad que no estarán dispuestos a pagar como un servicio adicional. La experiencia ha demostrado que la compatibilidad entre invertir para mejorar las características del servicio y la inmunidad del equipo, los clientes pretenden periodos muy cortos de recuperación (menores de 1 año) que en general no hacen posible implementar medidas correctivas. Si un cliente necesita un alto nivel de calidad, es claro que deberá pagar por el servicio. Por lo que se hace necesario establecer índices de calidad para soportar decisiones de instalar equipos de mitigación por parte del usuario.

Las variaciones de voltaje de corta duración son eventos descritos por una magnitud y duración en forma individual que no dan una indicación de la calidad de voltaje en el lugar donde se instala equipo de monitoreo.

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

Para establecer el nivel de calidad de voltaje es preciso combinar los efectos de todos los disturbios en un cierto periodo. Un formato recomendado para registrar la frecuencia de ocurrencia de los sags de voltaje y llevar un informe estadístico es presentado en la tabla 3.7 [36]:

Tabla 3.7 Valores recomendados para presentar el voltaje remanente y duración de los sags de voltaje

Magnitud del voltaje remanente	Duración de la depresión de voltaje								
	< 20 ms	20-100 ms	100-150 ms	0.5-1 s	1-3 s	3-20 s	20-60 s	60-180 s	>180 s
85-90%									
70-85%									
40-70%									
10-40%									
< 10%									

Dado que un informe de calidad del voltaje está limitado por la disponibilidad de datos, por lo regular es referido a un año y sobre una fracción del total de lugares de interés, los índices de variaciones de voltaje pueden ser obtenidos de una forma más rápida y en una gran cantidad de buses empleando métodos de predicción estocásticos: de los datos estadísticos de falla se puede determinar las variaciones de voltaje en lugares específicos.

3.2.1 Curva CBEMA

Una práctica tradicional de evaluar la calidad del voltaje en un sistema industrial con respecto a las interrupciones, depresiones y elevaciones de voltaje es la curva CBEMA (Asociación de Fabricantes de Equipo de Computo y Negocios) que originalmente fue utilizada como una guía en el diseño de equipo electrónico, figura 3.1. Al marcar sobre la curva los disturbios en el voltaje de suministro, es posible apreciar si se tendría una operación confiable del equipo [3].

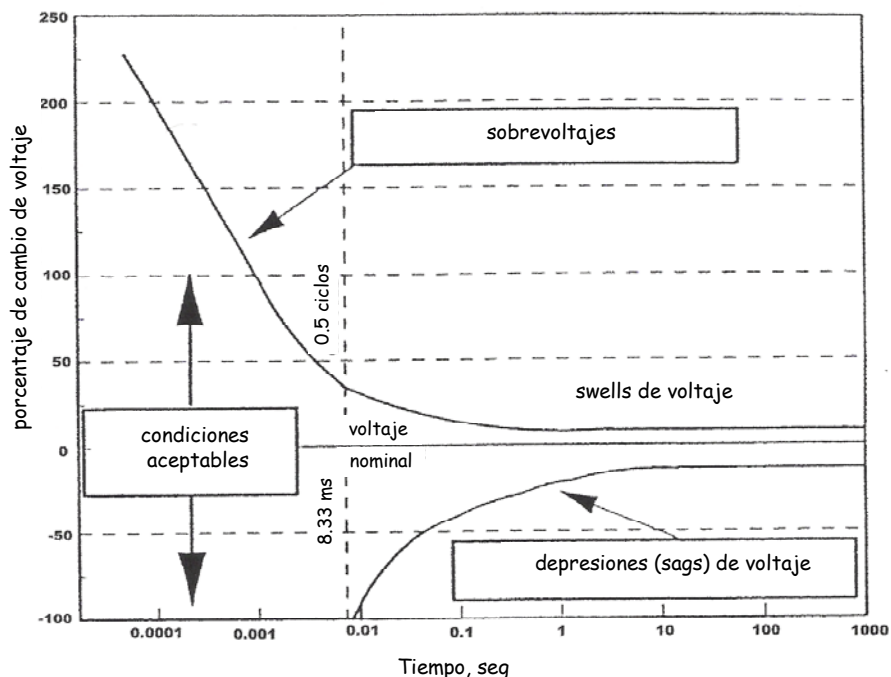


Figura 3.1 Curva CBEMA

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

La curva CBEMA muestra la magnitud y duración de la variaciones de voltaje, la región entre los dos sectores de la curva es la tolerancia dentro de la cual el equipo electrónico se espera que tenga un comportamiento apropiado. Cada sector de la curva puede ser dividido en pequeñas zonas con un cierto rango y magnitud, el número de incidencias dentro de cada zona proporciona una indicación de la calidad del servicio, figura 3.2 [37].

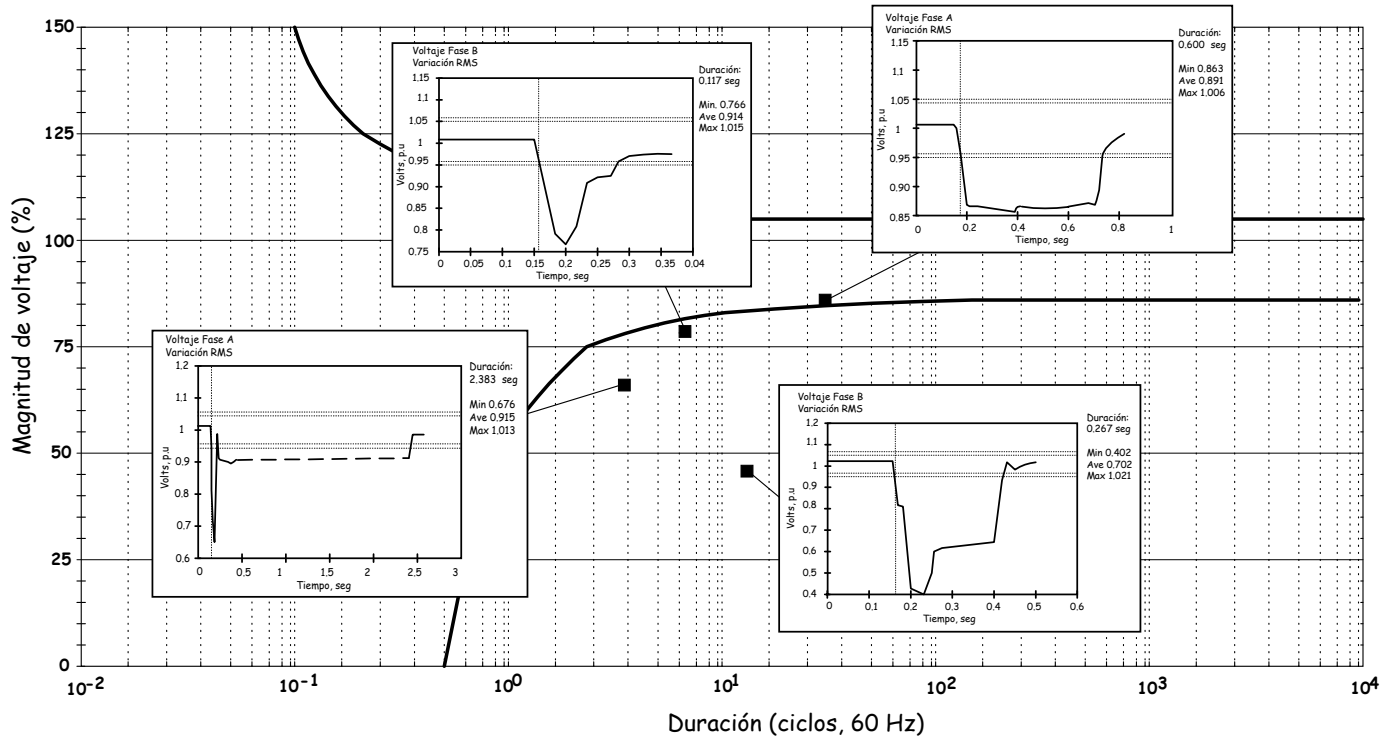


Figura 3.2 Disturbios en el voltaje de suministro marcados sobre la curva CBEMA

CBEMA ha sido sustituida por una nueva curva designada como ITIC (Consultores de la Industria tecnológica de Información), la principal diferencia con esta versión son los límites de tolerancia de los segmentos rectilíneos que permiten una mayor facilidad de digitalizar, en contraste con la curva continua CBEMA.

La curva ITIC (CBEMA) es aplicable a sistemas de suministro con voltaje nominal de 120 V r.m.s, 60 Hz; cualquier otra especificación es responsabilidad del usuario determinar la aplicación de estas curvas. Los límites de tolerancia son definidos por 7 posibles disturbios en condiciones transitorias y de estado estacionario, figura 3.3 [35]:

- La región de estado estacionario describe una variación del voltaje r.m.s de $\pm 10\%$ del voltaje nominal presentándose en forma indefinida.
- La región de elevaciones de voltaje (swell) refiere un voltaje con una magnitud no mayor del 120% del voltaje nominal r.m.s con una duración hasta 0.5 seg.
- La región de transitorios de baja frecuencia describe eventos resultantes principalmente de la conexión de bancos de capacitores al sistema de distribución. La tolerancia de los transitorios es expresada como un porcentaje del voltaje máximo nominal a 60 Hz: de 140% para 200 Hz a 200% para 5 kHz con incrementos lineales de la amplitud al incrementar la frecuencia.

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

- La región de transitorios de alta frecuencia describe los disturbios resultantes del impacto de rayos a los sistemas de distribución, caracterizados por su amplitud y duración (energía). La inmunidad transitoria mínima que se intenta proporcionar a los equipos es de 80 joules.
- Dos diferentes regiones en depresiones de voltaje son marcadas en la curva con los eventos resultantes de la energización de cargas y condiciones de falla en varios puntos sobre el sistema de potencia: 1.- Sags con magnitudes hasta 80% del voltaje nominal y una duración no mayor de 10 seg. 2.- sags con magnitudes hasta 70% con una duración no mayor de 0.5 seg.
- La región de interrupción describe los sags que se presentan en el punto de falla con una duración no mayor de 20 msec con la subsecuente interrupción del servicio por parte de los dispositivos de protección.

Los eventos localizados en la región de NO DAÑO son depresiones de voltaje fuera de los límites de tolerancia y afectarán el funcionamiento típico del equipo electrónico; pero bajo estas condiciones no se debe presentar un daño al equipo.

La región PROHIBIDA marcada en la curva incluye disturbios transitorios y swells, los cuales exceden los límites de tolerancia. Si el equipo electrónico se ve sometido a estos eventos, quizás resulte dañado.

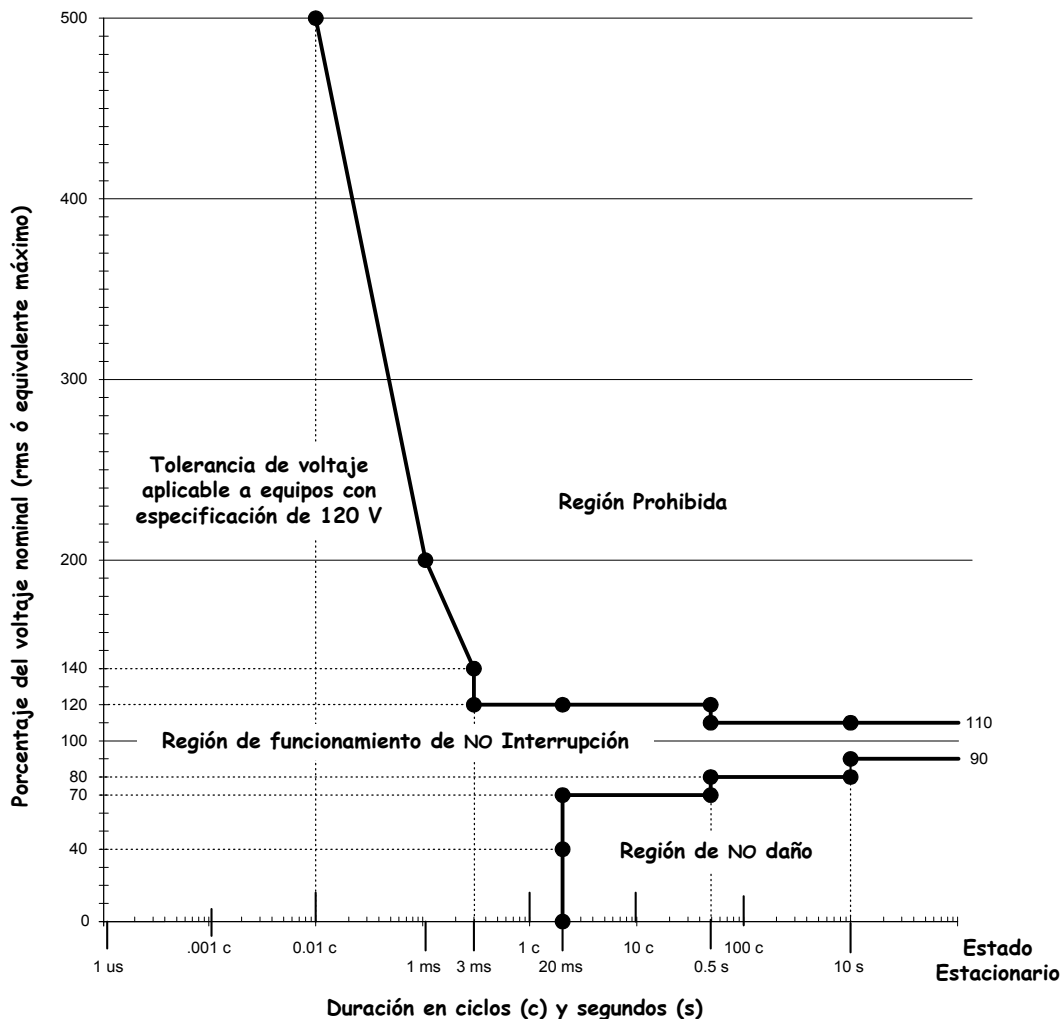


Figura 3.3 Tolerancia en el voltaje de suministro especificada por la curva ITIC

3.2.2 Índices de variaciones r.m.s

Las compañías suministradoras por años han utilizado índices como SAIFI y CAIDI para evaluar la confiabilidad del servicio en la red de distribución considerando únicamente interrupciones permanentes que afectan a todos los usuarios de la sección fallada [34]. Los estándares de calidad de la energía en la actualidad establecen que las interrupciones permanentes forman parte de las variaciones r.m.s de voltaje, así que disturbios como sags y swells resultan en consecuencias similares a los usuarios [1].

Los índices de variaciones r.m.s deberán ser proyectados para evaluar la calidad del servicio de una región y tener la flexibilidad de ser aplicados a la totalidad del sistema de distribución, a un alimentador ó a un usuario en el punto de conexión. La susceptibilidad de los equipos electrónicos de los usuarios a las variaciones r.m.s de voltaje difieren entre si, existen equipos que son sensibles únicamente a la magnitud de la variación, otros equipos presentarán problemas a la combinación de magnitud y duración.

Los índices propuestos por D.L. Brooks, et al [12] en el registro del número de eventos de variaciones r.m.s de voltaje, tabla 3.8 y figura 3.4 son reconocidos por los grupos de trabajo IEEE de calidad de la energía [<http://www.ieee.org/sags>] y presentan como base el índice de confiabilidad SAIFI (Índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones del Sistema):

$$SAIFI = \frac{\text{No total de interrupciones a los usuarios}}{\text{No total de usuarios}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \text{ interrupciones/usuario al año} \quad (3.1)$$

donde λ_i es la frecuencia de falla (fallas/año) y N_i es el número de usuarios en el punto de carga i .

Tabla 3.8 Número promedio de eventos de variaciones r.m.s de voltaje al año por usuario

Magnitud	Duración de los eventos			
	0.5c - 60seg	0.5c - 0.5seg	0.5 - 3 seg	3 - 60 seg
< 90%	SARFI ₉₀	SIARFI ₉₀	SMARFI ₉₀	STARFI ₉₀
< 80%	SARFI ₈₀	SIARFI ₈₀	SMARFI ₈₀	STARFI ₈₀
< 70%	SARFI ₇₀	SIARFI ₇₀	SMARFI ₇₀	STARFI ₇₀
< 50%	SARFI ₅₀	SIARFI ₅₀	SMARFI ₅₀	STARFI ₅₀
< 10%	SARFI ₁₀	-----	SMARFI ₁₀	STARFI ₁₀

SARFI (Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s de Voltaje)

SARFI_x representa el número promedio de eventos de variaciones r.m.s por usuario ocurridos sobre un periodo evaluado, donde los disturbios a considerar tendrán una magnitud menor de x para sags ó mayor de x para swells:

$$SARFI_x = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (3.2)$$

donde:

N_i es el número de usuarios que experimentan una variación de voltaje de corta duración con una magnitud x originada del evento i .

N_T es el número total de usuarios alimentados del área evaluada.

x son los posibles valores de la magnitud r.m.s – 140, 120 y 110 – para elevaciones de voltaje; – 90, 80 y 70 – para depresiones de voltaje propuestos en la curva ITIC; 50 para la apertura de los contactores de motores y 10 por definición de una interrupción de corta duración [1].

SIARFI (Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Instantáneas de Voltaje)

SIARFI _{x} representa el número promedio de eventos de variaciones r.m.s instantáneas por usuario ocurridos sobre un periodo evaluado. Los disturbios especificados tendrán una magnitud menor de x para sags ó mayor de x para swells con una duración en el rango de 0.5 - 30 ciclos:

$$SIARFI_x = \frac{\sum NI_i}{N_T} \quad (3.3)$$

donde:

NI_i es el número de usuarios que experimentan una variación de voltaje instantánea con una magnitud x originada del evento i .

SMARFI (Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Momentáneas de Voltaje)

SMARFI _{x} representa el número promedio de eventos de variaciones r.m.s momentáneas por usuario ocurridos sobre un periodo evaluado. Los disturbios especificados tendrán una magnitud menor de x para sags ó mayor de x para swells con una duración en el rango de 30 ciclos – 3 segundos:

$$SMARFI_x = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (3.4)$$

donde:

NM_i es el número de usuarios que experimentan una variación de voltaje momentánea con una magnitud x originada del evento i .

STARFI (Índice Promedio de Frecuencia de Variaciones r.m.s Temporales de Voltaje)

STARFI _{x} representa el número promedio de eventos de variaciones r.m.s temporales por usuario ocurridos sobre un periodo evaluado. Los disturbios especificados tendrán una magnitud menor de x para sags ó mayor de x para swells con una duración en el rango de 3 - 60 segundos:

$$STARFI_x = \frac{\sum NT_i}{N_T} \quad (3.5)$$

donde:

NT_i es el número de usuarios que experimentan una variación de voltaje temporal con una magnitud x originada del evento i .

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

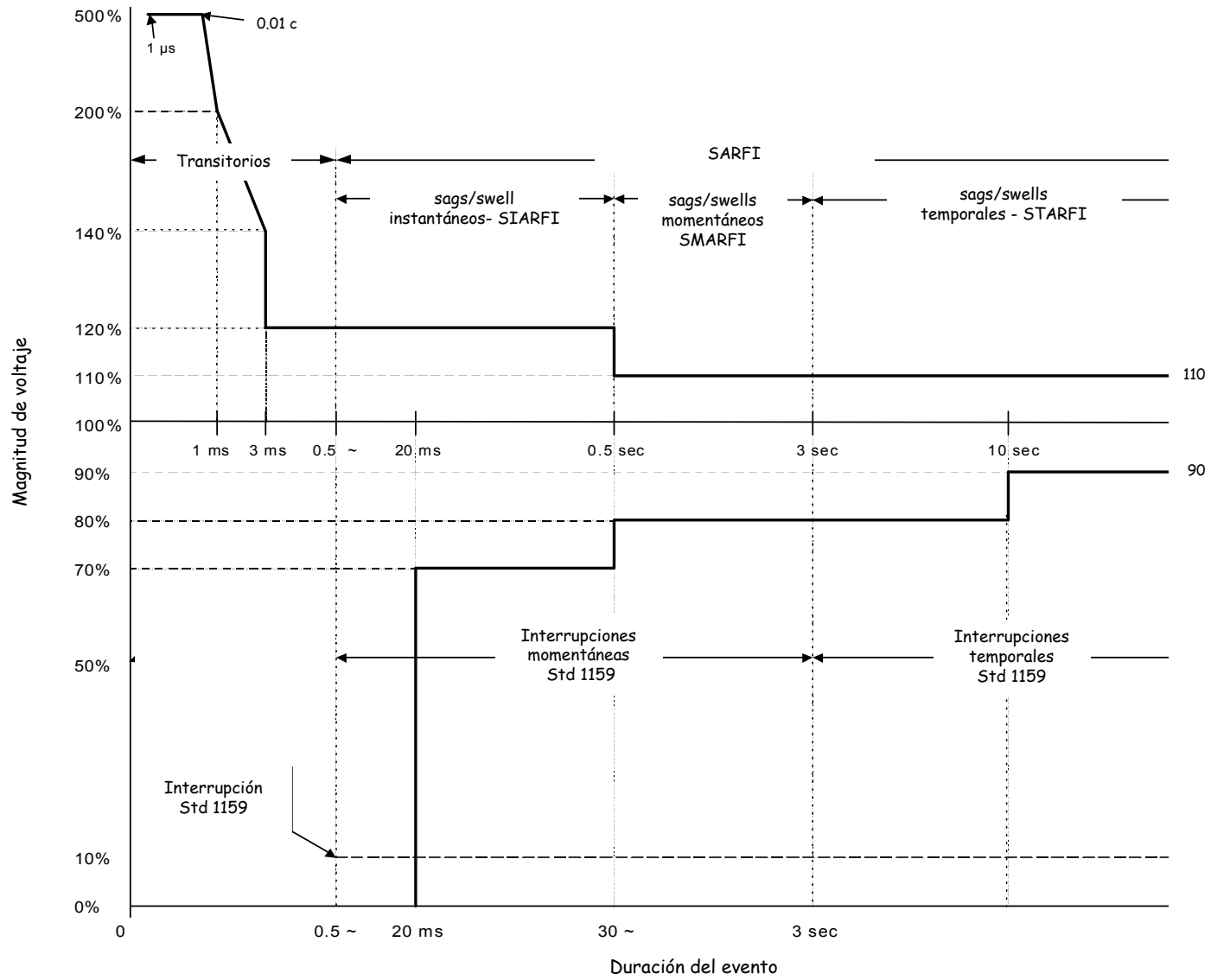


Figura 3.4 Definición de los índices de variaciones de voltaje r.m.s sobre la curva ITIC

3.2.3 Curva de sensibilidad de eventos acumulativos

La magnitud y duración de las variaciones de voltaje son características relevantes para evaluar la confiabilidad del equipo electrónico. La técnica desarrollada por Conrad, et al [32] para ser incluida en el estándar IEEE Std 493 e IEEE Std 1346 determina el número esperado de interrupciones al año en forma gráfica, al coordinar la curva de sensibilidad de los equipos y las características de los eventos de variaciones de voltaje del servicio.

La curva de tolerancia del equipo será básicamente de tipo rectangular especificada por los fabricantes ó estándares de prueba [10,13]. La incidencia de una falla sobre el sistema de potencia puede afectar una, dos ó las tres fases de la red de distribución, la magnitud de la variación de voltaje quizás sea diferente en cada fase; así que una aproximación para reportar las condiciones del servicio es considerar únicamente la magnitud de la fase con la mayor desviación del voltaje nominal, esto implica un sag por evento [32].

El gráfico resultante mostrará la magnitud de la variación de voltaje sobre el eje vertical, la duración del disturbio sobre el eje horizontal y con una familia de líneas diagonales de contorno la frecuencia de ocurrencia de los eventos por año. La magnitud y duración de los eventos se obtendrán de los resultados de los programas de monitoreo ó de técnicas de predicción para ser contabilizados en forma matricial, la tabla 3.9 muestra un ejemplo de 6 columnas en el rango de duración y 9 renglones para magnitud con 1 evento por año en cada celda:

Tabla 3.9 Número de eventos al año para sags de voltaje

Magnitud	Duración del disturbio en segundos				
	0.0 < 0.2	0.2 < 0.4	0.4 < 0.6	0.6 < 0.8	≥ 0.8
80 - 90%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
70 - 80%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
60 - 70%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
50 - 60%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
40 - 50%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
30 - 40%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
20 - 30%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
10 - 20%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
0 - 10%	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0

La representación en forma acumulativa, tabla 3.10 proporcionará los eventos con una duración mayor ó igual a x y una magnitud menor ó igual a y . Para el ejemplo citado 15 sags registran una magnitud \leq a 50% con una duración \geq 0.4 seg. El próximo paso es convertir los resultados de la tabla 3.10 a un gráfico de líneas de contorno que representan el número estimado de eventos por año, figura 3.5. Continuando con el ejemplo se tiene que la intersección de la línea de contorno 15 con la vertical 0.4 y la horizontal 50% expresa que: 15 sags tendrán una duración \geq de 0.4 seg. y una magnitud \leq de 50%.

Tabla 3.10 Número de eventos al año en forma acumulativa para sags de voltaje

Magnitud $\Delta v \leq y$	Duración del disturbio en segundos, $\Delta t \geq x$				
	0.0	0.2	0.4	0.6	0.8
90%	45	36	27	18	9
80%	40	32	24	16	8
70%	35	28	21	14	7
60%	30	24	18	12	6
50%	25	20	15	10	5
40%	20	16	12	8	4
30%	15	12	9	6	3
20%	10	8	6	4	2
10%	5	4	3	2	1

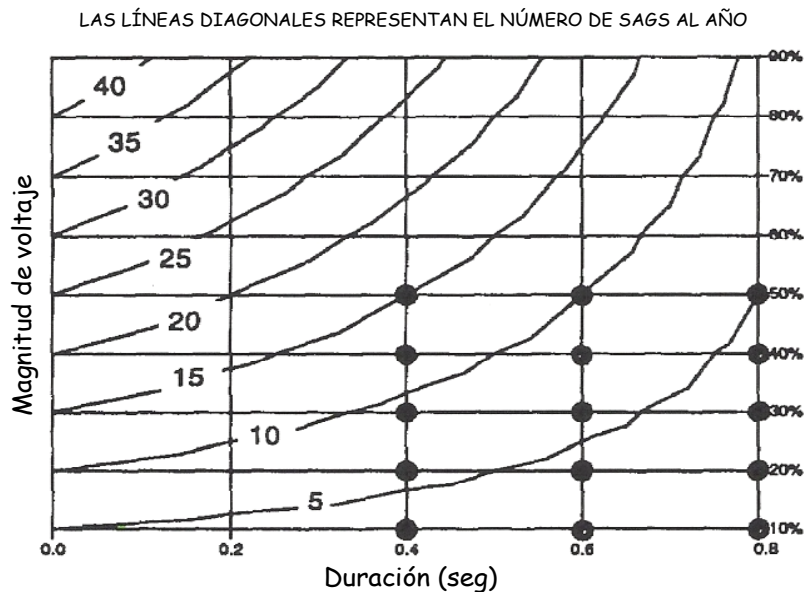


Figura 3.5 Representación del número de sags de voltaje por año a través de líneas diagonales de contorno

Al complementar el gráfico de eventos acumulativos con la curva de tolerancia del equipo electrónico, el área bajo esta curva mostrará la magnitud y duración de los sags que ocasionarán interrupciones. La intersección de la línea de contorno y el vértice de la curva de tolerancia proveerá el número de eventos, figura 3.6. El ejemplo finalmente concluye que se presentarán 15 interrupciones por año del equipo evaluado.

Si se requiere calcular el número de eventos entre líneas de contorno, un método de interpolación lineal proporcionará resultados aceptables, especialmente en el caso donde los eventos son distribuidos uniformemente [31]; para el ejemplo anterior 32 sags mostrarán una magnitud $\leq 80\%$ con una duración ≥ 0.2 seg.

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

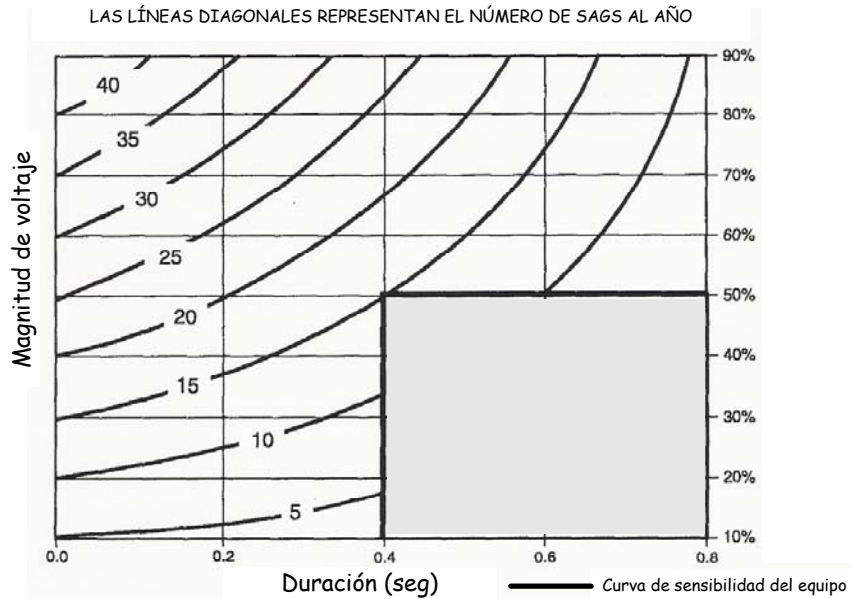


Figura 3.6 Curva de tolerancia del equipo vs características de los sags de voltaje

La figura 3.7 muestra el número estimado de interrupciones por año de una línea de producción al coordinar las condiciones del servicio de un sistema industrial con voltaje nominal de 480 V y las curvas de tolerancia del equipo electrónico instalado [10]:

El componente con una mayor sensibilidad a evaluar es el relevador DPDT, el vértice de su curva de tolerancia se localiza entre los contornos 20 - 25, interpolando se obtienen: 23 interrupciones/año.

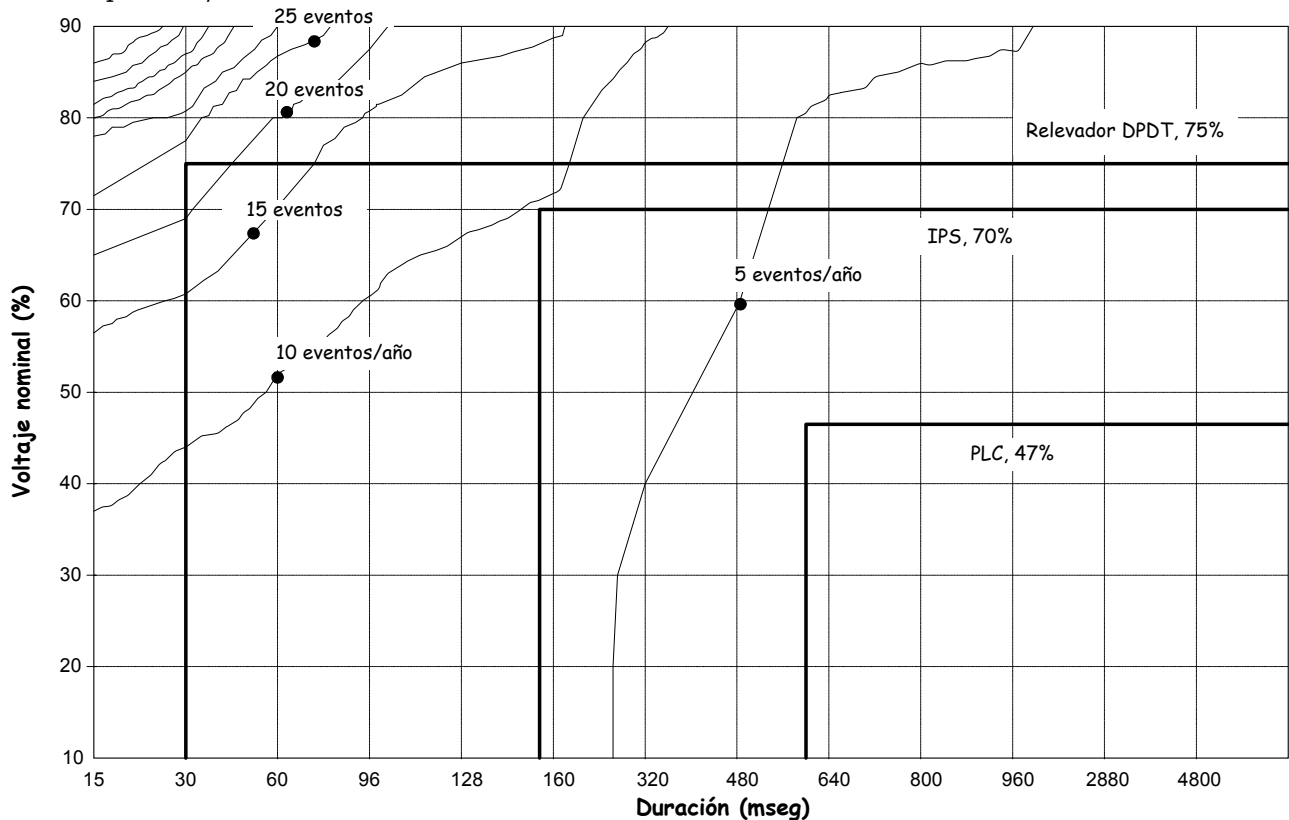


Figura 3.7 Compatibilidad entre las condiciones del voltaje y la tolerancia de los equipos electrónicos [10]

3.3 Estudio probabilístico de fallas de corto circuito por el método de simulación Monte Carlo

Los estudios de corto circuito son utilizados en el diseño de los sistemas eléctricos de potencia al determinar corrientes y voltajes en los diferentes elementos que son expuestos a condiciones de falla.

El análisis de corto circuito probabilístico permite obtener funciones de distribución de las corrientes y voltajes de falla en una región ó un bus en particular, al considerar las condiciones aleatorias de la falla y los cambios estadísticos que experimentan los parámetros del sistema como son las fluctuaciones de la carga, la disponibilidad de generadores, transformadores, líneas, etc...[21].

El método Monte Carlo es la designación general para realizar simulaciones en estudios probabilísticos utilizando números aleatorios. El concepto básico de este método es mostrado al considerar el ejemplo de calcular la integral (3.6) a través de la simulación de N muestras: generando dos números aleatorios distribuidos uniformemente x_i, y_i entre $[0, 1]$ y verificando que cumplan la desigualdad $y_i \leq g(x_i)$. El número de puntos que se localicen dentro del área de la función serán contabilizados como M y el valor de la integral será aproximado a la relación $I \approx M / N$.

$$I = \int_0^1 g(x) dx \quad (3.6)$$

La simulación Monte Carlo crea un proceso fluctuante de convergencia, figura 3.8 y no garantiza que con un cierto número de muestras se tenga un error pequeño en el valor estimado [39].

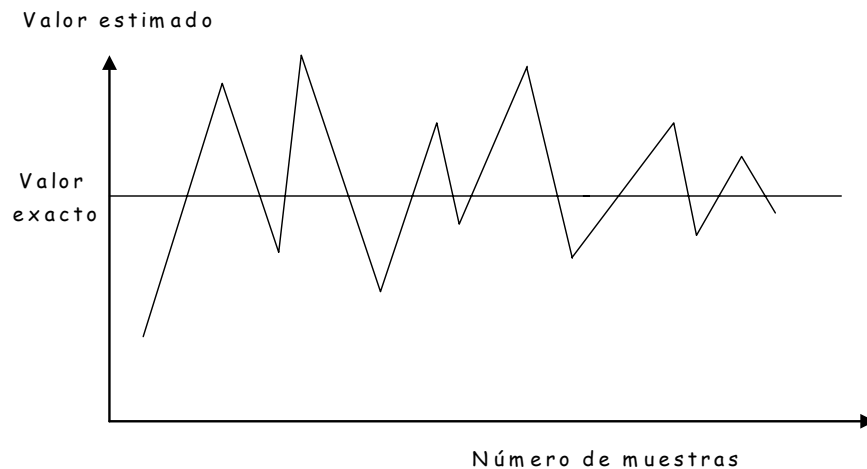


Figura 3.8 Proceso de convergencia en la simulación Monte Carlo

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

Así que dos parámetros serán utilizados para reducir la desviación estándar en la simulación: 1.- Incrementar el número de muestras y 2.- reducir la varianza entre cada muestra. Dado que la varianza no puede ser cero, se recomienda utilizar un número suficientemente grande de muestras y normalmente se utiliza un criterio de convergencia denominado coeficiente de variación (3.7):

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (3.7)$$

donde:

$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(x)$ es la varianza sesgada del valor estimado

$V(x) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{Q})^2$ es la varianza no sesgada de las muestras

$\bar{Q} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$ es el valor estimado de la simulación

El método de Simulación Monte Carlo es implementado para determinar la función de distribución de probabilidad de la magnitud de variaciones de voltaje de corta duración utilizando una aproximación de muestreo de estado, considerando eventos independientes y mutuamente exclusivos [39, 40]:

Cada evento de falla sobre el sistema de potencia será expresado por un vector S_k que refleja la combinación de los factores causantes de incertidumbre:

$$S_k = \{ S_1, \dots, S_i, \dots, S_m \} \quad (3.8)$$

donde

k es una muestra en la simulación

Los parámetros que son considerados para evaluar la probabilidad del estado de cada componente del vector S_k en la predicción de variaciones de voltaje de corta duración originadas de fallas de corto circuito son los siguientes [40]:

1. Tipo de falla, FT_i . Los eventos considerados de fallas trifásicas F_{LLL} , entre fases F_{LL} , de fase a tierra F_{LG} y dos fases a tierra F_{LLG} son obtenidos de registros estadísticos y se sujetan al nivel de operación de voltaje y las condiciones ambientales, figura 3.9:

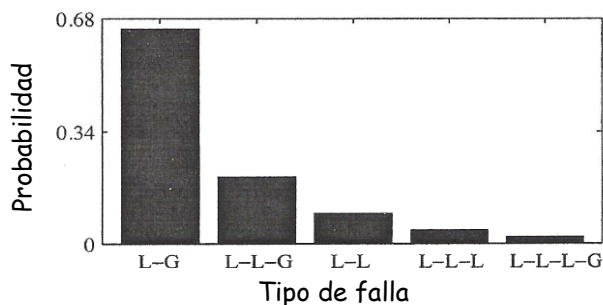


Figura 3.9 Histograma de probabilidad para el tipo de falla

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

2. Si la localización de la falla, FL_j se considera sobre las líneas de transmisión ó los alimentadores de distribución, la variable aleatoria será la longitud en p.u de los conductores de fase, figura 3.10:

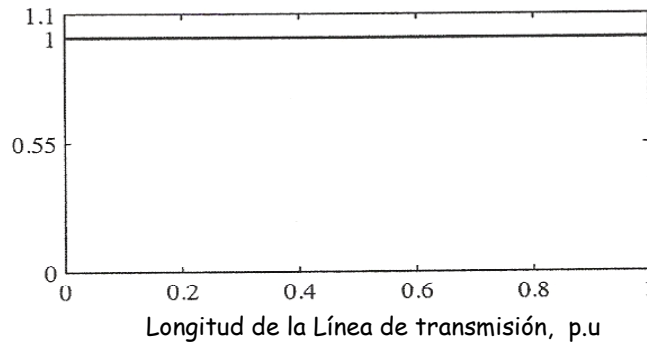


Figura 3.10 Función densidad para la localización de la falla

3. Instante de incidencia de la falla sobre la onda de voltaje, FII expresado en términos del ángulo θ [$0^\circ - 180^\circ$] para un valor instantáneo $v_k = V_{max} \sin \theta$ que afectará la componente asimétrica de la corriente de falla, figura 3.11:

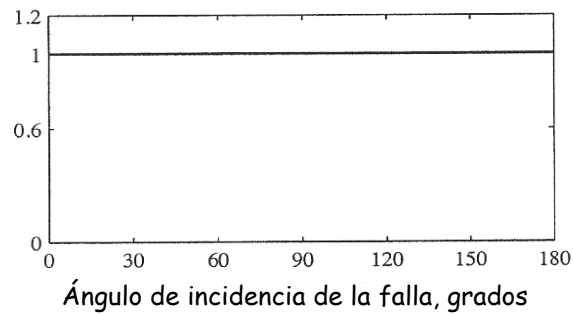


Figura 3.11 Función densidad para el instante de incidencia de la falla

4. Impedancia de falla, $FIMP$. Las fallas a tierra resultan principalmente de flameos de aisladores originados por descargas atmosféricas a las líneas de transmisión, por lo que el trayecto de la corriente de falla a tierra incluye el arco, la impedancia de la torre y la resistencia al pie de la torre, figura 3.12:

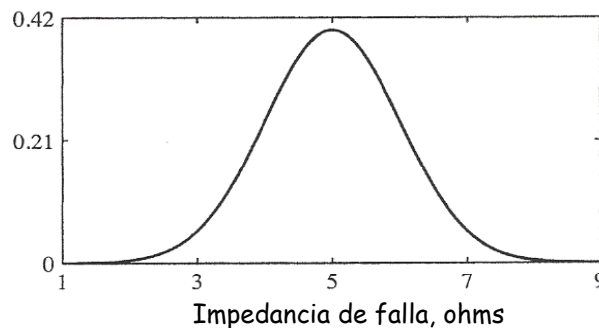


Figura 3.12 Función densidad para la impedancia de falla

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

5. Tiempo de liberación de la falla, FCT. La respuesta de los dispositivos de protección para detectar y librar la falla del sistema, figura 3.13:

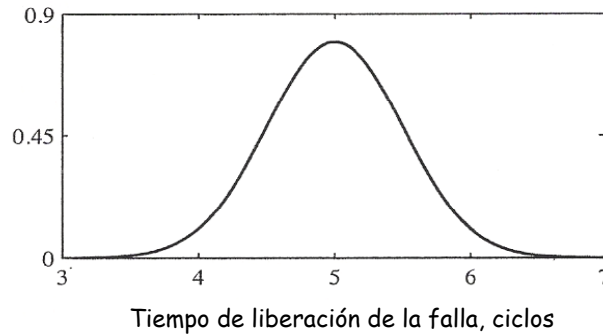


Figura 3.13 Función densidad para el tiempo de liberación de la falla

6. Tiempo de recierre, FRT. La mayor parte de las fallas sobre el sistema son de naturaleza transitoria y se dispersan tan pronto como la línea es des-energizada, así que el servicio puede ser restaurado en un tiempo relativamente corto, figura 3.14:

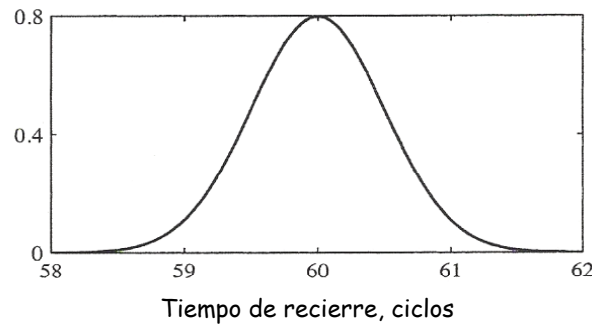


Figura 3.14 Función densidad para el tiempo de recierre

7. Duración de la falla, FD. La causa más común de fallas sobre las líneas de transmisión son las descargas atmosféricas por lo que la duración de la falla es de tipo transitorio, figura 3.15:

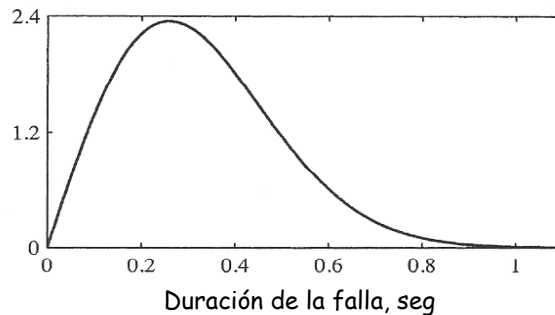


Figura 3.15 Función densidad para la duración de la falla

3 ■ Métodos para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración

El procedimiento de muestreo será dirigido al suponer que el comportamiento de cada uno de los factores mencionados puede ser modelado por una variable aleatoria y representado por una función de distribución de probabilidad de la forma (3.9) [41]:

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(\xi) d\xi \quad (3.9)$$

donde $f(\xi)$ es la función densidad de la variable aleatoria.

El vector S_k adquirirá la forma de (3.10):

$$S_k = \{ FT_i, FL_j, FII, FIMP, FCT, FRT, FD \} \quad (3.10)$$

En el proceso de simulación Monte Carlo para cada muestra del vector S_k se determina un voltaje V_k en un bus específico j . La magnitud de la variación de voltaje en el bus j , V_j originada de k eventos de falla de corto circuito sobre el sistema de potencia estará expresada por (3.11) [40]:

$$\bar{V}_j = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N V_k \quad (3.11)$$

y la varianza de las muestras de voltaje, será definida como (3.12):

$$V_j(k) = \frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N (V_k - \bar{V}_j)^2 \quad (3.12)$$

donde N es el número de muestras requerido.

La figura 3.16 presenta un ejemplo de convergencia de la simulación Monte Carlo [40]:

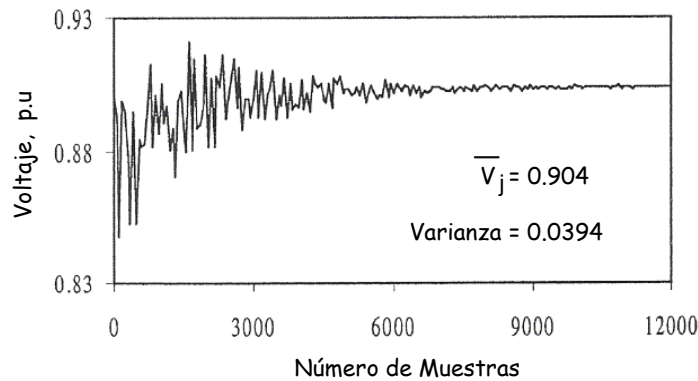


Figura 3.16 Magnitud de voltaje V_j [40]

Finalmente la función de distribución $F(x)$, figura 3.17 que indicará la probabilidad de que se presente una magnitud de variación de voltaje de la forma $P(v_k \leq x)$ ó $P(v_k > x)$ al ocurrir un evento de falla es evaluada con los siguientes parámetros [41]:

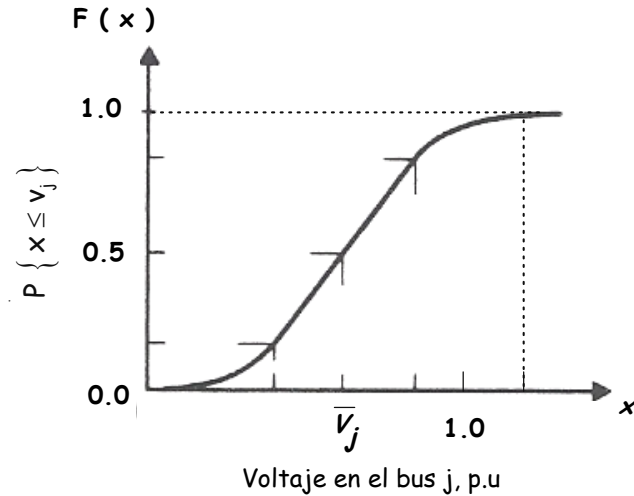
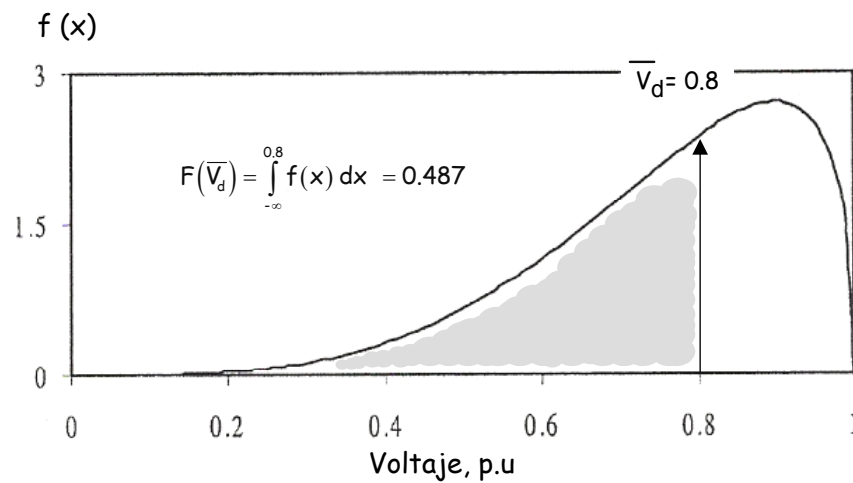


Figura 3.17 Ejemplo de una función de distribución de probabilidad de las variaciones de voltaje en el bus j

- I. Contabilizar las muestras de voltaje como Histogramas.
- II. Utilizar una función densidad especificada con la media (3.11) y la varianza (3.12) obtenidas en la simulación Monte Carlo, figura 3.18.



$$F(v_k) = P(x \leq v_k) = \int_{-\infty}^{v_k} f(\xi) d\xi \quad (3.13)$$

$$P(x > v_k) = 1 - F(v_k) \quad (3.14)$$

Figura 3.18 Ejemplo de una función densidad de probabilidad resultante de las variaciones de voltaje en el bus j [40]

La probabilidad de que la magnitud de una variación de voltaje en un bus j sea menor ó igual a un cierto valor puede ser utilizada como un Índice de Riesgo $R_{I(\%)}$ [40]. La figura 3.18 muestra que el área bajo la curva de $f(x)$ define R_I para una magnitud de voltaje 0.8 p.u como (3.15):

$$R_I = F(v_d) \times 100 = 48.7\% \quad (3.15)$$

Metodología para Predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración utilizando Simulación Monte Carlo

La simulación por el método Monte Carlo es una técnica que permite predecir las condiciones de confiabilidad y calidad en un sistema eléctrico de potencia al modelar en forma estocástica la incidencia de los eventos a través de funciones de distribución de probabilidad de tipo discreta ó continua [54].

La información utilizada durante la simulación Monte Carlo es recopilada de diversas fuentes: base de datos de fabricantes, usuarios, compañía suministradora ó literatura del dominio público y es necesario puntualizar que el grado de precisión de los resultados estará en función de la disponibilidad de los datos requeridos [56]. Los informes de monitoreo también pueden ser empleados para evaluar las condiciones en el suministro de energía en equipos electrónicos que se encuentren en servicio, pero requieren de extensos periodos de registro de muestras para establecer una distribución estadística confiable [1,56].

4.1 Metodología

La metodología que se emplea para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración utilizando Simulación Monte Carlo y evaluar su impacto en los equipos electrónicos durante el disturbio es la siguiente:

- 1) Establecer el Área del Sistema Eléctrico de Potencia donde se realizará el estudio probabilístico de corto circuito.
- 2) Obtener los datos estadísticos de los eventos de corto circuito sobre el Sistema de Potencia para el Tipo, Localización, Impedancia y Tiempo de Liberación de la Falla.
- 3) Determinar los parámetros R, X de sec (+) y sec (0) de Generadores, Líneas de Transmisión, Alimentadores de Distribución y Transformadores.
- 4) Aplicar eventos de falla de corto circuito en forma probabilística.
- 5) Calcular y contabilizar a través de Histogramas las depresiones ó sags de voltaje en un bus bajo estudio.
- 6) Aproximar los Histogramas de los sags voltaje a una función de distribución de probabilidad Weibull.
- 7) Especificar las curvas de tolerancia a las variaciones de voltaje de las cargas electrónicas instaladas en el bus de estudio.
- 8) Determinar el Índice de Riesgo de Falla de las cargas electrónicas.

4.2 Sistema de Prueba Roy Billinton, RBTS

El estudio probabilístico de fallas de corto circuito por el método de simulación Monte Carlo será aplicado al sistema de prueba Roy Billinton [39,59] mostrado en la figura 4.1 para predecir eventos de variaciones de voltaje de corta duración en los buses de carga.

El sistema de prueba Roy Billinton fue desarrollado en la Universidad de Saskatchewan para propósitos de investigación. Compuesto de 6 buses es lo suficientemente pequeño para permitir realizar diversos de estudios de confiabilidad y comparar diferentes métodos de simulación.

El sistema RBTS para este proyecto de tesis consiste de dos buses generadores, cuatro buses de carga y siete líneas de transmisión en un nivel de voltaje de 230 kV. Los datos de los bloques generadores y la red de transmisión son mostrados en la tabla 4.1 y 4.2 [39].

Tabla 4.1 Datos de las estaciones de generación del sistema RBTS: $100 \text{ MVA}_{\text{BASE}} - 13.8 \text{ kV}_{\text{BASE}}$

Bus	Impedancia, p.u de sec (+)		Impedancia, p.u de sec (0)	
	R^1	X^1	R^0	X^0
1	0.020	0.320	0.00	0.080
2	0.030	0.560	0.00	0.100

Tabla 4.2 Datos de la red de transmisión del sistema RBTS: $100 \text{ MVA}_{\text{BASE}} - 230 \text{ kV}_{\text{BASE}}$

Línea de Transmisión			Impedancia, p.u de sec (+)		Impedancia, p.u de sec (0)	
			R^1	X^1	R^0	X^0
L1	BUS-1	BUS-3	0.0684	0.360	0.274	0.640
L2	BUS-2	BUS-4	0.2280	0.704	0.592	1.780
L3	BUS-1	BUS-2	0.1824	0.960	0.474	2.400
L4	BUS-3	BUS-4	0.0456	0.240	0.182	0.600
L5	BUS-3	BUS-5	0.0456	0.240	0.182	0.600
L6	BUS-4	BUS-5	0.0456	0.240	0.182	0.600
L7	BUS-5	BUS-6	0.0456	0.240	0.182	0.600

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

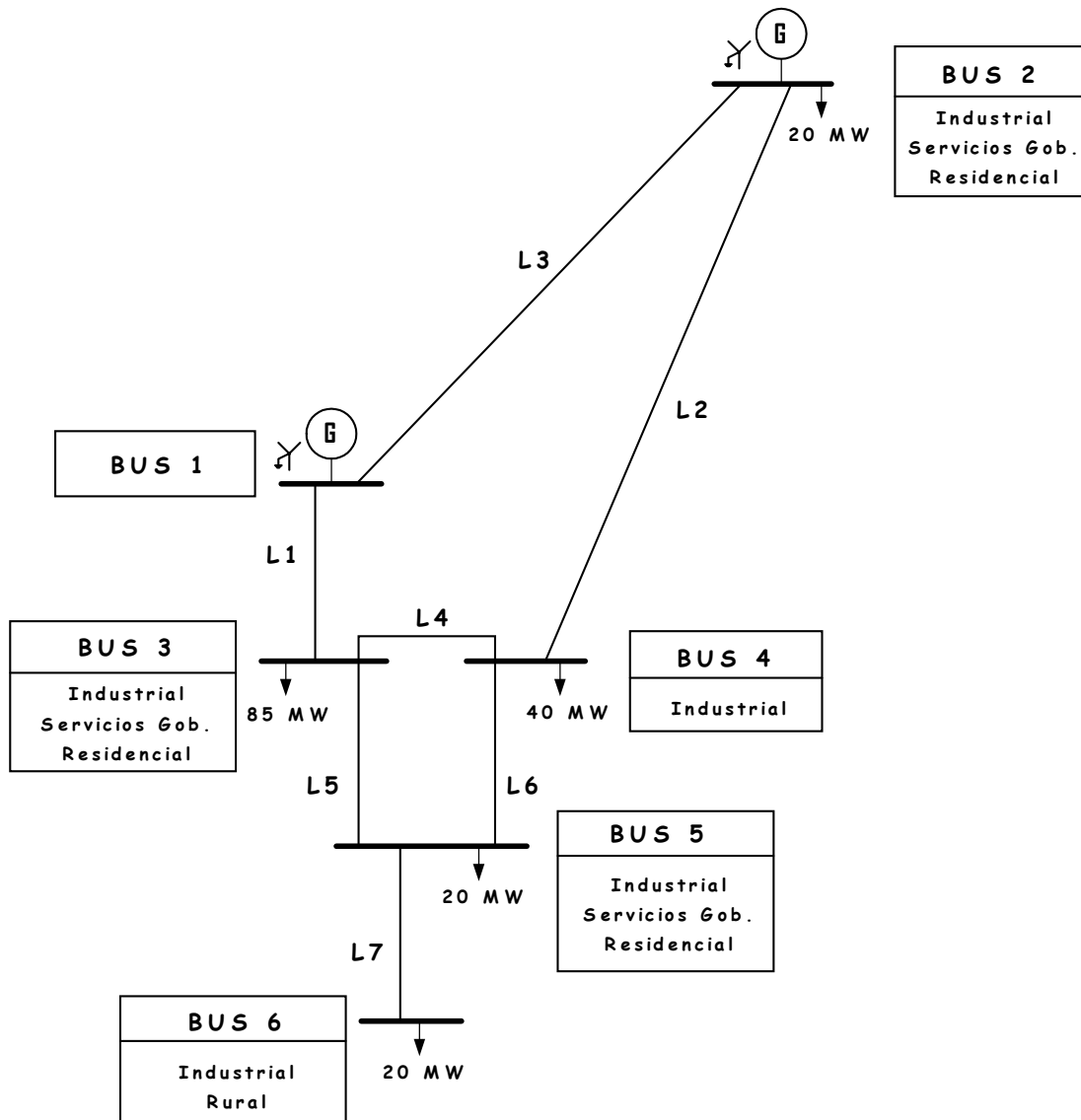


Figura 4.1 Sistema de Prueba Roy Billinton, RBTS

4.3 Generación Aleatoria de los Eventos

La generación de números aleatorios es la base para toda simulación Monte Carlo, así que los factores causantes de incertidumbre en un estudio para predecir variaciones de voltaje de corta duración son modelados a partir de una función densidad de probabilidad [40].

La aproximación de muestreo de estado del vector S_k (3.8) utilizado para determinar los eventos de falla sobre el sistema de potencia es dirigido bajo la siguiente estructura:

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

1. El tipo de falla FT_i se obtiene a partir del Histograma de la figura 4.2, la expresión (4.1) y la generación de números aleatorios U_i con una distribución uniforme entre [0,1] [39,40]:

$$FT_i = \begin{cases} F_{LT} & \text{si } U_1 < P(F_{LT}) \\ F_{2LT} & \text{si } [P(F_{LT}) + P(F_{2LT})] > U_1 \geq P(F_{LT}) \\ F_{3L} & \text{si } [P(F_{LT}) + P(F_{2LT}) + P(F_{3L})] > U_1 \geq [P(F_{LT}) + P(F_{2LT})] \\ F_{LL} & \text{si } U_1 \geq [P(F_{LT}) + P(F_{2LT}) + P(F_{3L}) + P(F_{LL})] \end{cases} \quad (4.1)$$

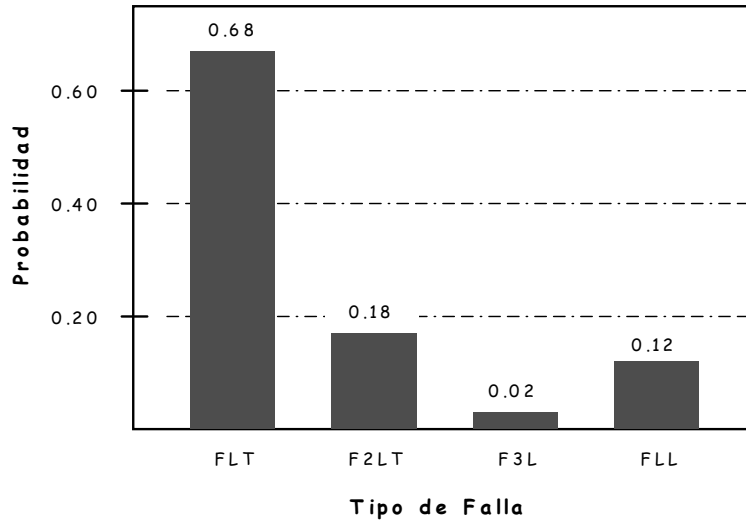


Figura 4.2 Histograma de probabilidad ó Función densidad discreta para el Tipo de Falla

2. El comportamiento aleatorio en la localización de la falla será supuesto en buses ó líneas de transmisión, el evento FL_j es seleccionado al generar un número aleatorio U_2 distribuido en forma uniforme entre [0,1] y expandir la expresión (4.1) en base al Histograma de probabilidad de la figura 4.3:

$$FL_j = \begin{cases} BUS-1 & \text{si } U_2 < P(BUS-1) \\ BUS-2 & \text{si } [P(BUS-1) + P(BUS-2)] > U_2 \geq P(BUS-1) \\ \vdots & \vdots \\ LIN-7 & \text{si } U_2 \geq [P(BUS-1) + P(BUS-2) + \dots + P(LIN-1) + \dots + P(LIN-7)] \end{cases} \quad (4.2)$$

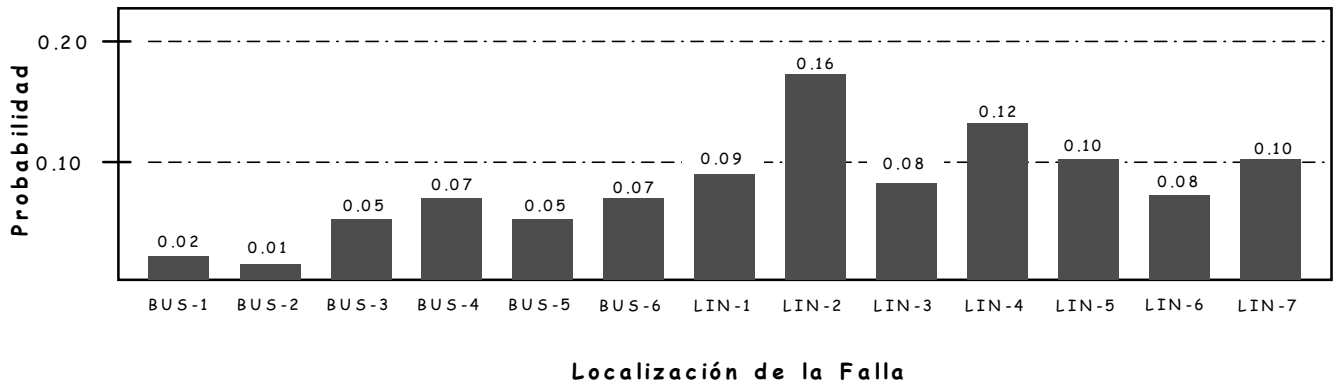


Figura 4.3 Histograma de probabilidad ó Función densidad discreta para la Localización de la Falla

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

3. La impedancia de la falla, **FIMP** será determinada con una función densidad normal con parámetros [$\mu = 5 \Omega$ y $\sigma = 1.33 \Omega$] mostrada en la figura 4.4:

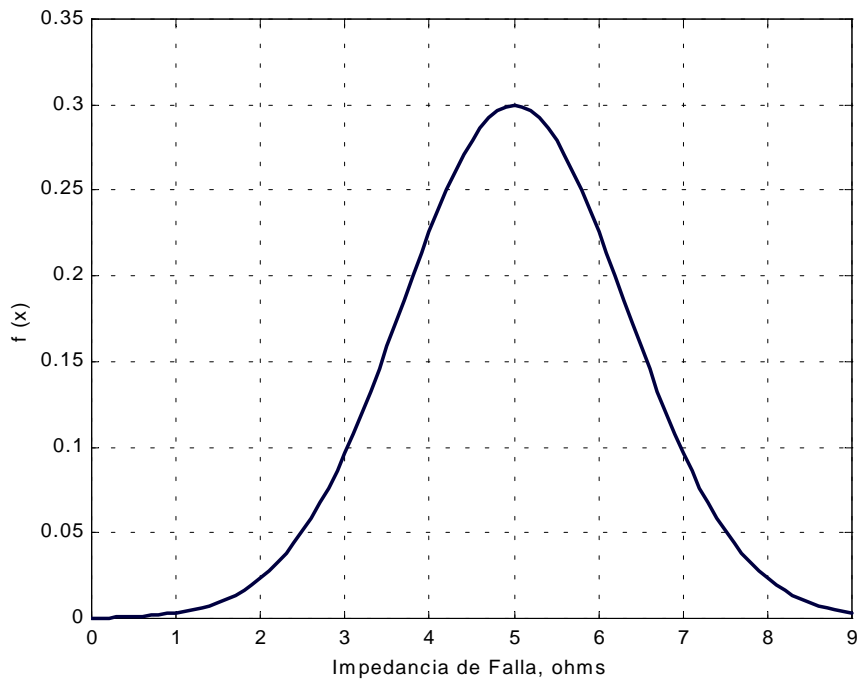


Figura 4.4 Función densidad Normal para la Impedancia de falla

4. El Tiempo de liberación de la falla (**t_k**) será modelado con una función densidad normal con parámetros [$\mu = 0.45$ seg y $\sigma = 0.116$ seg] mostrada en la figura 4.5, considerando fallas transitorias, variaciones de voltaje rectangulares y evaluando la probabilidad de que los eventos tengan una duración $\leq t_k$.

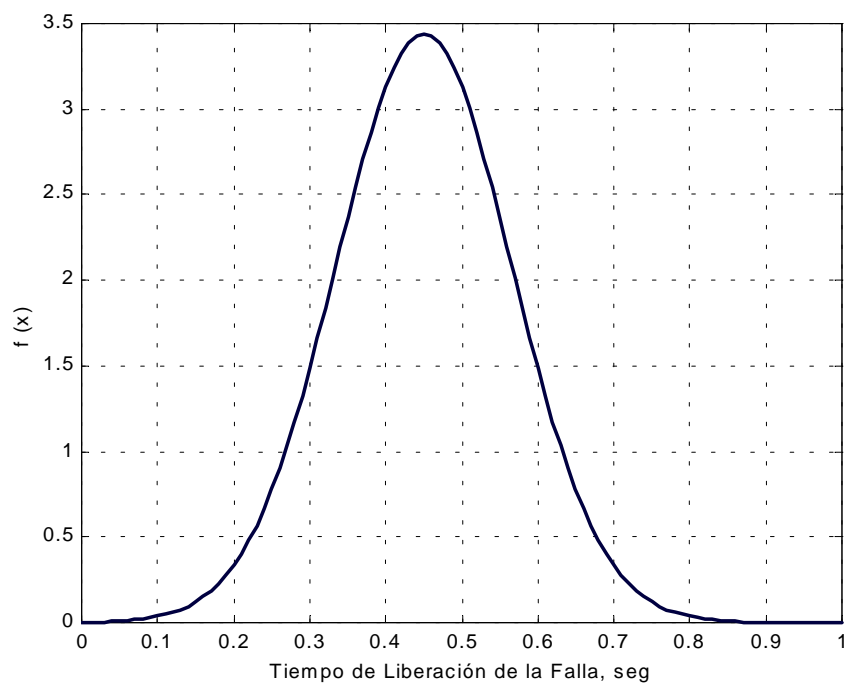


Figura 4.5 Función densidad Normal para el tiempo de liberación de una falla de corto circuito transitoria

4.4 Diagrama de Flujo del estudio probabilístico de fallas de corto circuito por el Método de Simulación Monte Carlo

El programa de aplicación donde se realizó el estudio para predecir en forma probabilística los eventos de variaciones de voltaje de corta duración, específicamente depresiones ó sags de voltaje fue desarrollado en lenguaje FORTRAN POWER STATION 4.0, apéndice B. El algoritmo del estudio es mostrado en la figura 4.6 y consiste de los siguientes elementos:

- i. El Modelo probabilístico del disturbio que será utilizado es una Aproximación de Muestreo de Estado.
- ii. Los parámetros aleatorios del sistema de potencia que se deben considerar son las unidades de generación y las líneas de transmisión que se encuentran en servicio.
- iii. La generación de números aleatorios para estructurar el vector SK en base a las funciones densidades de probabilidad de los eventos es realizada con subrutinas de la librería IMSL [60].
- iv. El programa de Corto Circuito [24,55] determinará la depresión voltaje V_k más significativa durante el disturbio en el bus de estudio j al definir el tipo, localización e Impedancia de la falla en el vector SK .
- v. El criterio de convergencia α indicará el número de muestras requerido en la simulación.
- vi. La magnitud de la depresión de voltaje resultante de k eventos de falla sobre el sistema de potencia es representada por la media V_j , la varianza de las muestras y los Histogramas de voltaje de V_k .

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

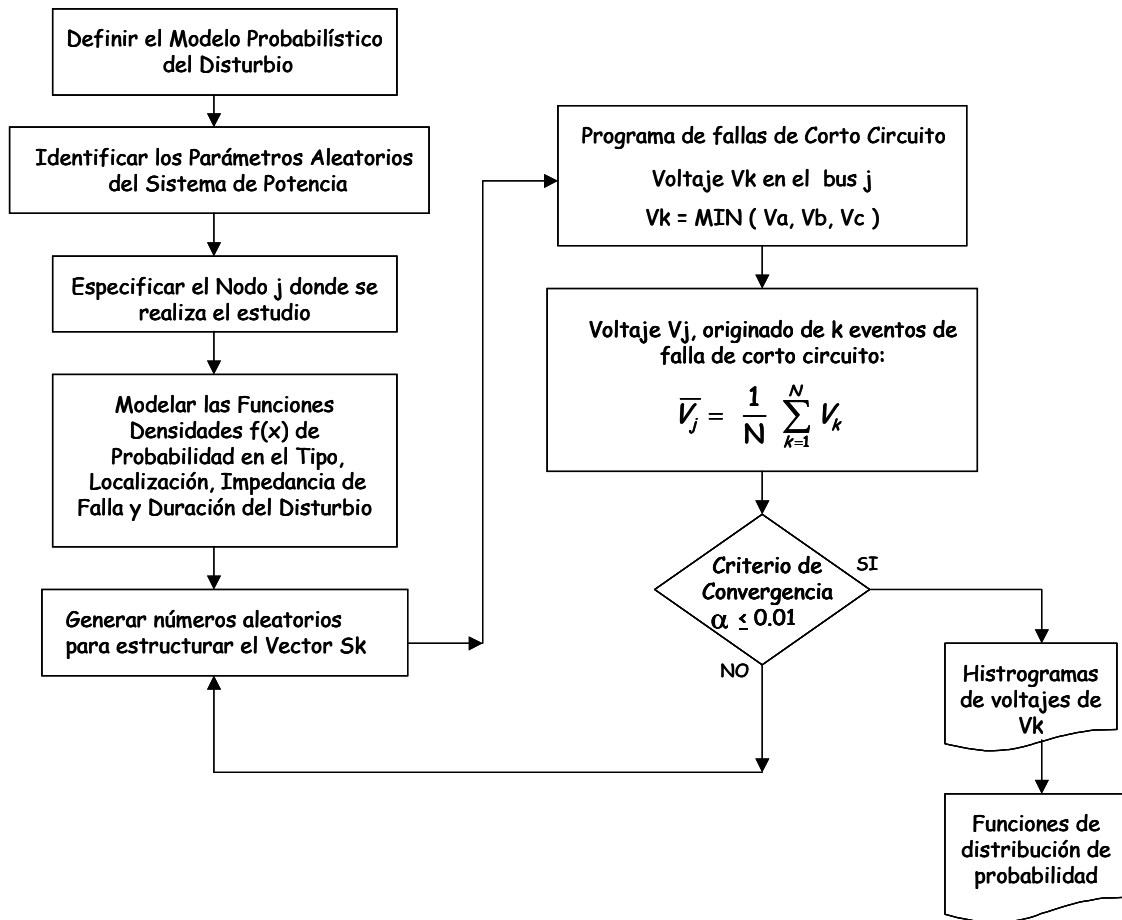


Figura 4.6 Diagrama de Flujo para el estudio probabilístico de Variaciones de Voltaje de corta duración

La disposición de la información en el archivo de datos para el estudio de variaciones de voltaje de corta duración es presentada en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Archivos de datos RBTS.dat

Roy Billinton Test System, RBTS.dat

**Probabilidad de presentarse una falla en Nodos y Líneas de Transmisión

BUS-1	0.020	LIN-1	0.090
BUS-2	0.010	LIN-2	0.160
BUS-3	0.050	LIN-3	0.080
BUS-4	0.070	LIN-4	0.120
BUS-5	0.050	LIN-5	0.100
BUS-6	0.070	LIN-6	0.080
		LIN-7	0.100
		0	

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

**Z"d (p.u) de Generadores, sec(+)

	R ¹	X ¹
BUS-1	0.02000	0.32000
BUS-2	0.03000	0.56000

0

**Zpq (p.u) de las L T, sec(+)

		R ¹	X ¹
BUS-1	LIN-1	0.03420	0.18000
LIN-1	BUS-3	0.03420	0.18000
BUS-2	LIN-2	0.11400	0.35200
LIN-2	BUS-4	0.11400	0.35200
BUS-1	LIN-3	0.09120	0.48000
LIN-3	BUS-2	0.09120	0.48000
BUS-3	LIN-4	0.02280	0.12000
LIN-4	BUS-4	0.02280	0.12000
BUS-3	LIN-5	0.02280	0.12000
LIN-5	BUS-5	0.02280	0.12000
BUS-4	LIN-6	0.02280	0.12000
LIN-6	BUS-5	0.02280	0.12000
BUS-5	LIN-7	0.02280	0.12000
LIN-7	BUS-6	0.02280	0.12000

0

**Probabilidad del tipo de falla

FLT	0.680
F2LT	0.180
F3L	0.020
FLL	0.120

0

**Nodo donde se realiza el estudio

BUS-2

**Z0 (p.u) de Generadores, sec(0)

	R ⁰	X ⁰
BUS-1	0.00000	0.08000
BUS-2	0.00000	0.10000

0

**Zpq (p.u) de las L T, sec(0)

		R ⁰	X ⁰
BUS-1	LIN-1	0.13700	0.32000
LIN-1	BUS-3	0.13700	0.32000
BUS-2	LIN-2	0.29600	0.89000
LIN-2	BUS-4	0.29600	0.89000
BUS-1	LIN-3	0.23700	1.20000
LIN-3	BUS-2	0.23700	1.20000
BUS-3	LIN-4	0.09120	0.30000
LIN-4	BUS-4	0.09120	0.30000
BUS-3	LIN-5	0.09120	0.30000
LIN-5	BUS-5	0.09120	0.30000
BUS-4	LIN-6	0.09120	0.30000
LIN-6	BUS-5	0.09120	0.30000
BUS-5	LIN-7	0.09120	0.30000
LIN-7	BUS-6	0.09120	0.30000

0

4.5 Resultados del Estudio de Variaciones de Voltaje de corta duración en el Sistema RBTS

Se realizaron simulaciones para predecir eventos de variaciones de voltaje en forma probabilística en los buses 2, 3, 4, 5 y 6 del sistema RBTS. Los resultados obtenidos son mostrados en la tabla 4.4. En la tabla 4.5 y 4.6 se presenta parte del archivo de resultados del programa utilizado para predecir interrupciones y sags de voltaje en los buses 2 y 5. Los Histogramas de las muestras de voltaje de V_k y el proceso de convergencia de V_j para estos buses son expuestos en las figuras 4.7 – 4.10.

Tabla 4.4 Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración (sags) en el Sistema Roy Billinton

	V _j (p.u)	Varianza (p.u)	alpha	No de Muestras
BUS-2	0.7111	0.0147	0.01	286
BUS-3	0.3648	0.0349	0.01	2615
BUS-4	0.3160	0.0337	0.01	3369
BUS-5	0.2723	0.0383	0.01	5164
BUS-6	0.2342	0.0458	0.01	8355

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

Tabla 4.5 Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración en el BUS-2

				Va	Vb	Vc	Vk	Vj	Var	alpha
1	Falla	Línea-Línea	BUS-3	1.0000	0.7519	0.6898	0.6898	0.6898	0.0000	0.000000
2	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.7832	0.9417	0.9774	0.7832	0.7365	0.0022	0.044798
3	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-6	0.9574	0.8136	0.7940	0.7940	0.7557	0.0018	0.032620
4	Falla	2 Líneas-Tierra	LIN-2	0.8909	0.5740	0.5396	0.5396	0.7016	0.0100	0.071160
5	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.7919	0.9453	0.9781	0.7919	0.7197	0.0088	0.058230
6	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.8367	0.9565	0.9825	0.8367	0.7392	0.0089	0.052180
7	Falla	Línea-Tierra	BUS-1	0.5633	0.8887	0.9395	0.5633	0.7141	0.0112	0.056090
8	Falla	2 Líneas-Tierra	LIN-2	0.8897	0.5761	0.5368	0.5368	0.6919	0.0131	0.058397
9	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.7420	0.9352	0.9739	0.7420	0.6975	0.0117	0.051641
10	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.7595	0.9368	0.9755	0.7595	0.7037	0.0107	0.046540
11	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.8362	0.9568	0.9821	0.8362	0.7157	0.0111	0.044391
12	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.6447	0.9259	0.9630	0.6447	0.7098	0.0105	0.041635
13	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.6439	0.9263	0.9625	0.6439	0.7047	0.0099	0.039188
14	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.7804	0.9431	0.9775	0.7804	0.7101	0.0095	0.036744
15	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.7834	0.9416	0.9776	0.7834	0.7150	0.0092	0.034608
16	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.7823	0.9421	0.9768	0.7823	0.7192	0.0088	0.032678
17	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.8360	0.9569	0.9819	0.8360	0.7261	0.0090	0.031760
18	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.7588	0.9372	0.9750	0.7588	0.7279	0.0086	0.029968
19	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.7589	0.9371	0.9751	0.7589	0.7295	0.0081	0.028367
20	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.7787	0.9439	0.9762	0.7787	0.7320	0.0078	0.027020
21	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.6449	0.9258	0.9632	0.6449	0.7279	0.0078	0.026440
22	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-4	0.9150	0.6785	0.6482	0.6482	0.7242	0.0077	0.025802
23	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.7584	0.9374	0.9747	0.7584	0.7257	0.0074	0.024686
24	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-4	0.9148	0.6788	0.6478	0.6478	0.7225	0.0073	0.024145
25	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.7824	0.9421	0.9768	0.7824	0.7249	0.0071	0.023309
26	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.8361	0.9568	0.9821	0.8361	0.7291	0.0073	0.022995
27	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.7136	0.9210	0.9670	0.7136	0.7286	0.0070	0.022158
28	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.7420	0.9352	0.9738	0.7420	0.7291	0.0068	0.021347
29	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.8361	0.9568	0.9820	0.8361	0.7327	0.0069	0.021084
30	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.7421	0.9351	0.9739	0.7421	0.7331	0.0067	0.020364
31	Falla	Línea-Línea	LIN-3	1.0000	0.6771	0.6317	0.6317	0.7298	0.0068	0.020269
32	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.7150	0.9203	0.9682	0.7150	0.7293	0.0066	0.019648
33	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.7139	0.9209	0.9673	0.7139	0.7289	0.0064	0.019066
34	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.7915	0.9455	0.9778	0.7915	0.7307	0.0063	0.018616
35	Falla	Línea-Tierra	LIN-3	0.6736	0.9379	0.9559	0.6736	0.7291	0.0062	0.018251
36	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.7918	0.9453	0.9780	0.7918	0.7308	0.0061	0.017850
37	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.7142	0.9207	0.9675	0.7142	0.7304	0.0060	0.017382
38	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.7803	0.9432	0.9774	0.7803	0.7317	0.0059	0.016981

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

Tabla 4.6 Resultados del estudio de variaciones de voltaje de corta duración en el BUS-5

				Va	Vb	Vc	Vk	Vj	Var	alpha
1	Falla	Línea-Línea	BUS-3	1.0000	0.5028	0.5016	0.5016	0.5016	0.0000	0.000000
2	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.0860	1.0116	1.1048	0.0860	0.2938	0.0432	0.500070
3	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-6	1.0823	0.3236	0.3254	0.3236	0.3037	0.0218	0.280557
4	Falla	2 Líneas-Tierra	LIN-2	0.9973	0.3960	0.3737	0.3737	0.3212	0.0154	0.193418
5	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.0147	1.0387	1.1312	0.0147	0.2599	0.0266	0.280675
6	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.2193	1.0288	1.1018	0.2193	0.2531	0.0215	0.236569
7	Falla	Línea-Tierra	BUS-1	0.2048	0.8917	0.9050	0.2048	0.2462	0.0182	0.207174
8	Falla	2 Líneas-Tierra	LIN-2	0.9965	0.4007	0.3678	0.3678	0.2614	0.0172	0.177522
9	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.1334	1.0001	1.0890	0.1334	0.2472	0.0167	0.174235
10	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.1647	0.9907	1.0814	0.1647	0.2390	0.0155	0.164513
11	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.2178	1.0281	1.1024	0.2178	0.2370	0.0139	0.150216
12	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.4283	0.9639	1.0309	0.4283	0.2530	0.0155	0.141947
13	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.4274	0.9638	1.0308	0.4274	0.2664	0.0163	0.133108
14	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.1119	1.0194	1.1053	0.1119	0.2554	0.0167	0.135130
15	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.0868	1.0118	1.1046	0.0868	0.2441	0.0172	0.138897
16	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.0831	1.0107	1.1054	0.0831	0.2341	0.0176	0.141763
17	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.2172	1.0278	1.1026	0.2172	0.2331	0.0165	0.133793
18	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.1631	0.9902	1.0816	0.1631	0.2292	0.0158	0.129335
19	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.1633	0.9903	1.0816	0.1633	0.2257	0.0152	0.125112
20	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.1073	1.0178	1.1066	0.1073	0.2198	0.0150	0.124682
21	Falla	Línea-Tierra	LIN-2	0.4286	0.9639	1.0309	0.4286	0.2297	0.0162	0.121068
22	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-4	1.0771	0.1080	0.1219	0.1080	0.2242	0.0161	0.120717
23	Falla	Línea-Tierra	LIN-4	0.1622	0.9900	1.0818	0.1622	0.2215	0.0155	0.117359
24	Falla	2 Líneas-Tierra	BUS-4	1.0770	0.1092	0.1201	0.1092	0.2168	0.0154	0.116718
25	Falla	Línea-Tierra	LIN-5	0.0834	1.0108	1.1053	0.0834	0.2115	0.0154	0.117412
26	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.2176	1.0280	1.1025	0.2176	0.2117	0.0148	0.112685
27	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.1677	0.9413	1.0320	0.1677	0.2101	0.0143	0.109539
28	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.1332	1.0001	1.0890	0.1332	0.2073	0.0140	0.107740
29	Falla	Línea-Tierra	LIN-7	0.2175	1.0280	1.1025	0.2175	0.2077	0.0135	0.103796
30	Falla	Línea-Tierra	BUS-4	0.1335	1.0002	1.0889	0.1335	0.2052	0.0132	0.102175
31	Falla	Línea-Línea	LIN-3	1.0000	0.7162	0.6695	0.6695	0.2202	0.0195	0.113839
32	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.1708	0.9414	1.0324	0.1708	0.2187	0.0189	0.111220
33	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.1683	0.9413	1.0321	0.1683	0.2171	0.0184	0.108775
34	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.0110	1.0382	1.1316	0.0110	0.2111	0.0191	0.112185
35	Falla	Línea-Tierra	LIN-3	0.7158	0.9434	0.9629	0.7158	0.2255	0.0256	0.119874
36	Falla	Línea-Tierra	BUS-5	0.0138	1.0386	1.1313	0.0138	0.2196	0.0261	0.122494
37	Falla	Línea-Tierra	LIN-1	0.1689	0.9413	1.0321	0.1689	0.2182	0.0254	0.120045
38	Falla	Línea-Tierra	LIN-6	0.1117	1.0194	1.1053	0.1117	0.2154	0.0250	0.119059

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

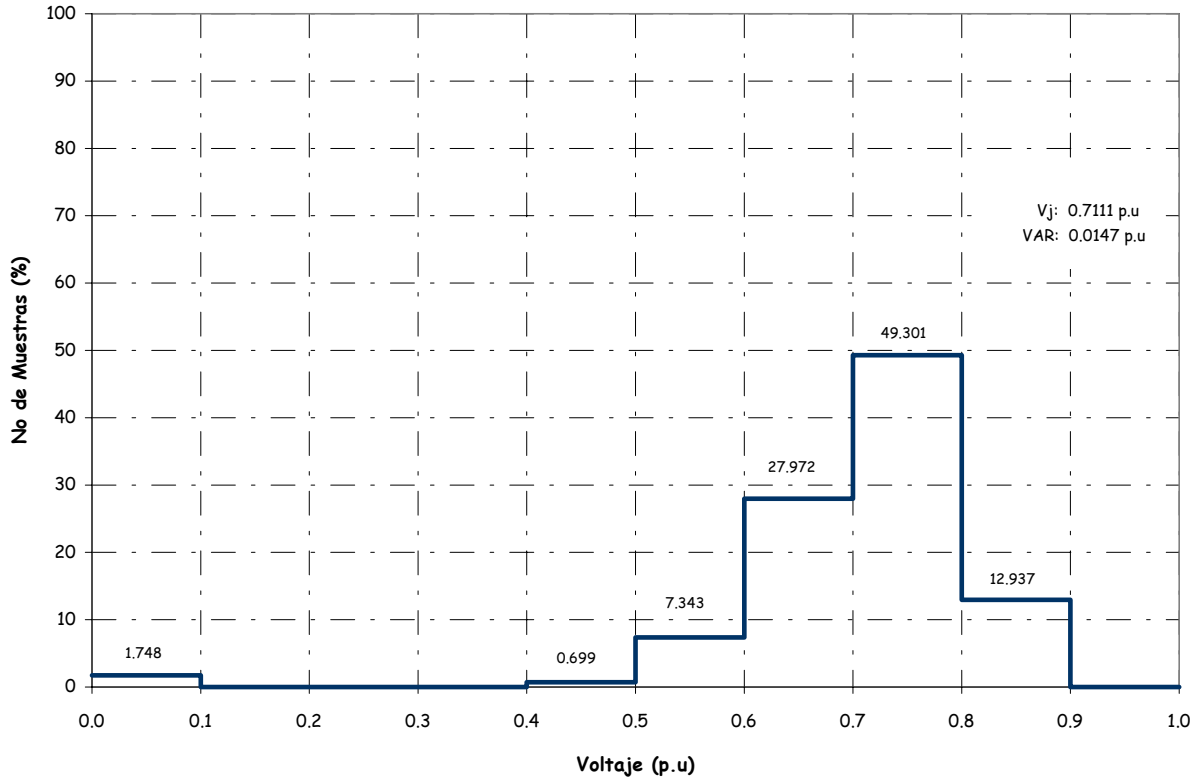


Figura 4.7 Histograma de Muestras de Voltaje Vj en el BUS-2

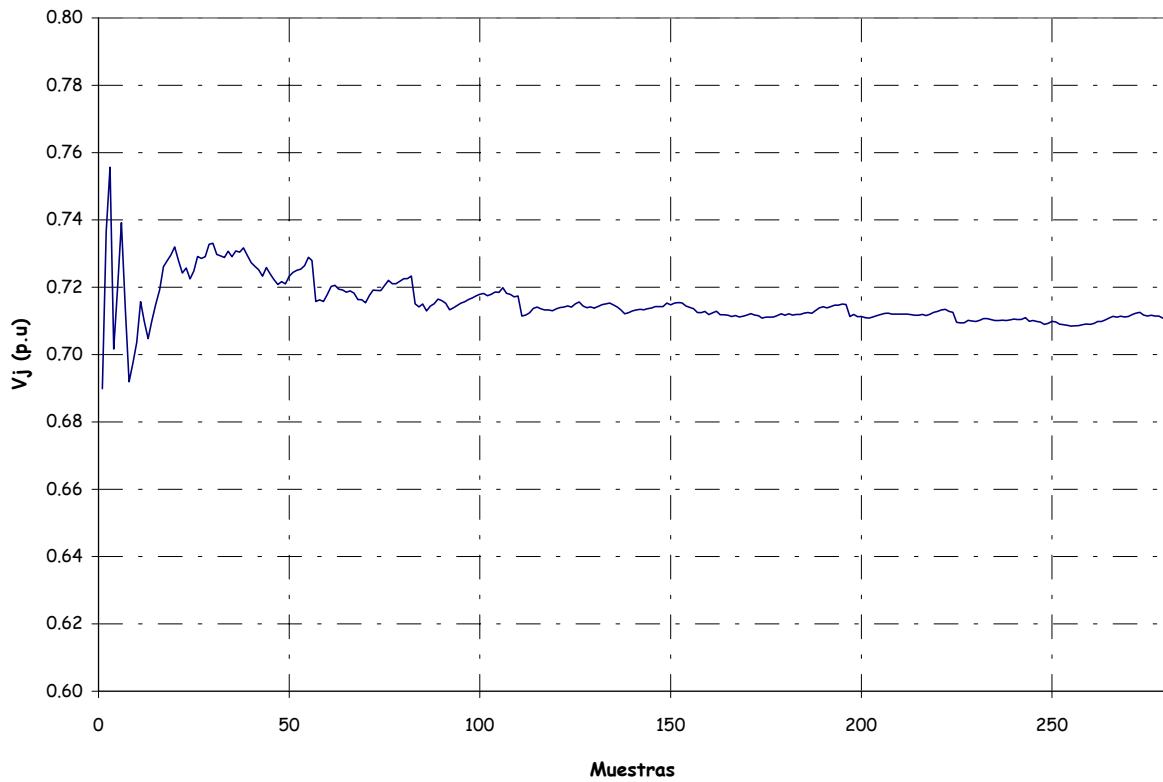


Figura 4.8 Convergencia en el Voltaje Vj del BUS-2

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

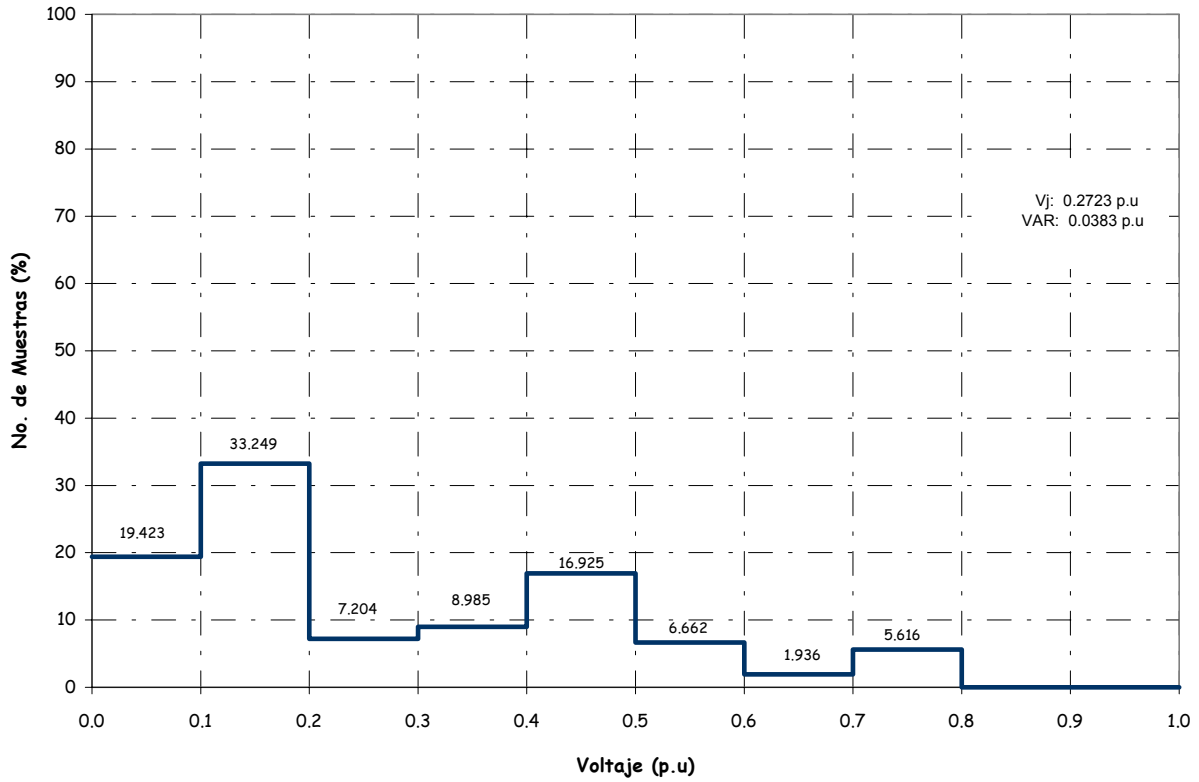


Figura 4.9 Histograma de Muestras de Voltaje V_k en el BUS-5

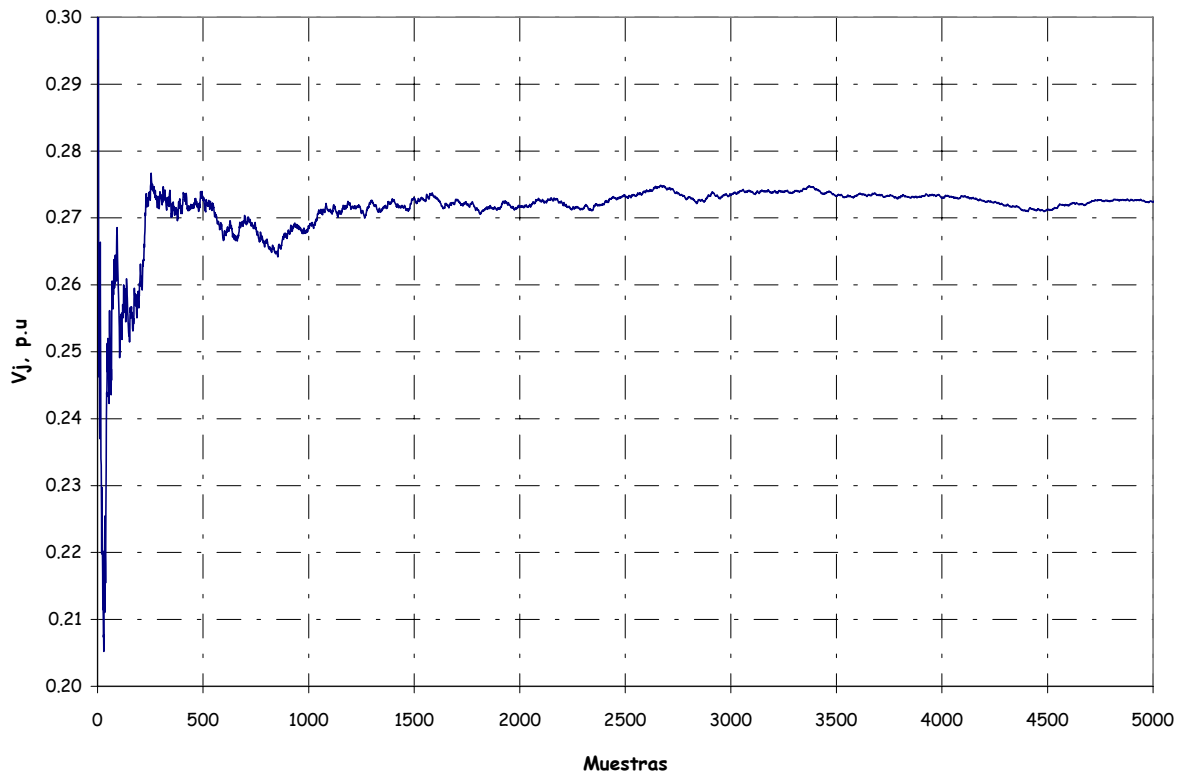


Figura 4.10 Convergencia en el Voltaje V_j del BUS-5

4.6 Aproximación Lineal de los Histogramas de Muestras de Voltaje de V_k a una Función de Distribución de Probabilidad Weibull

La función de distribución de probabilidad Weibull (4.3) es una importante herramienta en el análisis estadístico de datos obtenidos experimentalmente dado que no tiene una forma característica definida [51].

$$F(t) = \int_0^t \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^\beta} e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} dt = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad t \geq 0, \beta > 0, \alpha > 0 \quad (4.3)$$

Los diversos valores que adquieren los parámetros β y α admiten la flexibilidad de representar gráficamente los histogramas de las muestras a través de una función de distribución Weibull específica. El método gráfico de probabilidad utilizado en [51,53] para determinar los parámetros de la función de distribución Weibull intenta linealizar la función $F(x)$ de (4.3) a la forma $y = a + bx$ (4.4):

Al considerar: $F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta} \quad (4.4)$

$$\ln[1 - F(t)] = -\left(\frac{t}{\alpha}\right)^\beta$$

$$\ln\left[\ln\left(\frac{1}{1 - F(t)}\right)\right] = \beta \ln(t) - \beta \ln(\alpha)$$

se tiene:

$$y = \ln\left[\ln\left(\frac{1}{1 - F(t)}\right)\right]$$

$$x = \ln(t)$$

la forma lineal de $F(t)$ es:

$$y = \beta x - \beta \ln(\alpha)$$

Las figuras 4.11 - 4.14 muestran gráficamente los resultados de la Aproximación lineal de los Histogramas de voltaje de los buses 2 y 5 a una función Weibull. La función de distribución resultante para los buses del sistema RBTS es presentada en la tabla 4.7, se hace la observación que los parámetros obtenidos de la aproximación lineal son la base para encontrar la función $F(x)$ que se ajuste a las muestras de voltaje de V_k .

Tabla 4.7 Parámetros de la función de distribución Weibull de Voltaje V_k resultantes de la aproximación lineal en el sistema RBTS

	α	β
BUS-2	17.0	9.7
BUS-3	7.5	2.4
BUS-4	7.9	2.0
BUS-5	4.1	1.2
BUS-6	4.3	1.1

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

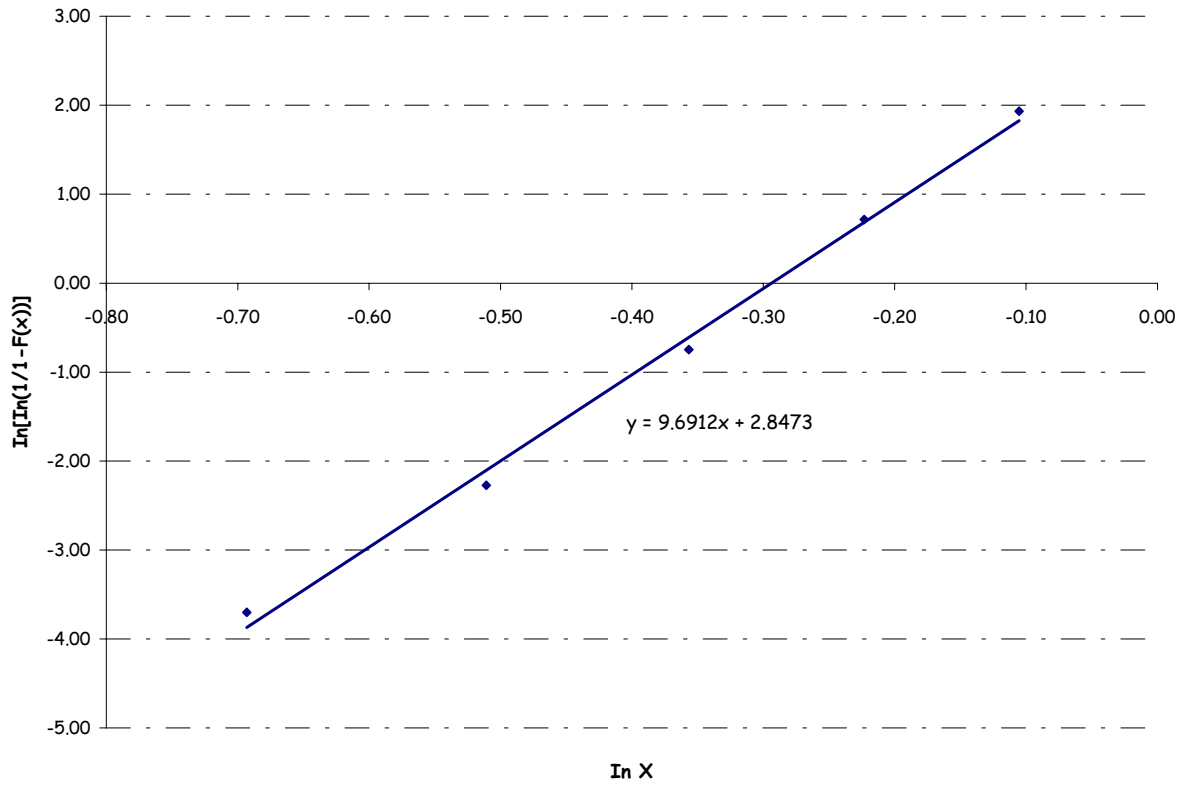


Figura 4.11 Aproximación Lineal a una Función de distribución Weibull del Histograma de Voltaje V_k del BUS-2

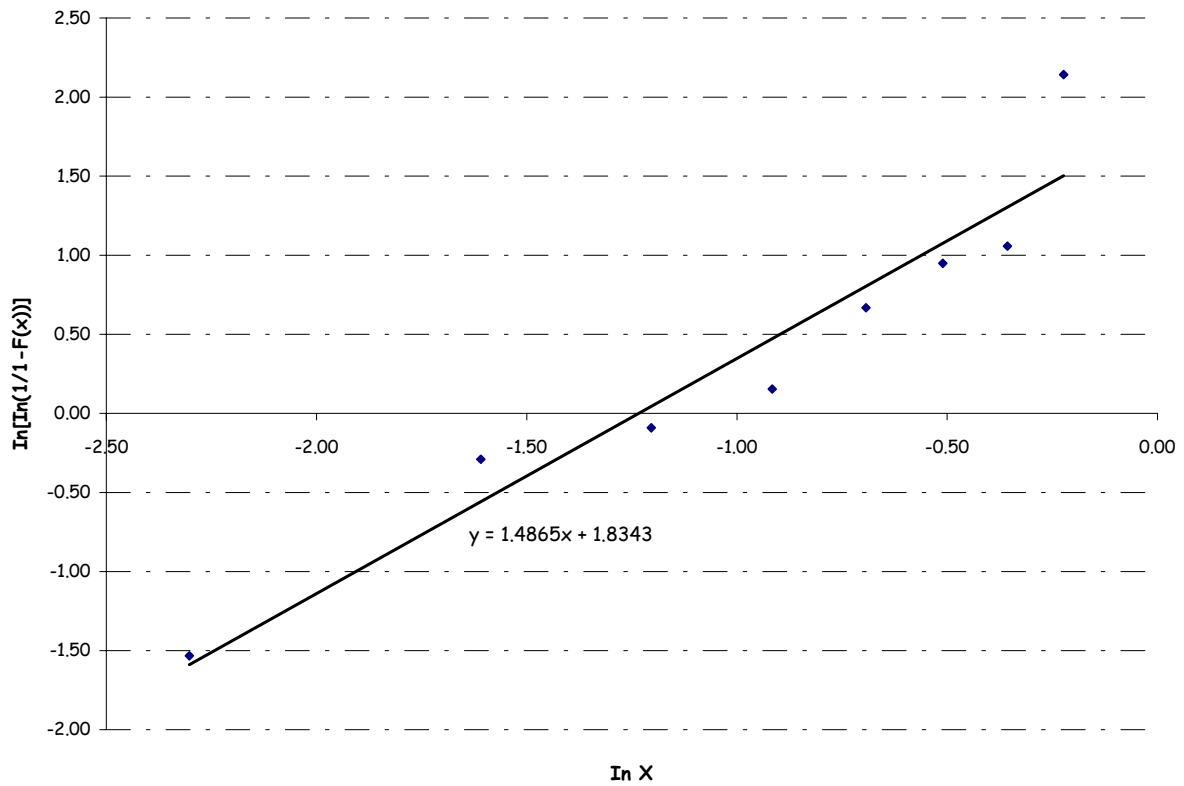


Figura 4.12 Aproximación Lineal a una Función de distribución Weibull del Histograma de Voltaje V_k del BUS-5

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

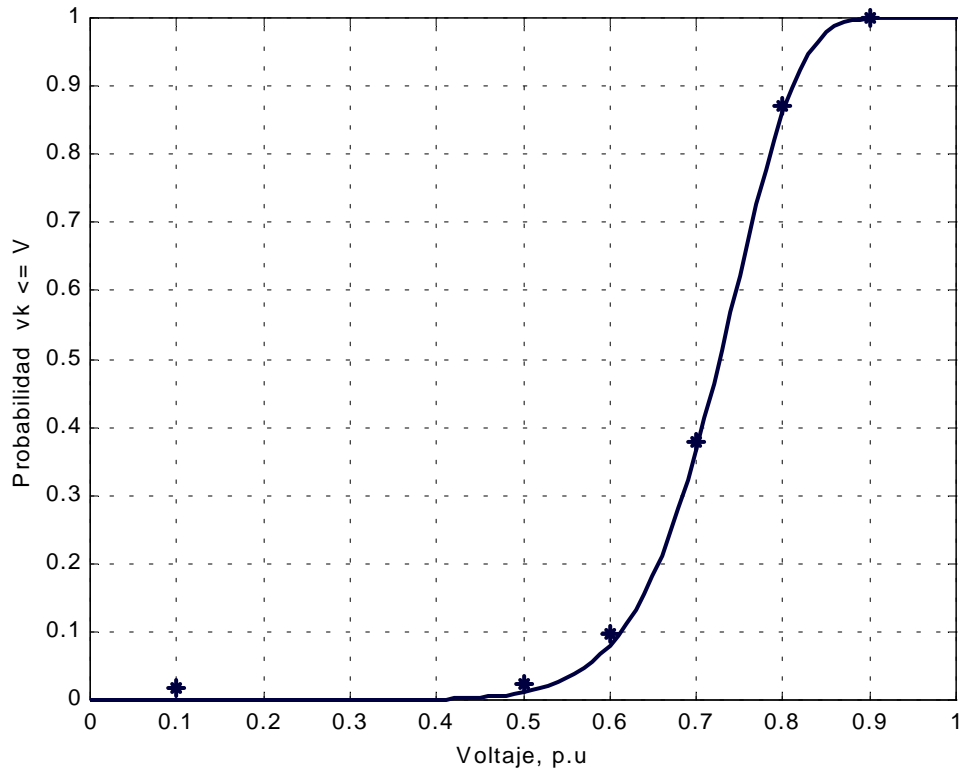


Figura 4.13 Función de Distribución de probabilidad Weibull del Voltaje V_k en el BUS-2

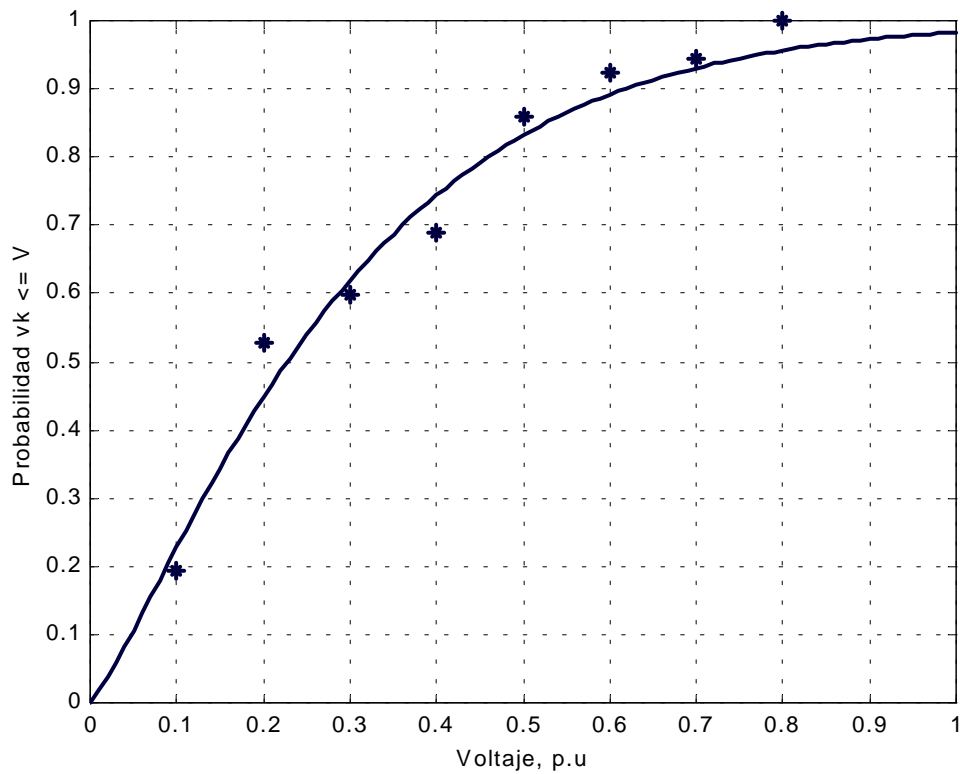


Figura 4.14 Función de Distribución de probabilidad Weibull del Voltaje V_k en el BUS-5

4.7 Índice de Riesgo de Falla de los Equipos Electrónicos

Determinar la probabilidad de que se presente un disturbio de interrupción ó depresión de voltaje de corta duración, figura 4.13 y 4.14 con una duración $t > t_k$, figura 4.15 en un bus donde se tiene equipo electrónico instalado establece un índice de Riesgo de Falla de la forma (4.5) [10,40] al predecir el porcentaje de eventos que se localizan fuera de los límites de las curvas de tolerancia de voltaje, figura 4.16:

$$R_F = P(v_k \leq V) P(t_k > t) \quad (4.5)$$

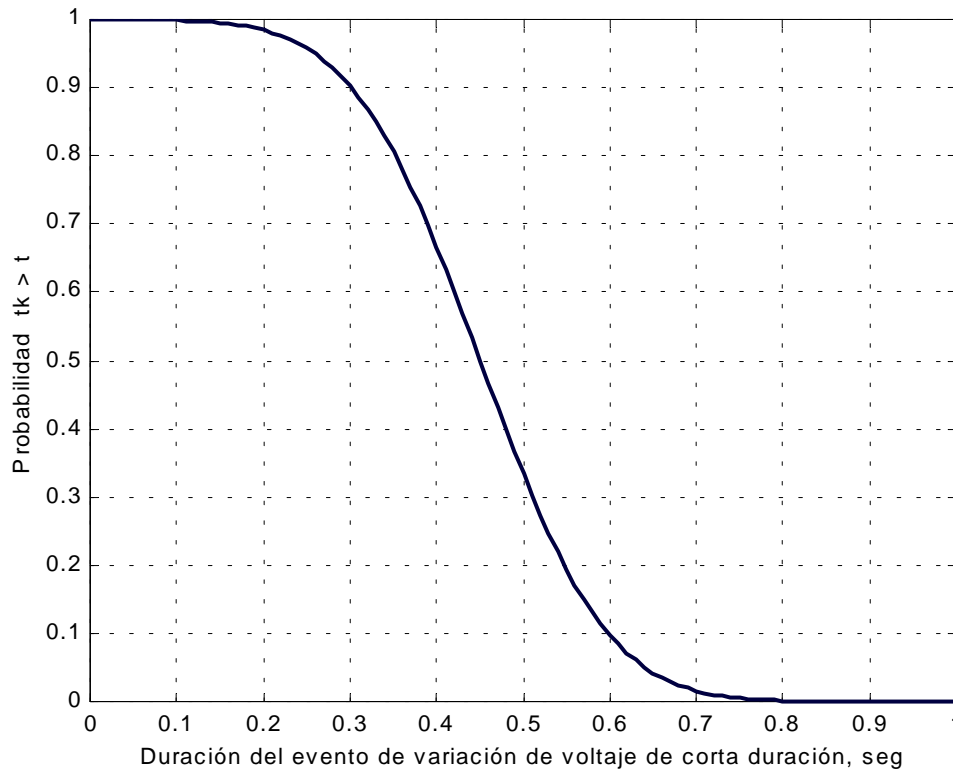


Figura 4.15 Función de Distribución de probabilidad en la duración de una variación de voltaje de corta duración originadas de fallas de corto circuito transitorias de la forma: $1 - F(t)$ para el sistema RBTS

Si se consideran los límites de tolerancia marcados gráficamente sobre la curva ITIC de la figura 3.4 [35] se obtienen 3 Índices de Riesgo de falla:

⇒ Interrupciones:

$$R_{F1} = P(v_k \leq 0.1 \text{ p.u}) P(t_k > 0.5 \text{ ciclos}) \quad (4.6)$$

⇒ Depresiones de Voltaje:

$$R_{F2} = P(v_k \leq 0.7 \text{ p.u}) P(t_k > 20 \text{ mseg}) \quad (4.7)$$

$$R_{F3} = P(v_k \leq 0.8 \text{ p.u}) P(t_k > 0.5 \text{ seg}) \quad (4.8)$$

4 ■ Eventos de Variaciones de voltaje de corta duración en el Sistema de Prueba RBTS

El Riesgo de falla para depresiones de voltaje sobre la curva ITIC será de la forma (4.9):

$$R_{Fsags} = R_{F2} + R_{F3} - R_{F2} \cap R_{F3} \quad (4.9)$$

La información de la tolerancia de voltaje de los equipos electrónicos también puede ser especificada por los fabricantes, figura 4.16. Así que el riesgo de falla será calculado de acuerdo a las requerimientos de los usuarios.

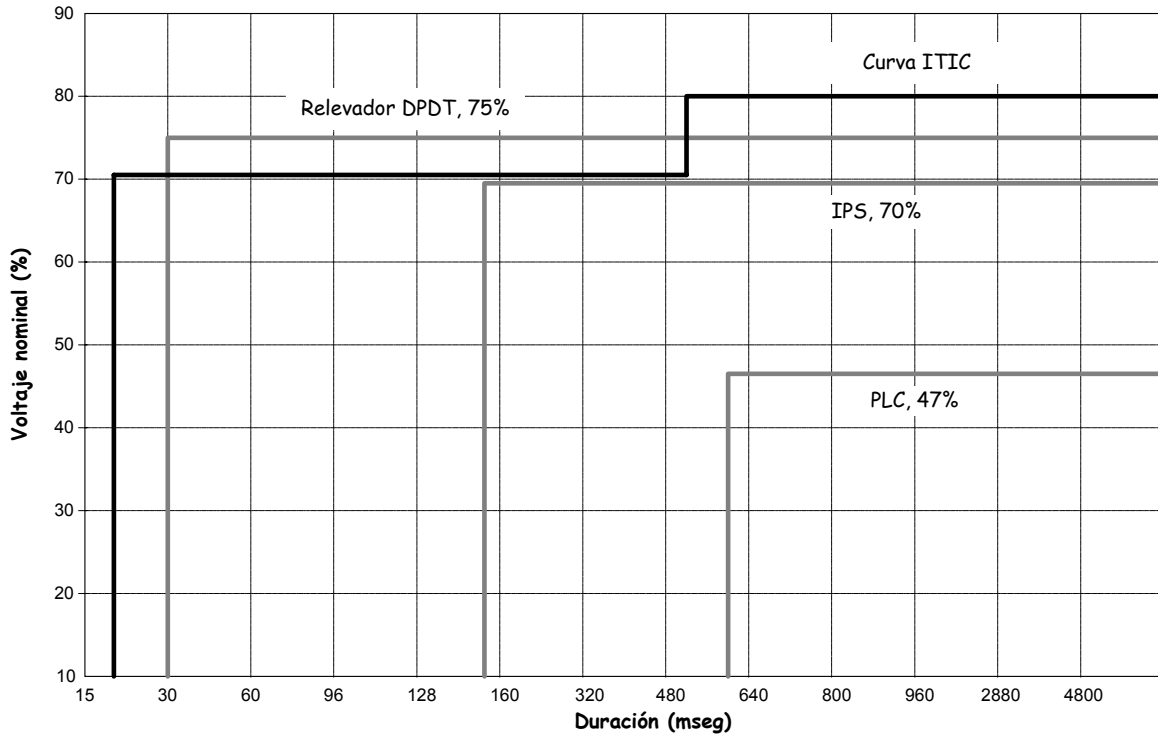


Figura 4.16 Curvas de tolerancia de voltaje especificadas [10]

Los resultados de la Simulación Monte Carlo en la predicción de eventos de variaciones de voltaje de corta duración en los buses 2 y 5 del sistema RBTS serán utilizados exclusivamente para ejemplificar la metodología de evaluar el Riesgo de Falla de los equipos electrónicos mostrados en la figura 4.16, tabla 4.8.

Tabla 4.8 Índice de Riesgo de Falla (R_F) para depresiones de voltaje de corta duración

	DPDT	IPS	PLC	ITIC
BUS-2	60%	38%	1%	54%
BUS-5	95%	93%	24%	96%

Conclusiones y Recomendaciones

En esta tesis se presenta una metodología que determina las funciones de distribución de probabilidad de las características de magnitud (p.u) y duración (seg) de los eventos de variaciones de voltaje de corta duración originados de fallas de corto circuito sobre el sistema de potencia utilizando el método de simulación Monte Carlo, así como un Índice de Riesgo de falla de los equipos electrónicos instalados en los nodos de los usuarios que son vulnerables a estos disturbios de voltaje.

5.1 Conclusiones

- La magnitud y duración de los disturbios de voltaje son características que definen principalmente los problemas en el voltaje de suministro a los usuarios.
- El análisis de los informes de los programas de monitoreo de calidad de la energía establecen que las variaciones de voltaje de corta duración representan básicamente conflictos de tipo económico entre los usuarios industriales que utilizan equipos electrónicos en sus procesos de producción y las compañías suministradoras.
- Predecir las características de los disturbios de voltaje permite evaluar el Riesgo de falla de los equipos electrónicos e identificar las posibles soluciones en las especificaciones del voltaje.
- El método de Simulación Monte Carlo modela los aspectos aleatorios de los factores que originan incertidumbre al presentarse una falla de corto circuito en el sistema de potencia con funciones densidades de probabilidad, especificadas de registros estadísticos de las compañías suministradoras. La veracidad de los resultados estará en función de la información disponible.
- Las funciones de distribución de probabilidad de magnitud (p.u) y duración (seg) de los eventos de variaciones de voltaje de corta duración utilizadas para evaluar el Riesgo de falla de los equipos electrónicos, también podrían ser utilizadas para justificar técnica y económicamente los proyectos de solución propuestos por los usuarios, la compañía suministradora o los fabricantes.

5.2 Recomendaciones para trabajos futuros

- ❖ Establecer programas de registros estadísticos de los principales factores causantes de incertidumbre (Tipo, Localización y Duración) al ocurrir una falla de corto circuito sobre el sistema de potencia por parte de las compañías suministradoras.
- ❖ Modelar la conexión de los transformadores en la red de sec (0) al determinar los voltajes durante las fallas en el programa de corto circuito.
- ❖ Evaluar el Riesgo de Falla de los equipos electrónicos considerando que las características de las variaciones de voltaje no son rectangulares.
- ❖ Determinar las Líneas de Transmisión, Buses y Generadores que deberán ser incluidos en el estudio probabilístico a través de las áreas de vulnerabilidad de un bus específico para Sistemas de Potencia de gran tamaño.
- ❖ Determinar el voltaje durante la falla incorporando el modelo dinámico de los motores de inducción al programa de corto circuito.

Bibliografía

- [1] **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality** IEEE Std 1159-1995, IEEE Standards Board New York 1995.
- [2] ARRILLAGA, Jos **Power Quality Following Deregulation** Proceedings of the IEEE, vol 88, no 2, February 2000, pp 246 – 260.
- [3] **IEEE Guide for service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbances** IEEE Std 1250-1995, IEEE Standards Board New York 1995.
- [4] **American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz)** ANSI C84.1 – 1995, American National Standards Institute (ANSI), 1995.
- [5] McGRANAGHAN, Mark F. **Voltage Sags in Industrial Systems** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 29, no 2, March/April 1993, pp 397 – 402.
- [6] BOLLEN, Math H. **Understanding Power Quality Problems - Voltage sags and Interruptions** IEEE Press series on Power Engineering, P. M. Anderson Series Editor, New York 2000.
- [7] FABIANO, Alves M. **Voltage sag: An overview of IEC and IEEE Standards and Application Criteria** Paper accepted for presentation at the International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP, 0 – 7803 – 5515 – 6 – 1999 IEEE.
- [8] **Classification of Electromagnetic Environments** IEC (International Electrotechnical Commission) Technical Committee 77 Working group 6 (Secretariat) 110 – R5, January 1991.
- [9] QADER, M. R. **Stochastic Prediction of Voltage sags in a large Transmission System** IEEE Transaction on Industry Applications, vol 35, no 1, January/February 1999, pp 152 – 162.
- [10] **IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment** IEEE Std 1346 – 1998, IEEE – SA Standards Board, May 1998.
- [11] **IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems** IEEE Std 493 – 1997, IEEE Standards Board, December 1997.
- [12] BROOKS, D. L. **Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance** IEEE Transaction on Power Delivery, vol 13, no 1, January 1998, pp 254 – 259.
- [13] **Testing and Measurement techniques Part 4 Section 11 - Voltage Dips, Short interruptions and voltage variations immunity test** IEC 1000 – 4 – 11 – 1994
- [14] DUGAN, C. Roger **Fast Tripping of Utility Breakers and Industrial Load Interruptions** IEEE Industry Applications Magazine, May/June 1996, pp 55 – 62.
- [15] BOLLEN, Math H. **Analysis of voltage dips for event identification** The Institution of Electrical Engineers ©2000 IEE, Savoy Place, London WC2R 0BL UK.

■ Bibliografía

- [16] VAN, E. Wagner **Power Quality and Factory Automation** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 26, no 4, July / August 1990, pp 620 – 626.
- [17] **IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants** IEEE Std 141 – 1993, IEEE Standards Board, Jun 1993.
- [18] BRONZEADO, H. S. **Harmonic Analysis of transient currents during sympathetic interaction** IEEE Transactions on Power Systems, vol 11, no 4, November 1996, pp 2051 – 2056.
- [19] STYVAKTAKIS, E. **Transformer Saturation after a voltage dip** IEEE Power Engineering Review, April 2000, pp 62 – 64.
- [20] BURKE, James **Power Quality – Two different perspectives** IEEE Transactions on Power Delivery, vol 5, no 3, July 1990, pp 1501 – 1513.
- [21] EL-KADY, M. A. **Probabilistic short-circuit analysis by Monte Carlo simulations** IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol PAS-102, no 5, May 1983, pp 1308 – 1316.
- [22] **IEEE Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment** IEEE Std 1100 – 1999, IEEE-SA Standards Board, March 1999.
- [23] STYVAKTAKIS, E. **Signatures of voltages dips: Transformer saturation and multistage dips** IEEE Transactions on power delivery, vol 18, no 1, January 2003, pp 265 – 270.
- [24] GRAINGER, J. John **Power System Analysis** McGraw Hill U.S.A 1994.
- [25] IEEE POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE **Distribution Line Protection Practices Industry Survey Results** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no 1, January 1995, pp 176 – 186.
- [26] BOLLEN, Math H. J. **The Influence of Motor Reacceleration on Voltage Sags** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 31, no 4, July/August 1995, pp 667 – 674.
- [27] DAS, J. C. **Effects of Momentary Voltage Dips on the Operation of Induction and Synchronous Motors** IEEE Transactions on Industry Application, vol 26, no 4, July/August 1990, pp 711 – 717.
- [28] **IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems** Series C62.92, Surge Protective Device Committee, IEEE-SA Standards Board.
- [29] SIKES, L. David **Comparison Between Power Quality Monitoring Results and Predicted Stochastic Assessment of Voltage Sags** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 36, no 2, March/April 2000, pp 677 – 682.
- [30] DOUGLAS, S. Dorr **Interpreting Recent Power Quality Surveys to Define the Electrical Environment** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 33, no 6, November/December 1997, pp 1480 – 1487.
- [31] BOLLEN, Math H. **Comparing Voltage dip Survey result** Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology, Gothenburg Sweden 0-7803-7322-7/02 ©2002 IEEE, pp 1130 – 1134.
- [32] CONRAD E. Larry **Voltage Sag Coordination for Reliable Plant Operation** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 33, no 6, November/December 1997, pp 1459 – 1463.
- [33] BEAULIEU Germain **Power Quality Indices and Objectives Ongoing Activities in CIGRE WG 36-07** Hydro Quebec, Montreal Canada 0-7803-7519-X/02 ©2002 IEEE, pp 789 – 794.
- [34] **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices** IEEE Std 1366 – 2003, IEEE Power Engineering Society, May 2004.

■ **Bibliografia**

- [35] INFORMATION TECHNOLOGY INDUSTRY COUNCIL **ITIC (CBEMA) Curve Application Note (Revised 2000)** [Online] <http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf> 1250 Eye Street NW Suite 200 Washington DC 20005 202-737-8888
- [36] **UNIPEDE** Quality Aspects – Subgroup Quality Aspects / Network Issues, Ref 2000 – 130 – 0001, March 2000.
- [37] MELHORN J. Christopher **Voltage Sags: Their Impact on the Utility and industrial Customers** IEEE Transactions on Industry Applications, vol 34, no 3, May/Jun 1998, pp 549 – 558.
- [38] ANDERSON P. M. **A Probabilistic Model of Power System Disturbances** IEEE Transactions on Circuits and Systems, vol CAS-29, no 11, November 1982, pp 789 – 796.
- [39] BILLINTON Roy **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods** Plenum Press New York and London, 1994.
- [40] SHERIF Omar F. **Stochastic Evaluation of Voltage Sags in Series Capacitor Compensated Radial Distribution Systems** IEEE Transactions on Power Delivery, vol 18, no 3, July 2003, pp 744 – 750.
- [41] PAPOULIS Athanasios **Probability, Random Variables and Stochastic Processes** McGraw-Hill, Inc International Edition 1991.
- [42] ARRILLAGA J. **Power System Quality Assessment** John Wiley & Sons Ltd, West Sussex England, 2000.
- [43] **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems** IEEE Std 519 – 1992, IEEE Standards Board – June/1992, American National Standards Institute – January/1993.
- [44] **IEEE Interharmonic Task Force, CIGRE 36.05/CIRE2 2 CC02** Voltage Quality Working Group, Interharmonics in Power Systems, January 1997.
- [45] BALOUKTSIS A. **Probabilistic Short-Circuit Analysis by Monte Carlo Simulations and Analytical Methods** IEEE Transactions on Power Delivery, vol PWRS-1, no 3, August 1986, pp 135 – 141.
- [46] ASHMOLE Peter **Quality of Supply – voltage fluctuations, Part 1** Power Engineering Journal, June 2000, pp 113 – 119, ©IEE: 2000.
- [47] ASHMOLE Peter **Quality of Supply – voltage fluctuations, Part 2** Power Engineering Journal, April 2001, pp 108 – 114, ©IEE: 2001.
- [48] **Electromagnetic Compatibility (EMC) Part 4: Limits Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications** IEC 61000-4-15, Ed. 1 - 1997
- [49] HALPIN Mark, et al **Voltage and Lamp Flicker Issues: Should the IEEE Adopt the IEC Approach?** [On line] <http://grouper.ieee.org/groups/1453> updated November 1999.
- [50] **Limitation of Voltage Fluctuation and Flicker for Equipments Connected to Medium and High Voltage Power Supply Systems** IEC 1000-3-7, CEI - 1995.
- [51] BILLINTON Roy, et al **Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques** Plenum Press New York and London, 1983.
- [52] KAPUR K. C, et al **Reliability in Engineering Design** John Wiley, 1972.
- [53] Weibull.com **Probability Plotting** [On line] <http://www.weibull.com/plotting> Copyright © 1992 - 2003 Relia Soft Corporation.

■ **Bibliografía**

- [54] BROWN Richard E. **Electric Power Distribution Reliability** ABB Inc. Raleigh H. ©2002 North Carolina Marcel Dekker, Inc. New York - Basel.
- [55] MOTA Palomino R **cepfa2 Programa para el Cálculo de Fallas de Corto Circuito** 9111114 SEPI-ESIME.
- [56] **IEEE Guide for Selecting and Using Reliability Predictions Based on IEEE 1413** IEEE Std 1413.1 - 2002 IEEE Standards Coordinating Committee 37 on Reliability Prediction February/2003.
- [57] **IEEE Guide for the Functional Specification of Medium Voltage Electronic Series Devices for Compensation of Voltage Fluctuations** IEEE Std 1585 - 2002 IEEE Power Engineering Society, September/2002.
- [58] DUBI A. **Monte Carlo Applications in Systems Engineering** John Wiley & Sons ©2000 Baffins Lane England.
- [59] BILLINTON Roy **A Reliability Test System for Educational purposes - Basic data** IEEE Transactions on Power Systems, vol 4, no 3, August 1989, pp 1238 - 1244.
- [60] **Microsoft Developer Studio** IMSL STAT/Library Microsoft Corporation ©1994 - 95.
- [61] COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD **Fallas en Líneas de Transmisión: Estadística y Eventos Relevantes 2003** Gerencia de Subestaciones y Líneas de la Coordinadora de Transmisión y Transformación, CFE México D.F Año 2003.
- [62] ANDERSON Paul M. **Analysis of Faulted Power Systems** IEEE PRESS Power Systems Engineering Series, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. New York ©1995.
- [63] ACHA Enrique et al **Power Systems Harmonics** John Wiley & Sons, LTD West Sussex England ©2001.

Disturbios de Voltaje

La calidad de la energía describe las desviaciones de la onda senoidal de voltaje y corriente de magnitud y frecuencia constante de su forma ideal, denominadas comúnmente en la literatura como disturbios. Cuando las desviaciones son repentinas, por ejemplo la caída del voltaje a cero originada por la apertura de un interruptor reciben el nombre de eventos. Si la magnitud de la onda de voltaje adquiere valores diferentes al nominal en cada instante de tiempo se tiene una variación [6].

Los comités de la comunidad internacional de calidad de la energía han propuesto diversas clasificaciones de los disturbios electromagnéticos registrados de mediciones, que proveen información sobre el contenido espectral, duración y magnitud. La tabla A.1 presenta las categorías IEEE [1] consideradas de disturbios de voltaje, las definiciones presentadas no pretenden representar condiciones normalizadas ó tolerancias de los equipos, las compañías suministradoras quizás utilicen diferentes umbrales para el voltaje de suministro.

Tabla A.1 Categorías IEEE y características típicas de los disturbios electromagnéticos sobre el sistema de potencia [1]

Categoría	Contenido espectral	Duración	Magnitud de voltaje
1.0 Transitorios			
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 mseg	0 - 4 p.u
1.2.2 Media frecuencia	5 - 500 kHz	20 μ seg	0 - 8 p.u
1.2.3 Alta frecuencia	0.5 - 5 MHz	5 μ seg	0 - 4 p.u
2.0 Variaciones de corta duración			
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupciones permanentes		> 1 min	0.0 p.u
3.2 Bajo voltaje		> 1 min	0.8 - 0.9 p.u
3.3 Sobre voltaje		> 1 min	1.1 - 1.2 p.u
4.0 Desbalanceo de voltaje		Estado Estacionario	0.5 - 2%
5.0 Distorsión de la forma de onda			
5.2 Armónicas	0-100th H	Estado Estacionario	0 - 20%
5.3 Inter-armónicas	0 - 6 kHz	Estado Estacionario	0 - 2%
5.4 Notching		Estado Estacionario	
6.0 Fluctuaciones de voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
7.0 Variaciones en frecuencia			

A.1 Transitorios Oscilatorios de Voltaje

Un transitorio oscilatorio se define como un cambio instantáneo en la polaridad de los valores de una onda de voltaje, descrito por su contenido espectral (frecuencia), duración y magnitud [1].

Los transitorios oscilatorios con una componente de frecuencia mayor de 500 kHz y una duración típica medida en microsegundos son considerados de alta frecuencia, originados de algún tipo de maniobra de los equipos de protección ó como resultado de un transitorio de impulso sobre el sistema de potencia.

Un transitorio con una componente de frecuencia entre 5 y 500 kHz con una duración medida en décimas de microsegundo es denominado de media frecuencia. La energización de un banco de capacitores cercano a otro ya en servicio origina transitorios oscilatorios de corriente de décimas de kilo-hertz. La energización de cables resulta en transitorios oscilatorios de voltaje en el mismo rango de frecuencia.

Un transitorio con una componente de frecuencia menor de 5 kHz y una duración de 0.3 a 50 mseg es designado como de baja frecuencia y son frecuentemente encontrados en los sistemas de sub-transmisión y distribución originados principalmente de la energización de bancos de capacitores. La forma de onda de voltaje resultante, figura A.1 adquiere una magnitud pico cercana de 2.0 p.u (valores típicos entre 1.3 - 1.5) con una duración de 0.5 - 3 ciclos y una componente de frecuencia de 300 - 900 Hz dependiendo del amortiguamiento del sistema [1].

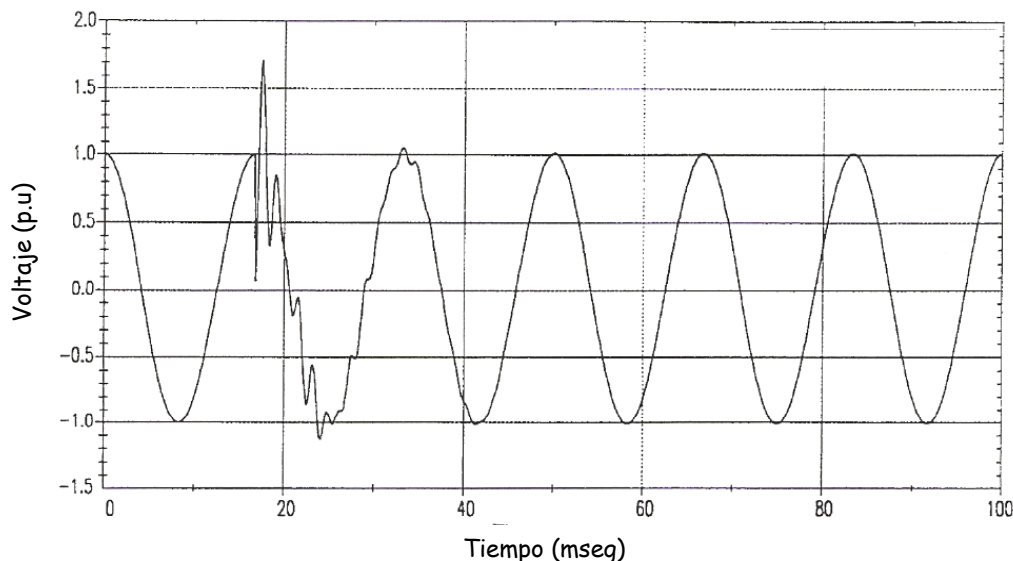


Figura A.1 Transitorio oscilatorio de baja frecuencia originado por la energización de un banco de capacitores [1]

Los transitorios oscilatorios con una componente de frecuencia menor de 300 Hz pueden ser encontrados en las redes de distribución, asociados generalmente con fenómenos de ferresonancia al energizar transformadores sin carga, figura A.2 [1].

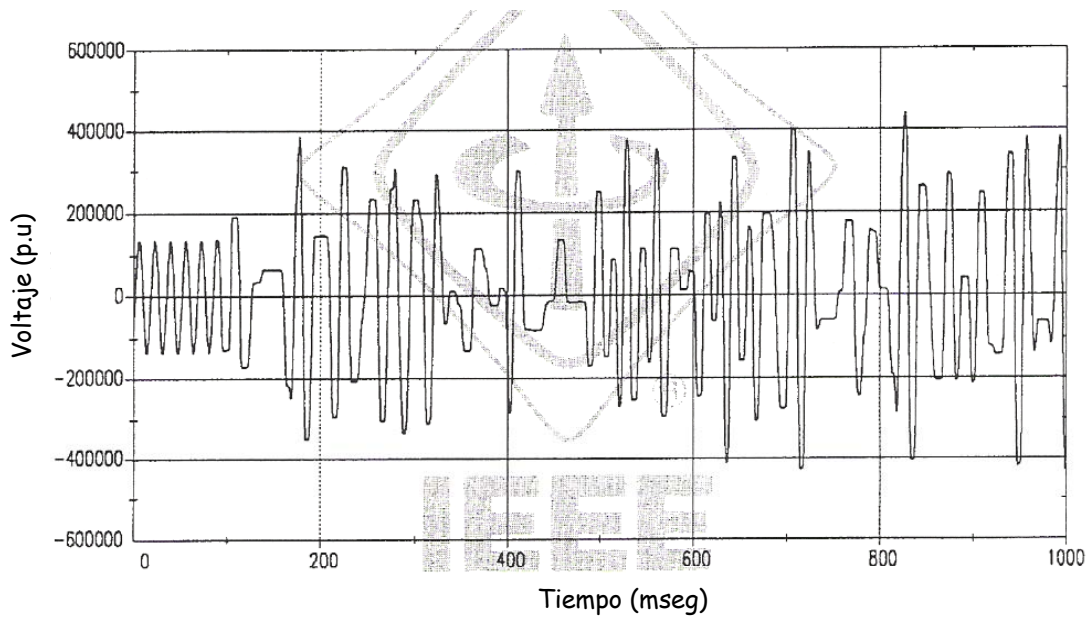


Figura A.2 Transitorio oscilatorio de baja frecuencia ocasionado por ferro-resonancia [1]

A.3 Variaciones de Voltaje de larga duración

Las variaciones de larga duración implican desviaciones en la magnitud de voltaje a la frecuencia del sistema y se considera que están presentes cuando exceden los límites ANSI [8] por un periodo mayor de 1 min [1].

Las variaciones r.m.s de larga duración son originadas principalmente por las condiciones de carga en el sistema, maniobras de los dispositivos de protección y regulación de voltaje. Así que dependiendo de la causa de la variación se pueden presentar sobre-voltajes, bajo-voltajes ó interrupciones permanentes.

Un sobre-voltaje es un incremento \geq al 10% en la magnitud del voltaje nominal y son el resultado de la desconexión de cargas ó acciones de control en la compensación reactiva sobre el sistema, por ejemplo la conexión de bancos de capacitores ó la selección incorrecta de los taps de transformadores, etc...

Una variación de bajo-voltaje es una disminución \leq al 10% en la magnitud del voltaje nominal y son la consecuencia de los eventos contrarios a los sobre-voltajes: conexión de cargas, desconexión de bancos de capacitores ó sobre-cargas de los circuitos alimentadores.

Una interrupción permanente es un evento durante el cual el voltaje disminuye a cero en el punto de conexión del usuario ó en las terminales del equipo electrónico por un tiempo mayor de 1 min y requiere de una intervención de tipo manual para restaurar el servicio.

Entre las diversas causas de las interrupciones permanentes se tienen las fallas de corto circuito sobre el sistema de potencia, sobre-carga de transformadores u otros eventos que lleven a una intervención de los dispositivos de protección.

A.4 Desbalanceo de voltaje

El desbalanceo es un disturbio que se presenta en los sistemas trifásicos, definido como una diferencia en el valor r.m.s de voltaje entre cada fase y determinado por la relación entre la componente de voltaje de secuencia cero y positiva: V_0 / V_1 ó la componente de voltaje de secuencia negativa y positiva: V_2 / V_1 (factor de desbalanceo) [1].

El desbalanceo de voltaje es el resultado de la conexión de cargas desbalanceadas, por ejemplo: los continuos cambios en las cargas monofásicas de los servicios residenciales de una red de distribución ocasionarán que la corriente en cada fase del arreglo trifásico sea diferente, originando una caída de voltaje desigual en los conductores del alimentador, figura A.3 [1]. Otra fuente de desbalanceo son los bancos de capacitores, al fundirse los fusibles que protegen las unidades capacitivas de cada fase.

El desbalanceo también puede ser estimado como la máxima desviación de los voltajes trifásicos V_A , V_B y V_C del voltaje promedio dividido entre el voltaje promedio de las 3 fases [17]:

$$\text{Desbalanceo de voltaje} = \frac{\text{max desviacion de voltaje del promedio}}{\text{voltaje promedio}} \times 100 \quad (\text{A.1})$$

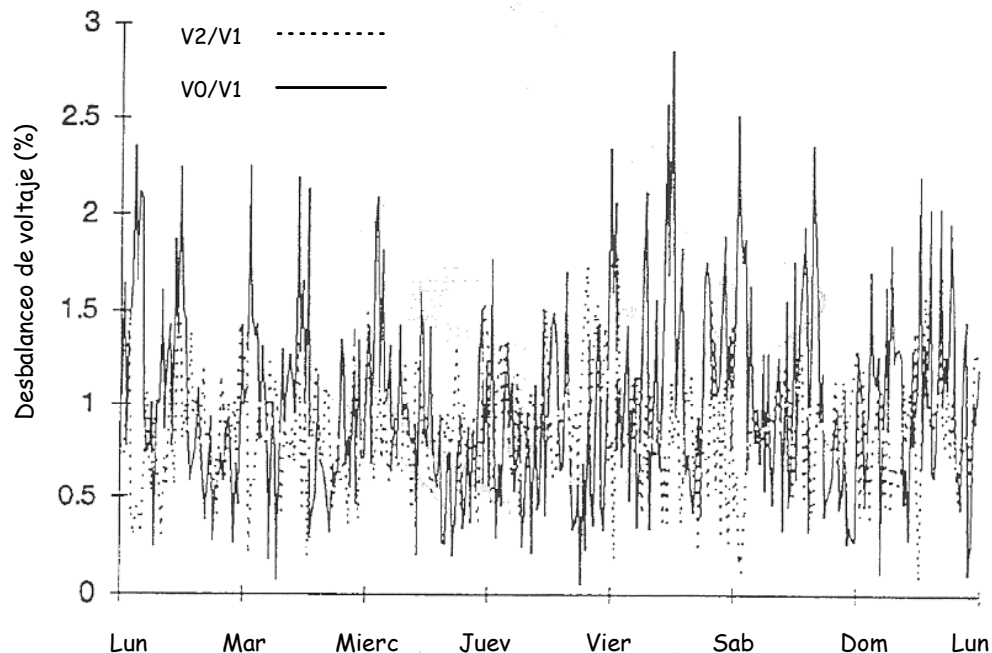


Figura A.3 Desbalanceo de voltaje registrado en un alimentador residencial

A.5 Distorsión de la forma de onda de voltaje

A.5.1 Armónicas

La aplicación de elementos no-lineales en las cargas de usuarios industriales, residenciales y en el sistema de control de compensación de potencia reactiva, principalmente con equipos que utilizan tecnología de electrónica de potencia originan una desviación en la forma senoidal de la onda de corriente, descrita como una suma de onda senoidales con frecuencias que son múltiplos de la fundamental y definida como distorsión armónica [1].

La distorsión armónica de voltaje es el resultado del flujo de corriente armónico a través de la impedancia del sistema, figura A.4.

El nivel de distorsión de la onda senoidal de voltaje puede ser determinado por la magnitud del espectro de cada componente armónico individual, expresado por el índice de distorsión armónico total (*THD*).

$$THD_V = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} |V_h|^2}{|V_1|^2}} \times 100 \quad (A.2)$$

donde: V_h es la magnitud de voltaje a la frecuencia armónica h
 V_1 es la magnitud de voltaje a la frecuencia fundamental (60 Hz)

Los límites recomendados de distorsión de la onda de voltaje por el estándar IEEE Std 519-1992 [43] son mostrados en la tabla A.2. La filosofía de este estándar divide la responsabilidad de limitar la distorsión armónica entre los usuarios y la compañía suministradora.

Los usuarios se encargarán de limitar la distorsión de la onda de corriente y la compañía suministradora será responsable de limitar la distorsión de voltaje en el punto de acoplamiento (pcc), donde nuevos usuarios contratarán el servicio.

Tabla A.2 Límites de distorsión de la onda voltaje [43]

Voltaje en el Bus de conexión	Distorsión de voltaje individual (%)	Distorsión de voltaje total THD (%)
< 69 kV	3.0	5.0
69 kV - 161 kV	1.5	2.5
> 161 kV	1.0	1.5

La tabla A.2 presenta límites utilizados para condiciones normales de operación mayores de 1 hora, para periodos más cortos durante condiciones inusuales los límites no deberán ser excedidos al 50% [43].

A ■ Disturbios de Voltaje

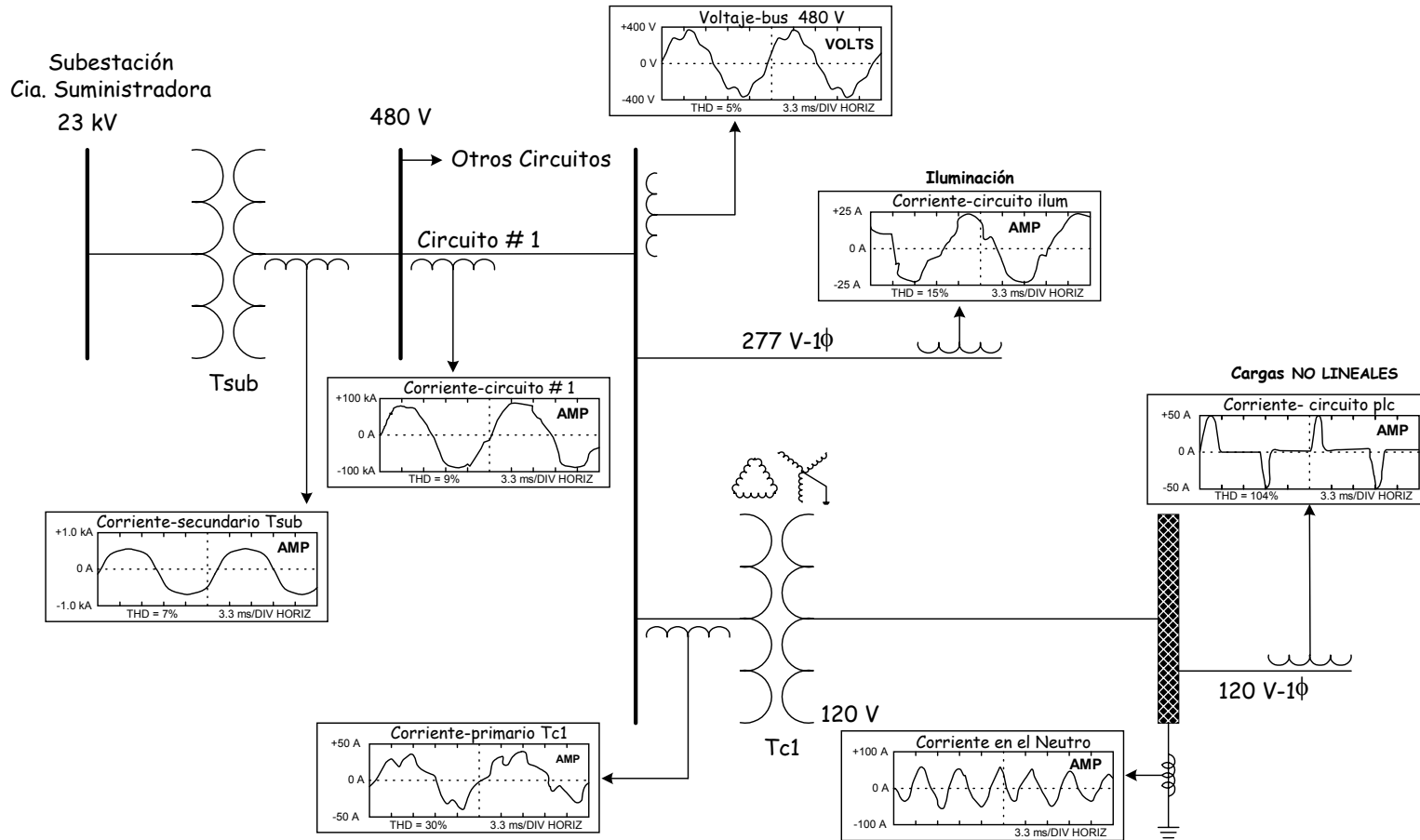


Figura A.4 Distribución del flujo de corriente armónico en un sistema industrial

A.5.2 Ínter-armónicas

Los equipos utilizados en la industria como ciclo-convertidores y controladores de temperatura producen ondas de corriente con frecuencias que no son múltiplos enteros de la fundamental, denominadas inter-armónicas. La magnitud de estos disturbios puede llegar a ocasionar resonancias entre las inductancias de los transformadores y los bancos de capacitores [1].

Un estudio preparado por los grupos de trabajo IEEE/CIGRE/CIREC identifica los diversos problemas asociados con la medición de las inter-armónicas y los errores en la resolución de los equipos de medición [44]. Los estándares IEC 61000-4-7 e IEEE Std 519 pretenden integrar la descripción de este disturbio y presentar una guía sobre las técnicas de medición y los límites de su magnitud.

A.5.3 Notching

Notching es una distorsión en la onda de voltaje de línea a línea, definida como una desviación del valor instantáneo de voltaje con una duración menor de una mitad de ciclo, figura A.5. La fuente principal de la distorsión son los equipos rectificadores electrónicos, que durante el periodo de conmutación de la corriente de un tiristor a otro se presenta un corto circuito momentáneo entre dos fases [1].

El disturbio notching es caracterizado por los siguientes parámetros:

- La desviación promedio de la onda senoidal de voltaje a la frecuencia fundamental
- La duración del proceso de conmutación

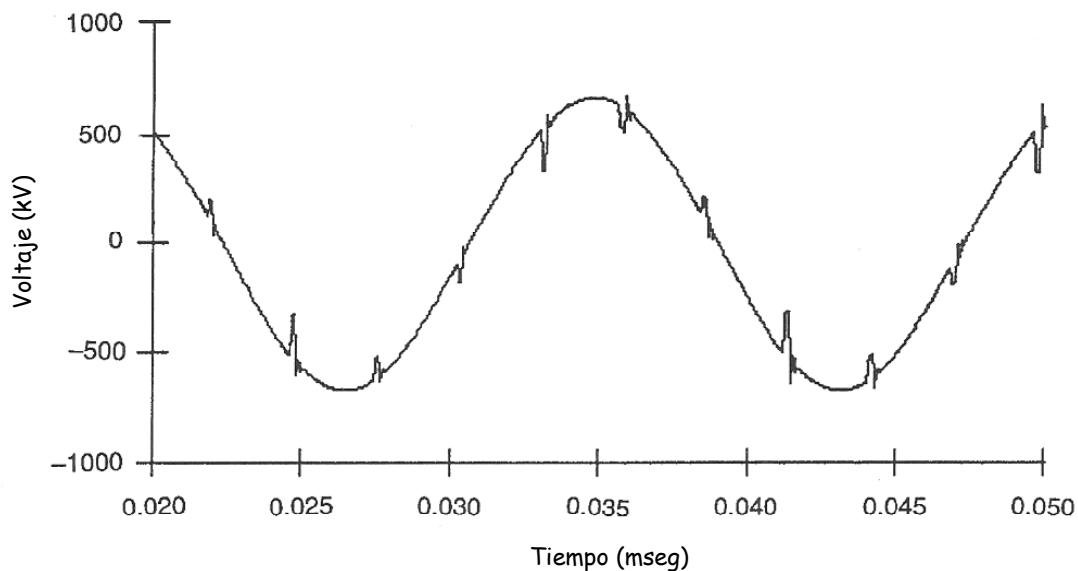


Figura A.5 Notching de voltaje

La severidad del notch es determinada por la inductancia de la fuente y la inductancia entre el rectificador y el bus donde se realiza la medición. Una aproximación para calcular la desviación del notch es presentada en el estándar IEEE Std 519 con las expresiones (A.3) y (A.4):

$$V_N = \frac{L_L e}{L_L + L_r + L_s} \quad (A.3)$$

$$t_N = \frac{2(L_L + L_r + L_s) I_d}{e} \quad (A.4)$$

donde:

- V_N profundidad del notch en volts de línea a línea
- t_N duración del notch en microsegundos
- I_d corriente d.c del rectificador en amperes
- e voltaje instantáneo de línea a línea previo a la conmutación
- L inductancia del arreglo: sistema de alimentación-rectificador en Henrys por fase, figura A.6
- A_N área del notch en volt- μ seg

Transformador tipo seco utilizado en los convertidores: $X_L = R_L$ en condiciones transitorias del proceso de conmutación [IEEE Std 519]

$$L_L = \frac{X_{L(p.u)}}{\sqrt{2} (2\pi f)} \times \frac{E_{L-L}}{\sqrt{3} I_{nom}} \text{ Henrys}$$

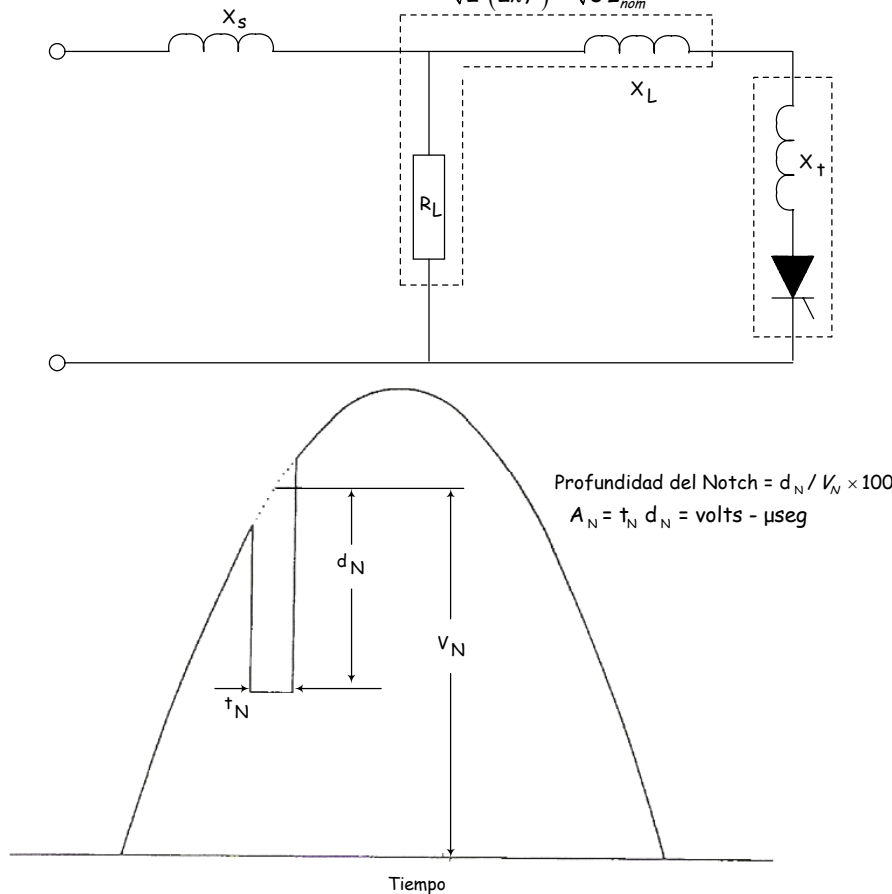


Figura A.6 Diagrama de impedancia en la deducción de un notch de voltaje

Tabla A.3 Límites de distorsión notch para sistemas de bajo voltaje: 480 V [43]

	Aplicaciones especiales (hospitales y aeropuertos)	Sistemas en general	Sistemas específicos (convertidores)
Profundidad del Notch	10%	20%	50%
Área del Notch (V- μ seg)	16400	22800	36500

Los valores de A_N para voltajes diferentes de 480 V deberán ser multiplicados por $V/480$.

A.6 Fluctuaciones de Voltaje

Las fluctuaciones son desviaciones sistemáticas de la magnitud de voltaje, que también pueden ser designadas como una serie de cambios aleatorios en la magnitud de voltaje; normalmente no exceden el rango de 0.95 – 1.05 p.u con periodos de 0.01 a 0.1 seg y un espectro de frecuencia de 1 – 25 Hz, figura A.7 [1,46].

Las cargas de tipo industrial como los hornos de arco ó soldadoras que continuamente muestran variaciones significativas de su potencia, fundamentalmente en la componente reactiva originarán las fluctuaciones de voltaje en los sistemas de transmisión y distribución.

Las fluctuaciones de voltaje generalmente se presentan como una modulación de la onda senoidal, para analizar la severidad del disturbio es preciso remover la frecuencia fundamental y determinar la magnitud de los componentes de la modulación [46,48].

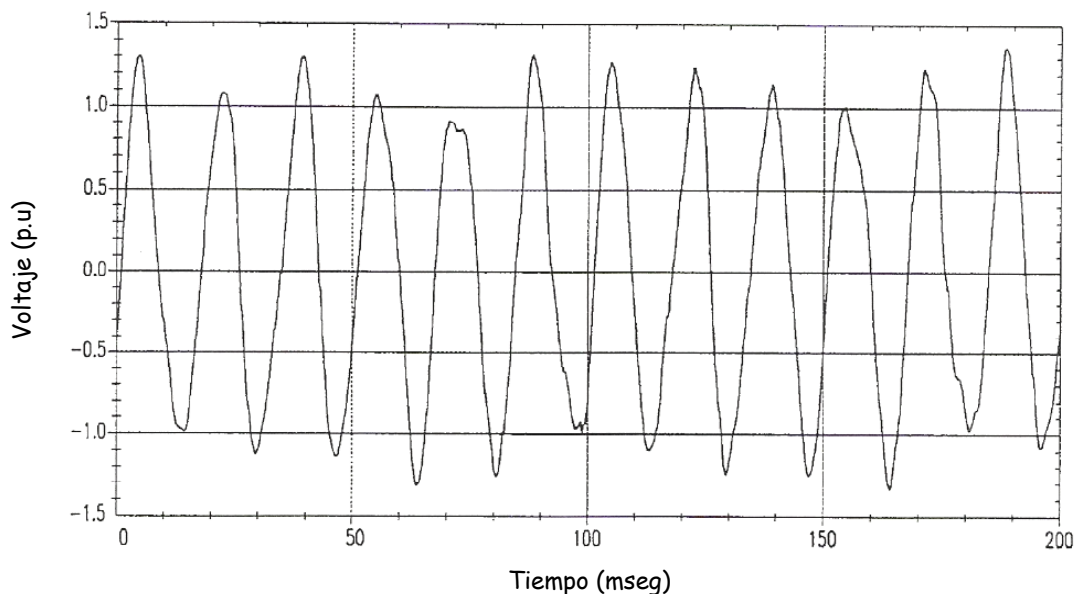


Figura A.7 Fluctuaciones de voltaje originadas por la operación de un horno de arco

El termino flicker es derivado como una respuesta del impacto de las fluctuaciones de voltaje sobre la intensidad de iluminación de las lámparas incandescentes, fluorescentes y de alta presión de descarga observada por el ojo humano [1,46].

La frecuencia con una mayor sensibilidad para los efectos visuales del flicker es 10 Hz. Los hornos de arco tienden a ocasionar la mayor parte de los problemas de flicker, dado que su variación de potencia se encuentra en este rango de frecuencia [47].

El método propuesto en el estándar IEC 61000-4-15 designado como "Medidor de Flicker" consiste en describir la sensación del parpadeo de la intensidad luminosa percibida por el ojo humano al medir un Nivel de Flicker Instantáneo, IFL y evaluar estadísticamente el grado de afectación, figura A.8 [42,48].

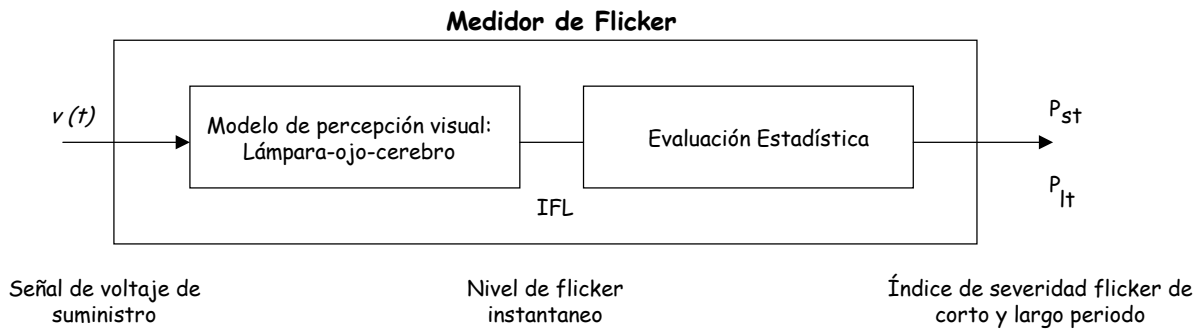


Figura A.8 Diagrama de bloques del Medidor de Flicker

La salida del "Medidor de Flicker" establece dos índices para evaluar la severidad del disturbio: 1.- Flicker de corto periodo, P_{st} y 2.- Flicker de largo periodo, P_{lt} . El índice P_{st} es una cantidad estadística calculada para un periodo de 10 min y obtenida de una función de distribución de probabilidad, de la forma (A.5):

$$P_{st} = \sqrt{0.0314 P_{0.1} + 0.0525 P_{1s} + 0.0657 P_{3s} + 0.28 P_{10s} + 0.08 P_{50s}} \quad (A.5)$$

donde los percentiles $P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} son los niveles de sensación flicker excedidos por la señal de voltaje para el 0.1 %, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo de duración del periodo observado, la figura A.9 presenta únicamente un número pequeño de clases, en realidad se tiene una escala logarítmica para cubrir el rango completo de la señal. El sufijo s indica que se utilizarán valores suaves definidos por [42].

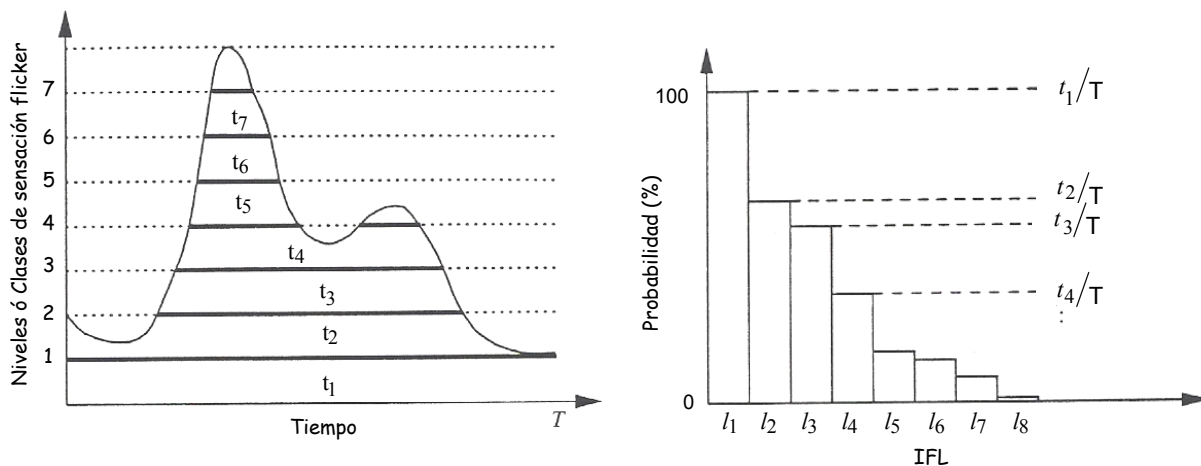


Figura A.9 Función de probabilidad acumulativa para determinar P_{st} [42]

Las fuentes de flicker con ciclos de trabajo de largos periodos como los hornos de arco son evaluados con el índice P_{It} (A.7) que es determinado a partir de intervalos múltiples del índice P_{st} :

$$P_{It} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (A.7)$$

donde P_{sti} ($i = 1, 2, 3, \dots, N$) son lecturas consecutivas del índice P_{st} y N es especificado como 12 en [47,48].

Las recomendaciones establecidas por los estándares IEC [49,50] definen que el valor máximo que puede ser tolerado de los índices de severidad flicker son los siguientes, tabla A.4:

Tabla A.4 Niveles de planeación de los índices de severidad flicker

	$1 \text{ kV} \leq V \leq 35 \text{ kV}$	$V > 35 \text{ kV}$
P_{st}	0.9	0.8
P_{It}	0.7	0.6

Estructura y Código Fuente del programa: Fallas_aleatorias.for

El programa fallas_aleatorias.for desarrollado en el proyecto de tesis para el estudio probabilístico de las variaciones de voltaje de corta duración determina los Histogramas de las muestras de voltaje V_k en un bus específico, empleando la técnica de Simulación Monte Carlo para generar en forma aleatoria los eventos de falla de corto circuito sobre el sistema de potencia.

B.1 Estructura del Programa

El código fuente es ejecutado a través de un programa principal que establece las variables y subrutinas que serán requeridas en el estudio con la siguiente secuencia:

1. Nombre del archivo de datos con la información estadística de los eventos de falla de corto circuito, los parámetros en p.u del sistema de potencia y el bus donde se realiza el estudio, Tabla 4.3.
2. Nombre del archivo de resultados.
3. Subrutina **MRYbus** para determinar Y_{bus} , Z_{bus} de sec (+) y sec (0).
4. Subrutinas **RNUNF**, **RNNOA** de la librería IMSL para generar los números aleatorios que definirán el Tipo, Localización e Impedancia de la falla.
5. Subrutina **VFalla** para calcular los voltajes V_a , V_b y V_c que se presentan durante la falla de corto circuito.
6. Voltaje V_k en cada muestra.
7. Subrutina **Histog** para formar los Histogramas de las muestras de voltaje de V_k .
8. Media y Varianza de las muestras de voltaje.
9. Criterio de convergencia.

B.2 Código Fuente

**Programa Principal para el cálculo de
Variaciones de Voltaje de corta duración
originadas de eventos de fallas de corto
circuito por el Método de Simulación
Monte Carlo**

**Datos de Naturaleza Aleatoria en la
Localización, Tipo e Impedancia de falla**

Tesis S.E.P.I – I.P.N 2005

Fabián García Peralta

```

use MSIMSL
implicit none

integer NE(20), NR(20), NEO(20), NRO(20), NU(20), NUO(20)
integer LECTU, LTERM, LFFLU, ITIP, NNOD, NLIN, NLINO, NTUG, NTUGO
integer I, K, JX, NFAL, JY, ITFAL, NFVV
integer FLI2, TF, nsimu
integer semilla, iseed1, iseed2, iseedp
real R(20), X(20), XGR(20), XGI(20), R0(20), X0(20), XGR0(20), XGI0(20)
real PRFB(20), PRTF(4), summvolt(20)
real xm, xstd
real, dimension(:), allocatable :: napb, naptf, ZFN
real, dimension(:), allocatable :: VNODOSAMAG, VNODOSBMAG, VNODOSCMAG
real RE, Msim
real Vk, sumVk, Vj, sumVkj, Vkj, VarVj, VarXm, alpha
complex ZF
complex, dimension(:), allocatable :: zifac
complex, dimension(:), allocatable :: zltp, ygenp, zgenp, ygpaux
complex, dimension(:, :), allocatable :: zpos, ybpos, zbpos
complex, dimension(:), allocatable :: zltc, ygenc, zgenc, ygcaux
complex, dimension(:, :), allocatable :: zcero, ybcero, zbcero

logical IEX
character*20 ARCH
character*70 LETR1
character*70 LETR2
character*8 NOMB1, NOMB2, IFIN
character*8 DNOMB(20)
character titulo*15
character ARCH2*20

LECTU=5
LTERM=6
IFIN='0'
LFFLU=9
ITIP=0
nsimu=80000
TF=4
Msim=0.0
sumVk=0.0
sumVkj=0.0

```


B ■ Programa Fuente

```
call datos ( ARCH, DNOMB, PRFB, PRTF, LETR1, LETR2, NOMB1, NOMB2, IFIN, NE, NR, NU, R, X, &
&NNOD, NLIN, NTUG, XGR, XGI, NLINO, NTUG0, NEO, NRO, RO, XO, NU0, XGR0, XGI0, NFVV )
```

```
allocate (zltp(NLIN))
allocate (zpos(NNOD,NNOD))
allocate (ybpos(NNOD,NNOD))
allocate (zbpos(NNOD,NNOD))
allocate (ygpaux(NTUG))
allocate (zgenp(NTUG))
allocate (ygenp(NNOD))
```

```
allocate (zltc(NLINO))
allocate (zcero(NNOD,NNOD))
allocate (ybcero(NNOD,NNOD))
allocate (zbcero(NNOD,NNOD))
allocate (ygcaux(NTUG0))
allocate (zgenic(NTUG0))
allocate (ygenic(NNOD))
```

```
allocate (VNODOSAMAG(NNOD))
allocate (VNODOSBMAG(NNOD))
allocate (VNODOSCMAG(NNOD))
```

```
allocate (napb(nsimu))
allocate (naptf(nsimu))
allocate (ZFN(nsimu))
allocate (zifac(nsimu))
```

```
pause
```

```
801 continue
    write (LTERM,900)
900 format (/5X,' * Archivo de resultados: '$)
    read (LECTU,901)ARCH2
901 format (A20)
    open (UNIT=2, FILE=ARCH2, STATUS='REPLACE', ERR=5000, ACCESS='SEQUENTIAL', &
&FORM='FORMATTED')
    goto 5001
5000 continue
    write (LTERM,903)
903 format (//3X,' *** error en el archivo de resultados ',//)
    goto 801
5001 continue
```

```
!write (LTERM,902)ARCH2
!902 format (/3X,'** Archivo de resultados: ',A20,//)
```

```
write (2,750)DNOMB(NFVV)
750 format (/50X,'Voltaje en el ',A8)
write (2,762)
762 format ( 47X, 'Va', 7X, 'Vb', 7X, 'Vc', 8X, X, 'Vk', 9X, 'Vj', 8X, 'Var', 7X, 'alpha' )
```

```
pause
```

```

!!Ybus, Zbus de sec positiva
do I=1,NLIN
  zltp(I)=CMPLX( R(I),X(I) )
end do
call zeta (NNOD, NE, NR, NLIN, zltp, zpos)
call MAYbp (XGR, XGI, NNOD, NTUG, NU, zgenp, ygpaux, ygenp)
call MRYbus (NNOD, zpos, ybpos, ygenp)
call LINGC (NNOD, ybpos, NNOD, zbpos, NNOD)
! write (6,*) 'Ybus sec(+)'
! write (6,14)((ybpos(I,J), I=1,NNOD), J=1,NNOD)
!14 format (2X,3F14.5)
!pause
! write (6,*) 'Zbus sec(+)'
! write (6,14)((zbpos(I,J), I=1,NNOD), J=1,NNOD)
!pause

!!Ybus, Zbus de sec cero
do I=1,NLINO
  zltp(I)=CMPLX( R0(I), X0(I) )
end do
call zeta (NNOD, NE0, NR0, NLINO, zltp, zzero)
call MAYbcero (XGR0, XGI0, NNOD, NTUG0, NU0, ygenp, ygcaux, ygenp)
call MRYbus (NNOD, zzero, ybcero, ygenp)
call LINGC (NNOD, ybcero, NNOD, zbcero, NNOD)
! write (6,*) 'Ybus sec(0)'
! write (6,14)((ybcero(I,J), I=1,NNOD), J=1,NNOD)
!pause
! write (6,*) 'Zbus sec(0)'
! write (6,14)((zbcero(I,J), I=1,NNOD), J=1,NNOD)

!!!!Generación aleatoria de los parámetros de la falla de corto circuito
semilla = 123457
iseed1 = semilla
iseed2 = semilla+7543

call RNSET (iseed1)
do I=1,nsimu
  napb(I)=RNUNF()
end do

call RNSET (iseed2)
do I=1,nsimu
  naptf(I)=RNUNF()
end do

!!Impedancia de falla: xm=5.0 ohms a una base de 100 MVA, 230 kV
xm=0.0095
xstd=0.0025
iseedp = semilla+3456
call RNSET (iseedp)
call RNNOA (nsimu, ZFN)
call SSCAL (nsimu, xstd, ZFN, 1)
call SADD (nsimu, xm, ZFN, 1)

```

B ■ Programa Fuente

```
do I=1,nsimu
  zifac(I)=cplx(ZFN(I))
end do

write (LTERM,462)
462 format ( 47X, 'Vk', 7X, 'Vj', 6X, 'Var', 5X, 'alpha' )

do I=1,13
  summvolt(I)=0.0
end do

!!Generación aleatoria de los eventos de falla de corto circuito
do I=1,nsimu
  Msim=Msim+1.0

  !!Nodo donde se localiza la falla
  RE=napb(I)
  call FLIP2 (PRFB, NNOD, RE, FLI2)
  NOMB1=DNOMB(FLI2)
  NOMB2 = NOMB1
  ITIP = 2
  K = 1
  call VERIF ( NNOD, ITIP, JX,JY, K, DNOMB, NOMB1, NOMB2, IEX )
  if ( .NOT.IEX ) goto 3000
  K=JX
  NFAL=K

!!Tipo de falla
  RE=naptf(I)
  call FLIP2 ( PRTF, TF, RE, FLI2 )
  ITFAL=FLI2

!!Impedancia de falla
  ZF=zifac(I)

!!Voltajes en el nodo de estudio
  call VFalla ( NNOD, NFAL, ITFAL, zbpos, zbcero, ZF, VNODOSAMAG, VNODOSBMAG,&
  &VNODOSCMAG, titulo )

  Vk=AMIN1( VNODOSAMAG(NFVV), VNODOSBMAG(NFVV), VNODOSCMAG(NFVV) )
  call histog ( Vk, summvolt )

!!Media y Varianza de las Muestras
  sumVk=sumVk+Vk
  Vj=sumVk/Msim

  if (I.EQ.1)then
    VarVj=0.0
    alpha=0.0
    write (LTERM,452) titulo, DNOMB(K), Vk, Vj, VarVj, alpha
    write (2,752) I, titulo, DNOMB(K), VNODOSAMAG(NFVV), VNODOSBMAG(NFVV),&
    &VNODOSCMAG(NFVV), Vk, Vj, VarVj, alpha

    goto 760
  end if
```

B ■ Programa Fuente

```
Vkj=(Vk-Vj)**2
sumVkj=sumVkj+Vkj
VarVj=sumVkj/(Msim-1.0)
VarXm=VarVj/Msim
alpha=sqrt(VarXm)/Vj
```

```
470 continue
```

```
write ( LTERM,452 ) titulo, DNOMB(K), Vk, Vj, VarVj, alpha
452 format (2X,'Falla ',A15,' en el ',A8,5X,1F7.4,2X,1F8.6,2X,1F7.4,2X,1F8.6)
```

```
write (2,752) I, titulo, DNOMB(K), VNODOSAMAG(NFVV), VNODOSBMAG(NFVV),&
&VNODOSCMAG(NFVV), Vk, Vj, VarVj, alpha
```

```
752 format (I6,2X,'Falla ',A15,' en ',&
&A8,2X,1F7.4,2X,1F7.4,2X,1F7.4,3X,1F7.4,2X,1F10.6,2X,1F7.4,2X,1F10.6)
```

```
!!Criterio de Convergencia
```

```
if (alpha.LE.0.01)then
goto 3000
end if
```

```
760 end do
```

```
3000 continue
```

```
write(2,780)(summvolt(I),I=1,13)
780 format(1F10.2)
```

```
close(UNIT = 2)
```

```
stop
end
```