

Análisis Estocástico de Huecos de Tensión en la Red de Distribución de Guayaquil

Trabajo de Titulación Previo a la Obtención del Título de:
Magister en Electricidad, Mención en Sistemas Eléctricos de Potencia

por:

Jorge Enrique Aguilar Sánchez

Ingeniero Eléctrico

&

John Edwin Pesantez Delgado

Ingeniero Eléctrico

Supervisado por:

Xavier Zambrano Aragundy

Doctor en Ingeniería Eléctrica



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
Escuela Superior Politécnica del Litoral

Guayaquil, diciembre 2022

“El presente es vuestro; El futuro, por el que tanto he trabajado es mío”

- Nikola Tesla

AGRADECIMIENTOS

Agradezco principalmente a Dios que me ha guiado en cada paso y me da fuerzas para seguir adelante, a mis padres y hermanos que siempre han estado conmigo y me han apoyado en cada momento, a los profesores de la maestría que me han inculcado sus conocimientos, y de manera muy especial a nuestro director de tesis, PhD. Renan Xavier Zambrano Aragundy, cuyas enseñanzas han sido claves para la elaboración de este proyecto.

Jorge Enrique Aguilar Sánchez

Agradezco a Dios por iluminar mi camino y darme la sabiduría y entereza necesaria para adquirir conocimientos; así como a mis padres, mi querida esposa y demás familiares y amigos que me han apoyado y han estado conmigo en este camino. Así mismo agradezco a los profesores y, en especial, a nuestro Director de Tesis por las enseñanzas impartidas las cuales han sido la base para la elaboración de este trabajo.

John Edwin Pesántez Delgado

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de tesis a mi querida madre Macrina del Rosario Sánchez, por ser el pilar más importante en mi formación, que desde el cielo siempre guía mi camino y está conmigo, aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido tan especial para ti como lo es para mí, a mi familia y a todas las personas que confiaron en mí y me apoyaron.

Jorge Enrique Aguilar Sánchez

Dedico este trabajo de tesis a mis padres y en especial a mi querida y amada madre, que sentó las bases del cariño, respeto y responsabilidad desde pequeño para convertirme en la persona que soy en la actualidad; y que ahora guía y cuida mis pasos desde el cielo.

John Edwin Pesántez Delgado

Declaración expresa

”La responsabilidad y la autoría del contenido de este trabajo de titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ing. Jorge Enrique Aguilar Sánchez

Ing. John Edwin Pesantez Delgado

Evaluadores

Dr. Xavier Zambrano Aragundy
DIRECTOR

Dr. Sixifo Falcones Zambrano
REVISOR

RESUMEN

El presente proyecto trata sobre la evaluación de la severidad de los huecos de tensión por medio de métodos estocásticos en las redes eléctricas, el cual ha sido aplicado al sistema eléctrico de la distribuidora Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Guayaquil (CNEL EP - Guayaquil). El sistema de subtransmisión y distribución es modelado a partir de los datos brindados por la distribuidora, tales como: subestaciones, puntos de interconexión con el SNI, puntos de generación, conductores y alimentadores. El principal objeto por el cual se aplica este proyecto a la red de distribución de la ciudad de Guayaquil es para estimar su comportamiento ante este tipo de perturbaciones de corta duración, como lo son los huecos de tensión, de tal modo que se puedan verificar los puntos vulnerables de la red e implementar soluciones que permitan mitigar los efectos de este fenómeno electromagnético por parte de CNEL EP - Guayaquil.

Este trabajo toma como base la metodología planteada en [Zambrano, 2014], la cual incluye el modelado de la red eléctrica de estudio con sus parámetros respectivos, el análisis de las tasas de fallas de los elementos de la red y la evaluación del sistema eléctrico mediante los índices relacionados a los huecos de tensión.

La medición de los huecos de tensión en la red de la ciudad de Guayaquil se realiza mediante una simulación estocástica que compila un periodo de 5000 años de múltiples escenarios operativos, empleando como base el método de Montecarlo.

Los resultados de la simulación se evalúan mediante los índices de calidad de energía $SARFI_X$ y $SARFI_{curve}$, los cuales permiten analizar la severidad de las perturbaciones de huecos de tensión en las barras, líneas o alimentadores del sistema de distribución. El algoritmo de estimación de huecos de tensión se lleva a cabo mediante un conjunto de algoritmos de 7 pasos, los cuales son ejecutados en la herramienta informática MATLAB®.

El análisis de los resultados obtenidos en la red de distribución de CNEL EP - Guayaquil, muestran que los sitios más vulnerables esperados en la red son subestaciones de la zona norte y centro de la ciudad; por ende, es importante que se tomen acciones preventivas-correctivas en estos sitios, que permitan mitigar los efectos de los huecos de tensión y así mantener una buena calidad de energía eléctrica.

Palabras Clave: Huecos de tensión, calidad de energía, Monte Carlo, SAGS.

ABSTRACT

This project deals with the evaluation of the severity of voltage dips through stochastic methods in electrical networks, which has been applied to the electrical system of the distributor Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP-Guayaquil. The sub-transmission and distribution system is modeled from the data provided by the distributor such as substations, interconnection points with the SNI, generation points, conductors and feeders. The main purpose for which this project is applied to the distribution network of the city of Guayaquil is to estimate its behavior in the face of this type of short-term disturbances, such as voltage dips, in such a way that verify the vulnerable points of the network and implement solutions that allow mitigating the effects of this electromagnetic phenomenon by CNEL EP.

This work is based on the methodology proposed in [Zambrano, 2014], which includes the modeling of the electrical network under study with its respective parameters, the analysis of the failure rates of the elements of the network and the evaluation of the electrical system through the indices related to voltage dips.

The measurement of voltage dips in the network of the city of Guayaquil is carried out through a stochastic simulation that compiles a period of 5000 years of multiple operating scenarios, using the Montecarlo method as a basis.

Simulation results are evaluated using power quality indices $SARFI_X$ y $SARFI_{curve}$, which allow analyzing the severity of disturbances of voltage dips in the bars, lines or feeders of the distribution system. The voltage dip estimation algorithm is carried out through a set of 7-step algorithms, which are executed in the MATLAB® computer tool.

The analysis of the results obtained in the distribution network of CNEL EP - Guayaquil, show that the most vulnerable sites expected in the network are substations in the north and center of the city; therefore, it is important that preventive-corrective actions are taken in these sites, which allow mitigating the effects of voltage dips and thus maintain a good quality of electrical energy.

Keywords: voltage sags, power quality, MONTECARLO, SAGS .

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	I
DEDICATORIA	II
RESUMEN	V
ABSTRACT	VI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ACRÓNIMOS	XVI
NOMENCLATURA	XVII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	1
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3. OBJETIVOS	2
1.3.1. OBJETIVO PRINCIPAL	2
1.3.2. OBJETIVOS SECUNDARIOS	2
1.4. ALCANCE	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. FUNDAMENTOS DE HUECOS DE TENSIÓN	4
2.2. CARACTERIZACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN	7
2.3. MITIGACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN	9
2.4. MONITORIZACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN	10
3. ÍNDICES DE HUECOS DE TENSIÓN	13

3.1. ÍNDICES DE EVENTO ÚNICO	13
3.2. ÍNDICES DE SITIO	14
3.2.1. ÍNDICES SARFI	14
3.2.2. TABLAS TENSIÓN-DURACIÓN	16
3.2.3. OTROS ÍNDICES DE SITIO	17
3.3. ÍNDICE DE SISTEMAS	18
3.3.1. ÍNDICES DE SISTEMA PARA OBTENER EL NÚMERO DE EVENTOS	18
4. MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA ESTIMAR HUECOS DE TENSIÓN	20
4.1. ESTIMACIÓN MEDIANTE MÉTODO ESTOCÁSTICO	20
4.2. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO MONTECARLO	21
4.3. VARIABLES DE ENTRADA y SALIDA DEL ALGORITMO	21
4.3.1. VARIABLES DE ENTRADA	22
4.3.2. VARIABLES DE SALIDA	26
4.3.3. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO	26
5. EVALUACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE GUA- YAQUIL	28
5.1. CASO DE ESTUDIO	28
5.1.1. DESCRIPCIÓN Y CONSIDERACIONES GENERALES	28
5.1.2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	29
5.1.3. PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL ALGORITMO	31
5.1.4. ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	32
5.1.5. CONSIDERACIONES PARA LAS DISTANCIAS DE LOS CONDUCTO- RES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	33
5.2. PREDICCIÓN DEL NIVEL DE AFECTACIÓN DE LOS HUECOS DE TEN- SIÓN EN CNEL EP-GUAYAQUIL	34
5.2.1. EVALUACIÓN DE LA RED A 5000 AÑOS	34
5.2.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	38
6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	46

6.1. CONCLUSIONES	46
6.2. TRABAJOS FUTUROS	47
BIBLIOGRAFÍA	49
A. INFORMACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE SUBTRANSMISIÓN DE CNEL EP UN GUAYAQUIL	52
B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL	55
C. MATRIZ DE IMPEDANCIA Y ADMITANCIA	66
C.1. SISTEMA DE POTENCIA	66
C.2. ALGORITMO	67
C.3. RESULTADO	71
D. EJEMPLO - ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN	72
E. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	75

ÍNDICE DE TABLAS

3.1. Configuración de tabla UNIDEPE utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].	16
3.2. Configuración de tabla IEC 61000-4-11 utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].	17
3.3. Configuración de tabla IEC 61000-2-8 utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].	17
4.1. Período de tiempo y frecuencia requerido para estimar la precisión de un evento fortuito [Zambrano, 2014]	22
4.2. Probabilidad de incidencia en un SEP según el tipo de cortocircuito [Zambrano, 2014]	24
4.3. Consideraciones para la clasificación de huecos de tensión según norma IEC 61000-4-11 [Zambrano, 2014].	26
4.4. Clasificación de los huecos de tensión en base a la duración según ITCI [España et al., 2012].	26
5.1. Subestaciones para la interconexión del SNI con CNEL EP-Guayaquil.	28
5.2. Cargabilidad de los transformadores instalados en las subestaciones.	29
5.2. (<i>Continúa</i>) Cargabilidad de los transformadores instalados en las subestaciones.	30
5.3. Tasa de falla de las barras del sistema categorizadas por su nivel de tensión.	32
5.4. Tasa de falla de las líneas de subtransmisión del sistema eléctrico.	33
5.5. Tasas de falla de los alimentadores según su tipo de conexión.	33
5.6. Intervalos de eventos/año por subestaciones para $SARFI_{70}$	34
5.6. (<i>Continúa</i>) Intervalos de eventos/año por subestaciones para $SARFI_{70}$	35
5.7. Promedio de los índices $SARFI_X$ para el sistema eléctrico de CNEL EP-Guayaquil.	35
5.8. Intervalos de eventos no tolerables por año de cada subestación.	37

5.8. <i>(Continúa)</i> Intervalos de eventos no tolerables por año de cada subestación.	38
A.1. Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones .	52
A.1. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	53
A.2. Capacidad operativa de las subestaciones de CNEC UN Guayaquil.	53
A.2. <i>(Continúa)</i> Capacidad operativa de las subestaciones de CNEC UN Guayaquil. .	54
B.1. Parámetros eléctricos de los puntos de alimentación del SNI para la red de distribución de Guayaquil.	55
B.2. Parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión de la red de CNEC EP Guayaquil	55
B.2. <i>(Continúa)</i> Parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión de la red de CNEC EP Guayaquil	56
B.3. Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones .	56
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	57
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	58
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	59
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	60
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	61
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	62
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	63
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	64
B.3. <i>(Continúa)</i> Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones	65
C.1. Información de las barras del sistema. Bloque 1 en algoritmo.	67
C.2. Información de los generadores del sistema. Bloque 2 en algoritmo.	67

C.3. Información de las líneas del sistema. Bloque 3 en algoritmo.	67
C.4. Información de los transformadores del sistema. Bloque 4 en algoritmo.	67
C.5. Información de los transformadores del sistema con su ratio complejo. Bloque 4 en algoritmo.	68
D.1. Parámetros de generación y carga del sistema de pruebas de 9 barras de IEEE. . .	72
D.2. Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de 9 barras de IEEE.	72
D.3. Parámetros de los transformadores de potencia del sistema de 9 barras de IEEE .	73

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Hueco de tensión causado por el arranque de un motor. Fuente: [IEEE-Std.1159, 2019].	5
2.2. Hueco de tensión en un sistema trifásico: forma de onda y RMS. Fuente: [Moreno, 2013].	6
2.3. Factores de medición de un hueco de tensión. Fuente: [Barreda, 2017].	8
2.4. Tipos de huecos de tensión producidos por una falla fase-fase tierra. Fuente: [A. R. Blanco, 2012].	8
2.5. Registro de una señal de voltaje durante una falla monofásica. Fuente: [Zambrano, 2016].	11
3.1. Ejemplo de la curva ITIC con eventos de fluctuación de tensión eficaz [IEEE Std 1564, 2014].	15
3.2. Ejemplo de la curva CBEMA con eventos de fluctuación de tensión eficaz [IEEE Std 1564, 2014].	16
4.1. Esquema de funcionamiento del método Monte Carlo [Zambrano, 2014]	21
4.2. Diagrama esquemático de una línea para la ubicación de una falla [Zambrano, 2014].	24
4.3. Voltaje residual vs localización en una línea [Zambrano, 2014].	25
5.1. Cargabilidad real (azul) y ocasional (morado) de los transformadores de CNEL EP-Guayaquil.	31
5.2. Estimación del índice $SARFI_X$ para el sistema eléctrico de CNEL EP-Guayaquil en eventos por año: a) La media de los eventos, b) Los índices ordenados de manera descendente, y c) Características estadística de los índices.	36
5.3. Valores del índice $SARFI_X$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 1 al 107).	39
5.3. Valores del índice $SARFI_X$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 107 al 214).	40
5.3. Valores del índice $SARFI_X$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 214 al 320).	41

5.4. Estimación de los índices $SARFI_{ITIC}$ y $SARFI_{IEC}$ en los nodos de la red de CNEL EP - Guayaquil.	42
5.5. Mapa de calor de Guayaquil para determinar zonas críticas de la red eléctrica. Índice $SARFI_{70}$	43
5.6. Mapa de calor de Guayaquil para determinar zonas críticas de la red eléctrica. Índice $SARFI_{ITIC}$	45
C.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba de 4 barras. Imagen obtenida del simulador Power World™	66
D.1. Índices $SARFI_X$ aplicado al sistema IEEE de 9 barras durante un período de análisis de 1000 años.	73
D.2. Índices $SARFI_{Curve}$ aplicado al sistema IEEE de 9 barras durante un período de análisis de 1000 años.	74

ACRÓNIMOS

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
UPS	Uninterrumpible Power Supply
CVT	Capacitor Voltage Transformer
StatCom	Static Synchronous Compensator
DVR	Dynamic Voltage Restoration
ESS	Energy Storage System
SARFI	System Average RMS (Root Mean Square) Variation Frequency Index
SAI	Sag Energy Index
ASEI	Average Sag Energy Index
SNI	Sistema Nacional Interconectado

Unidades metricas

kV	kilovoltio
MVA	Megavoltampere
MVar	Megavoltiamperio reactivo
MW	Megavatio
pu	Por Unidad
s	segundos

NOMENCLATURA

C_f	Coeficiente de fallo
E_{VS}	êndice de energí de caída de tensión
T_f	Tipo de fallo
V_h	Magnitud o tensión residual
V_{nom}	Voltaje nominal del sistema
Z_f	Impedancia de falla del sistema
$SARFI$	Índice de frecuencia de variación RMS
t	Duración del hueco de tensión
V	Voltaje remanente o magnitud del hueco de tensión
ΔV	Profundidad del hueco de tensión
Δt	Duración

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

En los sistemas eléctricos de potencia (SEP) la calidad de la energía es un aspecto fundamental, especialmente para los consumidores del tipo industrial y comercial, ya que esta es inversamente proporcional a las pérdidas económicas que se pueden producir, es decir, un servicio de energía eléctrica con una calidad deficiente repercute en la competitividad de la empresa y pérdidas económicas considerables, de ahí la importancia de analizar que los clientes no solo cuenten con un suministro continuo de energía eléctrica, sino también que la calidad de producto cumpla con las regulaciones establecidas en el país [J. Blanco et al., 2012; Moreno, 2013].

Una calidad deficiente de energía eléctrica trae consigo varias perturbaciones electromagnéticas, que afectan el sistema eléctrico, entre ellas destacan las interrupciones de servicio, el aumento de componentes armónicas de tensión/corriente en la red, fluctuaciones en la tensión, sobretensión y huecos de tensión [J. Blanco et al., 2012].

Las perturbaciones de principal interés de este estudio son las relacionadas a los huecos de tensión, las cuales ocurren en un sistema eléctrico debido al aumento súbito de la corriente en la red, causando que la tensión del sistema eléctrico caiga por debajo de su valor umbral (0.90 p.u. normalmente). Típicamente esta reducción de nivel es de corta duración, con una duración de 0.5 a 30 ciclos de la forma de onda, la cual es causada por el ingreso de grandes cargas o por cortocircuitos en la red [Zambrano et al., 2015; Barreda, 2017].

Las quejas por las perturbaciones como interrupciones de servicio eléctrico y huecos de tensión son muy altas de parte de todos los tipos de clientes en una red eléctrica (residenciales, comerciales o industriales), esto se debe a que todos cuentan con cargas sensibles que pueden verse afectadas durante estas fluctuaciones en el SEP, causando en algunos casos costos por daños producidos a los equipos o gastos en mantenimiento [Castillo, 2008; J. Blanco et al., 2012].

Debido a lo expuesto previamente, el presente capítulo analiza la problemática detrás de los huecos de tensión y su afectación al sistema eléctrico, proponiendo el estudio de la red de distribución de la ciudad de Guayaquil mediante un análisis estocástico de estas perturbaciones.

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente, el objetivo prioritario de las empresas distribuidoras de energía eléctrica es asegurar la continuidad y calidad del suministro eléctrico mediante inversiones para mejorar la infraestructura del sistema eléctrico. Sin embargo, surge la necesidad de que las empresas dis-

tribuidoras tomen en cuenta la problemática relacionada a la calidad de la energía que generan los huecos de tensión, ocasionados por cortocircuitos y/o incrementos súbitos de la corriente en la red, con el objetivo de mitigar los efectos de estos fenómenos electromagnéticos en el sistema de suministro eléctrico.

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El creciente consumo de energía eléctrica causa que los huecos de tensión se conviertan en un fenómeno electromagnético de atención por parte de las empresas distribuidoras, debido a que pueden provocar un funcionamiento errático en los dispositivos sensibles a huecos de tensión.

Debido a que perturbaciones en el sistema eléctrico tan comunes como los huecos de tensión suelen ser desconocidos, debido a la dificultad para detectarlos; los mismos se han convertido en una problemática relevante para la calidad de suministro eléctrico, la que se ha ido postergando con el pasar de los años en el desarrollo industrial de los países. La realidad del sector eléctrico ecuatoriano no está alejada de esta premisa debido a que, al momento, no se cuenta con normativa nacional específica para abordar los huecos de tensión, su monitorización y posible mitigación.

Por lo antes descrito, se va a analizar el sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Guayaquil, a través de un método estocástico que simule todos los posibles escenarios de cortocircuitos y/o incrementos súbitos de la intensidad de la red, obteniendo el número de huecos de tensión en las subestaciones, su duración y severidad mediante la evaluación de los índices relacionados a esta problemática, con lo cual se podrá establecer los puntos vulnerables de la red, y así proponer posibles acciones para mitigar este fenómeno electromagnético.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO PRINCIPAL

Analizar la afectación que los huecos de tensión pueden ocasionar en una red de distribución real, modelando las variables que permitan definir sus efectos, obteniendo así una estimación del comportamiento de la red ante esta perturbación para la optimización de los recursos, tanto para el mantenimiento como para la mitigación de este fenómeno electromagnético.

1.3.2. OBJETIVOS SECUNDARIOS

- Analizar qué son los huecos tensión y cómo se relaciona con la calidad de la energía eléctrica en las redes de distribución.
- Estimar los huecos de tensión en el sistema eléctrico de distribución de la ciudad de Guayaquil mediante el método de Monte Carlo.
- Evaluar la severidad de los huecos de tensión mediante indicadores basados en la calidad de la energía eléctrica en la red eléctrica de distribución de CNEL EP-Guayaquil.
- Plantear medidas de mitigación de huecos de tensión a partir de los indicadores de calidad de energía de estas perturbaciones en las simulaciones de la red de distribución de Guayaquil.

1.4. ALCANCE

Determinar el nivel de afectación de los huecos de tensión en los diferentes puntos de suministro eléctrico de distribución (subestaciones) de la ciudad de Guayaquil y plantear medidas de mitigación que permitan mejorar la calidad de suministro de energía de los usuarios.

Estos resultados se obtendrán a partir de la aplicación del método analítico propuesto en [Zambrano, 2016] para obtener los parámetros necesarios del sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil. Luego mediante la implementación del método estocástico Monte Carlo, se evalúa la severidad de estas perturbaciones electromagnéticas mediante los índices de calidad de energía $SARFI_X$ y $SARFI_{Curve}$, determinando así el nivel de afectación en las diferentes subestaciones y sus alimentadores para recomendar medidas de mitigación [Zambrano et al., 2015].

Capítulo 2

MARCO TEÓRICO

Comprender los fundamentos teóricos relacionados a los huecos tensión, su efecto en los sistemas de energía eléctrica, así como los parámetros que los caracteriza y las posibles acciones para su mitigación es muy importante, ya que de este modo se puede proteger la red de distribución reduciendo las consecuencias que se pueden causar a los clientes energizados.

Con base en lo mencionado, el presente capítulo expone inicialmente la definición de los huecos de tensión, adicionalmente, se enfoca en la caracterización, métodos de mitigación y monitoreo de esta perturbación electromagnética.

2.1. FUNDAMENTOS DE HUECOS DE TENSIÓN

Los eventos de huecos de tensión se pueden definir como una perturbación de corta duración, donde se reduce el valor eficaz de la tensión suministrado por la fuente en una red eléctrica [A. R. Blanco, 2012]. Sin embargo, existen normas que definen de manera clara esta perturbación, en particular se analizarán tres criterios, los cuales son las siguientes:

- Norma UNE-EN 50160 publicada por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).
- Norma IEEE Std 1159-2019 publicada por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).
- Norma INEN-IEC/TR 61000-2-8 publicada por el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN).

La norma UNE 50160 describe esta perturbación como la disminución brusca de tensión de alimentación a un valor entre el 1 % y el 90 % del valor nominal de operación de la red, evento después del cual se reestablece el nivel de tensión nominal en un intervalo de tiempo que usualmente está categorizado entre los 10 ms y 1 min. La diferencia entre el nivel de tensión cuando ocurre un hueco de tensión, y el nominal del sistema eléctrico es denominado profundidad del hueco de tensión y es una de las medidas que se utiliza para caracterizar este tipo de perturbaciones. Por otro lado, la perturbación solo será considerada un hueco de tensión si la reducción del 120/5 es menor al 90 % del valor nominal de operación [AEN/CTN 208, 2001].

Del mismo modo, la norma IEEE Std 1159-2019 bajo la definición de Sags o Dips denomina a un hueco de tensión como un decremento de la tensión eficaz entre un valor de 0.1 pu a 0.9 pu durante períodos de 0.5 ciclos a un minuto, las cuales se asocian a fallas externas en la red eléctrica como principales causantes, pero que también pueden ser producidas por la conmutación de cargas grandes o arranque de motores de gran potencia [IEEE-Std.1159, 2019].

Por otro lado, la norma INEN-IEC/TR 61000-2-8 bajo el término hueco de tensión define a la perturbación como una reducción brusca de voltaje debajo de un umbral especificado en algún nodo o alimentador del sistema eléctrico, luego del cual durante un breve intervalo de tiempo se restaura el valor de la tensión al de operación nominal [IEC, 2014].

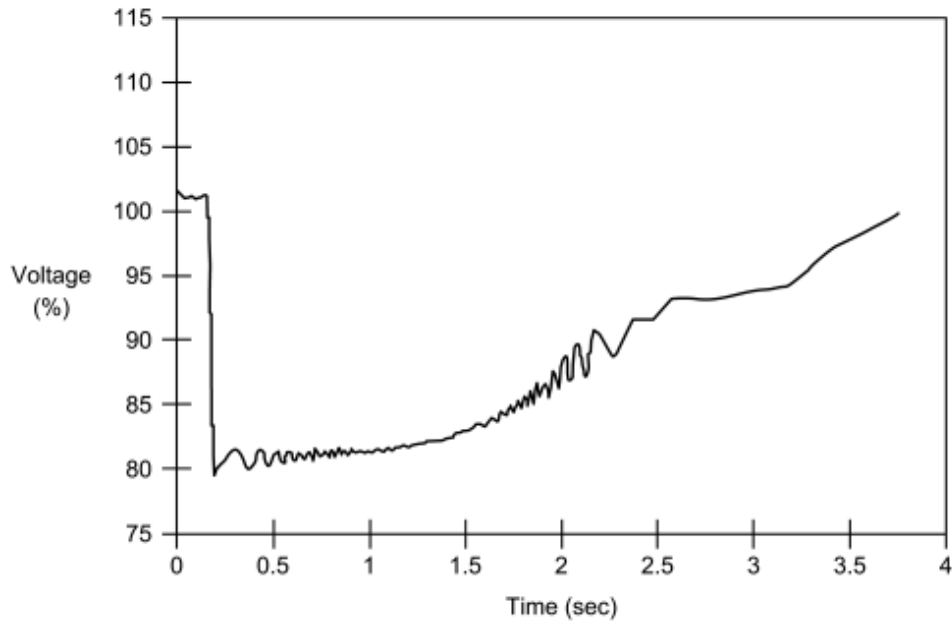


Figura 2.1: Hueco de tensión causado por el arranque de un motor.

Fuente: [IEEE-Std.1159, 2019].

La figura 2.1 muestra un gráfico con el porcentaje de tensión de la red eléctrica en el eje y y el tiempo en segundos en el eje x , en donde se observa cómo el arranque de un motor (inducción) causa un hueco de tensión por un período corto de tiempo; mientras que, la figura 2.2 muestra un hueco de tensión producido en un sistema trifásico teniendo como eje de las abscisas la tensión pico (izquierda) y tensión eficaz (derecha).

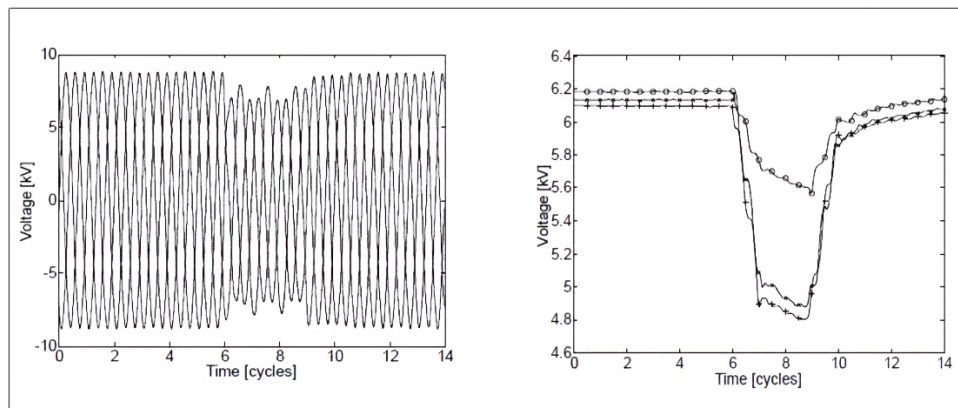


Figura 2.2: Hueco de tensión en un sistema trifásico: forma de onda y RMS.

Fuente: [Moreno, 2013].

Teniendo en cuenta las definiciones brindadas por estas normas, se puede reafirmar la definición inicial de un hueco de tensión, como la reducción del voltaje nominal de operación de la red a un valor menor a 0.9 pu, durante un intervalo de tiempo breve. Debido a la variedad en los límites de tensión en las normas expuestas, el presente trabajo tomará como referencia la norma INEN-IEC/TR 61000-2-8, la cual es una traducción de la norma IEC 61000, tomando un rango de tensión entre 0.01 pu y 0.9 pu de la tensión nominal de operación en un intervalo de tiempo menor a 1 minuto [AEN/CTN 208, 2001].

La fuente más común de este tipo de perturbación son los cortocircuitos ocasionados en la red, esto ocurre especialmente en áreas densamente pobladas en donde existe una gran cantidad de líneas aéreas o soterradas. Por otro lado, los cortocircuitos también pueden ser ocasionados por fallos en los aislamientos de las barras colectoras, descargas atmosféricas o el contacto de las líneas eléctricas con animales u objetos [Barreda, 2017; A. R. Blanco, 2012; Hassan, 2006].

En sistemas trifásicos los cortocircuitos de mayor frecuencia son los que ocurren de línea a línea, línea a neutro o línea a tierra, los cuales al producirse causan que las impedancias del sistema de suministro eléctrico se vean disminuidas y, por ende, causan una reducción momentánea en la tensión. los eventos de cortocircuitos suelen ser lo más severos, ya que impactan en la red eléctrica debido a la magnitud de la sobrecorriente, llegando a considerarse un problema grave de calidad de energía, especialmente en cargas con alto componente electrónico [Barreda, 2017; A. R. Blanco, 2012; Tesařová, 2005].

Del mismo modo, otra fuente importante que origina los huecos de tensión son los motores de inducción durante sus arranques, y esto se debe a que actualmente entre el 60 % y 80 % de las cargas son motores en aparatos eléctricos del tipo doméstico e industriales, como por ejemplo en ventiladores, compresores, bombas de accionamiento, ascensores, entre otros. La razón por la que provocan este tipo de perturbaciones en una infraestructura eléctrica es por su corriente de arranque, la cual suele ser de varias veces la corriente de su carga nominal, causando que exista una caída de tensión en los terminales del mismo, con un intervalo de duración mayor a 30 ciclos, pero es menor en comparación al provocado por un cortocircuito [Hasan et al., 2018].

Existen también otras fuentes que aumentan la frecuencia de los huecos de tensión como lo son los cambios bruscos en el consumo de las cargas, la conexión de transformadores de potencia, la reconexión de un interruptor automático, conexión/desconexión de capacitores, cambios de topología en la red, entre otros; acciones que, aunque bien aumentan la ocurrencia de esta perturbación, su duración y magnitud del evento es mucho menor a la producida por una corriente

de cortocircuito [Barreda, 2017; Pilo et al., 2007].

La gravedad de esta perturbación afecta a todos los clientes conectados en la red de distribución, y aunque son afectaciones de breve duración, pueden causar grandes daños a los equipos eléctricos de los usuarios según la sensibilidad y la función que realicen, ya que, un hueco de tensión sostenido durante un segundo o menos es más que suficiente para que los equipos sensibles como computadoras, videograbadoras, relojes y sistemas de control digital pierdan la información almacenada en su memoria o, en el peor de los casos, daños operativos en estos dispositivos. Por otro lado, las pérdidas de información o interrupción de equipos no son el único perjuicio que causa a los consumidores, también generan importantes pérdidas económicas, sobre todo a los asociados a los consumidores industriales y comerciales, siendo estos los principalmente afectados, aunque solo representen en conjunto el 20 % o menos de los consumidores conectados a la red de distribución [Barreda, 2017; Hassan, 2006; Pilo et al., 2007].

Hablando de afectaciones específicas a los clientes comerciales e industriales [Castillo, 2008], los grandes motores que existen en la industria usualmente suelen parar la producción al experimentar un hueco de tensión con una profundidad menor al 30 %, y cuando se implementa un conjunto variador de velocidad y un motor, las cargas se vuelven más sensibles a los huecos de tensión. Por lo tanto, al parar la producción, en ambos casos, las pérdidas económicas se ven reflejadas en los productos que se dejan de fabricar o, en el peor de los casos, en el gasto que se genera al reemplazar un equipo por daños en su mecanismo, además de las pérdidas por producción.

Otro ejemplo común de las pérdidas económicas que pueden generar este tipo de perturbaciones es la afectación a los equipos informáticos, ya que estos suelen ser sensibles ante perturbaciones que tengan una magnitud debajo del 90 % de la tensión de operación con duraciones cortas, que están comprendidas entre 3 o 4 ciclos. Ante estos eventos, se pueden causar pérdidas de datos, parada de producción o pérdidas de señales. Por mencionar situaciones prácticas de los efectos mencionados, una pérdida de datos podría afectar gravemente a un banco, mientras que, en una industria de alimentos, se puede parar la producción debido a daños en una computadora principal o en el envío de señales de los microcontroladores [Castillo, 2008].

Es debido a estos problemas que se debe comprender la severidad que pueden tener los huecos de tensión en una red eléctrica, de ahí la importancia de su caracterización, monitorización y mitigación.

2.2. CARACTERIZACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

Los huecos de tensión se caracterizan a través de varios factores de medición tales como [Castillo, 2008]:

- Magnitud o tensión residual (V_h).
- Duración (Δt).
- Profundidad del hueco (ΔV).

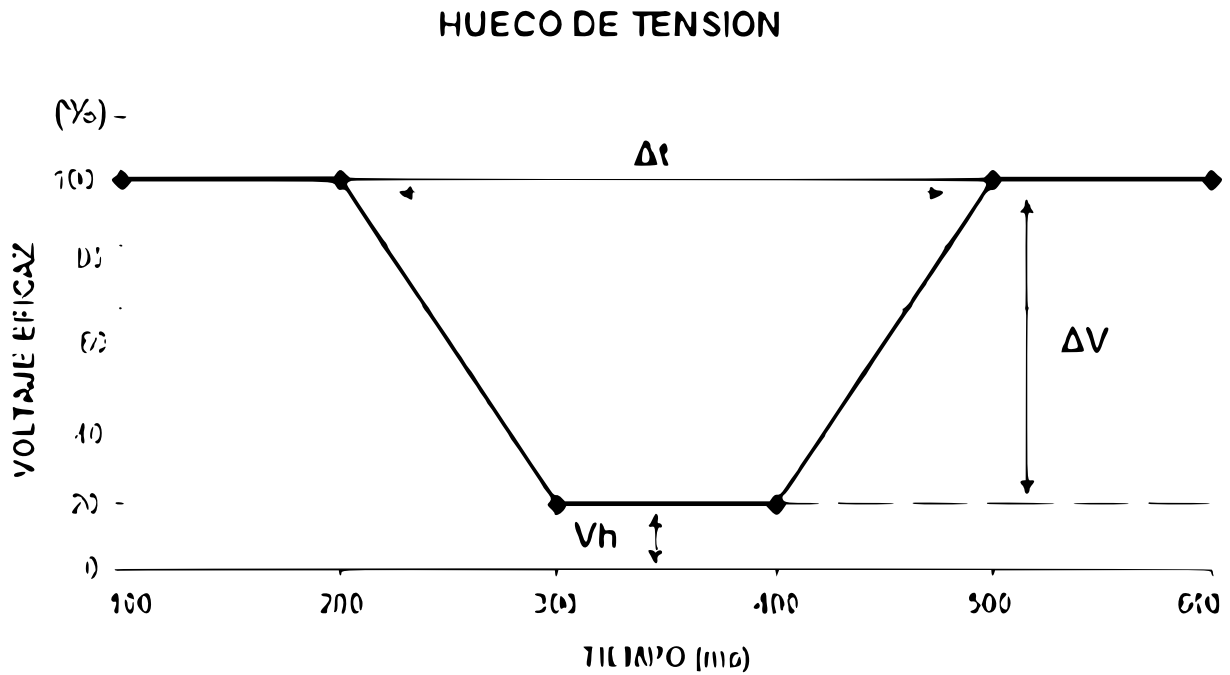


Figura 2.3: Factores de medición de un hueco de tensión.
Fuente: [Barreda, 2017].

La *tensión residual* o *magnitud* (V_h) se define como la tensión eficaz que existe durante la perturbación, este se suele medir en por unidad o en porcentaje. Por otro lado, el intervalo de tiempo que dura esta tensión residual se conoce como *duración* (Δt); mientras que, la diferencia entre la tensión de operación o de referencia y la magnitud del evento se conoce como hueco de tensión (ΔV) [Castillo, 2008].

Cabe recalcar que la figura 2.3 muestra un caso ideal, donde la forma del hueco de tensión es rectangular (hueco abrupto o monoestado); sin embargo, esta puede tener una forma escalonada (hueco discreto o multiestado) o no rectangular, pudiendo ambas formas de onda de esta perturbación ser producida por una misma falla, por lo que este efecto se atribuye a los ángulos de la impedancia de la red eléctrica [J. Blanco et al., 2012; A. R. Blanco, 2012]. La figura 2.5 ilustra un hueco de tensión monoestado (rectangular) y uno multiestado (escalonado) producido por una misma falla en la red.

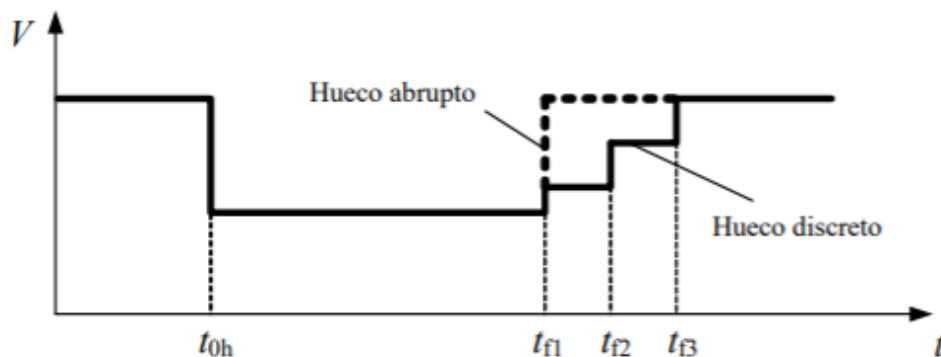


Figura 2.4: Tipos de huecos de tensión producidos por una falla fase-fase tierra.
Fuente: [A. R. Blanco, 2012].

Lo descrito hasta el momento se conoce como caracterización tensión-duración que es aplicada por el estándar [IEEE-Std.1159, 2019], y es una práctica ampliamente usada, la cual también será usada a lo largo de este trabajo, sin embargo, tal como exponen [J. Blanco et al., 2012; Zambrano, 2016] existen otras metodologías de caracterización que son las siguientes:

- Caracterización por energía no suministrada durante el hueco de tensión.
- Caracterización ABC.
- Caracterización por componentes simétricas.
- Caracterización por índices de severidad-duración.
- Caracterización de acuerdo con su magnitud y grado de desbalance.
- Caracterización según la causa de la perturbación electromagnética.

2.3. MITIGACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

Debido a que existen varias fuentes de hueco de tensión, como se han examinado en la sección 2.2, no es posible eliminarlas totalmente del SEP, sin embargo, estas se pueden reducir si se realizan acciones que permitan mejorar la calidad del suministro eléctrico. De manera general, estas estrategias de mitigación se pueden clasificar en medidas activas y pasivas. Las *medidas activas* para mitigar los huecos de tensión tienen como objeto principal reducir el número de perturbaciones ocasionadas en la red eléctrica, por lo que actúan sobre las causas que la generan, mientras que las medidas pasivas sirven de protección para el sistema durante el hueco de tensión y ayudan a compensarlo para reducir su magnitud y/o duración [Pilo et al., 2007].

Una medida activa utilizada con frecuencia es la ejecución de un mantenimiento programado de los equipos de la infraestructura eléctrica, lo que incluye a líneas, transformadores, aisladores, entre otros, así como el despeje de árboles cercanos a la infraestructura eléctrica en entornos forestales, y la instalación de pararrayos para mitigar los efectos de las descargas atmosféricas. Todo esto se realiza con el objeto de minimizar el número e intensidad de las fallas que puedan ser ocasionadas al sistema eléctrico [Moreno, 2013; Barreda, 2017; Zambrano, 2016].

Otra medida activa que se puede utilizar es la ejecución de estudios que permitan la predicción o antelación a los eventos de fallos en la infraestructura eléctrica, para su control mediante el análisis de los aislamientos de los equipos, mediciones de puesta a tierra, condiciones climáticas, termografía, etc. Del mismo modo, se puede realizar el reemplazo de equipos actuales en la red por unos de mejor calidad, o cambiar las líneas aéreas por líneas soterradas, sin embargo, esto puede suponer a corto plazo una mayor inversión que realizar un mantenimiento programado de los equipos, por lo que la empresa distribuidora deberá elegir la solución óptima para la reducción de los huecos de tensión [Barreda, 2017; Zambrano, 2016].

Por otro lado, también existen varias medidas pasivas como es la implementación de dispositivos externos a la red eléctrica que pueda reducir los efectos de los huecos de tensión durante su ocurrencia, tales como [Barreda, 2017; Zambrano, 2016]:

- Fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS).
- Transformadores con cambiador de tomas electrónico.

- Compensadores estáticos (STATCOM).
- Transformadores de tensión constante (CVT).
- Restauradores dinámicos de voltaje (DVR).
- Instalación de generadores de energía cerca de los puntos críticos o vulnerables de la red.

Otra medida pasiva que se puede ejecutar en la red es la implementación de una bobina Petersen, que es una impedancia variable, en la cual se desprecia la resistencia al ser un bobinado y solo se considera la reactancia, instalada entre el neutro de un transformador y la malla del sistema a tierra. Tiene como función principal reducir la magnitud de la corriente ocurrida por una falla a tierra en las redes de distribución, dando como resultado que al implementarse la red pueda funcionar aun cuando existan estas condiciones de falla, evitando que las protecciones se disparen por el efecto transitorio [Moreno, 2013; Castillo, 2008].

Adicional a estas medidas pasivas, existen otras tal como se sugiere en [Moreno, 2013], proponiendo el seccionamiento del sistema de distribución para evitar que se propaguen los huecos de tensión, lo cual se logra aumentando el número de protecciones en una línea de la red, de tal manera que se puede despejar la falla antes de llegar a la infraestructura eléctrica desde la cual se alimentan los consumidores finales, esto en especial puede servir para corrientes de cortocircuito en la red, como para el arranque de grandes motores de baja impedancia. Del mismo modo [Celli et al., 2018] sugiere la mitigación mediante sistemas de almacenamiento de energía (ESS), siendo tan eficaz como los DVR con un mayor alcance, ya que este último permite la compensación de los huecos de tensión en el lugar que se encuentra instalado. Así mismo, la solución propuesta puede compensar estas perturbaciones en el nodo instalado, como a sus nodos vecinos, teniendo un área más amplia de actuación por lo que debe ubicarse estratégicamente en la red. Finalmente, otros estudios han evaluado cómo contribuyen a los huecos de tensión la operación de cargadores de vehículos eléctricos bidireccionales usando el modo V2G [Katić et al., 2019]. Es decir, la transferencia de energía se da desde el vehículo eléctrico a la red de distribución, determinando que, si un gran número de vehículos se conectan a la red, pueden servir de soporte cuando ocurran huecos de tensión, por lo que esta solución podría implementarse en países donde existen una gran variedad de vehículos eléctricos, ubicando electrolineras en puntos vulnerables de la red de distribución para evitar estas perturbaciones eléctricas en el voltaje.

2.4. MONITORIZACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

La tensión tendrá que ser monitorizado mediante valores eficaces (RMS), con un registro de un ciclo como mínimo y actualizados cada medio ciclo del período de la señal de voltaje del punto de suministro de energía eléctrica, la cual puede ser de 50 o 60 Hz, según la ubicación de la red de distribución [Zambrano, 2016].

Los principales parámetros que deben registrarse son la tensión residual y la duración, de tal modo que la monitorización de estos parámetros debe estar clara en el registro. Tal como indica [CNE, 2017] las detecciones, mediciones y registros deben ser realizados basados en la norma IEC 61000-4-30, en la cual establece que los huecos de tensión son aquellos valores de tensión por debajo del umbral establecido de una sola fase en el caso de los sistemas trifásicos, que basado en lo estudiado en la sección 2.2, se mostró que este valor es usualmente por debajo de 0.9 pu, realizando mediciones de fase-fase o fase-neutro.

Aunque existen libertades para medir la tensión en el SEP, se recomienda que tanto en media tensión como en alta y extra-alta tensión la medición sea fase a fase, ya que, en este nivel de tensión los equipos conectados a la red funcionan con este tipo de voltaje; mientras que, en baja tensión con sistemas sólidamente aterrizados, las mediciones se realicen fase-neutro o fase-tierra a excepción de que los dispositivos que se vayan a examinar se encuentren conectados de tal modo que requiera una conexión fase-fase. La medición entonces dependerá de cómo operan los equipos del usuario final del sistema eléctrico [Zambrano, 2016].

La figura 2.5 muestra el registro de una señal de tensión eficaz y de su forma de onda (valores pico) con mediciones fase-fase tras ocurrir una corriente de cortocircuito monofásica.

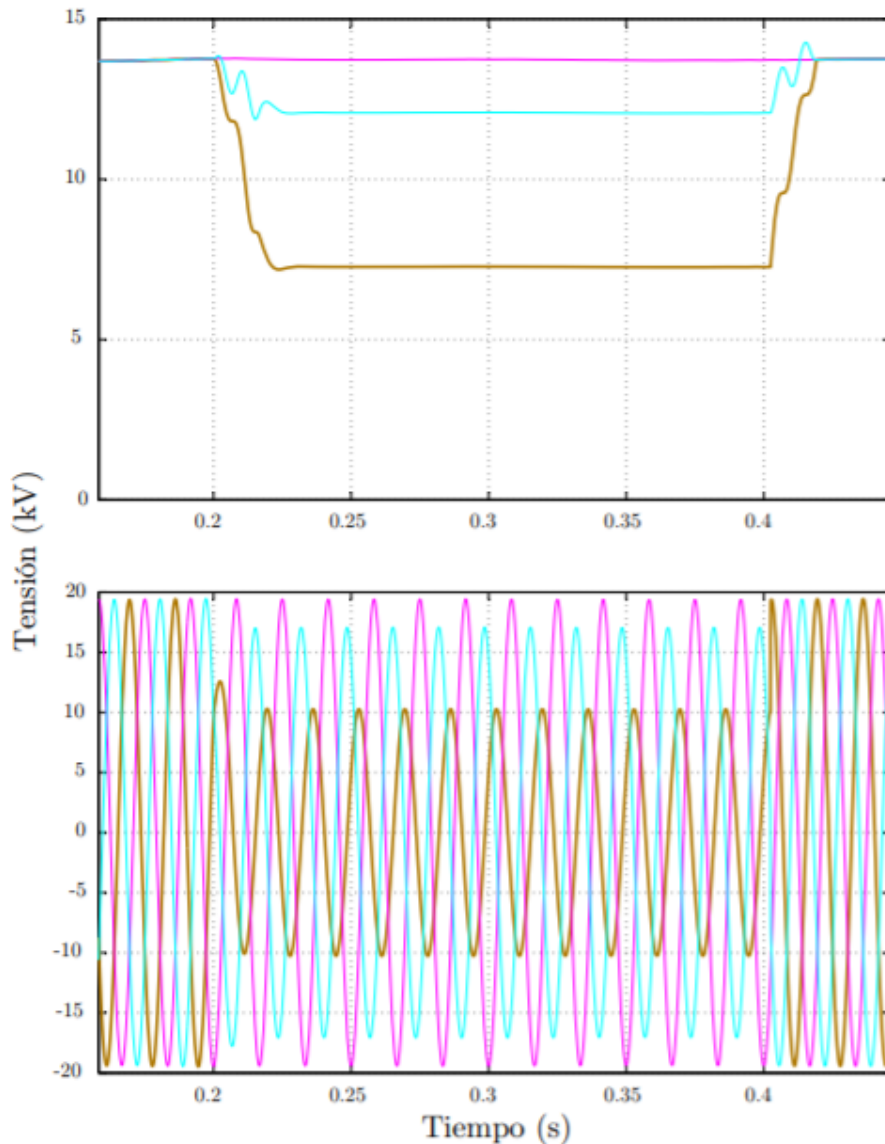


Figura 2.5: Registro de una señal de voltaje durante una falla monofásica.
Fuente: [Zambrano, 2016].

Un efecto importante que debe tomarse en cuenta durante la medición de tensión en las redes eléctricas es el de la saturación de los transformadores de voltaje, ya que esto puede dar la impresión visual de un hueco de tensión falso durante eventos específicos, como una falla fase-tierra. Generalmente este tipo de eventos falsos ocurren cuando existe una falla a tierra en

sistemas trifásicos [Tenti et al., 2020].

Capítulo 3

ÍNDICES DE HUECOS DE TENSIÓN

Los índices de huecos de tensión son necesarios para cuantificar la severidad de estas perturbaciones, basados en la caracterización mostrada en el capítulo 2, y pueden clasificarse en tres categorías según lo definido en la norma [IEEE Std 1564, 2014]:

- Índices de evento único (*single-event characteristics*): Estos indicadores tratan de describir las características de un evento único a través de características en función del tiempo.
- Índices de sitio (*site indices*): Cuantifican la severidad de los problemas relacionados al suministro eléctrico en un determinado punto, tomando como base las características de los eventos únicos registradas durante un período determinado.
- Índices de sistema (*system indices*): Cuantifican la severidad de los problemas relacionados al suministro eléctrico en una determinada zona, tomando como base los índices de sitio, puede definirse como una media ponderada de estos últimos.

El presente capítulo analizará los índices que son utilizados con más frecuencia para el análisis y evaluación de la calidad de energía brindada por la distribuidora de energía eléctrica.

3.1. ÍNDICES DE EVENTO ÚNICO

Es un indicador que permite definir la severidad de un evento único, es decir, registra las características del hueco de tensión. Si la perturbación causa que la forma de onda de la tensión tenga forma rectangular, estos índices se basarían en registrar la magnitud del hueco de tensión remanente y la duración mediante la tensión eficaz del sistema; mientras que, si el evento tiene una forma no rectangular, necesita de un registro de cada una de las fases monitoreadas de manera instantánea y, para obtener los mismos parámetros de magnitud y duración de la perturbación, se puede realizar a través del método de segmentos [Zambrano, 2016].

Otro de los índices que se pueden registrar en este tipo de eventos es el denominado índice de energía de caída de tensión (*voltage sag energy index*), definido en la norma IEEE Std. 1564TM como el período de tiempo durante el cual ocurre la interrupción. En términos sencillos, puede interpretarse como la energía faltante (pérdida) durante un hueco de tensión [IEEE Std 1564,

2014]. Este índice se calcula mediante la ecuación 3.1, en donde V representa la magnitud del hueco de tensión o tensión remanente y t representa la duración de este.

$$E_{VS} = \left(1 - \left(\frac{V}{V_{nom}}\right)^2\right) t \quad (3.1)$$

3.2. ÍNDICES DE SITIO

Son indicadores de la calidad de la energía en un punto determinado del sistema eléctrico, usualmente se aplican a las barras o nodos que tienen cargas conectadas. Estos se formulan a partir de los índices de evento único que han sido registrados en ese punto del sistema eléctrico, normalmente durante un período de un mes o un año [IEEE Std 1564, 2014; Barreda, 2017].

Los índices mencionados por la norma IEEE Std. 1564TM son varios, pero entre ellos los más comunes son: índices SARFI ($SARFI_X$ y $SARFI_{Curve}$) y las tablas de tensión-duración (*voltage sag tables*), que son las que se describirán en esta sección [IEEE Std 1564, 2014].

3.2.1. ÍNDICES SARFI

El índice de frecuencia de variación RMS del sistema SARFI, es un parámetro que proporciona un recuento de las perturbaciones en el sistema eléctrico, que pueden ser ocasionadas por interrupciones en el sistema o sobrevoltajes, así como por huecos de tensión. Este índice permite cuantificar la calidad del suministro eléctrico en el nodo o barra de análisis. Debido a que este índice puede ser aplicado a un nodo, puede ser referido a un alimentador del sistema de distribución, una subestación o un conjunto de estas, un punto de carga o la topología completa de un sistema de suministro de energía [IEEE Std 1564, 2014].

Existen dos clasificaciones para los índices SARFI, estos son: $SARFI_X$ y $SARFI_{Curve}$. Los índices $SARFI_X$ están diseñados para evaluar eventos de variación corta para la señal de tensión eficaz (RMS), y corresponde a un recuento de los huecos de tensión. Los índices de interés para el presente trabajo son los siguientes:

- *SARFI-90*: Considera un recuento de todos los huecos de tensión e interrupciones que se encuentren por debajo de 0.90 pu o del 90 % de la tensión de referencia.
- *SARFI-70*: Considera un recuento de todos los huecos de tensión e interrupciones que se encuentra por debajo de 0.70 pu o del 70 % de la tensión de referencia.

La expresión analítica del coeficiente SARFI se muestra a continuación:

$$SARFI_X = \frac{1}{N_t} \sum_{j=1}^{N_e} N_j \quad (3.2)$$

En donde el valor X representa al valor porcentual de la tensión eficaz que se requiere calcular (valores entre 10 % a 90 %), N_j representa a los consumidores afectados por la perturbación

debajo de un umbral de voltaje X , N_e es el número total de perturbaciones ocurridas en el nodo de análisis y N_t los consumidores totales monitorizados en la barra de la subestación o en el nodo de carga [García, 2011].

Por otro lado, los índices $SARFI_{Curve}$ representan la tasa de caída de tensión que es definida a partir de una curva de compatibilidad de equipos. Las curvas de compatibilidad utilizadas con más frecuencia al momento de evaluar los huecos de tensión son [IEEE Std 1564, 2014]:

- *SARFI-ITIC*: Considera un recuento de todos los huecos de tensión que se encuentran por debajo de la curva ITIC (véase figura 3.1).
- *SARFI-CBEMA*: Considera un recuento de todos los huecos de tensión que se encuentran por debajo de la curva CBEMA (véase figura 3.2).

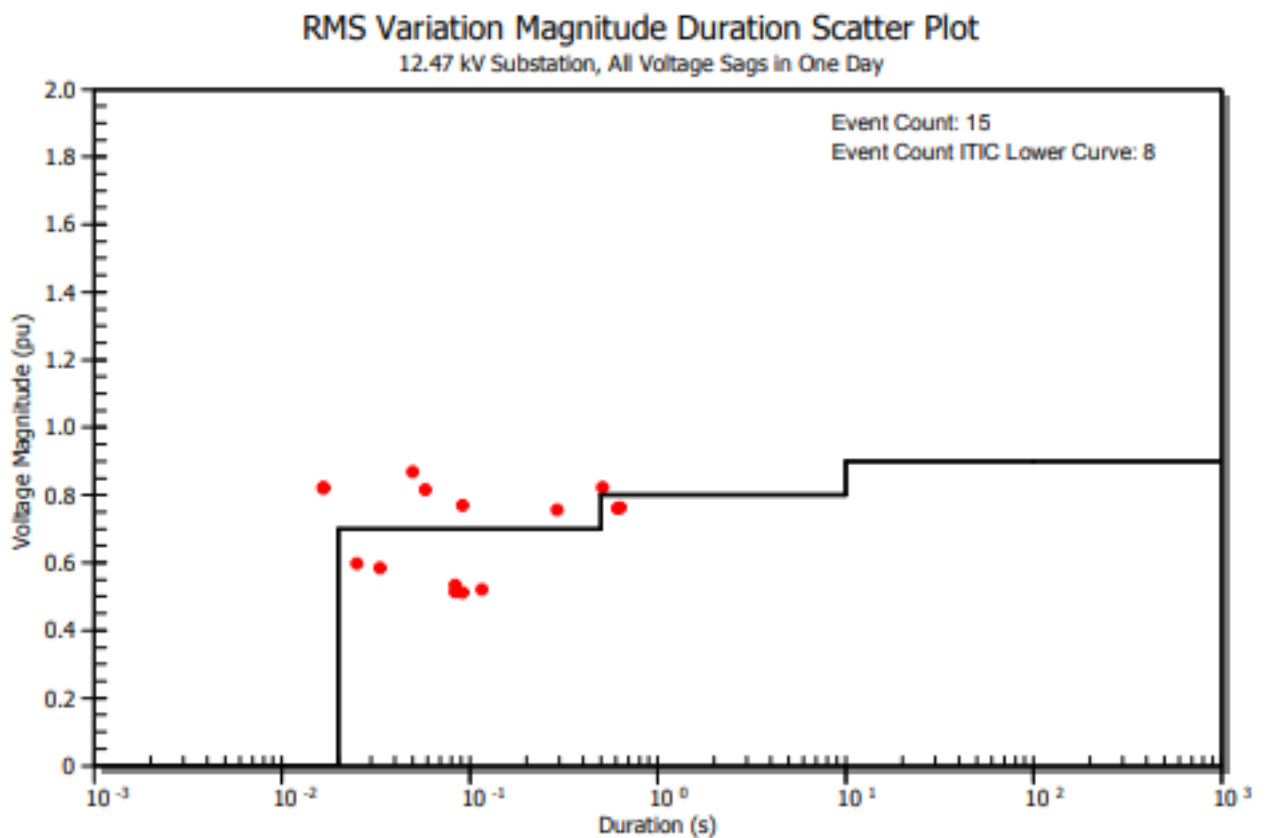


Figura 3.1: Ejemplo de la curva ITIC con eventos de fluctuación de tensión eficaz [IEEE Std 1564, 2014].

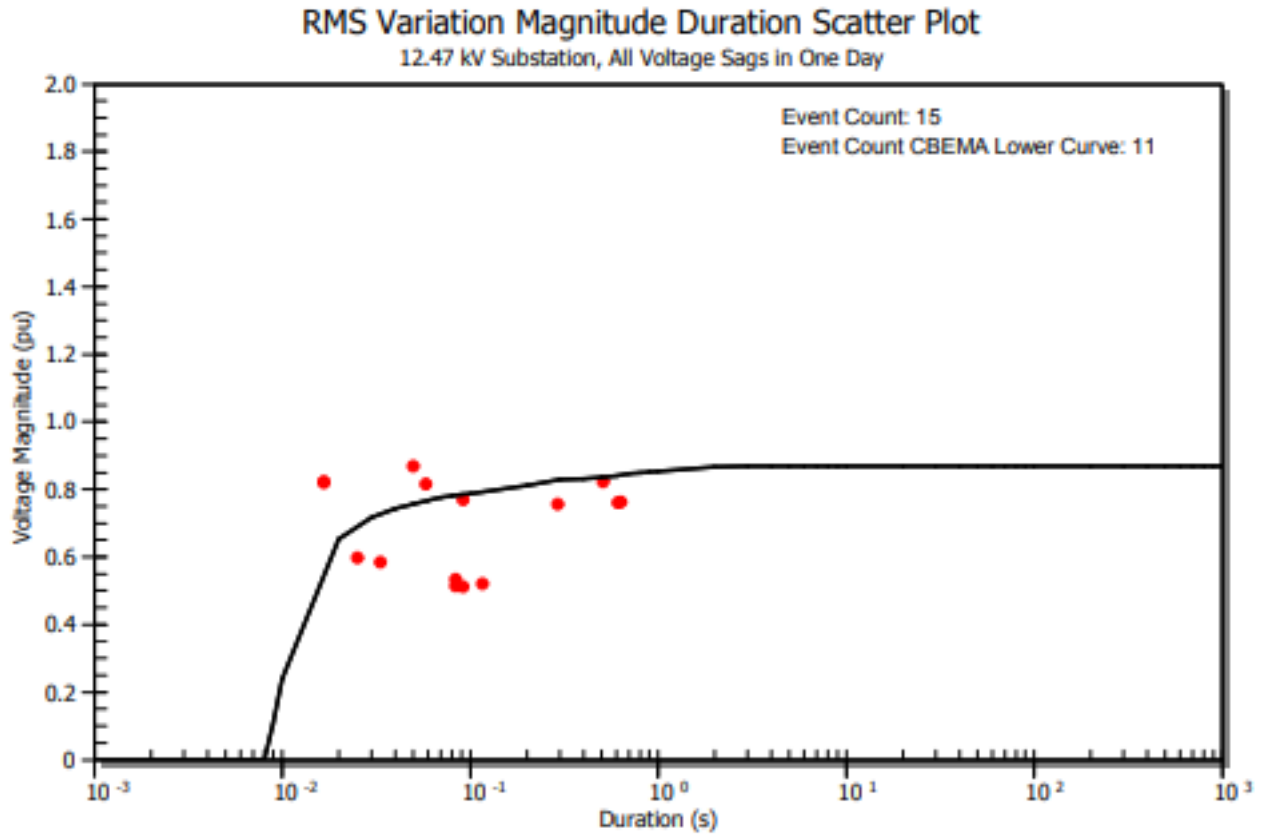


Figura 3.2: Ejemplo de la curva CBEMA con eventos de fluctuación de tensión eficaz [IEEE Std 1564, 2014].

3.2.2. TABLAS TENSIÓN-DURACIÓN

El esquema de las tablas es utilizado comúnmente para presentar las características de una caída de tensión. Usualmente estas tablas suelen tener en sus filas rangos de tensión, donde se anotan las magnitudes de los eventos; mientras que, en sus columnas se tiene la duración en segundos o ciclos de los huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].

Las tablas mostradas por la norma IEEE Std. 1564TM son las siguientes: UNIDEPE, IEC 61000-4-11 e IEC 61000-2-8. Cada una de estas tienen sus propias características permitiendo registrar o cuantificar eventos de diferente duración, los ejemplos de cada una de estas se muestran en las tablas 3.1 a 3.2 [IEEE Std 1564, 2014; Zambrano, 2016].

Tabla 3.1: Configuración de tabla UNIDEPE utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].

Tensión	Duración del hueco de tensión						
	< 1 ciclo	1 ciclo-0.1 s	0.1-0.5 s	0.5-1 s	1-3 s	3-20 s	20-60 s
85 %-90 %							
70 %-85 %							
40 %-70 %							
10 %-40 %							
≤ 10 %							

Tabla 3.2: Configuración de tabla IEC 61000-4-11 utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].

Tensión	Duración del hueco de tensión				
	< 1 ciclo	1 ciclo-200 ms	200-500 ms	0.5-0.5 s	≤ 5 s
70 %-80 %					
40 %-80 %					
10 %-40 %					
≤ 10 %					

Tabla 3.3: Configuración de tabla IEC 61000-2-8 utilizada para el registro de huecos de tensión [IEEE Std 1564, 2014].

	< 0,1s	0.1-0.25 s	0.25-0.5 s	0.5-1 s	1-3 s	3-20 s	20-60 s	1-5 min
80 %-90 %								
70 %-80 %								
60 %-70 %								
50 %-60 %								
40 %-50 %								
30 %-40 %								
20 %-30 %								
10 %-20 %								
≤ 10 %								

3.2.3. OTROS ÍNDICES DE SITIO

Existen otro tipo de índices que permiten cuantificar el tiempo sostenido de los huecos de tensión, entre ellos figura el SEI (*Sag Energy Index*), así como su valor promedio, el cual es denominado ASEI (*Average Sag Energy Index*). Estos índices son calculados analíticamente a partir de las ecuaciones 3.3 y 3.4, en donde i es el número que se le designa a cada evento provocado por un hueco de tensión, siendo n el total de último evento registrado y E_{VS_i} la energía perdida durante la perturbación [García, 2011].

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_{VS(i)} \quad (3.3)$$

$$ASEI = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{VS(i)} \quad (3.4)$$

Del mismo modo, un índice de sitio que permite cuantificar las pérdidas económicas que le implica al usuario un hueco de tensión es el ACSC, y se calcula analíticamente mediante la ecuación 3.5, donde CS_{ik} es el valor económico que percibe un consumidor como pérdida por la perturbación, STC_k es el tiempo de eventos de hueco de tensión anual por cliente y N_E es el n -ésimo cliente de todos los clientes afectados debido a la perturbación, es decir, este puede representarse como la suma total de los clientes afectados [García, 2011].

$$ACSC = \frac{1}{N_E} \sum_{k=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{STC_k} CS_{ik} \quad (3.5)$$

3.3. ÍNDICE DE SISTEMAS

Son indicadores de calidad de energía que se definen tomando como base estudios estadísticos de los índices de sitio previamente obtenidos, los cuales sirven para verificar la severidad de la perturbación en la red que se está analizando, como el sistema eléctrico de potencia de un país, ciudad o región. Para medir la severidad de la perturbación, se tiene en cuenta un número representativo de índices de sitio y, por esta razón, no es ampliamente utilizado [Zambrano, 2016].

Los índices de sistema usualmente se pueden obtener de las siguientes maneras [IEEE Std 1564, 2014; Zambrano, 2016]:

- Realizando un promedio aritmético de cada índice de sitio que pertenezca al sistema a examinar.
- A partir de una media ponderada de los índices de sitio, con factores de ponderación obtenidos a partir de la carga y el sistema.
- Calculándolo a partir del percentil del 95 % del conjunto de índices de sitio obtenidos de las mediciones a examinar, este valor obtenido se extiende por percentil al valor que se encuentra debajo del 95 % de las observaciones.

Los índices del sistema se clasifican en tres grandes grupos [García, 2011]:

- Índices relacionados al número de perturbaciones.
- Índices relacionados al tiempo de duración de las perturbaciones.
- Índices relacionados al costo económico de la perturbación.

Sin embargo, en el presente estudio solo se analizarán los índices de sistemas que permiten un conteo del número de perturbaciones ocurridas en la red eléctrica.

3.3.1. ÍNDICES DE SISTEMA PARA OBTENER EL NÚMERO DE EVENTOS

Al igual que en los índices de evento único, existen dos índices que permiten realizar un conteo de las perturbaciones ocurridas en el sistema eléctrico, estas son: SARFI y ASIDI. El índice SARFI del sistema no es más que una media ponderada de los índices SARFI de sitio, pero dirigida a los clientes; mientras que, el índice ASIDI del sistema es parecido al SARFI con la única diferencia que está dirigido a los alimentadores.

Las ecuaciones 3.6 y 3.7 muestran cada uno de estos índices, para el caso de SARFI, n_n representa la suma de todos los nodos de carga del sistema a analizar, N_j es el número de consumidores que se conectan al punto de suministro de energía j , N_T representa el número de clientes totales conectados de la red a examinar y $SARFI_j$ es el índice de sitio que describe el comportamiento del punto de suministro j . En el caso de ASIDI, n_n significa lo mismo, mientras que S_j es el kilovatio-amperio conectado al nodo j , α_{jk} el número de equipos sensibles cuantificados en porcentaje (k) conectados al nodo de análisis (j), t_k representa el tiempo en el que el equipo k

puede restaurarse para operar normalmente de nuevo y $SARFI_{jk}$ es el índice que describe el comportamiento de las perturbaciones para el nodo (j) y el equipo de análisis (k).

$$SARFI = \frac{1}{N_t} \sum_{i=1}^{n_m} N_j SARFI_{(j)} \quad (3.6)$$

$$ASIDI = \frac{\sum_{j=1}^{n_n} \sum_{k=1}^{n_n} S_j \alpha_{jk} t_k SARFI_{(jk)}}{\sum_{j=1}^{n_n} S_j} \quad (3.7)$$

Capítulo 4

MÉTODO ESTOCÁSTICO PARA ESTIMAR HUECOS DE TENSIÓN

De las principales aportaciones de la bibliografía revisada, se puede indicar que la estimación de los huecos de tensión está basada en métodos probabilísticos que ayudan a obtener una predicción aproximada de los eventos que se registrarían en un nodo cualquiera de la red, lo cual se puede convertir en una herramienta útil para emular la monitorización de un sistema o emplazamiento a largo plazo para este fenómeno de huecos de tensión que es un problema de calidad de energía, frecuente en los sistemas eléctricos de potencia.

4.1. ESTIMACIÓN MEDIANTE MÉTODO ESTOCÁSTICO

La aplicación del método estocástico que será usado en el presente trabajo de titulación es el Montecarlo con un simulador de cortocircuitos, el cual es uno de los más citados en este ámbito y el más usado, debido a su flexibilidad en las redes eléctricas sin importar la topología de esta, ya que puede aplicarse tanto en redes radiales como anilladas, con la finalidad de calcular cualquier tipo de cortocircuito (balanceado o no balanceado). La base del método es causar un conjunto de fallas eléctricas a lo largo de las líneas de manera aleatoria en lugares predeterminados con el fin de registrar los huecos de tensión que se producen en los sitios de principal interés o los que se van a monitorizar [Zambrano, 2014].

De manera simplificada, el conjunto de pasos a implementar para poder ejecutar el método estocástico de Montecarlo para la simulación de huecos de tensión en redes eléctricas se muestra a continuación [Zambrano, 2014]:

1. Realizar el cálculo de la matriz de admitancia del sistema.
2. Determinación probabilística de la impedancia de falla y tipo de cortocircuito a realizar en el sistema.
3. Simular cortocircuitos en las posiciones aleatorias de cada línea, y subestación (nodo) con un número de fallas acorde a un escenario operativo lógico, que, usando el método clásico de cortocircuito, y un simulador de despeje de fallas del sistema de protecciones, pueden registrar la tensión residual y duración de los eventos para el sitio de análisis.

4. Clasificar los eventos según su duración y tensión residual a partir del registro de los eventos. Esto es, obteniendo el índice SARFI-X.

4.2. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO MONTECARLO

Debido a la aleatoriedad de las variables que afectan los cortocircuitos, y con el objetivo principal de caracterizarlos de una manera realista, existen técnicas estadísticas que pueden ser aplicables, como la técnica de Montecarlo, que es una herramienta estadística con la cual se puede estimar los eventos que pueden ocurrir en un sistema [Zambrano, 2014].

El método de Monte Carlo consiste en resolver un problema mediante la simulación de un modelo analítico (m) una cantidad finita de veces (n), del cual se puede obtener una solución del problema con las n respuestas obtenidas en los cálculos iterativos, recalcando que la precisión del método guarda estrecha relación con la muestra, por lo cual es necesario el uso de equipos informáticos, los datos obtenidos (pseudoregistros) pueden ser agrupados y, a partir de esto, ser evaluados estadísticamente para conocer la media, desviación estándar, mediana, rangos intercuartílicos y otros parámetros que caracterizan el problema a analizar [Illana, 2013; Zambrano, 2014].

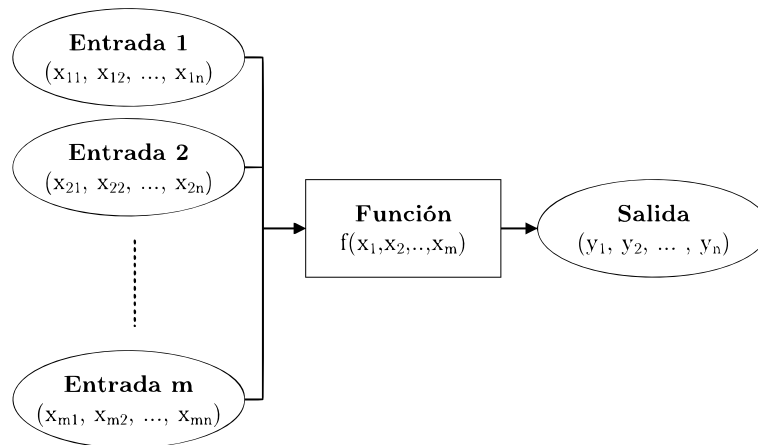


Figura 4.1: Esquema de funcionamiento del método Monte Carlo [Zambrano, 2014]

La figura 4.1 muestra el esquema que se utiliza para la implementación del método Monte Carlo, en la cual se puede observar que cada variable de entrada del sistema es ingresada a una FDP para simular aleatoriamente un evento y obtener las salidas que permitan caracterizar el fenómeno físico o problema mediante una evaluación estadística.

4.3. VARIABLES DE ENTRADA y SALIDA DEL ALGORITMO

Las variables que sirven para parametrizar un cortocircuito son: el tipo de cortocircuito, la impedancia de falla y su ubicación, las cuales son difíciles de predecir debido al alto grado de variabilidad que presentan entre cada evento de ocurrencia; pero que, mediante una técnica de muestreo como la de Monte Carlo, se puede llegar a estimar los eventos de este tipo en un sistema o emplazamiento [Zambrano, 2014].

4.3.1. VARIABLES DE ENTRADA

Los huecos de tensión tienen parámetros que afectan directamente su profundidad o duración, que dependen principalmente de las corrientes de cortocircuito y tiempo de despeje de las protecciones. Se han identificado al menos 7 variables que repercuten directamente en su cálculo durante su simulación en el algoritmo de estimación de huecos de tensión.

i) *Coefficiente de fallo*

Esta variable, denominada C_f , representa el número de ocasiones que un componente del sistema eléctrico es afectado por evento, perturbando el funcionamiento en operación normal de la red. Su valor está dado por los eventos forzados, debido a un factor externo como descargas atmosféricas u objetos que tengan contacto en las líneas energizadas del sistema, o eventos programados, los cuales incluyen los mantenimientos de rutina en el sistema eléctrico.

Basado en lo expuesto, el coeficiente de fallo es una variable que tiene la mezcla de eventos predecibles y aleatorios. La parte predecible puede ser determinada por las características del elemento sobre el cual se esté realizando el cálculo, por ejemplo, en el caso de una línea su longitud o en el caso de la barra de una subestación su configuración; mientras que la parte aleatoria por factores del entorno tal como las características geográficas donde se encuentra la infraestructura eléctrica.

Un aspecto importante de esta variable es que se necesitan datos históricos durante un período de tiempo considerable para poder estimarla, y la precisión estará dada por la frecuencia de los eventos. La tabla 4.1 muestra una aproximación del período requerido para la monitorización de eventos con determinada precisión y el promedio de fallas que tendría un elemento del sistema eléctrico bajo observación.

Tabla 4.1: Período de tiempo y frecuencia requerido para estimar la precisión de un evento fortuito [Zambrano, 2014]

Frecuencia ocurrencia del Evento	Precisión requerida		
	2 %	10 %	50 %
1 diaria	25 años	1 año	2 semanas
1 semanal	200 años	7 años	4 meses
1 mensual	800 años	30 años	1 año
1 anual	1000 años	400 años	16 años

Es decir, si un evento de hueco de tensión ocurre de manera secuencial en un punto común de conexión (PCC) o subestación de la red, se requeriría de un periodo de registros de 7 años para alcanzar una precisión del $\pm 10\%$ en el SARFI-X evaluado (ver tabla 4.1).

ii) *Impedancia de fallo*

Esta variable, denominada Z_f , es una de las variables principales que permite determinar la severidad de una falla en el sistema eléctrico de potencia, esta es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente de cortocircuito, lo cual indica que, ante una impedancia de falla de pequeña magnitud, el evento de cortocircuito es más severo. La impedancia de falla que limita la severidad de la corriente de cortocircuito está compuesta por al menos tres elementos: 1)

Resistencia de arco, 2) Impedancia efectiva de puesta a tierra, y 3) Impedancia por la presencia de algún objeto interpuesto [Andrade y Sorrentino, 2010; Zambrano, 2014].

De manera general, Z_f se calcula mediante la relación de tensión y corriente, esto en un sistema sólidamente aterrizado representaría la distancia a la que ocurrió la falla multiplicada por la impedancia de la línea en la que ocurrió [Mora et al., 2008]. Sin embargo, considerando los fallos típicos en las líneas, los cuales incluyen las descargas atmosféricas y los defectos en los aisladores, estos suelen fluir a tierra por medio de un arco eléctrico que se produce entre la estructura y la línea energizada, de ahí que se tome en cuenta la resistencia de arco (R_{arc}) y la de contacto (R_{cont}) del objeto que permite la descarga a tierra, por lo que una Z_f vendría definida tal como se muestra en la ecuación 4.1 [Zambrano, 2016].

$$Z_f = R_{arc} + R_{cont} \quad (4.1)$$

Los componentes de la impedancia de fallo pueden definirse a través de otras consideraciones. La resistencia de arco (R_{arc}) puede ser definida por la ecuación 4.2 propuesta por Warrington, la cual requiere información como la longitud del arco (l) y la corriente de cortocircuito que fluye por el arco eléctrico (I_{cc}) para ser estimada; aunque existen otros modelos para la estimación de la resistencia de arco tal como se expone en [Andrade y Sorrentino, 2010], el propuesto por Warrington es que se emplea con bastante frecuencia en la literatura. Por otro lado, la resistencia de contacto (R_{cont}) puede ser estimada considerando el valor de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras en las cuales se encuentran las líneas.

$$R_{AI} = \frac{28707,35L}{I^{1,4}} \quad (4.2)$$

iii) Tipos de fallo

Esta variable, denominada T_f , representa todos los tipos de cortocircuitos en el sistema eléctrico de potencia¹, correspondiendo al primer grupo las corrientes de cortocircuito trifásicas (3F) y al segundo grupo las corrientes de cortocircuito monofásicas (1F), bifásicas (2F) y bifásicas a tierra (2FT) [Layana, 2010].

T_f es una variable del tipo estocástica, ya que depende de la condición de la red eléctrica, por ejemplo, estado de funcionamiento de los aisladores y conductores, pero también depende de factores externos como las condiciones geográficas y climatológicas como descargas atmosféricas, nieve, neblina, salinidad, entre otras [Zambrano, 2014; Álvarez, 2020].

La concurrencia de las corrientes de cortocircuito usualmente suele ser un dato conocido en el sistema, autores como [Zambrano, 2014; IIE, 2006; Villacís y Valeria, 2007] concuerda en que las corrientes de cortocircuito monofásico, bifásico y trifásico respectivamente tienen una incidencia en el sistema del 80 %, 15 % (10 % 2F y 5 % 2FT) y 5 %, respectivamente; mientras que [González y Luna Urias, 2010] propone que estadísticamente el porcentaje de fallas de las corrientes trifásicas y monofásicas corresponden al orden del 85 % y 3 %, respectivamente.

El presente de trabajo considerará de forma generalizada lo que se expone en [Zambrano, 2014], el cual propone una distribución del tipo de fallo que se detalla en lo mencionado en el párrafo anterior, y se expone en la siguiente tabla:

¹También denominadas corrientes de cortocircuito balanceadas y desbalanceadas [Álvarez, 2020]

Tabla 4.2: Probabilidad de incidencia en un SEP según el tipo de cortocircuito [Zambrano, 2014]

Tipo de falla	Probabilidad [%]
1F	80
2F	5
2FT	10
3F	5

 iv) *Ubicación de la falla*

La figura 4.2 muestra el diagrama esquemático de una línea en un SEP, donde se observan al menos 5 nodos: los nodos m e i corresponde a los nodos de la red fuera de la línea de interés, los nodos k y j son sobre los cuales se encuentra conectada la línea sobre la que se está realizando el análisis y finalmente el nodo p es un nodo virtual que se forma cuando ocurre una falla [Villacís y Valeria, 2007].

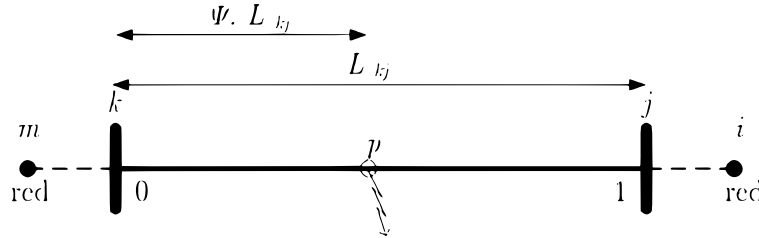


Figura 4.2: Diagrama esquemático de una línea para la ubicación de una falla [Zambrano, 2014].

La estimación de la distancia de la falla en p.u., vista desde el nodo k , se obtiene mediante una relación de la impedancia entre el tramo kp y kj [González y Luna Urias, 2010], tal como se indica en la ecuación 4.3, la cual es equivalente con la ecuación 4.4 mostrada en [Zambrano, 2014], en donde el autor establece como Ψ al parámetro que define la distancia de la falla, considerando únicamente la longitud entre los tramos ya mencionados en vez de su impedancia.

$$S_T = \frac{Z_{kp}}{Z_{kj}} \quad (4.3)$$

$$\Psi = \frac{L_{kp}}{L_{kj}} \quad (4.4)$$

Las impedancias nodales se pueden obtener mediante las ecuaciones 4.5 y 4.6, las cuales relacionan el nodo m con el nodo p y posteriormente son utilizadas para el cálculo de la corriente de cortocircuito. Los parámetros de estas ecuaciones son los siguientes: 1) Localización de la falla (Ψ), 2) Impedancia obtenida de la matriz Z de los tramos (Z_{mp} , Z_{mk} , Z_{mj} , Z_{kk} , Z_{jj} , Z_{kj}), y 3) Impedancia en serie de la línea kj (z_{kj}) [Zambrano, 2014].

$$[Z_{mp}^{012}] = (1 - \Psi) [Z_{mk}^{012}] + (1 - \Psi) [Z_{mj}^{012}] \quad (4.5)$$

$$[Z_{pp}^{012}] = (1 - \Psi)^2 [Z_{kk}^{012}] + \Psi^2 [Z_{jj}^{012}] + 2\Psi(1 - \Psi) [Z_{kj}^{012}] + \Psi(1 - \Psi)[z_{kj}^{012}] \quad (4.6)$$

La distribución de probabilidad de la ubicación de la falla es uniforme, de modo que se otorga la misma probabilidad de ocurrencia de un cortocircuito a lo largo de toda la línea. La figura

4.3 muestra la relación que existe respecto a la ubicación de la falla y la tensión residual de la línea, esta variable es importante para la caracterización de los huecos de tensión, pues el valor de la tensión residual permite definir la magnitud de este evento [Zambrano, 2014].

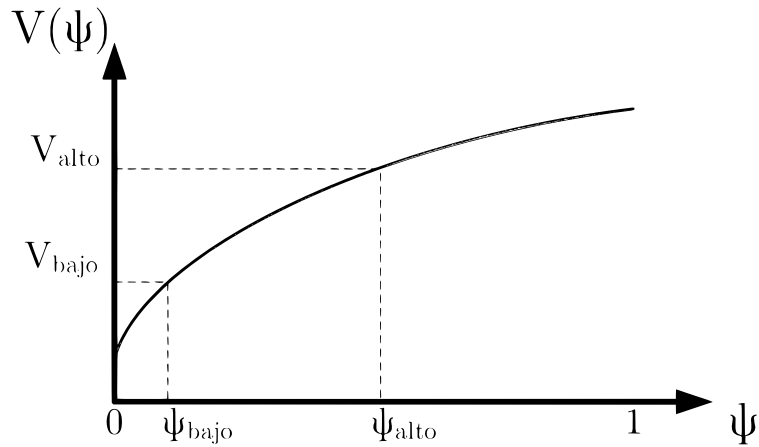


Figura 4.3: Voltaje residual vs localización en una línea [Zambrano, 2014].

v) *Duración del hueco de tensión*

Esta variable, al igual que la magnitud de la tensión residual, es una de las más importantes para poder caracterizar un evento de hueco de tensión. Se comprende por duración, el tiempo durante el cual el valor eficaz (RMS) de la tensión se encuentra por debajo del umbral de referencia (0.9 p.u.), el cual oscila entre medio ciclo y un minuto típicamente, pero como indica [Arias-Guzman et al., 2017] en ocasiones estos pueden llegar a ser tan severos que superan los 10 segundos de duración [Caicedo et al., 2012].

La duración de la caída de tensión está relacionada de manera directa al tiempo de actuación de las protecciones eléctricas en un sistema de potencia, el cual puede determinarse simulando el comportamiento de la protección eléctrica ante una falla en la red. Ahora bien, aunque la velocidad de actuación del sistema de protecciones puede ser la más rápida esto, no implica que el equipo o los procesos que realiza no se vean afectados, de ahí la importancia de esta variable en la caracterización de los huecos de tensión [Caicedo et al., 2012; Arias-Guzman et al., 2017].

El modelado de esta variable en la simulación estocástica [Zambrano, 2014] sugiere modelarlo considerando una distribución de probabilidad normal, encontrándose con un 99% de probabilidad de despejes de falla generados en el intervalo de $\mu + 3\sigma$. Modelar el despeje de la falla del sistema de protecciones de la red de este modo, permite simular mejor su comportamiento, además de otorgarle una incertidumbre que diferencia el impacto de los eventos de falla.

vi) *Curvas de sensibilidad de la carga*

Las variables que permitirán definir la tolerancia de la carga para el presente trabajo de titulación serán basadas en las dos instituciones más representativas a nivel mundial en lo que respecta a las normativas de calidad de suministro eléctrico: IEC e IEEE, aplicando las normas IEC-61000-4-11 e ITIC.

Las curvas de sensibilidad permiten relacionar la magnitud del hueco de tensión (tensión residual) con la duración del evento, de tal modo que permiten definir si un hueco de tensión es tolerable

o no para los aparatos eléctricos/electrónicos del usuario final. Los criterios tomados en cuenta en la norma IEC-61000-4-11 son mostrados en la tabla 4.3 y la clasificación de la curva ITIC se muestra en la tabla 4.4 [España et al., 2012].

Tabla 4.3: Consideraciones para la clasificación de huecos de tensión según norma IEC 61000-4-11 [Zambrano, 2014].

Clase	Pruebas del nivel y duración del hueco de tensión				
Clase 1	Caso por caso de acuerdo con los requerimientos del equipo				
Clase 2	0 %	0 %	70 %		
	0.5 ciclos	1 ciclo	Durante 15/30 ciclos		
Clase 3	0 %	0 %	40 %	70 %	80 %
	0.5 ciclos	1 ciclo	10/12 ciclos	25/30 ciclos	250/300 ciclos
Clase X	x	x	x	x	x

Tabla 4.4: Clasificación de los huecos de tensión en base a la duración según ITCI [España et al., 2012].

Clase	Duración de evento
Instantánea	$T < 20 \text{ ms}$
Momentánea	$20 \text{ ms} < T < 0.5 \text{ s}$
Prolongada	$0.5 < T < 1.0 \text{ s}$

vii) Niveles de carga previo a la falla

Este parámetro permite conocer las condiciones iniciales del sistema y repercute de manera directa en la tensión y frecuencia de las barras del SEP, donde de manera típica se considera que tienen una variación de 5 % y 0,5 %, respectivamente; estos dos parámetros permiten determinar cuál es la generación necesaria para poder suplir la carga. Para establecer la tensión de prefalla en las barras (V^{pf}), se pueden emplear métodos de flujos de potencia frecuentemente utilizados como los son Newton-Raphson, Gauss y Gauss-Seidel [Zambrano, 2014].

Sin embargo, cabe recalcar que en caso de no ser posible obtener las condiciones de prefalla por recomendación de la norma ANSI/IEEE C37 se puede asumir que es 1 pu en todas las barras sin incurrir en error alguno, facilitando así la obtención de este parámetro [Ramos y Berrocal, 2011; Romero, 2012].

4.3.2. VARIABLES DE SALIDA

Al igual que en los índices de evento único, existen dos índices que permiten realizar un conteo de las perturbaciones ocurridas en el sistema eléctrico, estas son: SARFI y ASIDI. El índice SARFI del sistema no es más que una media ponderada de los índices SARFI de sitio, pero dirigida a los consumidores; mientras que, el índice ASIDI del sistema es parecido al SARFI con la única diferencia de que esto va dirigido a los alimentadores.

4.3.3. IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO

La implementación del algoritmo que permite estimar los huecos de tensión mediante el uso del método estocástico Monte Carlo se desarrolla en la herramienta computacional MATLAB[®] el

cual es tomado de [Zambrano, 2014]. El algoritmo de estimación consta de cinco módulos para su ejecución:

1. Lectura de datos.
2. Datos de red estimados.
3. Variables aleatorias de entrada.
4. Cálculo de tensiones.
5. Estimación de índices (SARFI-X y SARFI-Curve).

El orden en el que se ejecuta el algoritmo es el mostrado, donde inicialmente se importan los datos a MATLAB[®] a través de un libro de Excel que contienen los parámetros eléctricos de la red, específicamente los de los generadores, barras, líneas, transformadores y cargas. Luego, estima el coeficiente de fallo en las líneas y barras del sistema ingresado para poder generar las variables aleatorias de entrada, esta última consiste en determinar el número de eventos de falla de cada elemento considerado en la red eléctrica (variable), tomando como base una distribución de probabilidad durante un período de tiempo determinado (5000 años para este proyecto).

Después, el algoritmo determina el cálculo de tensiones en las barras del sistema para finalmente poder estimar los índices SARFI-X y SARFI-Curve del sistema eléctrico ingresado y, a través de estos, poder estimar los huecos de tensión definiendo así áreas de interés que serían las que tengan un mayor número de interrupciones por este tipo de perturbación.

Los resultados al implementar este algoritmo se muestran en el capítulo 5, los cuales se utilizan para la evaluación de los índices de calidad de energía del suministro eléctrico, en este caso, que brinda la infraestructura eléctrica de CNEL EP Guayaquil, resultando una herramienta útil para detectar posibles afectaciones de huecos de tensión y brindar soluciones para mitigarlos en caso de existir.

Capítulo 5

EVALUACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE GUAYAQUIL

5.1. CASO DE ESTUDIO

5.1.1. DESCRIPCIÓN Y CONSIDERACIONES GENERALES

El estudio se realiza en la red de distribución de la ciudad de Guayaquil, la cual se encuentra en la costa ecuatoriana, cuenta con clima tropical húmedo y con una temperatura anual promedio de 29.25 °C, según la base de datos NASA POWER. La empresa eléctrica encargada de esta ciudad es la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP-Guayaquil, cuenta con 9 puntos de entrega en alta tensión, de los cuales 6 son puntos de conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) pertenecientes a CELEC EP-Transelectric, y son los descritos a continuación [Zhang et al., 2008; Vintimilla, 2014].

Tabla 5.1: Subestaciones para la interconexión del SNI con CNEL EP-Guayaquil.

Punto de entrega CELEC EP- Transelectric	Relación de voltaje de interconexión
Caraguay	138/69 kV
Pascuales	
Policentro	
Salitral	
Trinitaria	
Nueva Prosperina	230/69 kV

Las salidas al sistema de subtransmisión desde los puntos de alimentación del SNI en las barras de 69 kV son mediante conductores tipo ACSR 477 MCM y ACSR 338.4 MCM; mientras que, para los alimentadores a nivel de 13.8 kV, cuenta principalmente con conductores aéreos tipo ACSR 336 MCM y del tipo 500 XPLE para los alimentadores subterráneos.

El sistema de subtransmisión de la distribuidora contiene 41 subestaciones eléctricas de reducción, las cuales cuentan con 58 transformadores de potencia de 69/13.8 kV, teniendo una

capacidad instalada total en OA/FOA de 1020/1360 kVA, respectivamente.

El intercambio de energía entre las subestaciones del sistema de transmisión se realiza a través de 26 líneas de subtransmisión; mientras que, la energía suministrada a los usuarios finales de la distribuidora se realiza mediante 195 alimentadores de distribución implementados en el territorio designado para la CNEL EP-Guayaquil.

El anexo A describe de manera detallada los transformadores y líneas que conforman el sistema de subtransmisión, y que permiten alimentar a los 710315 clientes, con un área de prestación de servicio de 1382.89 km^2 , la cual está ubicada únicamente en el cantón Guayaquil de la provincia del Guayas [ARCERNNR, 2020].

5.1.2. SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La cargabilidad de las subestaciones se ha evaluado con los datos brindados por la distribuidora, los cuales corresponden al mes de septiembre del año 2021. La tabla 5.2 muestra la capacidad de los transformadores con enfriamiento natural (OA), así como la de los transformadores con enfriamiento por aceite y aire forzados (FOA). Para cada transformador se detalla la demanda máxima registrada en la subestación y su cargabilidad (Carg.).

Tabla 5.2: Cargabilidad de los transformadores instalados en las subestaciones.

No.	Subestación	Trafo	OA [MVA]	FOA [MVA]	Demanda máxima [MW]	Fp [p.u.]	Carg. OA [%]	Carg. FOA [%]
1	Alborada 1	T1	18	24	19.56	0.996	109.1	81.82
2	Alborada 2	T1	18	24	11.65	0.98	66.05	49.54
3	América	T1	18	24	13.53	0.997	75.36	56.52
4	Astillero	T1	18	24	9.16	0.997	51.03	38.27
		T2	18	24	10.02	0.987	56.36	42.27
5	Atarazana	T1	18	24	12.16	0.988	68.34	51.26
6	Ayacucho	T1	18	24	14.03	0.993	78.46	58.85
7	Belo Horizonte	T1	18	24	14.61	0.999	81.31	60.98
8	Bien Público	T1	18	24	5.04	0.998	28.06	21.05
9	Boyacá	T1	18	24	10.77	0.964	62.05	46.54
		T2	18	24	12.84	0.993	71.79	53.85
10	Ceibos	T1	18	24	16.29	0.998	90.73	68.05
		T2	18	24	14.89	0.993	83.27	62.45
11	Cerro Blanco	T1	18	24	15.98	0.998	88.98	66.73
12	Chongón	T1	18	24	8.98	0.97	51.42	38.57
13	Cumbres	T1	18	24	22.55	0.996	125.79	94.34
14	Esmeraldas	T1	18	24	15.06	0.997	83.97	62.98
		T2	18	24	13.5	0.995	75.34	56.51
15	Flor de Bastión	T1	18	24	21.04	0.976	119.8	89.85
		T2	18	24	18.35	0.977	104.31	78.23
16	Fortín	T1	18	24	15.49	0.988	87.08	65.31
17	Garay	T1	18	24	13.55	0.989	76.14	57.1
		T2	18	24	17.68	0.998	98.44	73.83

Continúa en la siguiente página

Tabla 5.2: (Continúa) Cargabilidad de los transformadores instalados en las subestaciones.

No.	Subestación	Trafo	OA [MVA]	FOA [MVA]	Demanda máxima [MW]	Fp [p.u.]	Carg. OA [%]	Carg. FOA [%]
18	Garzota	T1	18	24	19.48	0.995	108.77	81.58
19	Germania	T1	18	24	17.99	0.994	100.57	75.43
20	Guasmo	T1	12	16	11.33	0.998	94.57	70.93
		T2	18	24	16.37	0.996	91.3	68.
21	Guayacanes	T1	18	24	15.35	0.995	85.71	64.28
		T2	18	24	12.05	0.998	67.08	50.31
22	Huancavilca	T1	18	24	8.31	0.988	46.68	35.01
23	Kennedy Norte	T1	18	24	16.79	0.971	96.04	72.03
		T2	18	24	13.8	0.991	77.33	58
24	Lotes Alegría	T1	18	24	17.19	0.992	96.26	72.19
25	Mapasingue	T1	18	24	21.04	0.994	117.66	88.25
		T2	18	24	14.28	0.986	80.46	60.34
26	Mi Lote	T1	12	16	8.38	0.956	73.09	54.82
27	Mucho Lote	T1	18	24	15.24	0.988	85.65	64.24
28	Orquídeas	T1	18	24	12.77	0.996	71.28	53.46
		T2	18	24	16.41	0.998	91.39	68.54
29	Padre Canales	T1	18	24	10.81	0.983	61.11	45.83
		T2	18	24	7.42	0.999	41.28	30.96
30	Parque Cali- fornia	T1	18	24	17.14	0.989	96.3	72.23
31	Portuaria	T1	18	24	15.15	0.997	84.4	63.3
32	Puerto Lisa	T1	18	24	15.19	0.979	86.18	64.63
33	Puerto Santa Ana	T1	12	16	6.78	0.971	58.14	43.6
		T2	18	24	1.23	0.986	6.95	5.21
34	Pradera	T1	18	24	15.3	0.976	87.07	65.3
		T2	18	24	8.97	0.991	50.28	37.71
35	Safando	T1	12	16	6.1	0.993	51.23	38.42
36	Samanes	T1	18	24	13.31	0.999	74.05	55.54
		T2	18	24	16.77	0.989	94.19	70.64
37	Sauce	T1	18	24	14.79	0.993	82.77	62.08
		T2	18	24	13.75	0.991	77.04	57.78
38	Torre	T1	18	24	15.59	0.978	88.6	66.45
		T2	18	24	16.55	0.99	92.86	69.65
39	Trinitaria	T1	18	24	12.31	0.993	68.9	51.68
40	Universo	T1	18	24	9.12	0.979	51.75	38.81
41	Vergeles	T1	18	24	15.06	0.983	85.09	63.82

En las tablas se puede observar con mayor frecuencia que las subestaciones tienen una demanda mayor al 50 % de la capacidad de los transformadores en OA, de ahí que radique la importancia de analizar los huecos de tensión en el sistema de distribución de la empresa eléctrica, ya que estas perturbaciones electromagnéticas en las barras de la subestaciones en el nivel de tensión de 13.8 kV afectan a los alimentadores conectados en ella y por extensión a todos los consumidores finales a los cuales se les suministra energía eléctrica.

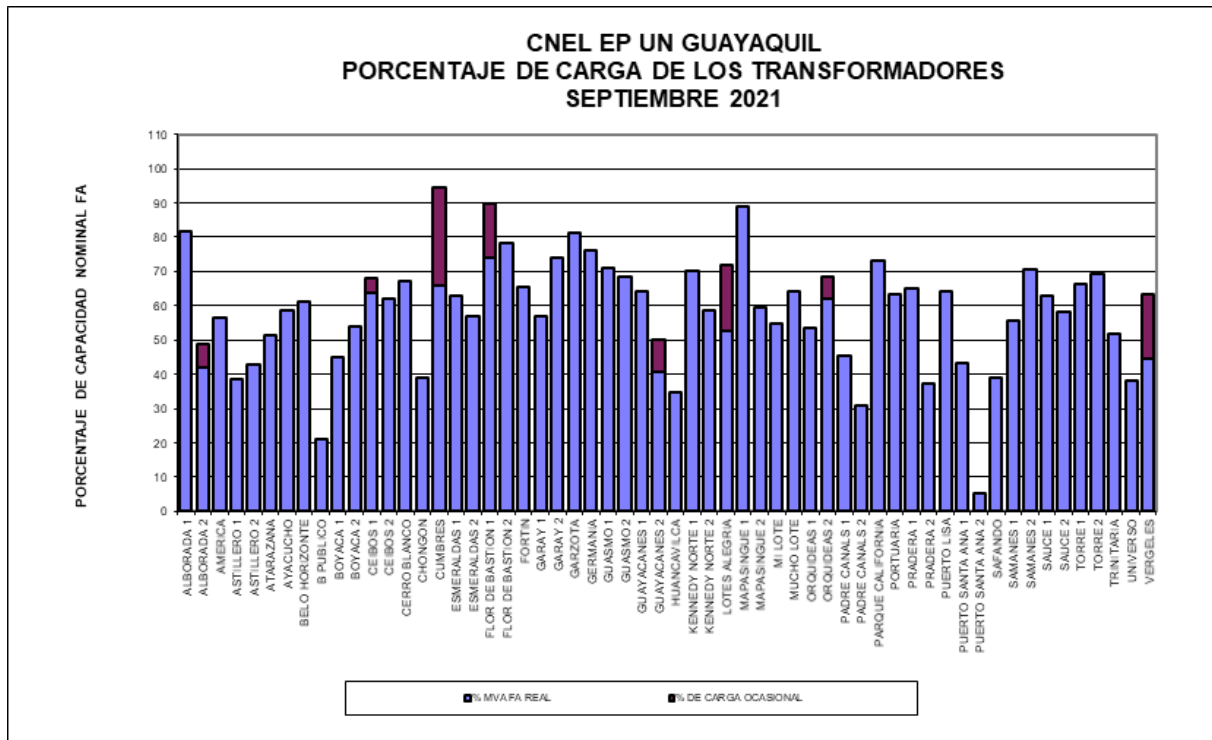


Figura 5.1: Cargabilidad real (azul) y ocasional (morado) de los transformadores de CNEL EP-Guayaquil.

La figura 5.1 detalla la cargabilidad de los transformadores instalados en las subestaciones de la CNEL EP-Guayaquil, resumiendo así la tabla 5.2. Al disponer de la cargabilidad real (azul) y ocasional de las subestaciones (rojo), permite determinar los sitios sensibles de la ciudad para evaluar el impacto que ocasionan los huecos de tensión en determinados sectores de Guayaquil con una demanda de energía eléctrica elevada.

5.1.3. PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL ALGORITMO

La simulación de la red eléctrica perteneciente a CNEL EP-Guayaquil se realiza modelando el sistema de subtransmisión y los alimentadores de distribución a un nivel de 69 kV, estos últimos son representados con su respectivo factor de potencia y valor de carga concentrada. La simulación se lleva a cabo en el escenario de demanda máxima de potencia activa basado en la información brindada por la distribuidora.

El algoritmo requiere los parámetros eléctricos de los siguientes componentes de la red a modelar en MATLAB®:

- Puntos de entrega del SNI, los cuales serán representados como generadores a 69 kV (Impedancia de secuencia positiva, potencia generada y límites de generación).
- Barras del sistema (Tipo de barra, voltaje de operación y tasas de fallas).
- Líneas de subtransmisión (Admitancia e impedancia de secuencia positiva, capacidad, longitud de las líneas tasas de falla).
- Alimentadores de distribución referidos a 69 kV (Admitancia e impedancia de secuencia positiva, capacidad, longitud, tipo de instalación -aéreo/soterrado- y tasas de falla).

- Carga concentrada (Potencia de demanda máxima).

El anexo B muestra un detalle de los parámetros requeridos por el algoritmo de manera general, exceptuando las tasas de falla que se describen en la sección siguiente.

5.1.4. ESTIMACIÓN DE TASAS DE FALLAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Uno de los parámetros imprescindibles en la estimación estocástica de los huecos de tensión es la tasa de fallas de las barras y líneas del sistema eléctrico. La obtención de estos parámetros se lleva a cabo a partir de la información brindada por la empresa eléctrica distribuidora CNEL EP-Guayaquil, contando con un histórico de 5 años (desde el 2017 hasta el 2021) para las líneas de subtransmisión, alimentadores y barras de las subestaciones a 13.8 y 69 kV.

Una consideración muy importante que debe considerarse para la obtención de la tasa de falla es que los componentes a examinar deben estar categorizados por nivel de tensión y, en el caso de los alimentadores de las subestaciones, deben diferenciarse por su tipo de instalación, es decir, si es aéreo o soterrado.

Tabla 5.3: Tasa de falla de las barras del sistema categorizadas por su nivel de tensión.

AÑO	S/E Barras 69 kV		S/E Barras 13.8kV	
	No. FALLAS	No. COMPONENTE	No. FALLAS	No. COMPONENTE
2017	4	67	4	58
2018	1	67	5	58
2019	2	67	4	58
2020	7	67	8	58
2021	4	67	6	58
SUMA	18	335	27	290
TASA [fallas/año]	3.6		5.4	

Las tasa de falla calculada para este trabajo de titulación son obtenidas a partir del número de falla de cada componente de un histórico de 5 años, resultando ser una tasa promedio de este período de tiempo que permite determinar el comportamiento de las faltas de las líneas y las barras en el sistema de distribución eléctrico, parámetro que es válido desde el punto de vista estadístico por tratarse de una media [Zambrano, 2014; Barreda, 2017].

La tabla 5.3 muestra las tasas obtenidas para las barras del sistema categorizadas por su nivel de tensión en fallas por año. Las tablas 5.4 y 5.5 muestran los datos de las líneas del sistema eléctrico diferenciadas por su nivel de tensión, por su medio de instalación y la longitud total de las líneas que son 308.28 km para 69 kV, 2463.22 km para 13.8 kV de alimentadores aéreos y 226.27 km para 13.8 kV de alimentadores soterrados.

Tabla 5.4: Tasa de falla de las líneas de subtransmisión del sistema eléctrico.

LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN - 69 kV		
AÑO	No. FALLAS	No. COMPONENTE
2017	39	25
2018	47	25
2019	48	25
2020	36	25
2021	39	25
SUMA	209	125
TASA [falla/año]	41.8	
TASA [falla/km]	0.14	

Tabla 5.5: Tasas de falla de los alimentadores según su tipo de conexión.

AÑO	Alimentadores aéreos - 13.8 kV		Alimentadores soterrados - 13.8 kV	
	No. FALLAS	No. COMPONENTE	No. FALLAS	No. COMPONENTE
2017	275	190	0	190
2018	794	190	40	190
2019	806	194	50	194
2020	592	196	31	196
2021	645	199	36	199
SUMA	3112	969	157	969
TASA [falla/año]	622.4		31.4	
TASA [falla/km]	0.24		0.14	

5.1.5. CONSIDERACIONES PARA LAS DISTANCIAS DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El anexo B muestra un detalle de los conductores considerados para el modelado del sistema eléctrico de CNEL EP-Guayaquil, sin embargo, debe tomarse en cuenta que estos pueden ser de subtransmisión o de distribución como es el caso de los alimentadores.

Los conductores de 69 kV se han dividido en pequeñas secciones tal como se obtuvo en el diagrama unifilar brindado por la empresa distribuidora de energía, es decir, las distancias están consideradas para las conexiones entre las diferentes barras y nodos del sistema. Por otro lado, en el caso de los alimentadores de distribución, se modelaron considerando la mayor distancia del ramal de alimentación; como bien es sabido, dentro de los ramales de distribución se incluyen los circuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos que cuentan con diferentes longitudes, siendo siempre el de mayor longitud el ramal trifásico, el cual ha sido seleccionado para modelar la longitud de los alimentadores. El tipo de conductor y las distancias tanto en subtransmisión como distribución son modeladas a partir de la información brindada por la empresa distribuidora.

5.2. PREDICCIÓN DEL NIVEL DE AFECTACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN CNEL EP-GUAYAQUIL

Los huecos de tensión han sido evaluados mediante los índices $SARFI_X$ y $SARFI_{Curve}$ para los 320 nodos y componentes del modelado del sistema eléctrico de distribución de CNEL EP - Guayaquil. En este caso de estudio, se han tomado en cuenta las consideraciones mencionadas en el capítulo 4, además otras como que la tensión de prefalla es 1 pu en todos los nodos, y establecer las curvas ITIC e IEC-61000 como referencia de curvas de tolerancia o sensibilidad de los equipos conectados al suministro eléctrico.

5.2.1. EVALUACIÓN DE LA RED A 5000 AÑOS

La figura 5.2 detalla las principales características del índice $SARFI_X$ en los 320 nodos del sistema. El literal *a*) permite conocer la media de $SARFI_X$ y los nodos que son afectados, los índices con mayor número de ocurrencia en el sistema son $SARFI_{90}$ y $SARFI_{80}$, compartiendo el mismo patrón de comportamiento hasta el índice $SARFI_{50}$. Sin embargo, como se mencionó en la sección 3.3.1, los índices de análisis para este trabajo son el $SARFI_{90}$ y el $SARFI_{70}$, en especial este último pues permite analizar un hueco de tensión más severo en la red, pues pocos equipos lo toleran. La tabla 5.6 muestran un detalle de las subestaciones que son afectadas por el índice $SARFI_{70}$, clasificándolas en intervalos de 5 en 5.

Tabla 5.6: Intervalos de eventos/año por subestaciones para $SARFI_{70}$.

Intervalo de eventos por año	Subestaciones o industrias
[25,30)	Orquídeas y Vergeles
[20,25)	Fisa, Alborada 1, Alborada 2, El café, City Mall, Coca Cola, Santa Priscila, Guasmo, Américas, Ipac, Terminal Terrestre, Aereopuerto, Garzota, Policentro, Samanes, Latienvases, Mall del Sol, Kennedy Norte, La Favorita, Riocentro Sur, Policentro CELEC, Bien Público y Promoplast.
[15,20)	Esmeraldas, Boyacá, Ayacucho, Fadesa, Puerto Santa Ana, Astillero, Riocentro Norte, Atarazana, Guayacanes, Industrial Molinera, El Universo, Nestlé Sur, El Sauce, Caraguay CELEC, Sacos del Litoral, Aga, Maternidad Sotomayor, Unilever, Veconsa, Protisa, Pingüino, Petrocomercial El Chorrillo, Supán, Safando, Difare, Huancavilca y Parque Samanes.

Continúa en la siguiente página

Tabla 5.6: (Continúa) Intervalos de eventos/año por subestaciones para SARFI70.

Intervalo de eventos por año	Subestaciones o industrias
[10,15)	Cervecería Sudamericana (La Biela), Indura, Ambec, Carnicos, Cridesa, Consejo de Judicatura, Plásticos Ecuatorianos, Molino Champions, Transmar, Penitenciaria, Cartorama, AjaEcuador, Zofragua, Cartonera, Portuaria, Puerto Marítimo, Contecón, Mi Lote, Quimpac, Germania, Base Naval, L. C. Servicio, Mapasingue T1, Cervecería, Tecnova, Mucho Lote, Don Café, Thesalia, Amcor, Tonicorp, Picca, Hipermarket Vía Daule, Isla Trinitaria, Pascuales CELEC, Naportec, Inarpi, Parque California, Hospital Teodoro Maldonado, Pradera, Linde, Andec, Songa y Mapasingue T2.
[5,10)	Trinitaria, ESPOL, Incable, Mall El Fortín y Garay.
[0,5]	Cerro Blanco, Interagua, Calcareos Huayco, Padre Canals, Puerto Lisa, Hospital Guayaquil, Cumbres, Kimberly Clark, Riocentro Ceibos, Hospital Ceibos, Nestlé Ceibos, Belo Horizonte, Los Ceibos, Interhospital, CNT EP, Chongón, Flor de Bastión, El Fortín, La Torre, Hospital Monte Sinaí, Holcim, Central Anibal Santos, Central Alvaro Tinajero, Central Roca Fuerte, Salitral CELEC y Nueva Prosperina CELEC.

Por otro lado, el literal 5.2b permite observar el comportamiento de los índices $SARFI_X$ de manera decreciente, destacando que los índices $SARFI_{90}$ y $SARFI_{80}$ tienen un mayor número de eventos por año por ser los de mayor ocurrencia; además, los índices $SARFI_{80}$ a $SARFI_{50}$ tiene un comportamiento muy similar, siendo la principal diferencia el número de eventos al año que van decreciendo a medida que aumenta la severidad del indicador. Finalmente, el literal c muestra las características estadísticas de cada índice, donde se infiere de forma clara que los eventos menos recurrentes son los asociados a los índices $SARFI_{40}$ a $SARFI_{10}$ con una media menor a 1.5 eventos por año; mientras que, los más recurrente son los asociados a los índices $SARFI_{50}$ a $SARFI_{90}$, los cuales tienen una mediana de eventos por año mayor a 7 eventos por año. La tabla número 5.7 describe una información más detallada sobre las medianas de los indicadores.

Tabla 5.7: Promedio de los índices $SARFI_X$ para el sistema eléctrico de CNEL EP-Guayaquil.

SARFI (eventos/año)								
90	80	70	60	50	40	30	20	10
48.75	26.25	15.99	10.76	7.45	1.5	0.75	0.32	0.08

La figura 5.3 muestra cuatro índices $SARFI_X$ con sus incertidumbres por nodo, aunque se espera una media para cada índice como se muestra en la figura 5.2c y se detalla en la tabla 5.7. Cabe recalcar que los parámetros estadísticos mostrados en la figura 5.2 son una estimación a largo plazo que permite determinar el comportamiento del sistema en general, su diferencia con la

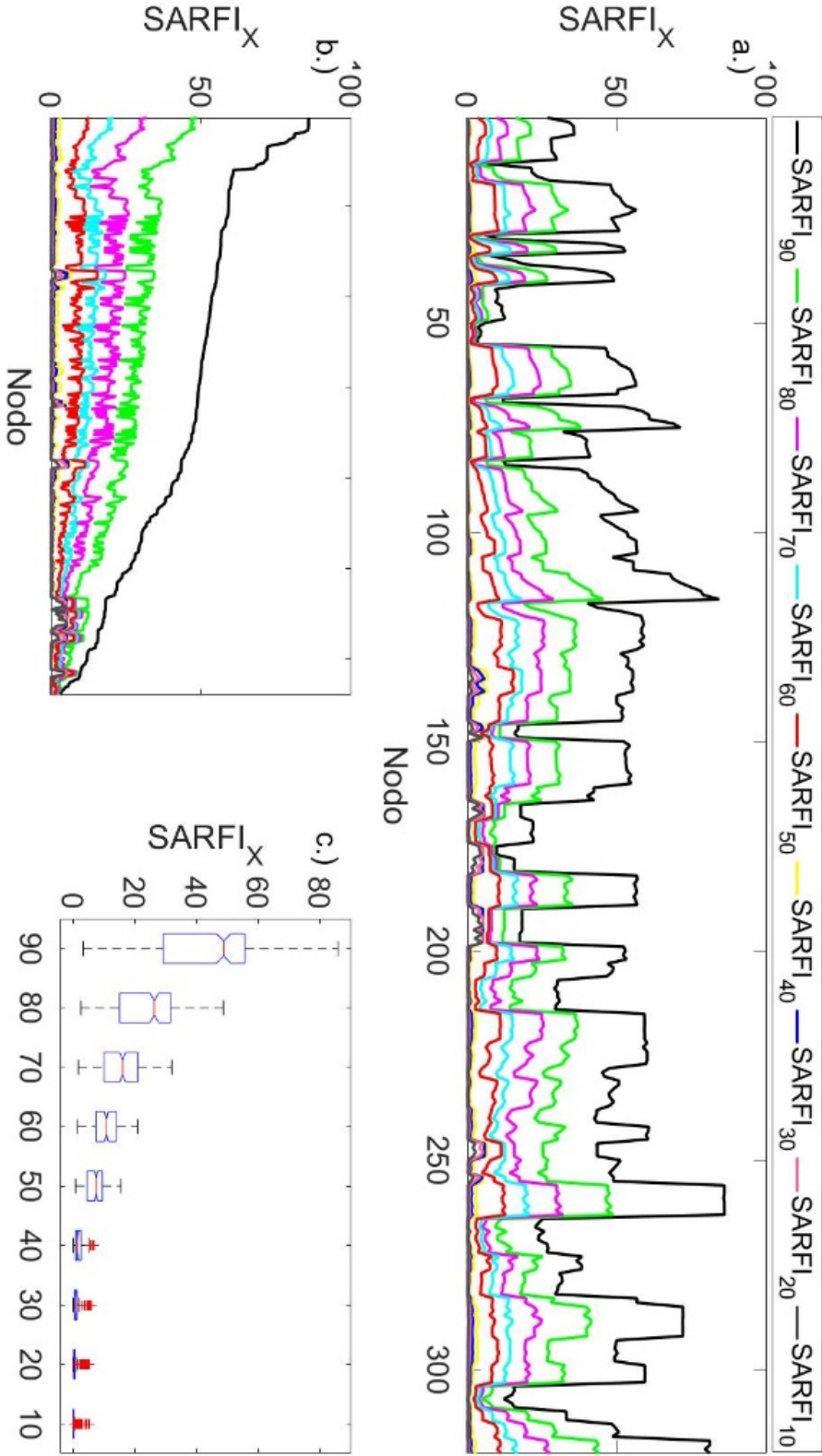


Figura 5.2: Estimación del índice $SARFI_X$ para el sistema eléctrico de CNEL EP-Guayaquil en eventos por año: a) La media de los eventos, b) Los índices ordenados de manera descendente, y c) Características estadísticas de los índices.

figura 5.3 es que en esta se permite evaluar tanto la media como la desviación estándar de cada sitio de la red eléctrica, obteniendo así los picos de cada sector. De esta manera se puede evaluar mejor cada nodo del área que está encargada la empresa distribuidora, en este caso CNEL EP - Guayaquil; por ejemplo, para el índice $SARFI_{70}$ la S/E Orquídeas y S/E Vergeles cuentan con una media de 28.79 y 25.42 eventos por año, respectivamente (véase figura 5.2a); sin embargo, la figura 5.3 muestra que para estos sitios en concreto se encuentran entre un rango un poco mayor a 9 y menor a 48 eventos por año. De manera adicional, conocer el comportamiento de cada nodo también permite tomar las medidas necesarias que requiera la infraestructura de cada sitio para mitigar los efectos de los huecos de tensión.

La figura 5.4 muestra los índices $SARFI_{Curve}$ de la distribuidora de la ciudad Guayaquil, donde se pueden observar los sitios más vulnerables o sensibles a huecos de tensión de la red eléctrica para el usuario final. Si se toma como referencia el índice $SARFI_{ITIC}$ se tiene que los nodos críticos del sistema siguen siendo los correspondientes a las subestaciones Vergeles (nodo 115) y Orquídeas (nodo 116), pero más críticos aún son sus alimentadores, concordando con lo mostrado en la tabla 5.6.

A continuación, la tabla 5.8 muestran la clasificación del índice $SARFI_{ITIC}$, las cuales son idénticas a los resultados mostrados en la tabla 5.6, demostrando que el índice $SARFI_{70}$ está estrechamente relacionado con $SARFI_{ITIC}$. La tabla describe la media de los eventos no tolerables por año estimada en el estudio mediante intervalo de valores y las subestaciones relacionadas.

Tabla 5.8: Intervalos de eventos no tolerables por año de cada subestación.

Intervalo de eventos por año	Subestaciones o industrias
[25,30)	Orquídeas y Vergeles
[20,25)	Fisa, Alborada 2, Alborada 1, El café, City Mall, Coca Cola, Santa Priscila, Guasmo, Ipac, Américas, Terminal Terrestre, Aereopuerto, Garzota, Policentro, Samanes, Latienvases, Mall del Sol, Kennedy Norte, La Favorita, Riocentro Sur, Interagua Sur, Policentro CELEC, Promoplast, Bien Público y Esmeraldas.
[15,20)	Boyacá, Ayacucho, Riocentro Norte, Fadesa, Astillero, Puerto Santa Ana, Guayacanes, Atarazana, Industrial Molinera, El Universo, Nestlé, El Sauce, Caraguay CELEC, Sacos del Litoral, Aga, Maternidad Sotomayor, Unilever-Veconsa, Protisa, Pingüino, Petrocomercial El Chorrillo, Supán, Safando, Difare, Huancavilca, Parque Samanes, Indura, Cervecería Sudamericana (La Biela), Ambec y Carnicos.

Continúa en la siguiente página

5.2. PREDICCIÓN DEL NIVEL DE AFECTACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN CNEL EP-GUAYAQUIL

Tabla 5.8: (Continúa) Intervalos de eventos no tolerables por año de cada subestación.

Intervalo de eventos por año	Subestaciones o industrias
[10,15)	Cridesa, C. Judicatura, Plásticos Ecuatorianos, Molino Champions, Transmar, Penitenciaría, Cartorama, Aja Ecuador, Zofragua, Cartonera, Portuaria, Puerto Marítimo, Contecon, Mi Lote, Quimpac, Germania, Base Naval, L. C. Servicio, Mapasingue T1, Cervecería, Tecnova, Mucho Lote, Don Café, Thesalia, Amcor, Tonincorp, Picca, Hipermarket Daule, Isla Trinitaria, Parque California, Pascuales CELEC, Naportec, Inarpi, H. Teodoro, Pradera, Linde, Andec, Mapasingue T2 y Songa.
[5,10)	ESPOL, Incable, Mall El Fortín y Garay.
[0,5]	Cerro Blanco, Interagua, Puerto Lisa, Calcares Huayco, Padre Canals, Hospital Guayaquil, Cumbres, Kimberly Clark, Riocentro Ceibos, Hospital Ceibos, Nestlé, Belo Horizonte, Los Ceibos, Interhospital, CNT EP, Chongón, Flor de Bastión, Central Anibal Santos, El Fortín, Planta Electroquil, Hospital Monte Sinaí, La Torre, Nueva Prosperina CELEC, Holcim, Central Rocafuerte, Central Alvaro Tinajero, Salitral CELEC.

Por otro lado, las curvas de tolerabilidad IEC-61000 clase 2 y clase 3, mostradas en el figura 5.4, tienen el mismo comportamiento en todos los nodos, indicando que los puntos críticos del sistema son diferentes en comparación a los estimados por los índices $SARFI_{ITIC}$ y $SARFI_{70}$. Los tres sitios más vulnerables de la red eléctrica son los siguientes: 1) Alimentadores de la S/E Alfaro (Nodos 133 a 138), 2) Alimentadores de la S/E Cerro blanco (Nodos 165 a 168), y 3) Alimentadores de la S/E Mapasingue, específicamente los alimentadores Mapasingue 1,2,3 y 6 (Nodos 246 a 249).

Lo analizado permite observar que las curvas ITIC e IEC-61000 difieren en lo que respecta a los puntos más críticos del sistema en términos de sensibilidad a los huecos de tensión, por lo que al momento de realizar mejoras en la infraestructura para mitigar los huecos de tensión se deben tomar en cuenta todos los sitios mencionados por estas dos curvas de tolerabilidad.

5.2.2. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Los resultados obtenidos en la sección 5.2.1 permiten determinar de forma clara los nodos o subestaciones sensibles del sistema de CNEL EP - Guayaquil, tomando como los índices más severos a $SARFI_{70}$ y $SARFI_{ITIC}$, los cuales poseen la característica de que muy pocos equipos electrónicos lo toleran. a figura 5.5 detalla las zonas sensibles de la ciudad según lo estimado por el índice $SARFI_{70}$, descritas en las tablas 5.6.

La figura 5.5 muestra las zonas críticas de la red eléctrica de Guayaquil, en donde se encuentran las subestaciones Vergeles y Orquídeas, las cuales tienen una tasa de falla más alta respecto al

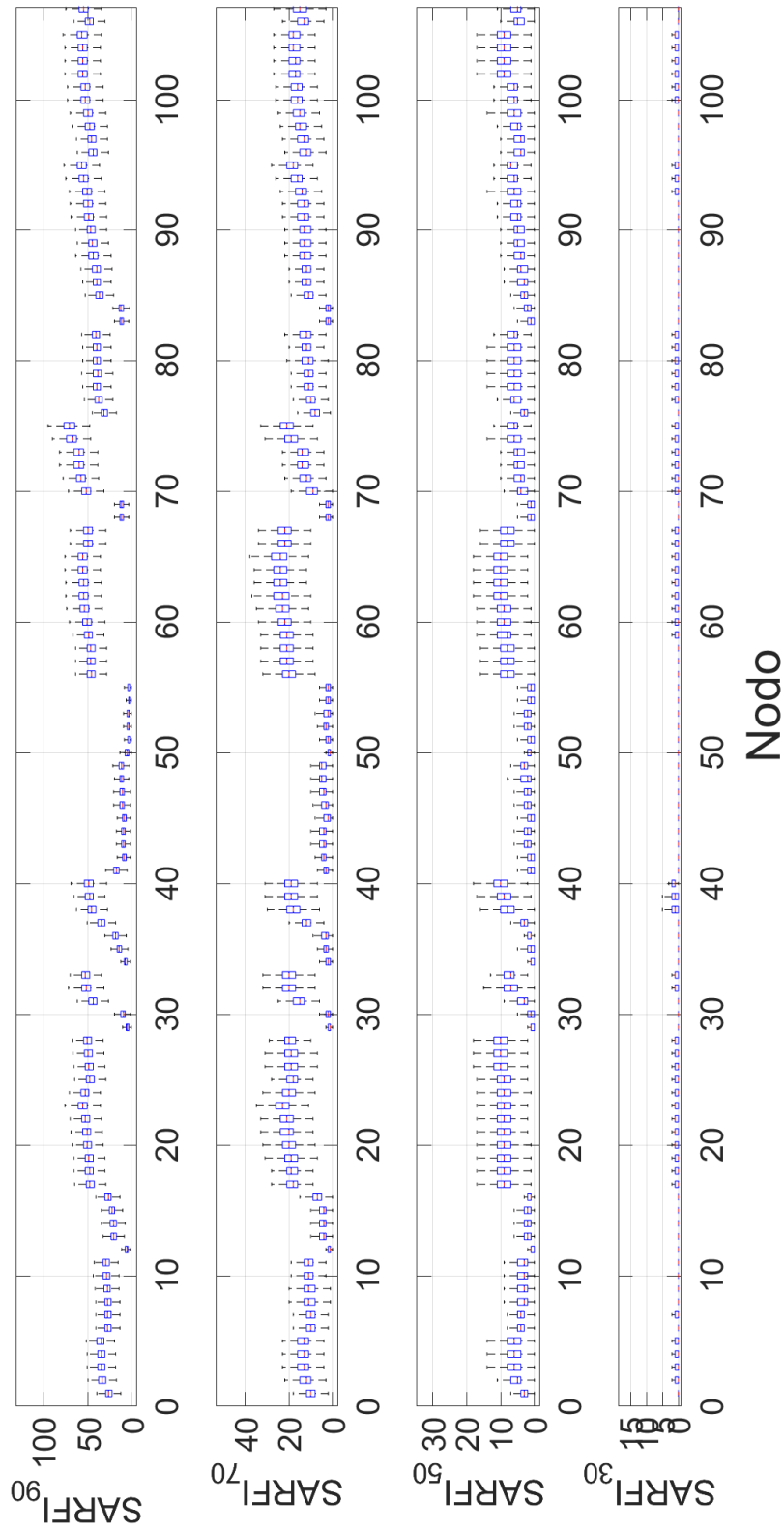


Figura 5.3: Valores del índice $SARFI_x$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 1 al 107).

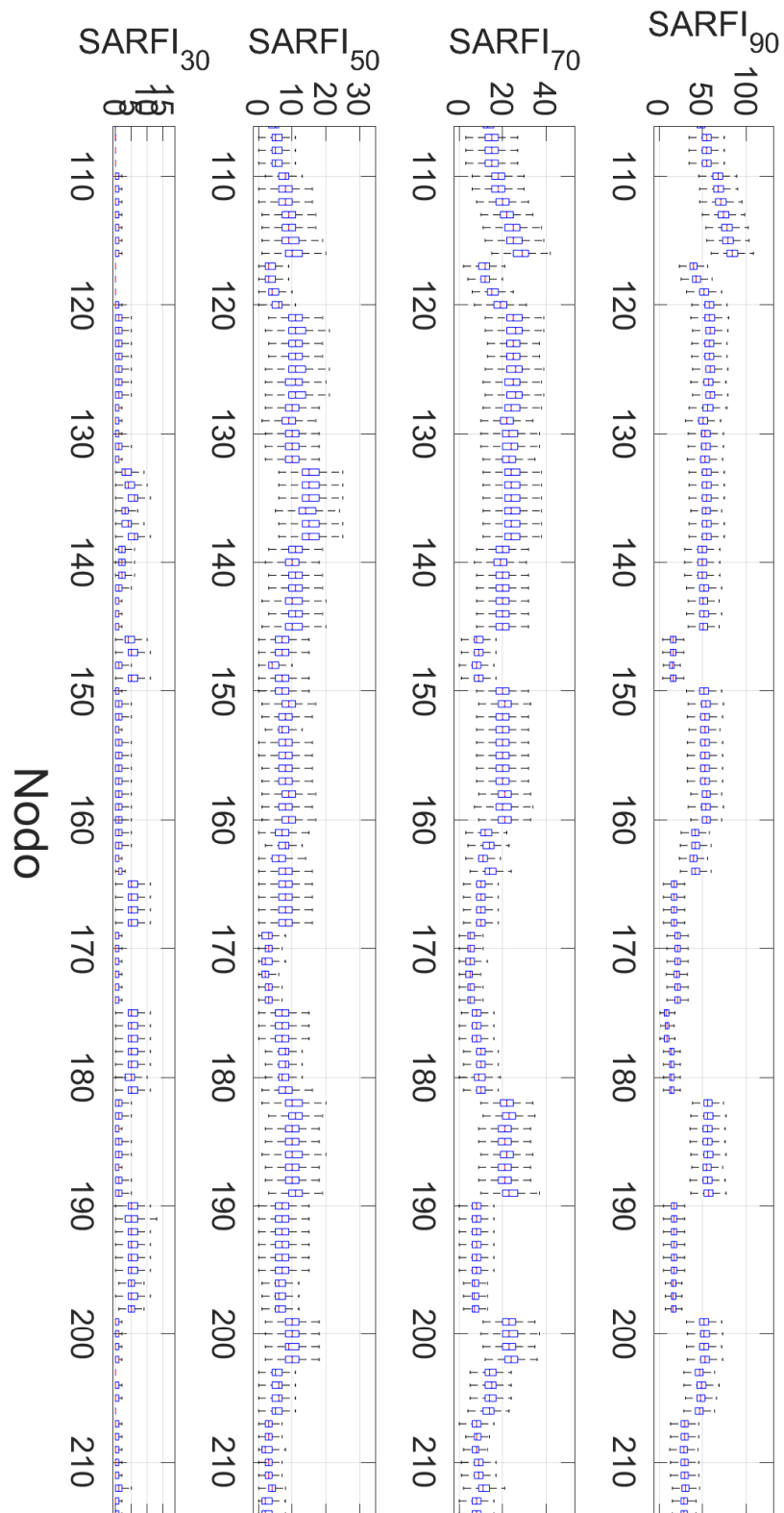


Figura 5.3: Valores del índice $SARFI_x$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 107 al 214).

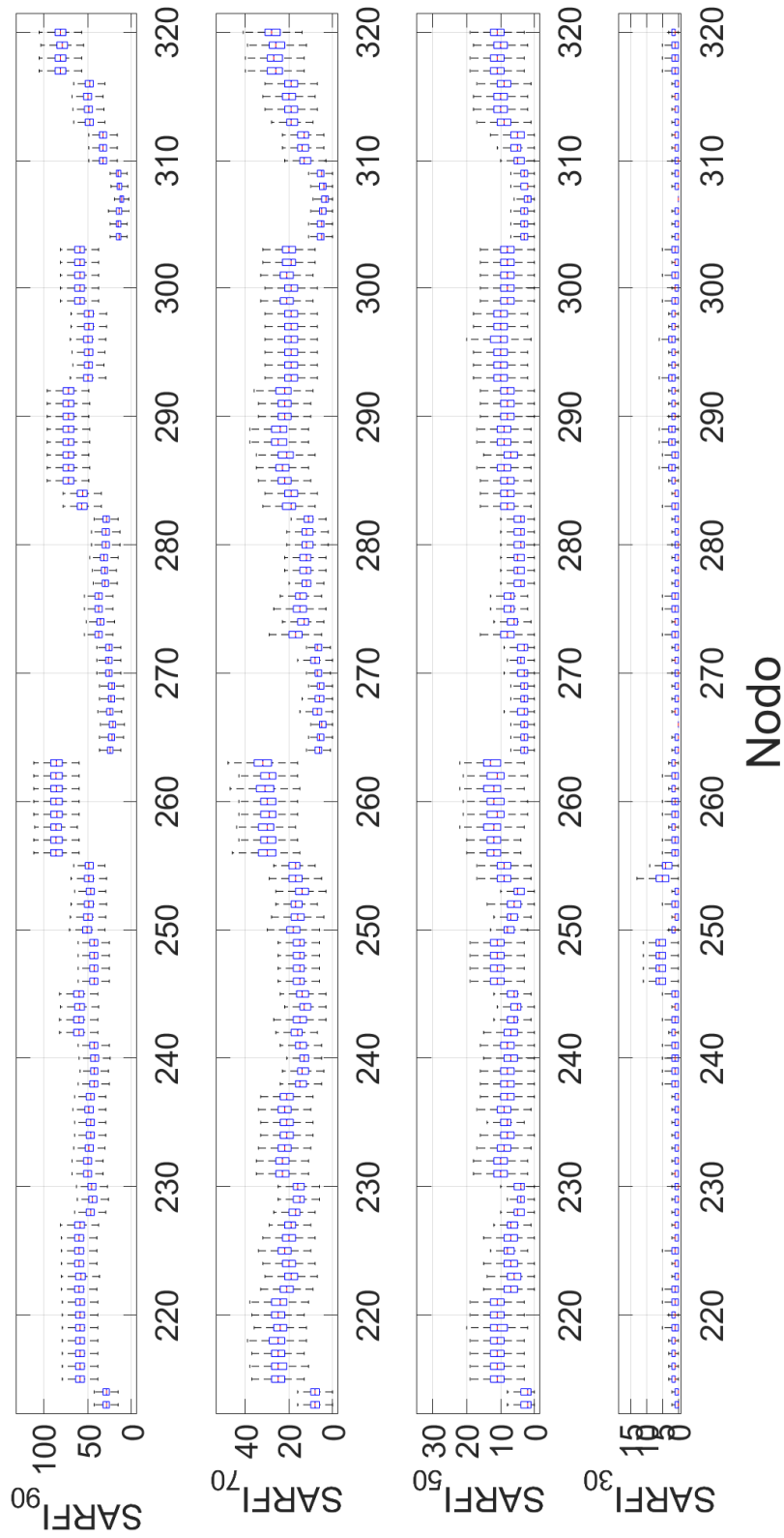


Figura 5.3: Valores del índice $SARFI_x$ en CNEL EP-Guayaquil (del nodo 214 al 320).

5.2. PREDICCIÓN DEL NIVEL DE AFECTACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN CNEL EP-GUAYAQUIL

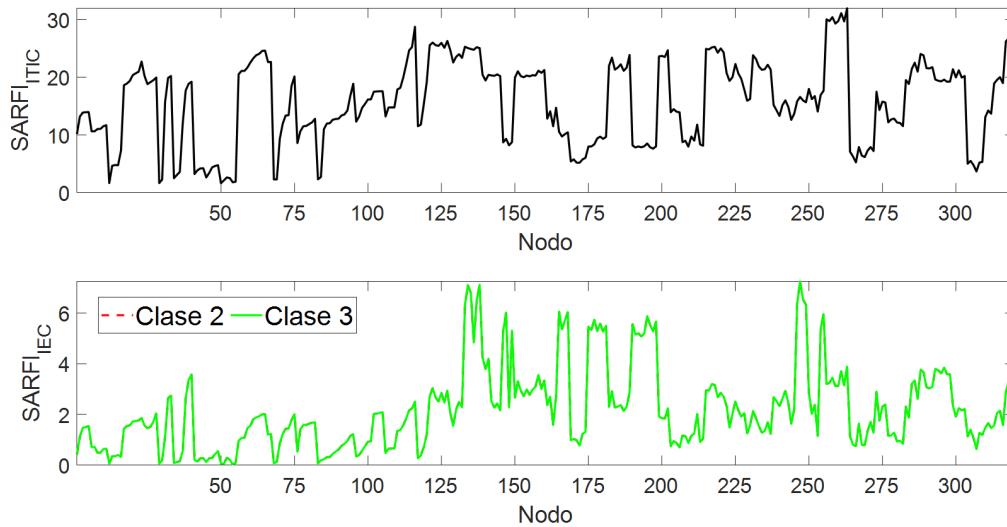


Figura 5.4: Estimación de los índices $SARFI_{ITIC}$ y $SARFI_{IEC}$ en los nodos de la red de CNEL EP - Guayaquil.

indicador $SARFI_{70}$, mostrando que los nodos sensibles se encuentran dentro de la zona norte de la ciudad. Por otro lado, zonas con un rango de entre 20 a 25 fallas por año se encuentran mayormente en la parte centro y sur de la ciudad, lo cual concuerda con lo que se experimenta en la infraestructura eléctrica de la CNEL EP-Guayaquil. Otras fallas que están encima de la media, es decir las que se encuentran en un rango de 15 a 20 fallos al año, se encuentra en zonas dispersas de la ciudad, pero mayormente se concentran en la parte centro-norte. Finalmente, las fallas por debajo de la media del índice $SARFI_{70}$ se encuentran en la parte norte, sur y periferia (vía la costa) de la ciudad.

Algo por destacar de la severidad de los eventos que ocurren en la ciudad es que las zonas que cuentan con un índice $SARFI_{70}$ por debajo de 16 eventos por años son principalmente subestaciones que están relacionadas a industrias privadas. Aunque también existen subestaciones pertenecientes a CNEL EP - Guayaquil; la tabla 5.6 muestra que en estos rangos de clasificación se pueden observar unidades de generación de industrias como Holcim (Roca Fuerte), centrales de energía como Álvaro Tinajero y Aníbal Santos, además de tener el mayor número de interconexiones con el SNI de los que se describen en la tabla 5.1, contando con cuatro de seis; características como estas influyen en la infraestructura eléctrica mitigando así los efectos severos de los huecos de tensión y causando que la red en estos sitios tenga una tensión cercana al 1 pu, comprobando así que la implementación de puntos de generación es una buena medida de mitigación de los huecos de tensión.

Por otro lado, las zonas que cuentan con un índice $SARFI_{70}$ por encima del promedio serían los sitios más sensibles en los que los huecos de tensión podrían causar un gran impacto y causar severos daños a los equipos de los clientes residenciales, comerciales e industriales.

La razón por la que ocurren este tipo de fallas, a pesar de contar con dos interconexiones con el SNI, Caraguay y Policentro, es porque las zonas que abarcan las subestaciones se encuentran en áreas densamente pobladas, lo cual causa que existan una gran cantidad de líneas aéreas, aumentando la probabilidad de falla, un aumento repentino en la demanda de energía eléctrica, además de otras causas como un fallo de aislamiento en los equipos o el contacto de ramas de árboles, animales u objetos con las líneas eléctricas. Debido a que las zonas más sensibles por huecos de tensión son áreas densamente pobladas, esto hace que sean de mayor interés, pues con

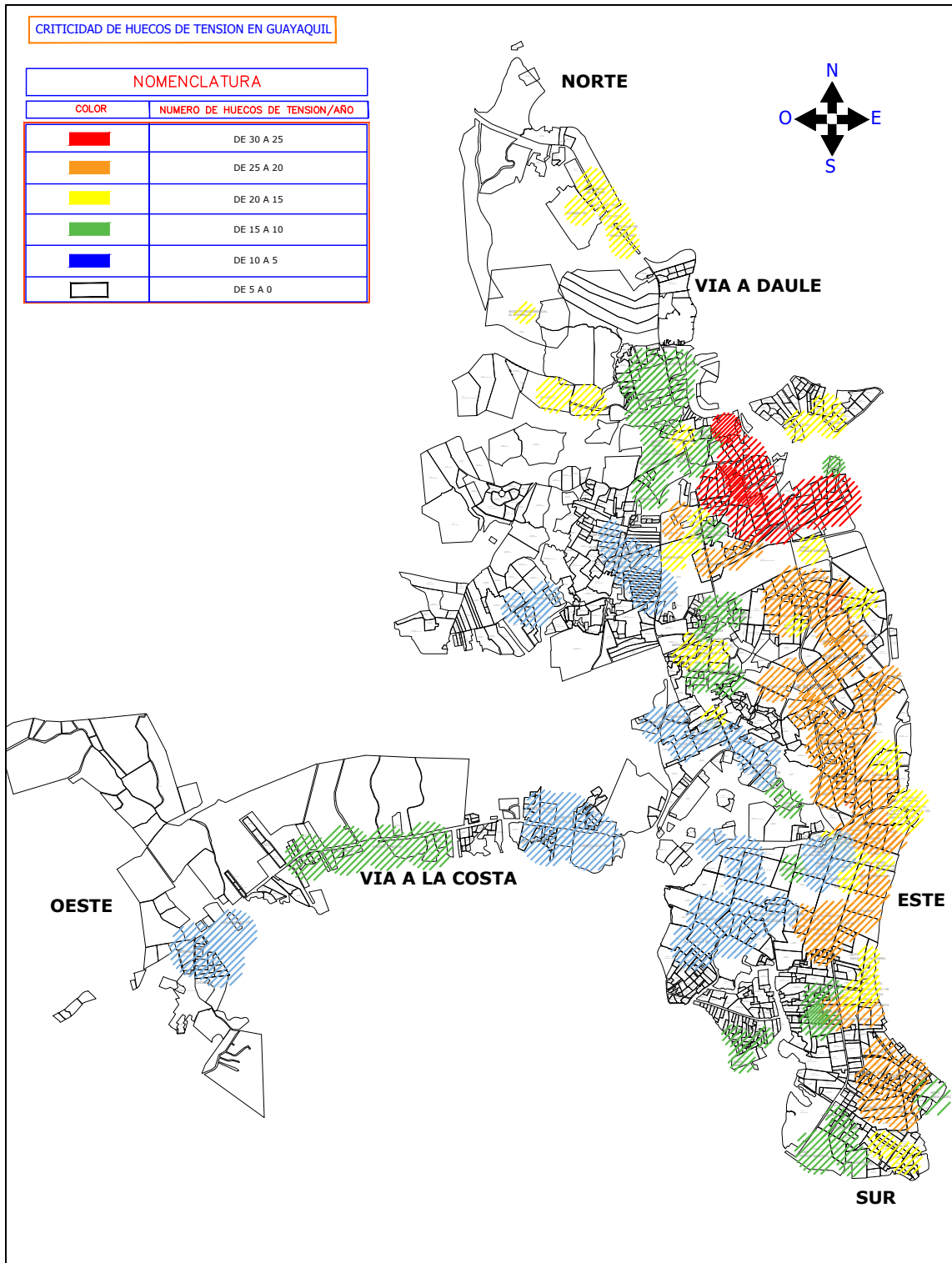


Figura 5.5: Mapa de calor de Guayaquil para determinar zonas críticas de la red eléctrica. Índice *SARFI70*

5.2. PREDICCIÓN DEL NIVEL DE AFECTACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN EN CNEL EP-GUAYAQUIL

una tensión residual de 0.70 pu el daño para los equipos eléctricos es severo, pudiendo causar la pérdida de los equipos conectados a la red cuando ocurra este tipo de eventos.

Con la finalidad de reafirmar las zonas sensibles en la red eléctrica, se describe el índice *SARFI_{ITIC}* que también es un índice de principal interés; este índice muestra un comportamiento idéntico al indicador *SARFI₇₀*, esto se puede comprobar mediante lo mostrado en la figura 5.6, cuyas sub-estaciones de encuentran descritas en las tablas 5.8; reafirmando así que las zonas de la ciudad de Guayaquil tienen la misma clasificación de sensibilidad ante los huecos de tensión verificada por dos indicadores de calidad de energía.

Es importante que estas dos curvas se relacionen, ya que como se mencionó previamente para el usuario final de la energía eléctrica esto puede representar pérdidas de los equipos, en el caso de la industria que tiene otros equipos con una mayor tolerabilidad a la profundidad de los huecos de tensión, estos podrían experimentar un paro como en el caso de los motores o la pérdida de su configuración/programación como en el caso de los PLC ante la presencia de un hueco de tensión con una profundidad del 30 %, ocasionando así una gran suma de pérdidas de económicas a la empresa debido al posible cese parcial o total de sus actividades de producción. De ahí que estas zonas deban implementar medidas para la mitigación de huecos de tensión debido a que cuenta con un gran número de clientes residenciales e industriales, ya que son densamente pobladas.

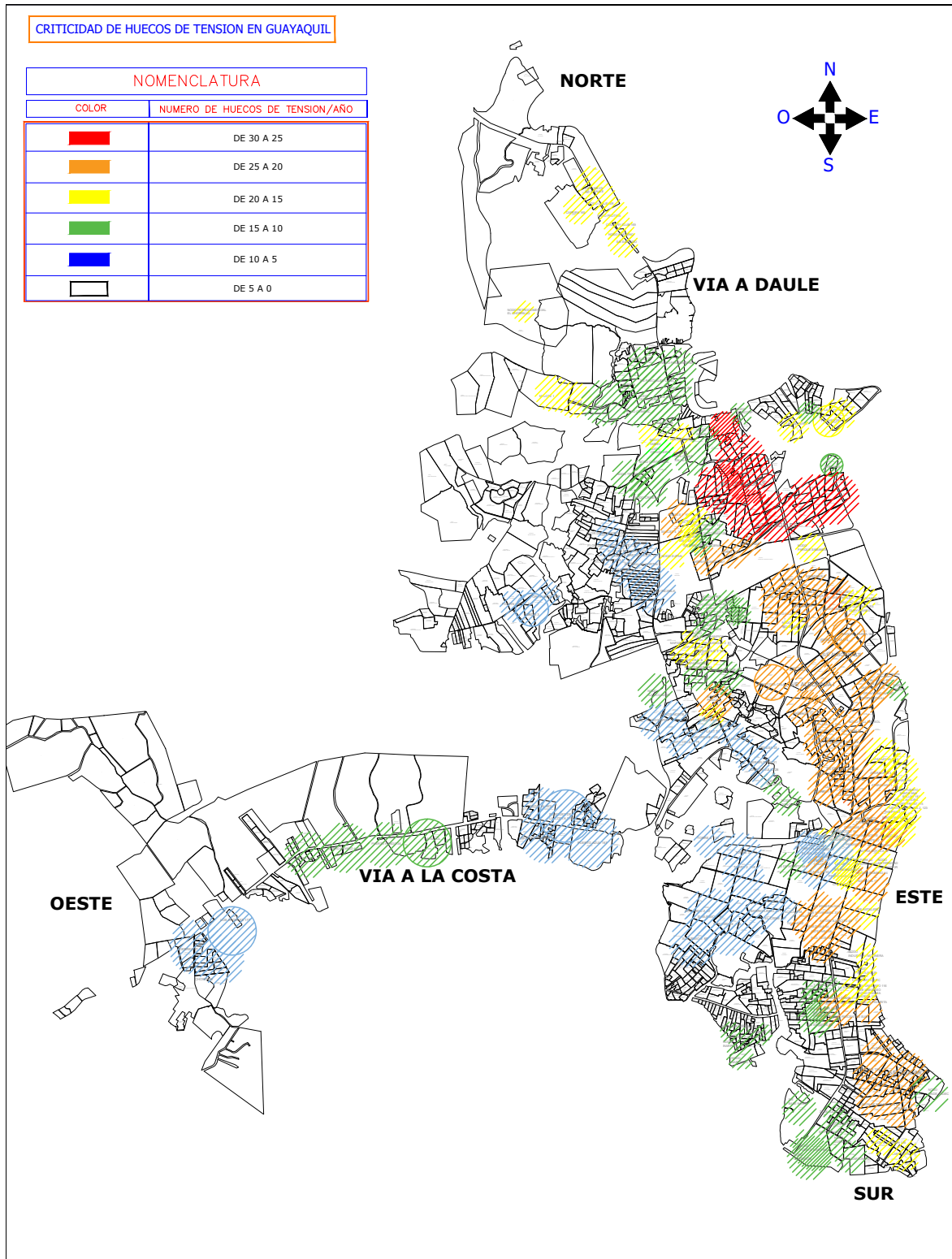


Figura 5.6: Mapa de calor de Guayaquil para determinar zonas críticas de la red eléctrica. Índice *SARFIITIC*.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. CONCLUSIONES

En virtud de lo realizado durante este estudio se pueden destacar las siguientes observaciones:

- Considerando la característica de este fenómeno electromagnético, es de alta importancia actualizar la regulación ARCERNNR 002/20, y considerar límites de afectación ($SARFI_X$ o $SARFI_{CURVE}$), para evitar que cargas sensibles (electrónicas) puedan evidenciar conflictos operativos, los cuales no protejan al consumidor final.
- Los huecos de tensión tienen la particularidad de ser fenómenos electromagnéticos puntuales, es decir, su ocurrencia no es continua como el caso de otras perturbaciones, por ejemplo: armónicos, desbalances de línea, entre otros. Esta situación particular condiciona a que los tiempos de monitorización de los huecos de tensión sean muy extensos para obtener un indicador con relativa precisión, por ello es que la simulación de los huecos de tensión se vuelve un mecanismo eficaz para poder determinar la severidad sobre los mismos.
- Considerando el punto anterior, además de que los huecos de tensión son perturbaciones electromagnéticas muy comunes en los sistemas eléctricos de potencia, se debería normalizar o regular la monitorización de los eventos de huecos de tensión en las subestaciones de alto voltaje a nivel nacional, la cual permita localizar las zonas críticas y las consecuentes acciones de mitigación.
- El presente trabajo permite proyectar las zonas más susceptibles a las perturbaciones de los huecos de tensión en un sistema eléctrico de potencia, siendo particularmente aplicable en el área de operación y mantenimiento de las empresas eléctricas. En la parte de operación especialmente a lo asociado en el área de calidad de energía, ya que permitirá enfatizar los estudios o análisis de los parámetros eléctricos en los puntos de conexión de cargas sensibles. En el caso del área de mantenimiento, permitirá enfatizar las maniobras que permitan disminuir las variables o situaciones sensibles que afecten los huecos de tensión, esto es, especialmente el coeficiente de fallo a través de una reducción de la tasa de fallos con actividades focalizadas como el desbroce, lavado de los aisladores, o motivación de inversiones mayores recubriendo el conductor (enchaquetado o soterrado).

- Para el caso aplicado a la red eléctrica de la ciudad de Guayaquil (CNEL EP – Guayaquil), se realizó una evaluación de los índices $SARFI_X$ y $SARFI_{Curve}$ con el objetivo de identificar los puntos más sensibles del sistema eléctrico. En lo que respecta al índice $SARFI_X$, se identificaron las zonas con mayor incidencia de huecos de tensión por debajo del 70% ($SARFI_{70}$). Las zonas más afectadas pertenecen a las que se encuentran cerca de las subestaciones: Orquídeas, Vergeles, Fisa, Alborada 1 y Alborada 2. Por otro lado, respecto al índice $SARFI_{Curve}$ se identificaron las zonas con mayor incidencia de eventos no tolerables establecidos por el índice $SARFI_{ITIC}$, donde las zonas más afectadas para este índice coinciden con las del índice $SARFI_{70}$.
- Con base al análisis realizado de la red eléctrica de Guayaquil, se recomienda dar énfasis de mantenimiento, desbroce y lavado de aisladores, a las subestaciones y líneas eléctricas con mayor cantidad de incidencia de huecos de tensión indicadas por los índices $SARFI_{70}$ y $SARFI_{ITIC}$.
- Finalmente, en la parte de inversión (calidad) se recomienda repotenciar particularmente los alimentadores de las subestaciones Orquídeas y Vergeles por su alta incidencia en la tasa de falla para la afectación de los huecos de tensión.

6.2. TRABAJOS FUTUROS

Con base en lo realizado durante este estudio se exponen ideas que se podrían sumar para futuras líneas de investigación, que permitan una estimación más precisa de los huecos de tensión en esta misma red eléctrica, como lo es la de CNEL EP - Guayaquil, o en otros sistemas eléctricos de potencia:

- Aplicación de recomendaciones técnicas en el área de mantenimiento y expansión de la red eléctrica de Guayaquil. En este documento se aplicarían las soluciones recomendadas en la presente tesis, con lo cual se tendría que volver a realizar una simulación para la estimación de los huecos de tensión que permitirá observar la mitigación de estas perturbaciones electromagnéticas a través de las medidas propuestas.
- Estimación económica de los huecos de tensión en la red eléctrica de Guayaquil. En este documento se analizarían las implicaciones económicas que provocan la salida de subestaciones y alimentadores de distribución, así como también la valorización de pérdidas económicas asociadas al cese de actividades en las principales industrias por los huecos de tensión.
- Aplicación de normativas técnicas para huecos de tensión en la red de Guayaquil. En este documento se nombrará las principales normativas aplicables a los huecos de tensión, de tal modo que permita establecer los límites máximos y mínimos admisibles para las subestaciones e industrias conectadas a la red eléctrica de Guayaquil. Al realizar este tipo de estudio se asegura la calidad de la energía eléctrica y se crea un mercado eléctrico exigente, ya que al establecer límites en los huecos de tensión se obliga a la empresa eléctrica e industrias a implementar medidas de mitigación como las mencionadas en el presente trabajo de titulación.
- Ubicación óptima de medidores para la localización de huecos de tensión mediante algoritmos de optimización en la red de Guayaquil. Con este trabajo futuro propuesto se evitaría colocar un medidor por cada subestación, más bien permitiría ubicarlos de manera estratégica, minimizando el número de unidades a instalarse con resultados análogos a tener un 100% de unidades instaladas en las subestaciones de la red.

- Estimación de huecos de tensión mediante técnicas de inteligencia artificial. Este documento permitiría reforzar lo estimado en el trabajo actual y una clasificación más adecuada de los huecos de tensión, ya que este tipo de técnicas permiten implementar una clasificación incluyendo la similaridad de los eventos, en comparación al trabajo actual que realiza una clasificación únicamente por sitio y número de eventos. Esto permitirá una mejor toma de decisiones en la implementación de acciones que mitiguen estos fenómenos electromagnéticos.

BIBLIOGRAFÍA

- AEN/CTN 208, C. t. (2001). *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*. Vol. AEN/CTN 208.
- Álvarez, O. A. (2020). «Simulación de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia usando métodos tradicionales y normativas». Tesis doct. Universidad Politécnica Salesiana.
- Andrade, J. y Sorrentino, E. (oct. de 2010). «Valores típicos esperados de la resistencia de falla en sistemas eléctricos de potencia». En.
- ARCERNNR (2020). «Atlas del sector eléctrico ecuatoriano». En: URL: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/06/Atlas-2020-baja.pdf>.
- Arias-Guzman, S. et al. (2017). «Analysis of Voltage Sag Severity Case Study in an Industrial Circuit». En: *IEEE Transactions on Industry Applications* 53, págs. 15-21.
- Barreda, I. R. (2017). «Análisis de huecos de tensión en redes de distribución». Tesis doct. Universidad Politécnica de Madrid. URL: https://oa.upm.es/46129/1/TFG_IRENE_REAL_DE_LA_BARREDA.pdf.
- Blanco, A. R. (2012). «Estudio del efecto de los huecos de tensión en el generador de inducción doblemente alimentado». En.
- Blanco, J., Petit Suárez, J. F., Ordóñez Plata, G. y Barrera Núñez, V. (2012). «Caracterización, identificación y localización de huecos de tensión: revisión del estado del arte». En: *Ingeniería y Ciencia* 8, págs. 191-220.
- Caicedo, J., Navarro, F., Rivas, E. y Santamaría, F. (2012). «Voltage sag characterization with Matlab/Simulink». En: *2012 Workshop on Engineering Applications*, págs. 1-6. DOI: 10.1109/WEA.2012.6220073.
- Castillo, O. J. (2008). «Impacto económico de los huecos de tensión en el sector Industrial». Tesis doct. Universidad Autónoma de Occidente. URL: <https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/6080/T04086.pdf?sequence=1>.
- Celli, G., Pilo, F., Pisano, G. y Soma, G. G. (2018). «Including voltage dips mitigation in cost-benefit analysis of storages». En: *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, págs. 1-6.
- CNE (2017). *Normativa técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución*. Vol. 2017.

- España, M. J., Gustavo, A. R. L. y Mario, A. R. M. (2012). «Metodología de Toma de Decisiones basada en mediciones pq en sistemas eléctricos industriales». Tesis doct. Uniandes.
- García, E. (2011). «Valoración de la calidad de la energía eléctrica respecto a huecos de tensión: índices y niveles de calidad.» En.
- González, G. y Luna Urias, E. O. (2010). «Análisis de cortocircuito a sistemas eléctricos». Tesis doct. Instituto Politécnico Nacional. URL: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/6471/1/ANALISISCORTO.pdf>.
- Hasan, S., Muttaqi, K. M. y Kamalasadnan, S. (2018). «An Approach to Minimize the Motor Starting Voltage Dip Using Voltage Support DG Controller». En: *2018 IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*, págs. 1-2.
- Hassan, M. (2006). «Assessment of Voltage Dip Staging for Low Voltage Systems». En: *Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference* 3, págs. 982-985.
- IEC, C. E. I. (2014). *Compatibilidad electromagnética (cem). parte 2-8: entorno. huecos de tensión e interrupciones breves en las redes eléctricas de suministro público con inclusión de resultados de medias estadísticas*.
- IEEE Std 1564, G. f. V. S. I. (2014). «IEEE Guide for Voltage Sag Indices». En: *IEEE Std 1564-2014*, págs. 1-59. DOI: 10.1109/IEEESTD.2014.6842577.
- IEEE-Std.1159, R. P. (2019). «IEEE Std 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality». En: *IEEE Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, págs. 1-98. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8796486.
- IIE, I. d. I. E. (2006). *Cálculo de las corrientes de cortocircuito*. Univ. Repúb.
- Illana, J. I. (ene. de 2013). *Metodos ´ Monte Carlo - Universidad de Granada*. URL: <https://ugr.es/~jillana/Docencia/FM/mc.pdf>.
- Katić, V. A., Stanisavljević, A. M., Dumnic, B. P. y Popadic, B. P. (2019). «Impact of V2G operation of electric vehicle chargers on distribution grid during voltage dips». En: *IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies*, págs. 1-6.
- Layana, J. A. (2010). *Espol - Unidad de Publicaciones*. 1.^a ed. Espol - Unidad de Publicaciones.
- Mora, J. J., Cárden, R. A. B. y Londoño, S. M. P. (2008). «Análisis del efecto de la impedancia del camino de retorno ante fallas monofásicas en los relés de distancia convencionales». En.
- Moreno, M. M. (2013). «CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO: HUECOS DE TENSIÓN. MITIGACIÓN DE SUS EFECTOS EN LAS PLANTAS INDUSTRIALES». Tesis doct. URL: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/18021/PFC_mariomonzon.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- Pilo, F., Pisano, G. y Soma, G. G. (2007). «Considering Voltage Dips Mitigation in Distribution Network Planning». En: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, págs. 1528-1533.

- Ramos, R. A. y Berrocal, A. B. (2011). «Metodología para el cálculo de las corrientes de cortocircuito». Tesis doct. Universidad Tecnológica de Bolívar. URL: <https://biblioteca.utb.edu.co/notas/tesis/0062324.pdf>.
- Romero, C. G. (2012). «Estudio de cortocircuitos y calibración de protecciones eléctric as en el sistema de transmisión de la empresa pública Metropolitana de agua potable y saneamiento.» Tesis doct. Escuela Politécnica Nacional. URL: <Escuela%20Polit%C3%A9cnica%20Nacional>.
- Tenti, L., Chiumeo, R., Zanoni, M. y Shadmehr, H. (2020). «Deep Learning to Assess Voltage Dips Validity». En: *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, págs. 1-4.
- Tesařová, M. (2005). «Analysis of voltage dips in power system - case of study». En: *2005 IEEE Russia Power Tech*, págs. 1-5.
- Villacís, L. y Valeria, A. (2007). «Análisis de cortocircuitos a nivel de 2.30 kV y 138 kV con la segunda línea de interconexión entre Ecuador y Colombia y nueva generación». En.
- Vintimilla, A. I. (2014). «Análisis de factores climáticos en las diferentes regiones del ecuador para el diseño de pavimentos». Tesis doct. Universidad Católica de Santiago de Guayaquil. URL: <http://repositorio.ucsg.edu.ec/bitstream/3317/1356/1/T-UCSG-PRE-ING-IC-80.pdf>.
- Zambrano, X. (2014). «Evaluación y estimación de huecos de tensión para redes de potencia». Tesis doct. Universidad Politécnica de Madrid.
- (2016). «Evaluación estocástica de huecos de tensión en sistemas eléctricos: Estudio de sensibilidad, estimación de índices y localización óptima de medidores». Tesis doct. Universidad Politécnica de Madrid. URL: https://oa.upm.es/39629/1/RENAN_XAVIER_ZAMBRANO_ARAGUNDY.pdf.
- Zambrano, X., Moral Hernández, A., Izzeddine, M. y Aguilar Fernández, R. M. (2015). «ANÁLISIS DEL EFECTO DE PROTECCIÓN SECUNDARIA EN HUECOS DE TENSIÓN». En.
- Zhang, T. et al. (2008). «A Global Perspective on Renewable Energy Resources: Nasa's Prediction of Worldwide Energy Resources (Power) Project». En.

Apéndice A

INFORMACIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE SUBTRANSMISIÓN DE CNEL EP UN GUAYAQUIL

Tabla A.1: Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

No.	Línea de subtransmisión	Capacidad [MVA]
1	Cemento	72
2	Ceibos	72
3	Norte	72
4	Sur	72
5	Garay	72
6	Prosperina	72
7	Chambers	72
8	Portete	72
9	Cervecería	72
10	Vergeles	72
11	Pradera	72
12	Padre Canals	72
13	Guasmo	72
14	La Universal	72
15	Cristavid	72
16	Tres Cerritos	72
17	Orellana	72
18	Piedrahíta	72
19	Nueva Prosperina 1	72
20	Nueva Prosperina 2	72
21	Nueva Prosperina 3	72
22	Caraguay 1	72
23	Caraguay 3	72
24	Caraguay 4	72
25	CEDEGE	72

Continúa en la siguiente página

Tabla A.1: (*Continúa*) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

No.	Línea de subtransmisión	Capacidad [MVA]
26	V Guayas*	144
Capacidad instalada [MVA]		1944

*Línea cedida por CNEL Guayas Los Ríos

Tabla A.2: Capacidad operativa de las subestaciones de CNEL UN Guayaquil.

No.	Transformador	Capacidad Transformador ONAN/ONAF [MVA]
1	Alborada 1	18/24
2	Alborada 2	18/24
3	América	18/24
4	Astillero 1	18/24
	Astillero 2	18/24
5	Atarazana	18/24
6	Ayacucho	18/24
7	Belo Horizonte	18/24
8	Bien Público	18/24
9	Boyacá 1	18/24
	Boyacá 2	18/24
10	Ceibos 1	18/24
	Ceibos 2	18/24
11	Cerro Blanco	18/24
12	Chongón	18/24
13	Cumbres	18/24
14	Esmeraldas 1	18/24
	Esmeraldas 2	18/24
15	Flor de Bastión 1	18/24
	Flor de Bastión 2	18/24
16	Fortín	18/24
17	Garay 1	18/24
	Garay 2	18/24
18	Garzota	18/24
19	Germania	18/24
20	Guasmo 1	—
	Guasmo 2	18/24
	Guasmo 3	16-Dec
21	Guayacanes	18/24
	Guayacanes 2	18/24
22	Huancavilca	18/24
23	Kennedy Norte 1	18/24
	Kennedy Norte 2	18/24
24	Lotes Alegría	18/24
25	Mapasingue 1	18/24
	Mapasingue 2	18/24

Continúa en la siguiente página

Tabla A.2: (Continúa) Capacidad operativa de las subestaciones de CNEL UN Guayaquil.

No.	Transformador	Capacidad Transformador ONAN/ONAF [MVA]
26	Mi Lote	18/24
27	Mucho Lote	18/24
28	Orquídeas 1	18/24
	Orquídeas 2	18/24
29	Padre Canals 1	18/24
	Padre Canals 2	18/24
30	Parque California	18/24
31	Portuaria	18/24
32	Pradera 1	18/24
	Pradera 2	18/24
33	Puerto Lisa	18/24
34	Puerto Santa Ana 1	16-Dec
	Puerto Santa Ana 2	18/24
35	Safando	16-Dec
36	Samanes	18/24
	Samanes 2	18/24
37	Sauce 1	18/24
	Sauce 2	18/24
38	Torre 1	18/24
	Torre 2	18/24
39	Trinitaria	18/24
40	Universo	18/24
41	Vergeles	18/24

Apéndice B

PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.1: Parámetros eléctricos de los puntos de alimentación del SNI para la red de distribución de Guayaquil.

Punto de entrega CELEC EP Transelectric	Nivel de tensión kV	P _{máx}	Q _{máx}
Caraguay	69	-	-
Pascuales		-	-
Policentro		-	-
Salitral		-	-
Trinitaria		-	-
Nueva Prosperina		-	-

Tabla B.2: Parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión de la red de CNEL EP Guayaquil

No.	Línea de subtrans.	Conductor	Resistencia	Reactancia inductiva	Reactancia capacitiva	Capacidad [A]
1	Cemento	ACSR 477 26/7	0.146325	0.26706	1.711942	595
2	Ceibos	ACSR 477 26/7				
3	Norte	ACSR 477 26/7				
4	Sur	ACSR 477 26/7				
5	Garay	ACSR 477 26/7				
6	Prosperina	ACSR 477 26/7				
7	Chambers	ACSR 477 26/7				

Continúa en la siguiente página

Tabla B.2: (Continúa) Parámetros eléctricos de las líneas de subtransmisión de la red de CNEL EP Guayaquil

No.	Línea de subtrans.	Conductor	Resistencia	Reactancia inductiva	Reactancia capacitiva	Capacidad [A]
8	Portete	ACSR 477 26/7				
9	Cervecería	ACSR 477 26/7				
10	Vergeles	ACSR 477 26/7				
11	Pradera	ACSR 477 26/7				
12	Padre Canals	ACSR 477 26/7				
13	Guasmo	ACSR 477 26/7				
14	La Universal	ACSR 477 26/7				
15	Cristavid	ACSR 477 26/7				
16	Tres Cerrios	ACSR 477 26/7				
17	Orellana	ACSR 477 26/7				
18	Piedrahíta	ACSR 477 26/7				
19	Nueva Prosperina 1	ACSR 477 26/7				
20	Nueva Prosperina 2	ACSR 477 26/7				
21	Nueva Prosperina 3	ACSR 477 26/7				
22	Caraguay 1	ACSR 477 26/7				
23	Caraguay 3	ACSR 477 26/7				
24	Caraguay 4	ACSR 477 26/7				
25	CEDEGE	ACSR 477 26/7				
26	V Guayas*	ACSR 477 26/7				

Tabla B.3: Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
04A101 - S/E ALBORADA 1	04A1010T11 - TANCA MARENGO 06	0.19	7.92	0
	04A1010T12 - BENJAMIN CARRION 04	0.37	7.22	0
	04A1010T13 - ALBORADA 03	0.32	6.44	0.32
	04A1010T14 - SATIRION 05	0.31	5.98	0.42
04A202 - S/E ALBORADA 2	04A2020T11 - COMEGUA 55	0.65	4.6	0.41
	04A2020T12 - ISIDRO AYORA 174	0.16	4.31	0

Continúa en la siguiente página

Apéndice B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador[km]	P [MW]	Q [MVar]
	04A2020T13 - ACUAR- RELA 180	0.44	5.84	0
	04A2020T14 - ANTO- NIO PARRA 182	0.28	6.32	1.75
04AM03 - S/E AMERI- CA	04AM030T11 - KEN- NEDY 07	0	4.64	0.02
	04AM030T12 - PLAZA DAÑIN 10	0.09	7.09	1.4
	04AM030T13 - OLIM- PO 09	0.15	4.68	0
	04AM030T14 - MI- GUEL H. ALCIVAR 08	0.6	5.79	1.57
04AS04 - S/E ASTI- LLERO	04AS040T11 - ALFA- RO 97	0.26	4.3	0.49
	04AS040T12 - ESME- RALDAS 99	0.15	2.53	0.13
	04AS040T13 - CORO- NEL 96	0.36	2.37	0.01
	04AS040T21 - CHILE 95	0.46	3.57	0.09
	04AS040T22 - EL ORO 98	0.48	3.88	0.96
	04AS040T23 - RUMI- CHACA 100	0.46	2.67	0.93
04AT05 - S/E ATARA- ZANA	04AT050T11 - ATARA- ZANA 1 11	0.25	2.82	0
	04AT050T12 - ATARA- ZANA 2 12	0.13	4.87	1.62
	04AT050T13 - ATARA- ZANA 3 13	0.31	6.49	1.43
04AY06 - S/E AYACU- CHO	04AY060T11 - CALIX- TO ROMERO 14	0.22	3.81	0
	04AY060T12 - LUQUE 16	0.65	3.54	0
	04AY060T13 - PICHIN- CHA 17	0.32	4.4	1.08
	04AY060T14 - CEN- TRO PARK 15	1.01	2.43	0.59
04BH07 - S/E BELO HORIZONTE	04BH070T11 - POR- TAL AL SOL	0.13	3.84	1.25
	04BH070T12 - PUER- TO AZUL 167	0.29	3.51	0.19
	04BH070T13 - BELO HORIZONTE 164	0.51	1.69	0.3

Continúa en la siguiente página

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04BH070T14 - BOSQUES DE LA COSTA 170	0.13	7.24	0
04BO09 - S/E BOYACA	04BO090T11 - PADRE SOLANO 24	0.24	3.53	0.01
	04BO090T12 - MALECON 21	0.28	2.77	0
	04BO090T13 - NUEVA BOYACA 23	0.28	1.64	0.36
	04BO090T14 - MENDIBURO 22	0.42	2.94	0.03
	04BO090T21 - CORDOVA 20	0.12	2.95	0.82
	04BO090T22 - PREVISORA 26	0.95	0	0.09
	04BO090T23 - PANAMA 25	0.25	6.48	1.4
	04BO090T24 - ROCAFUERTE 27	0.46	3.94	0.02
04BP08 - S/E BIEN PUBLICO	04BP080T11 - QUISQUIS 19	0.39	1.1	0.32
	04BP080T12 - JOSE MASCOTE 18	0.17	4.1	0.92
	04BP080T13 - NAVAL NORTE	0.42	1.58	0
04CA26 - S/E PARQUE CALIFORNIA	04CA260T11 - CALIFORNIA 1 135	0.92	10.85	1.96
	04CA260T12 - CALIFORNIA 2 142	0.62	5.3	0.54
	04CA260T13 - PARQUE CALIFORNIA 136	1.65	6.14	1.52
	04CA260T14 - CALIFORNIA 4	0.37	0	0
04CB11 - S/E CERRO BLANCO	04CB110T11 - VALLE ALTO 178	1.6	4.29	0.02
	04CB110T12 - VIA AL SOL	2.37	5.18	1.39
	04CB110T13 - PUERTO HONDO 36	0.24	3.36	0
	04CB110T14 - CERRO BLANCO 4 144	1.15	4.91	0.87
04CE10 - S/E CEIBOS	04CE100T11 - CARLOS JULIO 28	0.12	8.75	0.95

Continúa en la siguiente página

Apéndice B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04CE100T12 - MIRAFLORES 31	0.98	6.43	0
	04CE100T13 - NORTE 32	0.36	6.99	0.78
	04CE100T21 - CEIBOS 29	0.3	4.81	0.51
	04CE100T22 - URDESA 33	0.69	4.08	0
	04CE100T23 - LOMAS 30	0.9	6.12	0.23
04CH12 - S/E CHONGON	04CH120T11 - LOS ANGELES 177	0.21	5.34	1.54
	04CH120T12 - CHONGON	0.24	3.53	0.59
	04CH120T13 - ODEBRECHT	0.53	4	1.31
04CU13 - S/E CUMBRES	04CU130T11 - CELOPLAST 78	0.32	9.76	0.83
	04CU130T12 - SANTA CECILIA 79	0.09	6.45	0.67
	04CU130T13 - CEIBOS NORTE 77	0.15	1.55	0.4
	04CU130T14 - CUMBRES 4 128	0.82	8.61	0.62
04ES14 - S/E ESMERALDAS	04ES140T11 - TRUJILLO 42	0.51	2.56	0.03
	04ES140T12 - TULCAN 43	0.78	5.42	0.17
	04ES140T13 - AV. DEL EJERCITO 40	0.72	5.91	0
	04ES140T14 - ACACIAS 38	0.45	1.49	0
	04ES140T21 - FCO. SEGURA 41	0.52	3.18	0.16
	04ES140T22 - 4 DE NOVIEMBRE 37	0.71	6.42	0.81
	04ES140T23 - ANTEPARA 39	0.72	3.15	0.3
	04ES140T24 - VENEZUELA 44	0.85	4.58	0.22
04FB15 - S/E FLOR DE BASTION	04FB150T11 - FLOR DE BASTION OESTE 132	0.17	8.19	1.48

Continúa en la siguiente página

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04FB150T12 - FLOR DE BASTION ESTE 131	0.52	6.51	1.39
	04FB150T13 - FLOR DE BASTION 4 143	0.3	6.82	0.06
	04FB150T21 - EL FORTIN 137	0.18	6.02	1.88
	04FB150T22 - FLOR DE BASTION NORTE 179	0.27	6.85	1.06
	04FB150T23 - FLOR DE BASTION 5 153	0.29	8.03	1.1
04FO16 - S/E FORTIN	04FO160T11 - EL FORTIN ESTE 155	0.84	4.93	1.58
	04FO160T12 - EL FORTIN OESTE 162	0.07	7.72	1.65
	04FO160T13 - FORTIN 3	1.47	2.91	0.53
04GA18 - S/E GARZOTA	04GA180T11 - GRAN MANZANA 157	0.43	2.93	0.59
	04GA180T12 - GARZOTA 4 124	0.1	5.09	0
	04GA180T13 - AEROPUERTO 54	1.36	6.95	0.27
	04GA180T14 - AGUSTIN FREIRE 53	0.35	6.23	0.52
04GE19 - S/E GERMANIA	04GE190T11 - PASCUALES 58	0.21	7.75	0.56
	04GE190T12 - EL CHORRILLO 172	0.24	5.05	0.85
	04GE190T13 - ROSAVIN 59	1.75	6.1	0.86
	04GE190T14 - COBRE 56	0.99	4.54	0.22
04GR17 - S/E GARAY	04GR170T11 - COLON 47	0.33	2.03	0.02
	04GR170T12 - AGUIRRE 46	0.28	5.51	1.85
	04GR170T13 - HURTADO 51	0.42	3.96	1.44
	04GR170T14 - EL SALLADO 49	0.15	5.44	0.39
	04GR170T21 - DELTA 48	0.94	6.6	0.31

Continúa en la siguiente página

Apéndice B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04GR170T22 - 10 DE AGOSTO 45	0.14	7.75	0.17
	04GR170T23 - HUANCABILCA 50	0.69	3.93	0.13
	04GR170T24 - VELEZ 52	0.62	5.62	0.91
04GS20 - S/E GUASMO	04GS200T11 - ACERIAS 60	0.93	3.91	0.39
	04GS200T12 - UNION DE BANANEROS 66	0.16	4.82	0.09
	04GS200T13 - CUBA 61	0.33	3.06	0.11
	04GS200T21 - GUASMO SUR 65	0.32	5.42	1.01
	04GS200T22 - FLORESTA 63	0.33	4.09	0.74
	04GS200T23 - GUASMO CENTRO 64	0.33	4.57	0.54
	04GS200T24 - LAS TEJAS 154	0.45	2.3	0
04GY21 - S/E GUAYACANES	04GY210T11 - GUAYACANES 1 67	0.36	6.74	0
	04GY210T12 - GUAYACANES 2	0.13	3.12	0.01
	04GY210T13 - GUAYACANES 3 69	0.47	3.49	0.01
	04GY210T14 - GUAYACANES 4 70	0.37	4.99	0
	04GY210T22 - GUAYACANES 6	0.3	7.12	0.02
	04GY210T23 - GUAYACANES 7 68	0.2	6.31	0.02
04HU44 - S/E HUANCABILCA	04HU400T13 - PEDRO MONCAYO	0.32	4.46	1.04
	04HU440T12 - CHIMBORAZO	0.24	4.28	0.17
04KN22 - S/E KENNEDY NORTE	04KN220T11 - PLAZA DEL SOL 74	0.65	6.62	0
	04KN220T12 - URDENOR 75	0.83	6.64	0.18
	04KN220T13 - JOSE CASTILLO 72	0.16	4.05	0
	04KN220T21 - WORLD TRADE CENTER 76	0.68	2.95	0.44

Continúa en la siguiente página

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04KN220T22 - CENTRUM 71	0.62	2.6	0.76
	04KN220T23 - LAS CAMARAS 73	0.24	4.88	0.13
	04KN220T24 - SAN MARINO 125	0.85	3.62	0.82
04LA38 - S/E LOTES ALEGRIA	04LA380T11 - COLINAS AL SOL	0.46	8.49	2.83
	04LA380T12 - EXPOGRANOS	0.6	7.76	1.15
	04LA380T13 - ALMIRANTE ILLINGWORTH	0.23	0.98	0
	04LA380T14 - ALEGRIA 3	0.21	7.04	2.76
04MA23 - S/E MAPASINGUE	04MA230T11 - MAPASINGUE 8 147	0.57	4.37	0.5
	04MA230T12 - MAPASINGUE 7 156	0.64	8.52	1.84
	04MA230T13 - MAPASINGUE 5 82	0.4	9.43	0.83
	04MA230T14 - MAPASINGUE 4 83	0.12	7.55	0.66
	04MA230T21 - MAPASINGUE 3 84	0.23	7.27	0.01
	04MA230T22 - MAPASINGUE 6 85	0.21	5.61	0
	04MA230T23 - MAPASINGUE 2 81	0.44	4.77	0.2
	04MA230T24 - MAPASINGUE 1 80	0.52	2.44	0.01
04MI46 - S/E MI LOTE	04MI460T11 - MI LOTE 1	0.03	3.63	1.03
	04MI460T13 - MI LOTE 2	2.56	6.45	2.07
04ML39 - S/E MUCHO LOTE	04ML390T11 - MAGISTERIO	0.76	7.23	1.19
	04ML390T12 - GERANIOS	1.92	6.04	0.03
	04ML390T13 - PARAISO DEL RIO	0.63	2.61	0.24
	04ML390T14 - PLAZA VICTORIA	0.39	2.04	0.37
04OR24 - S/E Orquideas	04OR240T11 - LOS RANCHOS 129	0.35	3.5	0

Continúa en la siguiente página

Apéndice B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04OR240T12 - ORQUIDEAS 119	0.25	4.92	1.44
	04OR240T13 - MUCHO LOTE 137	0.8	3.95	0.38
	04OR240T14 - METROPOLIS 173	0.48	2.06	0
	04OR240T21 - MALAGA	0.62	7.2	1.84
	04OR240T22 - LIMONCOCHA	1.05	5.78	0.25
	04OR240T23 - MARISCAL SUCRE	0.39	5.34	0.68
	04OR240T24 - GOMEZ LINCE	0.29	3.76	0
04PC25 - S/E PADRE CANALS	04PC250T11 - SUBURBIO 1 86	1.78	4.06	0
	04PC250T12 - SUBURBIO 2 87	1.11	1.2	0
	04PC250T13 - SUBURBIO 5 146	0.57	3.69	0
	04PC250T14 - SUBURBIO 4 89	0.98	4.99	0.16
	04PC250T22 - SUBURBIO 6 148	0.59	5.73	1.07
	04PC250T23 - SUBURBIO 3 88	0.77	6.01	0
04PL28 - S/E PUERTO LISA	04PL280T11 - LA CHALA 102	0.14	4.55	1.1
	04PL280T12 - BARRIO LINDO 101	0.44	5.07	1.24
	04PL280T13 - EL CISNE 127	1.06	5.44	0.74
04PO27 - S/E PORTUARIA	04PO270T11 - CARTONERA 91	2.02	5.33	0.47
	04PO270T12 - 25 DE JULIO 90	0.61	2.19	0
	04PO270T13 - ABDON CALDERON 126	0.25	5.92	0.86
	04PO270T14 - PORTUARIA 4 149	1.24	2.07	0.28
04PR30 - S/E PRADEIRA	04PR300T11 - LOS ESTEROS 93	0.58	4.37	1.43
	04PR300T12 - VALDIVIA 94	0.55	4.31	0.47

Continúa en la siguiente página

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador [km]	P [MW]	Q [MVar]
	04PR300T13 - FERTISA 62	0.57	7.08	1.5
	04PR300T22 - MALL DEL SUR 138	0.33	2.65	0
	04PR300T23 - DEL MAESTRO 92	0.39	3.26	0
	04PR300T24 - COVIEM 139	0.49	3.5	0.18
04SF31 - S/E SAFANDO	04SF310T12 - COUNTRY CLUB 169	1.62	4.17	0.45
	04SF310T13 - CAPEIRA 165	0.25	3.97	0.48
04SM32 - S/E SAMANES	04SM320T11 - SAMANES 140	0.2	1.83	0
	04SM320T12 - JUAN MONTALVO 141	0.51	5.48	0.79
	04SM320T13 - SAMANES 3 151	0.65	2.16	0.76
	04SM320T14 - SAMANES 4 150	0.85	6.79	0.19
	04SM320T21 - PAJARO AZUL	0.52	7.03	1.52
	04SM320T22 - LOS ALAMOS	0.2	5.68	0.47
	04SM320T23 - SAMANES 6	0.12	4.49	1.3
	04SM320T24 - ALBONOR	0.42	3.84	0.16
04ST29 - S/E PUERTO SANTA ANA	04ST290T11 - RIVER FRONT 175	0.25	1.55	0.55
	04ST290T12 - PUERTO SANTA ANA 2 123	0.52	2.11	0.51
	04ST290T13 - THE POINT 176	0.2	1.17	0.19
	04ST290T14 - BELLA AURORA	0.13	2.24	0.42
	04ST290T21 - BELLINI 181	0.12	0.96	0.18
	04ST290T22 - SANTA ANA LOFT	0.15	0.3	0.02
04SU33 - S/E SAUCE	04SU330T11 - SAUCES 1 103	0.76	6.52	0.05
	04SU330T12 - SAUCES 2 104	0.04	7.12	0.98

Continúa en la siguiente página

Apéndice B. PARÁMETROS REQUERIDOS POR EL ALGORITMO PARA ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN – CNEL UN GUAYAQUIL

Tabla B.3: (Continúa) Líneas de subtransmisión para el intercambio de energía entre las subestaciones

Subestación	Alimentador	Longitud de alimentador[km]	P [MW]	Q [MVar]
	04SU330T13 - SAUCES 4 106	0.66	5.41	1.34
	04SU330T21 - SAUCES 5 107	0.35	4.46	0.07
	04SU330T22 - SAUCES 3 105	0.5	9.88	2.06
04TO34 - S/E LA TORRE	04TO340T11 - TORRE 3 110	0.34	5.07	1
	04TO340T12 - TORRE 2 109	0.41	7.34	1.7
	04TO340T13 - TORRE 1 108	1.17	4.31	0.83
	04TO340T21 - TORRE 6 113	0.28	6.35	0.7
	04TO340T22 - TORRE 5 112	0.31	7.08	1.6
	04TO340T23 - TORRE 4 111	0.5	6.12	0.58
04TR35 - S/E TRINITARIA	04TR350T11 - TRINITARIA 2(SUR) 122	0.83	5.58	1.11
	04TR350T12 - TRINITARIA 1(NORTE) 121	1.54	4.9	0.27
	04TR350T14 - TRINITARIA 4 158	0.26	2.03	0.11
04UN36 - S/E UNIVERSO	04UN360T11 - EL UNIVERSO 116	0.25	1.02	0.18
	04UN360T12 - DOMINGO COMIN 114	0.22	1.83	0
	04UN360T13 - FADESA 152	0.42	3.15	0
	04UN360T14 - LA SAI- BA 115	0.12	3.47	0.01
04VE37 - S/E VERGELLES	04VE370T11 - BASTION 117	0.64	5.39	1.45
	04VE370T12 - TENIENTE HUGO ORTIZ 130	0.34	7.44	2.73
	04VE370T13 - LOS ROSALES 118	0.45	6.92	0.24
	04VE370T14 - CAMINO A LOS VERGELLES 133	0.87	6.73	0.26

Apéndice C

MATRIZ DE IMPEDANCIA Y ADMITANCIA

Durante esta sección se presenta el funcionamiento del algoritmo para formar la matriz de impedancia y admitancia.

Durante este capítulo se presenta un sistema eléctrico, el cual se detalla y se realizan los cálculos necesarios para encontrar su impedancia y matriz de admitancia.

C.1. SISTEMA DE POTENCIA

Considere el sistema mostrado en la siguiente figura:

Se tomarán los datos de secuencia positiva dado a que el algoritmo realiza la misma matriz con los valores de secuencia negativa y secuencia cero. Los datos del sistema presentados se encuentran en las tablas C.1 a C.4.

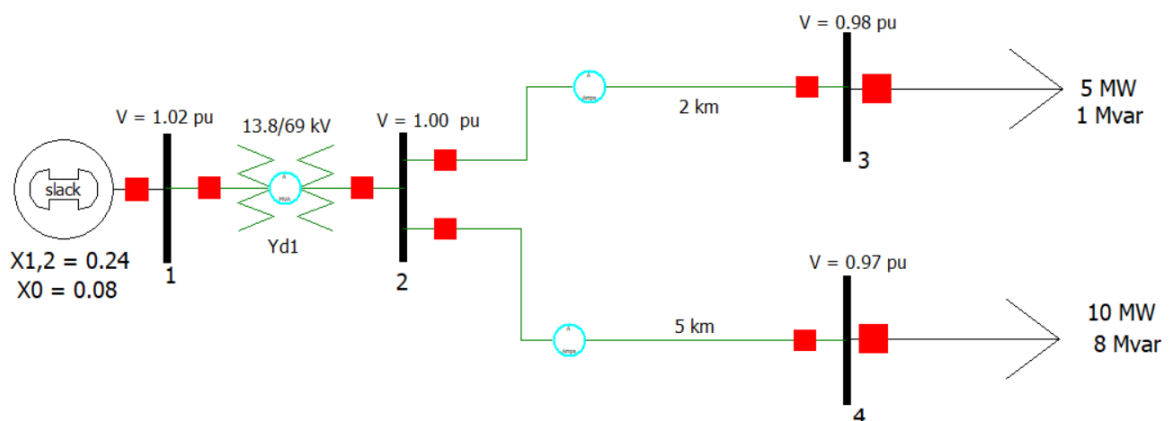


Figura C.1: Diagrama unifilar del sistema de prueba de 4 barras. Imagen obtenida del simulador Power World™.

Tabla C.1: Información de las barras del sistema. Bloque 1 en algoritmo.

No. Barra	Barra	Tensión [kV]	G [pu]	B [pu]	V [pu]	Fase [°]	Tipo
1	1	13.8	0	0	1.02	0	3
2	2	69	0	0	1	-	2
3	3	69	0	0	0.98	-	2
4	4	69	0	0	0.97	-	2

Tabla C.2: Información de los generadores del sistema. Bloque 2 en algoritmo.

No. Gen	Barra Gen	R [pu]	X [pu]	Rt [pu]	Xt [pu]	Estado
1	1	0	0.24	0	0	1

Tabla C.3: Información de las líneas del sistema. Bloque 3 en algoritmo.

No. Línea	Barra inicio (i)	Barra fin (j)	Rlín [pu]	Xlín [pu]	Blín [pu]	Gi [pu]	Bi [pu]	Gj [pu]	Bj [pu]	Estado	Longitud [km]
1	2	3	0.01	0.085	0.176	0	0	0	0	1	2
2	2	4	0.24	0	0	0	0	0	0	1	5

Tabla C.4: Información de los transformadores del sistema. Bloque 4 en algoritmo.

No. Trafo	Barra inicio (i)	Barra fin (j)	Rtrafo [pu]	Xtrafo [pu]	Btrafo [pu]	Ratio	Ángulo [°]	Gi [pu]	Bi [pu]	Gj [pu]	Bj [pu]	Estado
1	1	2	0.002	0.0576	0	0.2	30	0	0	0	0	1

C.2. ALGORITMO

Esta sección detalla el algoritmo para la formación de matrices.

- i) Extraer los datos de las bloques de información.

El algoritmo extrae los datos de las tablas presentadas y les pone el nombre de variables denominada bloques, su respectiva etiqueta se muestra en los encabezados de las tablas C.1 a C.4, teniendo la siguiente información:

- Número de barras: 4
- Número de generadores: 1
- Número de líneas: 2
- Número de transformadores: 1

- ii) Agregar ratio complejo a los transformadores.

Agrega las conexiones de los datos obtenidos en la tabla C.4 en dos columnas al final del bloque y además de esto calcula el ratio en número completo, mediante las siguientes ecuaciones.

$$a = \sqrt{\frac{r^2}{1 + \tan^2(\Phi)}} \quad (C.1)$$

$$b = \sqrt{r^2 + a^2} \quad (C.2)$$

$$r = a + jb \quad (C.3)$$

La ecuación C.3 expresa el ratio en un número complejo que es calculado por las dos ecuaciones previas a esta, por lo tanto teniendo un TAP: 0.20 y un ángulo de desfase de +30°, se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} r &= \sqrt{\frac{0,20^2}{1 + \tan^2(30)}} + j\sqrt{0,20^2 - \left(\sqrt{\frac{0,20^2}{1 + \tan^2(30)}}\right)^2} \\ &= 0,173205 + j0,10 \end{aligned}$$

Por lo tanto, al final de este paso lo que se tiene es una matriz de datos de los transformadores tal como se expone en la tabla C.5.

Tabla C.5: Información de los transformadores del sistema con su ratio complejo. Bloque 4 en algoritmo.

No. Trafo	Barra inicio (i)	Barra fin (j)	Rtrafo [pu]	Xtrafo [pu]	Btrafo [pu]	Ratio	Ángulo [°]	Gi [pu]	Bi [pu]	Gj [pu]	Bj [pu]	Estado	a	b	r
1	1	2	0.002	0.0576	0	0.2	30	0	0	0	0	1	1	1	0.173205+0.1j

Con este dato adicional que se adjunta en el bloque 4, es decir en la matriz de datos del transformador, se comienza a crear la matriz de admitancia del sistema.

- iii) Agregar datos a la diagonal de la matriz de admitancia.

El algoritmo crear una matriz de nx2, donde n corresponde al número de barras del sistema, en este caso se crea una matriz tal como se muestra a continuación, en donde la primera columna representa a la barra del sistema y la segunda representa la admitancia de esta.

$$y = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 2 & 0 \\ 3 & 0 \\ 4 & 0 \end{bmatrix}$$

A partir de este punto el algoritmo se pregunta lo siguiente:

1. ¿Existe aporte de admitancia (capacitores o reactores) conectada en serie con las líneas del sistema en las barras de inicio (i) y llegada (j)?

Si la respuesta es sí, del bloque 3 (datos de las líneas) se aplican las ecuaciones C.4 y C.6, para las barras de inicio y llegada, respectivamente. Estas ecuaciones describen que al valor que tenga la matriz en la barra que se está examinando se sumará al ya existente.

$$Y_i = Y_i + (G_i + jB_i)Estado \quad (C.4)$$

$$Y_j = Y_j + (G_i + jB_i)Estado \quad (C.5)$$

2. ¿Existe aporte de los generadores?

Si la respuesta es sí, del bloque 2 (datos de los generadores) se aplica la ecuación C.6, donde una vez más agrega a la matriz el valor del generador a los valores existentes en la barra i de la matriz.

$$Y_i = Y_i + \frac{1}{(R_i + jX_i)Estado} \quad (C.6)$$

3. ¿Existe aporte de las líneas del sistema?

Si la respuesta es sí, del bloque 3 (datos de las líneas) se aplica la ecuación C.7 para la barra de inicio (i) y la ecuación C.7 para la barra de llegada (j).

$$Y_i = Y_i + \frac{1}{(R_{lin} + jX_{lin})Estado} + j\frac{B_{lin}Estado}{2} \quad (C.7)$$

$$Y_j = Y_j + \frac{1}{(R_{lin} + jX_{lin})Estado} + j\frac{B_{lin}Estado}{2} \quad (C.8)$$

4. ¿Existe aporte de los transformadores del sistema?

Si la respuesta es sí, del bloque 4 (datos de los transformadores, tabla C.5) se aplica la ecuación C.9 para la barra de inicio (i) y la ecuación C.10 para la barra de llegada (j).

$$Y_i = Y_i + \frac{1}{(R_{trafo} + jX_{trafo})Estado|r|^2} + j\frac{B_{trafo}Estado}{2} + (G_i + jB_i) \quad (C.9)$$

$$Y_j = Y_j + \frac{1}{(R_{trafo} + jX_{trafo})Estado} + j\frac{B_{trafo}Estado}{2} + (G_j + jB_j) \quad (C.10)$$

5. ¿Existe aporte de banco de capacitores o reactores conectados en las barras del sistema?

Si la respuesta es sí, del bloque 1 (datos de las barras) se aplica la ecuación C.11.

$$Y_i = Y_i + (G_i + jB_i) \quad (C.11)$$

Luego de verificar los aportes de los diferentes componentes del sistema, se suman los aportes individuales en su respectiva barra. En el caso del presente sistema de 4 barras, solo existe el aporte de generadores, líneas y transformadores del sistema por lo que la matriz quedaría de la siguiente forma:

$$Y = \begin{bmatrix} 1 & -4,167j + 15,05226 - 433,5051j & & \\ 2 & (1,3651 - 11,6040j + 0,088j) + (1,1876 - 5,9751j + 0,153j) + (0,6020 - 17,3402j) & & \\ 3 & & 1,3651 - 11,6040j + 0,088j & \\ 4 & & & 1,1876 - 5,9751j + 0,153j \end{bmatrix}$$

La matriz de admitancia muestra en la barra 1 el aporte del generador y transformador del sistema; mientras que, en la barra 2 existe el aporte del transformador y de las líneas de sub-transmisión que interconectan esta barra con las barras 3 y 4. Finalmente, debido a que las barras 3 y 4 solo tienen el aporte de las líneas, muestran los valores de estas.

iv) Agregar valores fuera de la matriz de admitancia.

En este punto, el algoritmo cambia la matriz nx2 a una matriz nxn con el número de nodos del sistema, en este caso son cuatro nodos.

$$Y = \begin{bmatrix} 15,0522 - 437,6717j & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 3,1549 - 34,6784j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,3651 - 11,5161j & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1,187604 - 5,8221j \end{bmatrix}$$

Fuera de la diagonal de la matriz el algoritmo solo se pregunta por el aporte de dos componentes del sistema: las líneas y los transformadores.

En el caso del aporte de las líneas aplica las ecuaciones C.12 y C.13, las cuales resta de las barras conectadas la admitancia de este equipo.

$$Y_{ij} = Y_{ij} - \frac{1}{(R_{lin} + jX_{lin})Estado} - j \frac{B_{lin}Estado}{2} \quad (C.12)$$

$$Y_{ji} = Y_{ji} - \frac{1}{(R_{lin} + jX_{lin})Estado} - j \frac{B_{lin}Estado}{2} \quad (C.13)$$

Por otro lado, el aporte de los transformadores se ingresa a la matriz de admitancia mediante las ecuaciones C.14 y C.15.

$$Y_{ij} = Y_{ij} - \frac{1}{(R_{trafo} + jX_{trafo})Estado(r^*)}; r^* = a - jb \quad (C.14)$$

$$Y_{ji} = Y_{ji} - \frac{1}{(R_{trafo} + jX_{trafo})Estado(r^*)}; r^* = a - jb \quad (C.15)$$

Con el aporte de las líneas y transformadores, para el sistema de pruebas de 4 barras propuesto la matriz de admitancia queda de la siguiente forma:

$$Y = \begin{bmatrix} 15,0522 - 437,6717j & -45,9576 + 73,58006j & 0 & 0 \\ 40,7433 + 76,5905j & 3,1549 - 34,6784j & -1,365187 + 11,5161j & -1,187604 + 5,8221j \\ 0 & -1,35187 + 11,5161j & 1,3651 - 11,5161j & 0 \\ 0 & -1,187604 + 5,8221j & 0 & 1,187604 - 5,8221j \end{bmatrix}$$

C.3. RESULTADO

En el resultado final de la matriz de admitancia se puede observar el aporte del transformador (Y_{12}, Y_{21}) , el de la línea conectada entre la barra 2 y 3 (Y_{23}, Y_{32}) y el de la línea conectada entre la barra 2 y 4 (Y_{24}, Y_{42}) .

La matriz de impedancia es el inverso de la matriz de admitancia final, por lo que para este ejercicio queda de la siguiente forma.

$$Z = \begin{bmatrix} 0 + 0,24j & -0,6 + 1,0392j & -0,6 + 1,0392j & -0,6 + 1,0392j \\ 0,6 + 1,0392j & 0,002 + 6,0576j & 0,002 + 6,0576j & 0,002 + 6,0576j \\ 0,6 + 1,0392j & 0,002 + 6,0576j & 0,0121 + 6,1432j & 0,002 + 6,0576j \\ 0,6 + 1,0392j & 0,002 + 6,0576j & 0,002 + 6,0576j & 0,0356 + 6,223j \end{bmatrix}$$

Apéndice D

EJEMPLO - ESTIMACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

Se presenta la estimación de huecos de tensión aplicado a sistema de 9 barras de la IEEE. Los parámetros usados en el algoritmo se muestran en las tablas A.1 a A.3, en donde se muestran las características de la generación/carga, líneas de transmisión y transformadores.

Tabla D.1: Parámetros de generación y carga del sistema de pruebas de 9 barras de IEEE.

No. Barra	Voltaje [kV]	Característica De la barra	PG [MW]	QG [MVar]	Pload [MW]	Qload [MVar]
1	16.5	Slack	71.6	27	0	0
2	18	PV	163	6.6	0	0
3	13.8	PV	85	-10.9	0	0
4	230	PQ	0	0	0	0
5	230	PQ	0	0	125	50
6	230	PQ	0	0	90	30
7	230	PQ	0	0	0	0
8	230	PQ	0	0	100	35
9	230	PQ	0	0	0	0

Tabla D.2: Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de 9 barras de IEEE.

Nodo inicio	Nodo fin	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Capacidad [MVA]	Longitud [km]
4	5	0.01	0.085	0.176	230	1
4	6	0.017	0.092	0.158	230	1
5	7	0.032	0.161	0.306	230	1
6	9	0.039	0.17	0.358	230	1
7	8	0.009	0.072	0.149	230	1
8	9	0.012	0.101	0.209	230	1

Los índices aplicados a este caso de estudio como red de prueba son el coeficiente $SAIFI_X$ y $SAIFI_{CURVE}$ aplicado a todos los nodos de manera individual durante un período de simulación de 30 años con una impedancia media de falla de 30 Ohms.

La figura D.1 muestra que el índice con más incidencia en todas las barras es el SARFI-60, el cual durante el período de análisis muestra que los nodos 2 a 9 se muestran afectados con

Tabla D.3: Parámetros de los transformadores de potencia del sistema de 9 barras de IEEE

Nodo inicio	Nodo fin	X [pu]	X0 [pu]
1	4	0.0576	0.012
2	7	0.0625	0.015
3	9	0.0586	0.02

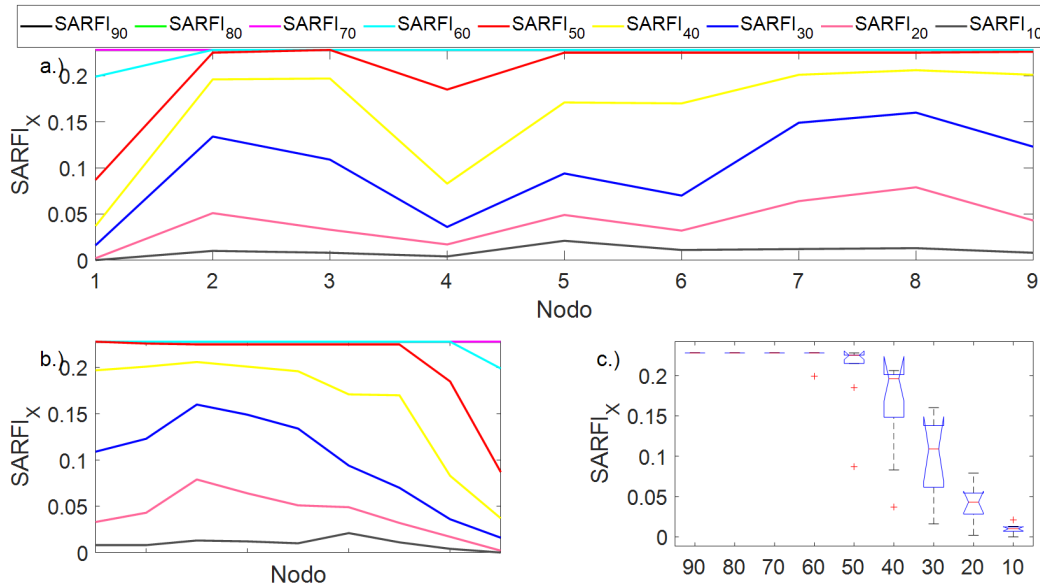


Figura D.1: Índices $SARFI_X$ aplicado al sistema IEEE de 9 barras durante un período de análisis de 1000 años.

aproximadamente 0.25 eventos; el segundo coeficiente que más afecta al mayor número de nodos con un número de ocurrencia alto es el SARFI-70. Por lo tanto, de esta figura se puede concluir que los dos coeficientes que mayormente afectan al sistema por huecos de tensión es el SARFI-70 y SARFI-60, de modo que ante fallas en el sistema eléctrico se los huecos de tensión con magnitud menor o igual a 0.7 pu o 0.6 pu son los más comunes.

Por otro lado, la figura D.2 muestra la tolerabilidad de las curvas SARFI-ITIC y SARFI-IEC-C2 en la cual se puede observar que la primera muestra que para sus rangos de parámetros ningún nodo tiene problemas; mientras que, para la segunda muestra que los nodos que tienen mayor ocurrencia de huecos de tensión son los nodos 2 y 3, así como los nodos 7 a 9. Este es un método mucho más sencillo para realizar la evaluación de los huecos de tensión de la red eléctrica, pues no se tienen que ver por rangos de tensión el número de eventos no tolerables, sino de manera general en una sol curva.

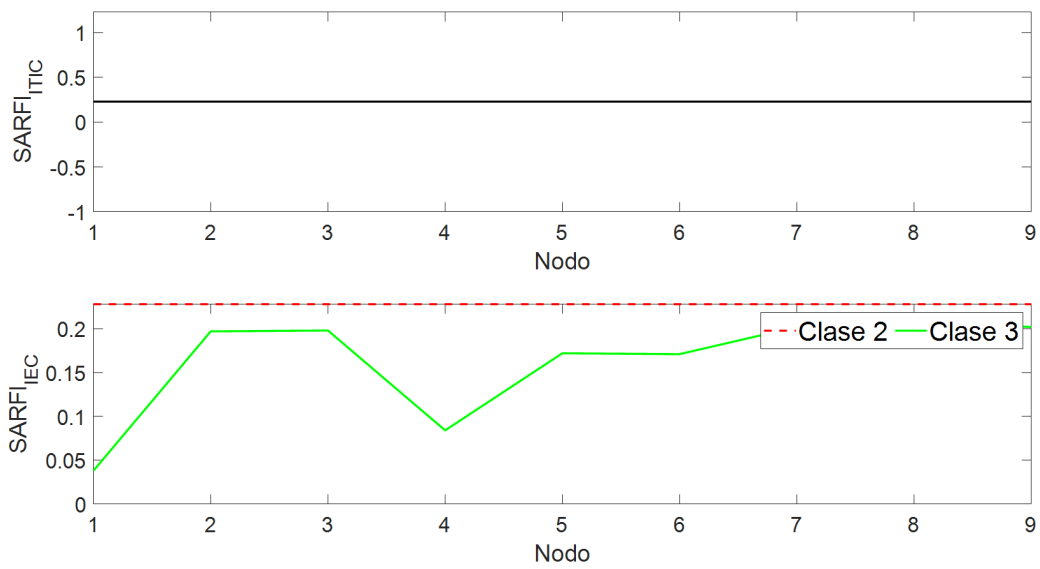


Figura D.2: Índices $SARFI_{Curve}$ aplicado al sistema IEEE de 9 barras durante un período de análisis de 1000 años.

