

# UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSIDAD  
POLITECNICA  
DE VALENCIA

Valoración de la Calidad de la Energía Eléctrica  
Respecto a Huecos de Tensión:  
Índices y Niveles de Calidad

Tesis Doctoral

Autor: Edwin García Quintero

Director: Dr. Vicente Fuster Roig



*En Colombia, el vuelo natural del  
espíritu humano no va de placer en  
placer sino de esperanza en  
esperanza.*



---

## AGRADECIMIENTOS

---

La elaboración de este trabajo ha requerido del esfuerzo y aporte de muchas personas que directa e indirectamente han influido para que llegara a feliz termino. No obstante, el autor quiere de antemano disculparse porque a veces las palabras no reflejan la voluntad de las personas, principalmente aquellas y aquellos que no son mencionados. Pero, no por ello en su corazón no se dimensiona realmente el papel de cada uno y su cuota en el largo camino que tuvo esta empresa. Por ello quiero agradecer especialmente:

A mi hija Angélica, quien ha tenido que soportar inocentemente las largas ausencias de su padre. Espero que algún día lo entienda.

A mis padres y hermanos, quienes dieron todo cuanto tuvieron y mantuvieron prendida la llama de la ilusión y la esperanza.

A mi familia y amigos, por creer en mí y apoyarme en todo momento.

A Adriana por toda su implicación y voluntad puesta.

A Vicente Fuster, por su apoyo, su tiempo y sus consejos que nunca me negó.

A los compañeros del Departamento de Ingeniería Eléctrica y del ITE: a Francisco Cavallé, Pedro Llovera y Cesar Cañas.

Al pueblo colombiano, quien a través de la Universidad de Pamplona ha apoyado este proyecto.

Al colegio Mayor La Coma, que reflejando la solidaridad del pueblo español me ha acogido en su seno.

A la UPV, por abrirme sus puertas y permitirme formar parte de su comunidad.

A todas y todos que no menciono, pero que también han aportado su grano de arena.



---

## DEDICATORIA

---

*Dedicado a la memoria de quien lo entregó todo y más soñó con ver realizado este proyecto.*

*A ella,*

*Mi Diosa coronada,*

*Mi madre.*



---

## RESUMEN

---

El presente trabajo está dedicado al estudio de los huecos de tensión y su impacto en la valoración de la calidad de la energía eléctrica. Dicho estudio aborda la revisión y aplicación de las metodologías existentes en la literatura para la clasificación de huecos de tensión. A partir de esto, y de los inconvenientes encontrados a la hora de clasificar algunos tipos de huecos de tensión se ataca el problema, inicialmente, realizando un análisis de las causas que dan lugar a las diferentes tipologías de huecos con el fin de encontrar las causas implicadas en generar los tipos de huecos que han presentado dificultades a la hora de clasificarlos con las metodologías existentes, como la clasificación fasorial.

Aquí se plantea una nueva manera de evaluar los huecos de tensión a partir de su forma. Esta nueva manera de evaluación le asigna un número a cada forma de hueco trifásico, eliminando así las inexactitudes presentadas por la clasificación fasorial.

A partir de la nueva evaluación, en esta tesis se plantean unos índices de sitio y de sistema para huecos de tensión. Estos tienen en cuenta el hecho que los huecos trifásicos no descienden iguales en cada fase y, en consecuencia, que cada forma de hueco influye de manera diferente sobre los dispositivos sensibles a ellos. Esto se logra ponderando diferente a cada forma de hueco a la hora de evaluar el índice.

Después de obtener los índices, y junto con otros encontrados en la literatura, se aplican a los sistemas eléctricos español y colombiano con el fin de, por una parte, obtener un orden del valor que pueden adquirir; por otro lado, de contrastarlos en cuanto a los valores obtenidos y facilidad de implementación; y, finalmente, que ellos permitan homogenizar los sistemas eléctricos.

Otro aspecto importante abordado en este trabajo, es el relacionado con los niveles de calidad de la energía por huecos de tensión. En este sentido se plantea una metodología para evaluar los mencionados niveles en el sistema eléctrico colombiano, teniendo en cuenta las características del sistema, las partes interesadas (usuario, empresa distribuidora y ente regulador) y la evolución histórica de la calidad de la energía eléctrica en Colombia.

Finalmente, se dan las conclusiones que recogen toda la experiencia adquirida y un conjunto de nuevas y prometedoras ideas relacionadas con los huecos de tensión, que amplían la visión del fenómeno y replantean algunas aplicaciones propuestas en la literatura. También se proponen futuras líneas de investigación.



---

## RESUM

---

El present treball està dedicat a l'estudi dels buits de tensió i el seu impacte en la valoració de la qualitat de l'energia elèctrica. L'esmentat estudi aborda la revisió i l'aplicació de les metodologies existents en la literatura per a la classificació de buits de tensió. A partir d'això, i dels inconvenients trobats a l'hora de classificar alguns tipus de buits de tensió s'aborda el problema, inicialment, realitzant una anàlisi de les causes que donen lloc a les diferents tipologies de buits a fi de trobar les causes implicades a generar les tipus de buits que han presentat dificultats a l'hora de classificar-los amb les metodologies existents, com la classificació fasorial.

Ací es planteja una nova manera d'avaluar els buits de tensió a partir de la seua forma, la qual assigna un número a cada forma de buit trifàsic, i elimina així les inexactituds presentades per la classificació fasorial.

A partir de la nova avaluació, en aquesta tesi es plantegen uns índexs de lloc i de sistema per a buits de tensió. Aquests tenen en compte el fet que els buits trifàsics no descendeixen igual en cada fase i, en conseqüència, que cada forma de buit influeix de manera diferent sobre els dispositius que hi són sensibles. Això s'aconsegueix ponderant diferent cada forma de buit a l'hora d'avaluar l'índex.

Després d'obtenir els índexs, i junt amb d'altres trobats en la literatura, s'apliquen als sistemes elèctrics espanyol i colombià a fi de, d'una banda, obtenir un ordre del valor que poden adquirir, i d'altra, contrastar-los quant als valors obtinguts, com ara la facilitat d'implementació; i, finalment, que aquests permeten homogenitzar els sistemes elèctrics.

Un altre aspecte important abordat en aquest treball és el relacionat amb els nivells de qualitat de l'energia per buits de tensió. En aquest sentit es planteja una metodologia per a avaluar els esmentats nivells en el sistema elèctric colombià, tenint en compte les característiques del sistema, les parts interessades (usuari, empresa distribuïdora i ens regulador) i l'evolució històrica de la qualitat de l'energia elèctrica a Colòmbia.

Finalment, es donen les conclusions que recullen tota l'experiència adquirida i un conjunt de noves i prometedores idees relacionades amb els buits de tensió, que amplien la visió del fenomen i replantegen algunes aplicacions proposades en la literatura. També es proposen futures línies d'investigació.



---

## ABSTRACT

---

The present thesis is devoted to the study of voltage sags and their impact on the assessment of electrical power quality. This study comprises the review and application of the existing methodologies in the literature for the classification of voltage sags. Based on these results and on the problems found when classifying some types of voltage sags, the research work starts by carrying out an analysis of the causes that give rise to those types of particular sags that proved to be difficult to classify by means of existing methodologies, such as the phasor classification.

This work approach a new way for assessing voltage sags according to their shape was proposed. This new assessment method assigns a number to every three-phase sag shape, thus eliminating the inaccuracies inherent to the phasor classification.

Taking this new assessment method as a starting point, this thesis suggests some site and system indexes for voltage sags. These take into account the fact that three-phase sags do not get down equally in every phase and, consequently, that the shape of each sag has a different influence on the devices sensitive to them. This is achieved by weighting each sag shape differently when assessing the index.

After having obtained the indexes, and together with some others found in the literature, they are applied to the Spanish and Colombian electricity systems with the aim of: on the one hand, obtaining an order of the value they can reach; on the other hand, contrasting them with regard to the values obtained and to the ease of implementation; and finally, using them to homogenise electricity systems.

Another important aspect that has been dealt with in this thesis is connected with the levels of electrical quality according to voltage sags. In this sense is proposed for the assessment of the aforementioned levels in the Colombian electrical system, taking into account the characteristics of the system, the interested parties (user, distribution company, and regulatory body), and the historical evolution of electrical power quality in Colombia.

Finally, this thesis contains some conclusions that bring together all the experience acquired, and provide a set of innovative and promising ideas related to voltage sags, broadening the existing views of this phenomenon and reconsidering some applications previously raised in the literature. Furthermore, the thesis outlines future research lines.



---



---

## ÍNDICE GENERAL

---

### CAPÍTULO I

<b>INTRODUCCIÓN .....</b>		<b>1</b>
1.1	OBJETIVOS DE LA TESIS .....	4
1.2	ESTRUCTURA DE LA TESIS .....	5

### CAPÍTULO II

<b>ESTADO DEL ARTE .....</b>		<b>7</b>
2.1	INTRODUCCIÓN.....	7
2.2	HUECOS DE TENSIÓN.....	9
2.2.1	Definición .....	9
2.2.2	Mecanismos de generación.....	10
2.2.2.1	Cortocircuitos .....	10
2.2.2.1.1	Influencia de los cortocircuitos en media tensión .....	10
2.2.2.1.2	Influencia de los cortocircuitos en baja tensión .....	11
2.2.2.1.3	Causas de cortocircuitos .....	12
2.2.2.2	Huecos causados por operaciones diversas en la redes y arranques de grandes cargas .....	13
2.2.3	Parámetros de huecos de tensión .....	13
2.2.3.1	Profundidad .....	13
2.2.3.2	Duración .....	14
2.2.3.3	Valor de referencia .....	14
2.3	CARACTERIZACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN.....	16
2.3.1	Caracterización $\Delta U-\Delta t$ .....	16
2.3.2	Caracterización por su energía.....	18
2.3.3	Caracterización considerando las tres fases .....	19
2.3.3.1	Caracterización por tipos de huecos .....	19
2.3.3.2	Caracterización fasorial .....	21
2.3.4	Caracterización por índice severidad-duración (DSI).....	25
2.4	ÍNDICES PARA HUECOS DE TENSIÓN.....	26
2.4.1	Introducción.....	26
2.4.2	Índices de sitio .....	28
2.4.2.1	Índices de sitio para obtener el número de eventos .....	28
2.4.2.2	Índices de sitio para obtener el tiempo de duración de los eventos .....	29

2.4.2.3	Índices de sitio para obtener el coste económico.....	31
2.4.3	Índices de sistemas .....	31
2.4.2.1	Índices de sistemas para obtener el número de eventos .....	32
2.4.2.2	Índices de sistemas para obtener el tiempo de duración de los eventos .....	33
2.4.2.3	Índices de sistemas para obtener el coste económico .....	33
2.4.4	Métodología para la obtención de índices .....	35
2.5	DISPOSITIVOS SENSIBLES A HUECOS DE TENSIÓN.....	39
2.5.1	Introducción.....	39
2.5.2	Elementos de cómputo, electrónicos y de control .....	39
2.5.3	Dispositivos de control de velocidad ac .....	41
2.5.3.1	Operación de los dispositivos de control de velocidad ac.....	41
2.5.4	Dispositivos de control de velocidad dc .....	42
2.5.4.1	Operación de los dispositivos de control de velocidad dc .....	43
2.5.5	Máquinas ac.....	45
2.5.5.1	Máquinas de inducción.....	45
2.5.5.2	Máquinas síncronas .....	45
2.5.6	Otros dispositivos .....	47
2.6	ESTABLECIMIENTO DE NIVELES DE CALIDAD Y SU REPERCUSIÓN ECONÓMICA.....	49
2.6.1	Introducción.....	49
2.6.2	Evaluación de los niveles de perturbación y su repercusión económica para interrupciones y armónicos.....	49
2.6.2.1	Límites de los niveles de perturbación para interrupciones .....	50
2.6.2.1.1	Aplicación para el caso español.....	50
2.6.2.1.2	Aplicación para el caso colombiano .....	53
2.6.2.2	Límites de los niveles de perturbación para armónicos .....	55
2.6.3	Evaluación de los niveles de perturbación y su repercusión económica para huecos de tensión.....	60

## CAPÍTULO III

### ANÁLISIS TIPOLÓGICO Y CLASIFICACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN..... 65

3.1	INTRODUCCIÓN.....	65
3.2	BASE DE DATOS .....	66
3.2.1	Registros de huecos.....	66
3.2.2	Procesamiento de datos .....	66
3.3	PROBLEMÁTICA DE UTILIZAR LA CLASIFICACIÓN EXISTENTE.....	69
3.4	SIMULACIÓN .....	71
3.4.1	Modelo empleado.....	71
3.4.1.1	Descripción de los elementos de la red.....	72
3.4.1.2	Redes de secuencia .....	74
3.4.1.2.1	Redes de secuencia para cortocircuitos en AT.....	74

3.4.1.2.2	Redes de secuencia para cortocircuitos en MT .....	75
3.4.2	Estudio de los parámetros significativos .....	76
3.4.2.1	Lugar donde ha ocurrido y se ha medido el cortocircuito.....	77
3.4.2.2	Resistencia de falta a tierra .....	78
3.4.2.3	Resistencia entre fases .....	79
3.4.2.4	Distancia al cortocircuito.....	80
3.4.2.5	Influencia de la parte resistiva de la impedancia de línea .....	81
3.4.2.6	Análisis de las causas que generan los tipos de huecos a partir de los factores estudiados .....	82
3.5	PROPUESTA DE UNA METODOLOGÍA .....	84
3.5.1	Planteamiento de la nueva metodología .....	84
3.5.2	Clasificación de registros reales a partir de la clasificación fasorial y la nueva metodología de evaluación propuesta.....	87
3.5.2.1	Resultados estadísticos y análisis .....	88

## CAPÍTULO IV

### PROPUESTA DE ÍNDICES..... 95

4.1	INTRODUCCIÓN.....	95
4.2	PLANTEAMIENTO DE LOS ÍNDICES PARA HUECOS DE TENSIÓN .....	97
4.2.1	Cálculo del factor de hueco .....	97
4.2.2	Elementos de cómputo, electrónicos y de control.....	101
4.2.3	Dispositivos de control de velocidad ac.....	102
4.2.3.1	Huecos trifásicos balanceados .....	102
4.2.3.2	Huecos trifásicos desbalanceados.....	103
4.2.4	Dispositivos de control de velocidad dc.....	106
4.2.4.1	Huecos trifásicos balanceados .....	106
4.2.4.2	Huecos trifásicos desbalanceados.....	109
4.2.5	Máquinas de ac.....	114
4.2.5.1	Máquinas de inducción .....	114
4.2.5.2	Máquinas síncronas .....	116
4.3	ÍNDICES DE SITIO PARA HUECOS DE TENSIÓN... ..	119
4.3.1	Número equivalente de huecos de tensión .....	119
4.3.2	Tiempo equivalente de descenso de tensión. ....	121
4.4	ÍNDICES DE SISTEMA PARA HUECOS DE TENSIÓN... ..	124
4.4.1	Índice de sistema para el número de huecos de tensión .....	124
4.4.2	Índice de sistema para el tiempo de duración de los huecos de tensión.....	124

## CAPÍTULO V

### APLICACIÓN DE LOS ÍNDICES..... 127

5.1	INTRODUCCIÓN.....	127
-----	-------------------	-----

5.2	GENERALIDADES DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	128
5.3	MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	130
5.4	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO .....	134
5.4.1	Para índices de sitio .....	134
5.4.1.1	Resultados y análisis para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas .....	139
5.4.2	Para índices de sistema .....	143
5.5	APLICACIÓN DE LOS ÍNDICES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO ESPAÑOL .....	145
5.5.1	Para índices de sitio .....	146
5.5.2	Para índices de sistema .....	147

## CAPÍTULO VI

### **METODOLOGÍA PARA EVALUAR LOS NIVELES DE CALIDAD DE LA ENERGÍA POR HUECOS DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO ..... 149**

6.1	INTRODUCCIÓN.....	149
6.2	EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO. ....	151
6.3	METODOLOGÍA PROPUESTA .....	153
6.4	VENTAJAS E INCONVENIENTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	159
6.4.1	Ventajas .....	159
6.4.2	Inconvenientes .....	159

## CAPÍTULO VII

### **CONCLUSIONES..... 161**

7.1	RESUMEN, CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS....	161
7.1.1	Resumen y Conclusiones .....	161
7.1.2	Aportaciones.....	165
7.2	FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	166

## CAPÍTULO VIII

### **BIBLIOGRAFÍA..... 167**

**ANEXO I**

**RESULTADOS GRÁFICOS DE LA SIMULACIÓN..... 173**

**ANEXO II**

**REGISTROS MEDIDOS EN PUNTOS DE BT Y MT DEL  
SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO ESPAÑOL ..... 197**

**ANEXO III**

**PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE  
POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO ..... 213**



---



---

**ÍNDICE DE FIGURAS**


---

Fig. 1	Hueco de tensión: a) Valor eficaz. b) Valor instantáneo .....	9
Fig. 2	Transmisión de huecos de tensión en media tensión .....	11
Fig. 3	Secuencia de eliminación de una falta.....	12
Fig. 4	a) Caracterización de un hueco de amplitud constante. b) Caracterización de un hueco de amplitud variable.....	16
Fig. 5	Curvas CBEMA.....	17
Fig. 6	Curvas ITIC y SEMI.....	18
Fig. 7	Caracterización por tipos de huecos .....	20
Fig. 8	Modelo equivalente de un sistema de potencia .....	22
Fig. 9	Área de incertidumbre de la curva de tolerancia de voltaje del equipo .....	25
Fig. 10	Estructura general para la obtención de índices para huecos de tensión equivalente de un sistema de potencia .....	36
Fig. 11	Características de coordinación de hueco de tensión de acuerdo al IEEE Std.493 .....	37
Fig. 12	Suministro de energía a ordenadores .....	39
Fig. 13	Efecto de un hueco de tensión monofásico sobre el voltaje de la etapa de continua Vdc.....	40
Fig. 14	Configuración típica de un dispositivo de ajuste de velocidad <i>ac</i> .....	41
Fig. 15	Voltaje y frecuencia en función de la velocidad para un dispositivo de ajuste de velocidad de <i>ac</i> .....	42
Fig. 16	Dispositivo de control de velocidad <i>dc</i> con excitación separada de los devanados de armadura y de campo.....	43
Fig. 17	Características mecánicas de un motor de inducción para tensiones $U_N$ (nominal) y $U_I$ (durante el hueco).....	45
Fig. 18	Diagrama de tensiones por fase de estator, despreciando la resistencia por fase.....	46
Fig. 19	Características par-velocidad de un motor síncrono.....	47
Fig. 20	Diagrama del procedimiento de evaluación de los niveles de perturbación para armónicos.....	56
Fig. 21	Curva voltaje-tolerancia de los equipos.....	62
Fig. 22	Región de incertidumbre para curvas de sensibilidad de $PC_s$ , $PLC_s$ y $ASD_s$ .....	62

Fig. 23	Diagrama de flujo para el procesamiento de la información de los registros reales de huecos de tensión .....	67
Fig. 24	Diagrama unifilar de la red analizada .....	71
Fig. 25	Diagrama trifilar del transformador AT/MT y de la reactancia Zig-Zag .....	74
Fig. 26	Diagrama unifilar de la red para falta en el lado de AT .....	74
Fig. 27	Diagrama unifilar de la red con todos los componentes referidos al lado de MT .....	76
Fig. 28	a) Cortocircuito bifásico. b) Cortocircuito bifásico a tierra .....	79
Fig. 29	Equivalente Thévenin monofásico de un cortocircuito franco a tierra .....	81
Fig. 30	Diagrama de flujo para la evaluación de huecos de tensión .....	87
Fig. 31	Porcentajes para cada tipo de hueco de acuerdo a: a) Metodología de clasificación fasorial; b) Nueva metodología propuesta .....	89
Fig. 32	Descomposición de la nueva evaluación en la clasificación fasorial .....	91
Fig. 33	Descomposición de la clasificación fasorial en la nueva evaluación .....	92
Fig. 34	Valores límites entre los que varía $fh$ para diferentes fases caídas .....	100
Fig. 35	Efecto de un hueco de tensión monofásico sobre el voltaje de la etapa de continua $V_{dc}$ en un elemento de cómputo .....	101
Fig. 36	Voltaje durante un hueco trifásico desbalanceado tipo C .....	104
Fig. 37	Voltaje durante un hueco trifásico desbalanceado tipo D .....	105
Fig. 38	Circuito equivalente para un motor $dc$ durante transitorios .....	107
Fig. 39	Comportamiento del motor $dc$ frente a un hueco desbalanceado trifásico del 80%. a) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor .....	109
Fig. 40	Comportamiento del motor $dc$ frente a un hueco desbalanceado tipo D. a) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor .....	111
Fig. 41	Comportamiento del motor $dc$ frente a un hueco desbalanceado tipo C. a) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor .....	112
Fig. 42	Diagramas unifilares del sistema de potencia. a) Sistema interconectado nacional de Colombia. b) Zona nororiental. c) Zona norte .....	129
Fig. 43	Redes de secuencia para la zona nororiental. a) Secuencia directa. b) secuencia inversa. c) Secuencia homopolar .....	131
Fig. 44	Redes de secuencia para la zona norte. a) Secuencia directa. b) secuencia inversa. c) Secuencia homopolar .....	132
Fig. 45	a) Correlación entre $NEH$ y $TED$ , para la zona nororiental. b) entre $NEH$ y $TED$ , para la zona norte .....	142

Fig. 46	Metodología propuesta para evaluar los límites de perturbación y los costes financieros por huecos de tensión en el sistema eléctrico colombiano.....	158
---------	---	-----

## GRÁFICOS ANEXOS

### ANEXO I

Grá. 1	Falta monofásica a tierra en alta tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT.....	174
Grá. 2	Falta bifásica en alta tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT.....	175
Grá. 3	Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT.....	176
Grá. 4	Doble falta monofásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT.....	177
Grá. 5	Falta monofásica en media tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	178
Grá. 6	Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	179
Grá. 7	Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	180
Grá. 8	Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	181
Grá. 9	Falta trifásica a tierra en media tensión. Tensiones simples en MT, en la subestación B.....	182
Grá. 10	Falta monofásica en media tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.....	183
Grá. 11	Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.....	184
Grá. 12	Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.....	185
Grá. 13	Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.....	186
Grá. 14	Falta trifásica a tierra en media tensión. Tensiones simples en MT, en la subestación A.....	187
Grá. 15	Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T, a dos distancias diferentes del punto de evaluación y dos resistencias entre faltas distintas. Tensiones simples en MT.....	188

---

Grá. 16	Falta monofásica en alta tensión, en la fase R, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.....	189
Grá. 17	Falta bifásica en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT .....	190
Grá. 18	Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.....	191
Grá. 19	Doble falta monofásica a tierra en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.....	192
Grá. 20	Falta monofásica en media tensión, en la fase R, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	193
Grá. 21	Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.....	194
Grá. 22	Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B .....	195
Grá. 23	Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B .....	196

---



---

## ÍNDICE DE TABLAS

---

Tab. 1	Tabla profundidad-duración .....	17
Tab. 2	Caracterización fasorial de huecos de tensión .....	21
Tab. 3	Tipo de hueco en el secundario en función del tipo de hueco en el primario y del grupo de conexión .....	24
Tab. 4	Calidad zonal en el sistema eléctrico español.....	27
Tab. 5	Índices de sitio para huecos de tensión existentes en la literatura. Ventajas e inconvenientes .....	34
Tab. 6	Calidad individual en media tensión.....	50
Tab. 7	Calidad individual en baja tensión.....	51
Tab. 8	Valores máximos admisibles vigentes para DES y FES en el sistema eléctrico colombiano.....	54
Tab. 9	Factor de costo por interrupción .....	54
Tab. 10	Valores del factor de ponderación .....	55
Tab. 11	Límites de distorsión armónica total de corriente.....	58
Tab. 12	Límites de distorsión armónica total de tensión .....	59
Tab. 13	Límites máximos de distorsión total de voltaje ( $THD_v$ ) .....	60
Tab. 14	Registros reales de huecos de tensión medidos en la red eléctrica española.....	69
Tab. 15	Magnitudes de las tensiones compuestas en MT dependiendo del lugar donde haya ocurrido la falta .....	78
Tab. 16	Ejemplo de huecos de tensión medidos en el sistema de potencia eléctrico español.....	98
Tab. 17	Rango de valores para $N$ , $F_{dc}$ y $fh$ .....	100
Tab. 18	Valores del factor de amplificación para el voltaje de la etapa de continua del dispositivo de control de velocidad $ac$ .....	105
Tab. 19	Valores de los parámetros del motor para los cuatro tipos de huecos sobre el dispositivo de control de velocidad $dc$ .....	112
Tab. 20	Cálculo de $fh$ y de la correlación entre el cambio de algunas variables y $fh$ , para la máquina $dc$ , alimentada a través del dispositivo de control de velocidad $dc$ .....	113
Tab. 21	Parámetros de la máquina de inducción y la máquina síncrona .....	115
Tab. 22	Cálculo de $fh$ y de la correlación entre la magnitud de las variables y $fh$ , para el motor de inducción.....	116
Tab. 23	Cálculo de $fh$ y de la correlación entre la magnitud de las variables y $fh$ , para la máquina síncrona.....	117

Tab. 24	Diferencias, ventajas y desventajas del índice <i>NEH</i> frente a los índices <i>SARFI</i> y <i>ASIDI</i> .....	120
Tab. 25	Diferencias, ventajas y desventajas del índice <i>TED</i> frente a los índices <i>SEI</i> y <i>ASTC</i> .....	122
Tab. 26	Resultados de la simulación de huecos del sistema de potencia del nororiente colombiano .....	134
Tab. 27	Resultados de la simulación de huecos del sistema de potencia del norte colombiano .....	135
Tab. 28	Número de huecos en cada barra del nororiente colombiano para cada tipo de falta .....	138
Tab. 29	Número de huecos en cada barra del norte colombiano para cada tipo de falta .....	138
Tab. 30	Número de huecos en cada barra del nororiente colombiano para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas .....	140
Tab. 31	Número de huecos en cada barra del norte colombiano para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas .....	140
Tab. 32	Resumen de los índices de sitio, resultados de la simulación, para las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano .....	142
Tab. 33	Resultados de los índices de sistema para las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano .....	143
Tab. 34	Características de las barras de media tensión del sistema de potencia eléctrico español .....	145
Tab. 35	Resultado de los índices de fiabilidad para huecos de tensión en barras de media tensión del sistema de potencia eléctrico español .....	146
Tab. 36	Resultado de los índices de sistema para huecos de tensión, en una zona de media tensión del sistema de potencia eléctrico español .....	147
Tab. 37	Evolución histórica de los índices <i>FES</i> y <i>DES</i> en el sistema eléctrico colombiano .....	151

## TABLAS ANEXOS

### ANEXO II

Tab. 1	Parámetros de los registros medidos en puntos de baja tensión del sistema de potencia eléctrico español .....	198
Tab. 2	Parámetros de los registros medidos en puntos de media tensión del sistema de potencia eléctrico español. Tensiones simples sin la componente homopolar .....	204

---

Tab. 3	Registros reales de huecos de tensión medidos en puntos de BT de la red eléctrica española.....	209
--------	---	-----

**ANEXO III**

Tab. 1	Parámetros de las líneas para las zonas nororiental y norte del sistema de potencia eléctrico colombiano .....	214
Tab. 2	Parámetros de los generadores y transformadores para las zonas nororiental y norte del sistema de potencia eléctrico colombiano .....	216



# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUCCIÓN

---

La liberalización de los mercados eléctricos ha traído, como consecuencia directa, que la energía eléctrica sea tratada como un producto, el cual, al igual que cualquier otro tipo de producto, debe cumplir con unos determinados criterios de calidad. Sin embargo, encontrar dichos criterios de calidad para la energía eléctrica no está siendo una tarea fácil. Tanto es así que, a pesar de que esta cuestión lleva varias décadas de haber sido abordada formalmente, todavía no hay un consenso universal sobre la forma de cuantificar la calidad de la energía eléctrica. No obstante, algunas teorías tienen más acogida en el sector, como la de utilizar el nombre de calidad del servicio eléctrico, y esta a su vez está dividida en continuidad del suministro y calidad del producto [5]. La primera está asociada con las interrupciones y la segunda con la forma de onda de la tensión. Estas clasificaciones y definiciones han permitido normativizar y regular algunos fenómenos que afectan la calidad del servicio, como los armónicos y las interrupciones, y como consecuencia de ello se ha podido mejorar la calidad del servicio eléctrico a los usuarios.

Es precisamente la creciente necesidad de suministrar energía de calidad a los usuarios, lo que ha conducido a muchas investigaciones y debates sobre los aspectos técnicos que deben determinarla. Más aún, cuando los usuarios de la energía eléctrica tienen una percepción cada vez mayor de que parte de los problemas en el funcionamiento de sus equipos tienen que ver con la red eléctrica a la que están conectados.

Aunque son muchos los fenómenos que afectan la calidad del suministro eléctrico, aceptados por la comunidad internacional que investiga en este campo, en la actualidad los huecos de tensión son considerados unos de los más relevantes por sus consecuencias directas, efectos secundarios y frecuencia de aparición [11, 25, 27]. Abundantes investigaciones se han dedicado a estudiar sus causas y efectos, pero siempre quedarán aspectos sin tener en cuenta debido a la complejidad y diversidad tanto de los sistemas eléctricos donde se presentan como de las causas que lo producen y los fenómenos físicos que involucran.

Otras razones que hacen que los huecos de tensión sean una perturbación de relevante interés en la última década son, por una parte, el hecho de que, con el avance y proliferación de los dispositivos electrónicos, en los sistemas eléctricos cada vez hay más dispositivos sensibles a huecos de tensión como los elementos de cómputo, elementos de mando y control, dispositivos de control de velocidad y variadores de frecuencia, entre otros, los cuales ocupan un papel importante en los procesos industriales y, por tanto, su buen funcionamiento es vital para ellos. Por otra parte, debido a los resultados positivos sobre la evolución respecto a la normalización y regulación de perturbaciones como armónicos e interrupciones, los usuarios del sector eléctrico han redireccionado e incrementado su interés sobre los huecos de tensión y su nivel de exigencia, en este sentido, es cada vez mayor. Todo lo anterior ha desencadenado una creciente preocupación en el sector y, en consecuencia, ha despertado el interés de muchos investigadores, los cuales han abordado ampliamente este fenómeno en la última década.

A parte de los elementos ya mencionados sensibles a huecos de tensión, estos también afectan las protecciones eléctricas, provocando el disparo deseado, pero algunas veces también pueden producir el disparo indeseado de protecciones que aíslan elementos del sistema de potencia conduciendo a más problemas que soluciones, como es el caso de la desconexión de pequeños generadores dispersos que están conectados en paralelo con la red eléctrica. Este será un problema a resolver en el futuro, ya que mucha de la nueva capacidad de generación con que se contará, en el milenio que ha empezado, se alcanzará construyendo instalaciones de productores independientes de energía eléctrica [31].

Es importante tener en cuenta que, a pesar de que el fenómeno de huecos de tensión, sus causas, su transporte y los inconvenientes que generan a los usuarios ya han sido ampliamente estudiados, el tema de índices para huecos de tensión, análogos a los de las interrupciones y armónicos, todavía se encuentra en proceso de investigación y experimentación, ya que no existe una normativa definitiva al respecto que regule el problema de los huecos de tensión, aunque se vislumbra una a mediano plazo. Por tanto, están empezando a aparecer en la literatura nuevas propuestas y metodologías que abordan los huecos de tensión desde la perspectiva de índices y costes que ellos generan, como los expresados en las referencias [11] y [13]. Esto conduce a pensar que va haber, a medio plazo, una normativa y regulación de los huecos de tensión de cara a mejorar la calidad del servicio eléctrico y su comercialización en un mercado cada vez más globalizado. Además, el establecer valores para los índices homogenizará el sistema eléctrico.

Por todo lo anterior, por la importancia de los huecos de tensión y lo perjudicial que pueden llegar a ser para los usuarios, en esta tesis se desarrollará un estudio

amplio sobre ellos. Para lograrlo, se plantearán unos objetivos los cuales se logran siguiendo una estructura definida para tal fin.

## 1.1 OBJETIVOS DE LA TESIS

El objetivo principal de esta tesis es realizar aportaciones en el estudio, comprensión y aplicación del fenómeno de los huecos de tensión, de cara a mejorar la valoración de la calidad del suministro eléctrico. Hasta ahora, esta calidad ha sido valorada teniendo en cuenta las interrupciones y, sobre todo como limitación, los armónicos en tensión, las variaciones lentas en tensión y el flicker, pero debido a los inconvenientes generados por huecos de tensión, este fenómeno debe ser tenido en cuenta. Este objetivo principal se divide en varios objetivos concretos, los cuales se plantean a continuación.

En primer lugar profundizar las causas que generan todas las tipologías posibles de huecos de tensión, teniendo en cuenta la existencia de tipos especiales de huecos de tensión que no pueden ser clasificados por las metodologías planteadas en la literatura.

El siguiente objetivo es plantear una nueva metodología para evaluar los huecos de tensión considerando las tres fases, de tal suerte que permita paliar las dificultades e inexactitudes que se encuentran a la hora de aplicar las metodologías encontradas en la literatura para este fin.

Para profundizar en la valoración de la calidad de la energía eléctrica, otro objetivo ha consistido en proponer unos índices para huecos de tensión trifásicos, que consideren que los huecos no descienden iguales en cada fase, y que su influencia sobre los dispositivos sensibles varía dependiendo de estas circunstancias. Por tanto, esos nuevos índices propuestos deben tener en cuenta esas observaciones y ponderar diferente a huecos de tensión desiguales.

Finalmente, el último objetivo de este trabajo se ha centrado en estudiar una metodología para permitir la implantación de los índices propuestos al sistema eléctrico colombiano, con el objeto de valorar el futuro de estos nuevos índices respecto a su posible contribución en la mejora de los niveles de calidad en el sistema eléctrico en cuestión.

## 1.2 ESTRUCTURA DE LA TESIS

Para alcanzar los objetivos planteados, este trabajo se desarrolla por etapas, las cuales se van alcanzando cronológicamente siguiendo la siguiente secuencia:

En el **capítulo 2** se analizan las propuestas que existen para caracterizar y clasificar los huecos de tensión, lo cual sirve como punto de partida para proponer mejoras a dichas propuestas. También se repasa el comportamiento de diferentes tipos de dispositivos frente a huecos de tensión, con el fin de extraer información que permita obtener una correlación entre ellos y los diferentes tipos de huecos trifásicos. Además, se estudian los índices de calidad, niveles de perturbación y costes económicos para interrupciones y armónicos, así como los propuestos para huecos de tensión, con el fin de plantear, en relación a este último, aspectos que no se han tenido en cuenta. Adicionalmente, se revisa la normativa y reglamentación existente vigente, respecto a calidad de la energía eléctrica, para los casos español y colombiano.

En el **capítulo 3** se detectan diferentes tipos de huecos de tensión que tienen problemas a la hora de clasificarlos con las metodologías existentes. Para esto, primeramente, se elabora un estudio tipológico sobre huecos de tensión que permita encontrar las causas de todo tipo de hueco trifásico posible y, luego, se plantea una propuesta de evaluación que elimina las inexactitudes y subjetividades presentadas por las propuestas existentes a la hora de clasificar algunos tipos de huecos, la cual tiene en cuenta la forma del hueco trifásico y asigna un número a cada tipo de hueco.

En el **capítulo 4** se proponen unos índices, de sitio y de sistema, para huecos de tensión. Estos índices propuestos tienen en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a huecos trifásicos. Esa sensibilidad se deduce a partir de la correlación que exista entre un factor propuesto en este capítulo, llamado factor de hueco, y el cambio en las variables de los dispositivos. Este factor de hueco se calcula a partir de la magnitud de las tensiones únicamente, en consecuencia, él no requiere información adicional sobre el porcentaje de equipos sensibles a huecos de tensión que estén conectados por alimentador o por clientes. Por consiguiente, estos índices plantean algunas mejoras relevantes con respecto a los propuestos en la literatura.

En el **capítulo 5** se aplican los índices propuestos (para huecos de tensión) y otros recogidos de la literatura actualizada, a los sistemas eléctricos colombiano y español. Para el primero (el caso colombiano), se aplica a huecos obtenidos a partir de simulaciones y, para el segundo (el caso español), a huecos medidos directamente en la red eléctrica. Esto es con el objetivo de obtener un orden de

magnitud para establecer los valores límites que pueden tomar estos índices en dichos sistemas eléctricos, además que permite homogenizarlos.

En el **capítulo 6** se plantea una metodología para la implantación de los índices propuestos que permita evaluar los niveles de calidad por huecos de tensión en el sistema de potencia eléctrico colombiano, partiendo de la experiencia y la evolución histórica de los valores máximos permitidos de otros índices, como los de interrupciones y armónicos. Esta metodología también sugiere unos costes que implica el superar los niveles de calidad.

El **capítulo 7** está dedicado a las conclusiones. En él se dan las aportaciones que se extraen del desarrollo del presente trabajo, desde los diferentes aspectos en que se abordó, frente al importante tema de los huecos de tensión. Además de las futuras líneas de desarrollo que se esperan en lo relacionado con estudios de huecos de tensión y su futura normativa.

En el **capítulo 8**, finalmente, se dan las referencias bibliográficas que se utilizaron en la elaboración de esta tesis. Algunas de estas, son referencias clásicas de donde se obtuvieron conceptos con los que se construyó parte de este trabajo; otras son referencias actualizadas que muestran las últimas tendencias de investigación en ésta área.

## CAPÍTULO 2

---

### ESTADO DEL ARTE

---

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

La definición y caracterización de los distintos tipos de perturbaciones eléctricas ha ido variando con el tiempo, así como la importancia relativa entre unos tipos y otros. Una de las primeras perturbaciones tratadas fueron los armónicos debido a que eran producidos por los generadores de corriente alterna, además de la introducción de la electrónica a gran escala.

La evolución de la consideración de las perturbaciones ha tenido como gestor importante el punto de vista del consumidor, ya que muchos de estos consideraban los cortes como una deficiencia inherente al suministro eléctrico. En consecuencia a los progresos presentados, el número de cortes ha decrecido considerablemente, y el consumidor a redirigido sus demandas hacia otros tipos de perturbaciones, aunque en comparación sus efectos sean menores. Tales perturbaciones, entre otras, son hoy por hoy los huecos de tensión, tanto por su frecuencia con la que se presenta en la red eléctrica como por los efectos que produce en los usuarios finales que va desde el mal funcionamiento de algunos equipos hasta la parada total de procesos productivos. Estos descensos de tensión quedan bien caracterizados a partir de su tiempo de duración, su profundidad, el salto del ángulo de fase y el número de fases que descienden [27].

Debido a su importancia, se han dedicado muchas investigaciones a la caracterización y clasificación de huecos de tensión, también se están planteando índices de calidad sobre huecos de tensión que permitan mejorar la relación entre las empresas suministradoras y los usuarios, a la vez que unifica criterios sobre mediciones de huecos [4, 9, 11, 14]. Otros avances, en este sentido, se están logrando con el planteamiento de metodologías que permitan calcular los costes de la mala calidad de la energía debido a huecos de tensión [3, 7].

En este capítulo, se van a repasar los huecos de tensión. Para ello, en la sección 2.2 se dan algunas definiciones, los mecanismos de generación y los parámetros de huecos de tensión. En la sección 2.3 se exponen las diferentes caracterizaciones de

huecos de tensión. En la sección 2.4 se resumen los índices para huecos de tensión propuestos en la literatura. En la sección 2.5 se abordan los diferentes tipos de dispositivos sensibles a huecos de tensión y en la sección 2.6 se resumen los criterios y límites existentes para evaluar los costes económicos debidos a la mala calidad de la energía por interrupciones y armónicos, así como las nuevas propuestas que existen, en este sentido, para huecos de tensión.

## 2.2 HUECOS DE TENSIÓN

### 2.2.1 Definición

De acuerdo a la norma CEI 61000 el hueco de tensión es un descenso brusco de la tensión en un punto de la red de la energía eléctrica, seguido de un restablecimiento de la tensión, después de un corto período de tiempo de algunos ciclos a algunos segundos [15].

Según la norma EN 50160, el hueco de tensión es una perturbación con las siguientes características:

$$\begin{aligned} 1\% U_{ref} < U < 90\% U_{ref} \\ 10ms < \Delta t < 1min \end{aligned} \quad (1)$$

de donde :  $U$  es el valor eficaz de la tensión en cualquier instante durante el hueco ;  $U_{ref}$  es el valor eficaz de la tensión de referencia, la cual se explicara con detalles en la sección 2.2.3.3; y  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo que puede durar el hueco de tensión.

Los huecos de tensión se deben, principalmente, a fenómenos aleatorios de carácter accidental, los cuales no se repiten de forma sistemática, y producen grandes incrementos en la intensidad.

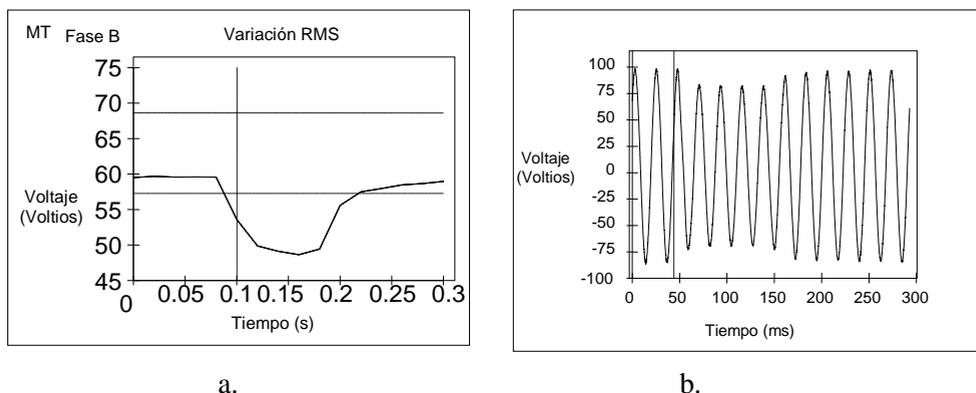


Figura 1. Hueco de tensión: a) Valor eficaz. b) Valor instantáneo [24].

En la figura 1 se muestra un hueco de tensión, con la variación de sus valores eficaz e instantáneo de la tensión de una fase, medido en baja tensión, debida a una falta trifásica en una línea de media tensión.

### **2.2.2 Mecanismo de generación**

Los huecos de tensión son generados por:

- Cortocircuitos o faltas: estas se producen en la red de transporte de alta tensión o en la red de distribución de media tensión, e incluso, en la propia instalación en media tensión de los usuarios.
- Operaciones de las redes de alta y media tensión o en las instalaciones de baja tensión del propio usuario, incluyendo el arranque de grandes cargas y energización de grandes transformadores de potencia.

#### **2.2.2.1 Cortocircuitos**

Los cortocircuitos pueden ser monofásicos, entre fase y tierra, y bifásicos o trifásicos, con o sin contacto a tierra.

Las perturbaciones causadas por estos cortocircuitos son fenómenos trifásicos que se propagan a baja tensión, a través de los transformadores, afectando a los usuarios y manifestándose en forma de huecos de tensión. Si la distribución es radial, cuando actúan las protecciones de cabecera correspondientes a una línea, se produce un corte en la propia línea y en las ramas conectadas a ella.

La forma de onda de los huecos de tensión varía, en cada fase, respecto al tipo de cortocircuito inicial y del tipo de conexión de los transformadores, entre alta y media tensión. En baja tensión, pueden afectar en mayor o menor medida a los receptores trifásicos e influir en la probabilidad de fallos de los monofásicos, que disminuye cuando la caída de tensión no es igual en las tres fases o no se presenta en una de ellas [14, 18].

Una gran parte de los huecos detectados en baja tensión están originados por cortocircuitos en la red de alta y media tensión. Estos huecos presentan un descenso de tensión en dos o tres fases. Se transmiten a media y baja tensión, y pueden afectar las instalaciones de los clientes conectados en las líneas por donde se conduce este fenómeno.

##### **2.2.2.1.1 Influencia de los cortocircuitos en media tensión**

En la figura 2 se representa la red de media tensión de una subestación AT/MT.

Si se produce un cortocircuito en alguna de las líneas que parten de una misma barra de la subestación, en este caso la línea A, el proceso será: hasta que actúa el interruptor  $D_A$ , la tensión en barras del transformador va a disminuir debido al aumento de la intensidad. Una vez abierto el interruptor, la tensión en barras del transformador recupera su valor y en la línea afectada se produce un corte de tensión, cuya duración dependiera del tiempo de reenganche. El hueco se transmite a las instalaciones de baja tensión de todos los consumidores conectados a las líneas B.

En consecuencia, como se muestra en la figura 2, un usuario de la línea B puede sufrir varios huecos de tensión sucesivos. Mientras que un cliente, de la línea en falta A, sufrirá varios cortes breves y largos, debido a la acción del interruptor.

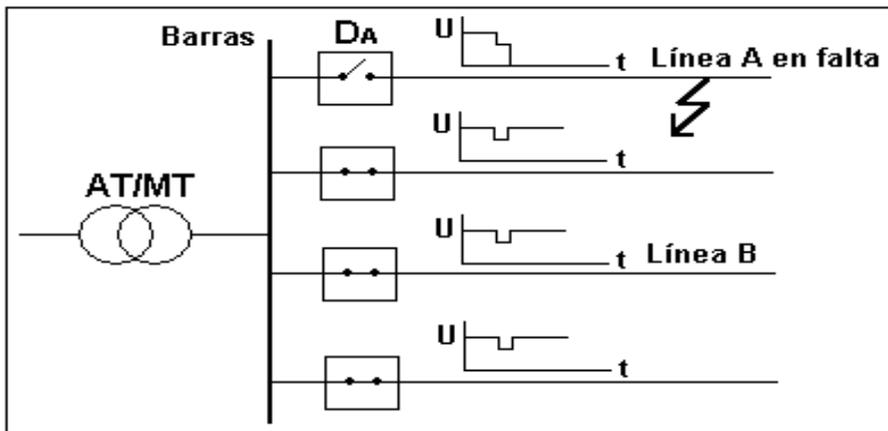


Figura 2. Transmisión de huecos de tensión en media tensión [37].

En las líneas de media tensión, subterráneas y aéreas, con conductor aislado, las faltas son siempre permanentes y por ello no tiene objeto el sistema de reenganche. Pero en estas líneas el riesgo de cortes es mucho menor, alrededor de 1:8 respecto a las líneas aéreas [15, 17].

### 2.2.2.1.2 Influencia de los cortocircuitos en baja tensión

La influencia de los cortocircuitos en baja tensión en el resto de la instalación es análoga al de media tensión, sin embargo hay que agregar lo siguiente:

- En baja tensión no se suele disponer de protecciones de reenganche automático, por lo que los tiempos de corte son relativamente largos; duran

hasta que se encuentra el defecto y/o se rearma el interruptor automático o reemplaza el correspondiente fusible.

- El tiempo de actuación de las protecciones es menor que en alta tensión, con lo cual los huecos de tensión son de corta duración.
- Rara vez ocasionan un descenso de tensión significativo en la red de media tensión, debido a la elevada impedancia relativa del transformador MT/BT y de las líneas de baja tensión [14-16, 17].

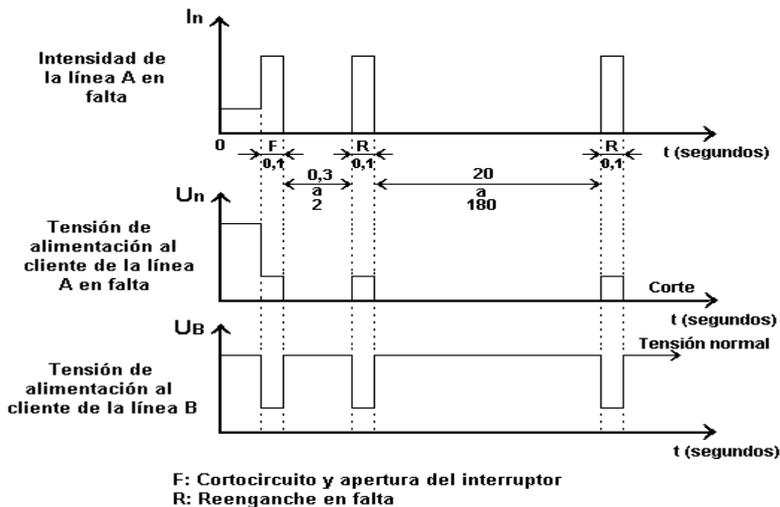


Figura 3. Secuencia de eliminación de una falta [37].

### 2.2.2.1.3 Causas de cortocircuitos

Las causas más comunes que dan lugar a cortocircuitos son:

- Redes de transporte y distribución de alta y media tensión
  - Fallos de aislamiento, como aisladores polucionados o dañados.
  - Situaciones meteorológicas adversas. Caídas de rayos.
  - Incidentes por obras. Daños en cables subterráneos.
  - Proximidad de arbolado.
  - Incendio forestales.
  - Actuación de animales.
  - Actos vandálicos.
- Redes de media tensión de los usuarios
  - Averías en algún elemento, como los transformadores de medida, los transformadores de potencia, etc.

- Actuación defectuosa de pararrayos.
- Fallos de aislamiento en pasamuros o en aisladores defectuosos.
- Falta de aislamiento en la propia instalación.
- Actuación de animales.
- Acciones de carácter accidental y fenómenos meteorológicos adversos.
- Redes de baja tensión de los usuarios
  - Inadecuado mantenimiento de la instalación interior.
  - Accidentes diversos.

### **2.2.2.2 Huecos causados por operaciones diversas en las redes y arranques de grandes cargas**

Hay otras circunstancias que, a parte de los cortocircuitos, pueden ocasionar huecos de tensión y cortes breves. Estas son:

- En redes de alta y media tensión.
  - Modificaciones en la topología de la red.
  - Energización de grandes transformadores.
  - Conexión de batería de condensadores en media tensión.
  - Arranque de motores de elevada potencia en media tensión.
- En redes de baja tensión.
  - Conexión de cargas que demandan altas corrientes iniciales.
  - Arranque directo o realimentación, después de una corta interrupción de grandes motores.
  - Caída de tensión excesiva por sección inadecuada de los conductores.

### **2.2.3 Parámetros de huecos de tensión**

Son varios los parámetros a tener en cuenta a la hora de describir detalladamente lo que caracteriza a un hueco de tensión y que lo diferencia de otros fenómenos que se presentan en la onda de tensión. Estos son los siguientes:

#### **2.2.3.1 Profundidad**

Es la diferencia entre el valor de la tensión durante el hueco de tensión y un valor de referencia, que comúnmente es la tensión nominal  $U_n$  o la tensión declarada  $U_c$ .

Las diferentes normativas existentes consideran que para que sea hueco, la tensión debe caer por debajo del 90% de la tensión tomada como referencia, y que de no ser así se estará en el ámbito de las variaciones lentas y de las fluctuaciones de tensión [25, 26, 37]. Además, es bien sabido que la mayoría del equipamiento

eléctrico tolera caídas de tensión inferiores al 90%. También es importante especificar la profundidad máxima del hueco para establecer la frontera entre hueco de tensión e interrupción (cero de tensión). Según la norma EN 50160 se considera como interrupción una caída de tensión por debajo del 1% de la tensión de referencia y en caso contrario como hueco. El IEEE 1159 fija el límite en un 10% [14, 15, 18].

### 2.2.3.2 Duración

Es el tiempo durante el cual la tensión es inferior al 90% sobre la tensión de referencia.

En las normas EN 50160 y CEI 61000 el límite inferior se establece en medio ciclo, ya que es el mínimo período de tiempo sobre el que se puede calcular el valor eficaz de la tensión. El límite superior tiene varias definiciones dependiendo de la normativa: el CEI 61000 lo define como “en unos pocos segundos” y la EN 50160 lo concreta en 1 minuto. La diferencia entre la duración del hueco en cada normativa está unida a la causa del hueco y a los tiempos de actuación de los dispositivos de protección [14, 18, 20].

Por otra parte, hay que tener presente que las normas sitúan la mayor parte de los huecos de tensión con una duración inferior a un segundo (EN 50160) o entre 100 ms y 1500 ms (CEI 61000), así como en la CEI 61000-4-11 que la fija en 1 segundo.

En el IEEE 1159 clasifica en tres tipos de huecos dependiendo de su duración:

- Instantáneo: de duración entre 0.5 y 30 ciclos.
- Momentáneo: de duración entre 30 ciclos y 3 segundos.
- Temporal: con una duración comprendida entre 3 segundos y 1 minuto.

### 2.2.3.3 Valor de referencia ( $U_{ref}$ )

Es aplicable a todas las perturbaciones del valor eficaz de la tensión. Permite expresar las caídas de tensión en valores porcentuales a fin de poder realizar comparaciones entre distintos puntos y tensiones. Según la norma EN 50160, es posible aplicar las siguientes definiciones a la tensión de referencia:

- Tensión de alimentación: Valor eficaz de la tensión presente en un instante dado en el punto de suministro y medida en un intervalo de tiempo dado.
- Tensión nominal ( $U_n$ ): Tensión que caracteriza o identifica una red y a la cual se hace referencia para ciertas características de funcionamiento.

- Tensión declarada ( $U_c$ ): Corresponde generalmente con la tensión nominal  $U_n$  de la red. Si, por medio de un acuerdo entre el distribuidor y el cliente, la tensión de alimentación aplicada difiere de la tensión nominal, entonces, esta tensión corresponde a la tensión de alimentación declarada.

La profundidad del hueco está definida como:

$$\Delta U \text{ (‰)} = \frac{U_{ref} - U_{min}}{U_{ref}} * 100 \quad (2)$$

$U_{ref}$ : Tensión de referencia.

$U_{min}$ : Tensión mínima alcanzada.

$\Delta U$ : Profundidad del hueco.

## 2.3 CARACTERIZACIÓN DE LOS HUECOS DE TENSIÓN

Los huecos de tensión pueden ser simples, en los cuales hay un solo escalón de descenso de tensión, o complejos, en los que hay más de un escalón de descenso de tensión o la curva de valor eficaz durante el hueco presenta otras formas. Así mismo, un hueco de tensión puede afectar a distintas fases y de manera desigual en duración, profundidad y en forma.

Todo lo anterior conduce a distintas formas de caracterización de los huecos de tensión, aunque en la mayor parte de las ocasiones se utilizan únicamente la profundidad y la duración [19, 20, 22].

### 2.3.1 Caracterización $\Delta U$ - $\Delta t$

Es el tipo de caracterización más usada y la más sencilla de realizar. Considera los huecos de la siguiente manera:

- Un hueco de tensión con amplitud constante se puede caracterizar por dos valores: profundidad  $\Delta U$ , y duración  $\Delta t$ , como se muestra en la figura 4a.
- Un hueco de tensión de amplitud variable en el tiempo, según la norma CEI 61000, cabe la posibilidad de caracterizarlo por dos o más pares de valores  $\Delta U$ ,  $\Delta t$ , en la función de la forma que presente la curva de valor eficaz de la tensión, como lo muestra la figura 4b.
- Cuando la duración o profundidad del hueco son distintas en cada fase, se caracteriza el hueco por la máxima profundidad y máxima duración que aparece en cualquiera de las tres fases. En algunas referencias estos huecos son tratados como tres huecos separados.

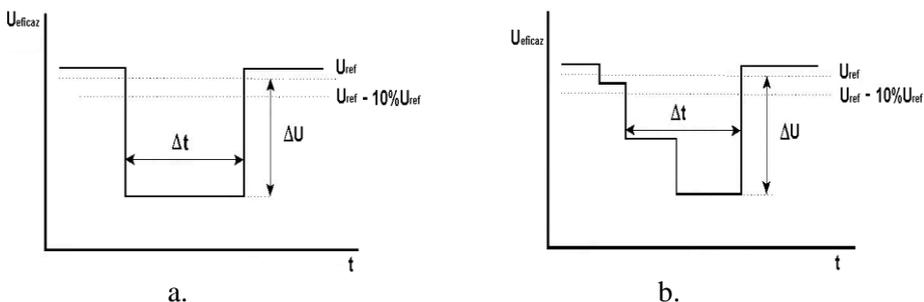


Figura 4. a) Caracterización de un hueco de amplitud constante. b) Caracterización de un hueco de amplitud variable [18].

Las clasificaciones más conocidas para caracterizar los huecos son:

- *Tabla profundidad-duración:* Utilizada para obtener información de tipo estadístico y homogenizar los datos provenientes de distintas fuentes de medidas. Divide la profundidad y duración en intervalos, dando como resultado la tabla 1.

Tabla 1.  
Tabla profundidad – duración.

Duración ( $\Delta t$ ) ----- Profundidad( $\Delta U/u\%$ )	½ ciclo $\leq \Delta t$ <100ms	100ms $\leq \Delta t$ <500ms	500ms $\leq \Delta t$ <1s	1s $\leq \Delta t$ <3s	3s $\leq \Delta t$ <20s	20s $\leq \Delta t$ <60s
10≤Profundidad<30						
30≤Profundidad<60						
60≤Profundidad<99						
99≤Profundidad						

- *Curvas CBEMA:* Curvas desarrolladas por la “Computer and Business Equipment Manufacturers Association” y descritas en el IEEE Standar 446 Orange Book. Esta curva establece los límites de funcionamiento correcto de los ordenadores respecto a las sobretensiones y subtensiones en función de su duración. En la figura 5 se muestra este tipo de curva. La zona comprendida entre las dos curvas es la de funcionamiento correcto; las áreas por encima y por debajo de las curvas superior e inferior, respectivamente, representan los puntos en los que puede ocurrir algún fallo. Las curvas cubren un rango de perturbaciones superior al de los huecos, incluyendo impulsos o deformaciones de onda.

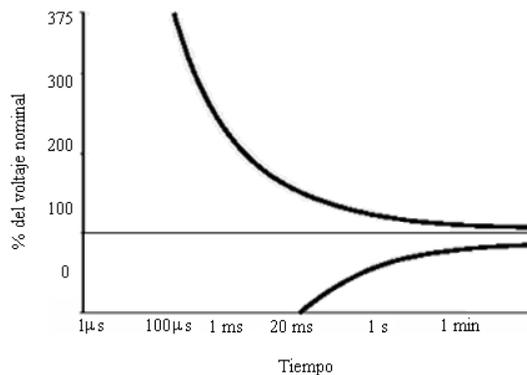


Figura 5. Curvas CBEMA [25].

- *Curvas ITIC y SEMI*: La curva ITIC es un sucesor de la CBEMA y es desarrollada por la “Information Technology Industry Council” y al igual que su predecesor se utiliza para representar la capacidad de tolerancia de los equipos sensibles a huecos de tensión, mientras la curva SEMI fue recomendada por los fabricantes de equipos semiconductores y ella representa una curva de tolerancia más restringida que la ITIC, tal y como lo muestra la figura 6.

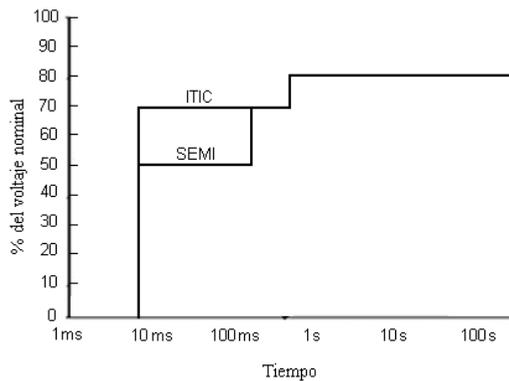


Figura 6. Curvas ITIC y SEMI [2].

### 2.3.2 Caracterización por su energía

Otra forma de caracterización de huecos es la que contempla la energía no suministrada. La norma IEEE P1564 [13], recoge la expresión para el cálculo de ésta. Este factor corresponde la duración de una interrupción que conduce a la misma pérdida de energía, para una impedancia de carga, que la que produce un hueco de tensión (a esa misma impedancia de carga). Su expresión es:

$$E_{VS} = \left[ 1 - \left( \frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] * T \quad (3)$$

Donde  $V$  es la tensión mínima durante el hueco,  $V_{nom}$  es la tensión nominal y  $T$  es el tiempo de duración del hueco. Como se puede ver, la ecuación (3) da una medida de tiempo, el cual está ponderado por la energía que cada hueco dejó de suministrar. Esta energía se evalúa a partir de la tensión mínima, y no de la evolución de la tensión durante el hueco o de otro valor de tensión, porque esta es la tensión que hasta ahora caracteriza al hueco.

También existen otras caracterizaciones de huecos por su energía planteadas en la literatura, como la severidad del hueco de tensión. Ésta compara la magnitud de huecos de tensión con curvas características tales como las curvas *SEMI* o la curva más pequeña *ITIC* (ver la figura 6). La expresión para la severidad es:

$$S_e = \frac{1 - V}{1 - V_{curva}} \quad (4)$$

Donde  $V$  es el voltaje durante el hueco y  $V_{curva}$  es el voltaje de la curva con la cual se desea comparar para la misma duración. De la ecuación (4) se puede notar que la severidad es una medida adimensional.

### 2.3.3 Caracterización considerando las tres fases

Para considerar adecuadamente el efecto de los huecos de tensión, hay que tener en cuenta su naturaleza trifásica, dado que el descenso que se produce en cada fase es distinto en numerosas ocasiones. Además, el comportamiento de muchos dispositivos eléctricos está influenciado por la asimetría entre las tensiones durante el hueco, por lo que es necesario tratar las tres fases de una manera conjunta.

Por otra parte, dependiendo de la localización del origen del hueco de tensión y del punto y modo de medida, se producen transformaciones durante la propagación de la señal perturbada. La caracterización que considere la forma de onda encontrada en las tres fases, ayuda a relacionar registros obtenidos en distintos puntos de medida.

Existen varias formas de caracterización de los huecos trifásicos, de las que se relacionan a continuación dos de ellas, por su interés en el ámbito de esta tesis.

#### 2.3.3.1 Caracterización por tipos de huecos

Como lo plantea V. Fuster en sus trabajos [19, 37], esta caracterización por tipos de huecos considera las diferentes formas del hueco y permite asociar cada uno de los tipos de hueco de tensión con la causa y con el efecto que es susceptible de producir. En la figura 7 se representan esquemáticamente por su valor eficaz en cada fase.

De acuerdo a la figura 7, los huecos de la columna izquierda H1, H2, H6 y H7 se producen como consecuencia de cortocircuitos a tierra, cuando se miden las tensiones de fase. Así H1 y H6 corresponden a cortocircuitos monofásicos a tierra,

H2 a bifásicos a tierra y H7 a cortocircuitos que evolucionan. Estos tipos de huecos se registran habitualmente en MT y BT.

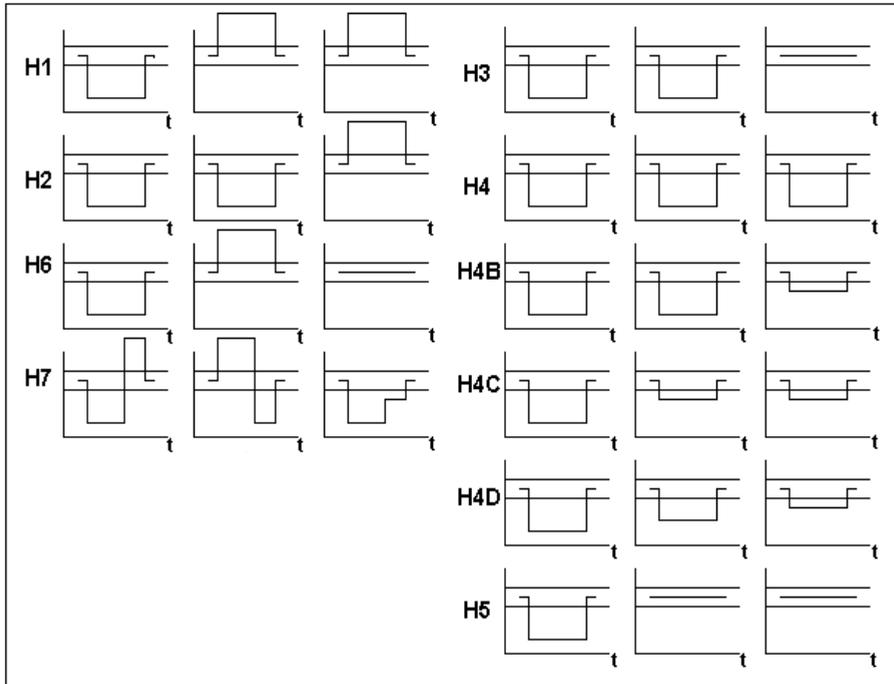


Figura 7. Caracterización por tipos de huecos [19].

Los tipos de huecos que se detectan más habitualmente en baja tensión, normalmente originados en niveles de tensión superiores, son los que aparecen en la columna derecha de la figura, denominados: H3, H4, H4B, H4C y H4D. También se registran en MT y AT tanto en tensiones de fase como de línea.

La forma que adquiere el hueco de tensión puede sufrir modificaciones debido al grupo de conexión de transformadores por el que pasa, y depende también de si las tensiones medidas son de fase o de línea.

En recopilaciones de tipo estadístico, la asignación de huecos a determinados tipos, tiene la ventaja que relaciona directamente el tipo de hueco con las causas y efectos determinados, cuya información se perdería si se considerara cada fase independientemente.

### 2.3.3.2 Caracterización fasorial

La caracterización fasorial de huecos de tensión es planteada por M. Bollen en sus trabajos [25, 26]. Esta caracterización considera tanto el módulo como el ángulo de los fasores de tensión en las tres fases durante el hueco de tensión. De acuerdo a esta caracterización se pueden clasificar los huecos de tensión en siete tipos cuya causa, ecuaciones y diagrama fasorial se muestran en la tabla 2.

La caracterización fasorial da una información adicional, sobre las impedancias de los elementos (líneas, transformadores) por el que se ha transmitido el hueco de tensión desde el punto de su origen hasta donde fue medido, lo cual es debido a que aquí se involucra el salto del ángulo de fase que se presenta durante el hueco de tensión y que es producto de las relaciones entre las impedancias mencionadas.

Tabla 2.  
Caracterización fasorial de huecos de tensión [25].

TIPO DE HUECO	TIPO DE FALLO	DESCRIPCIONES DEL FALLO	ECUACIONES	DIAGRAMA FASORIAL
A	Fallo trifásico	Carga conectada en triángulo o en estrella	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	
B	Fallo monofásico	Carga conectada en estrella	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $V_C = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	
C	Fallo monofásico	Carga conectada en triángulo	$V_A = 1$ $V_B = -\frac{1}{2} - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	
	Fallo bifásico	Carga conectada en estrella	$V_C = -\frac{1}{2} + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	

D	Fallo monofásico	Carga conectada en estrella	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	
	Fallo bifásico	Carga conectada en triángulo	$V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}\sqrt{3}$	
E	Fallo bifásico a tierra	Carga en estrella	$V_A = 1$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	
F	Fallo bifásico a tierra	Carga en triángulo	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\left(\frac{1}{3}\sqrt{3} + \frac{1}{6}V\sqrt{3}\right)$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\left(\frac{1}{3}\sqrt{3} + \frac{1}{6}V\sqrt{3}\right)$	
G	Fallo bifásico a tierra	-----	$V_A = \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V$ $V_B = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V - j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$ $V_C = -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V + j\frac{1}{2}V\sqrt{3}$	

El valor del voltaje del hueco  $V$ , que aparece en las ecuaciones de la tabla 2, depende del tipo de fallo. Consideremos, por ejemplo, el modelo equivalente de un sistema de potencia dado en la figura 8.

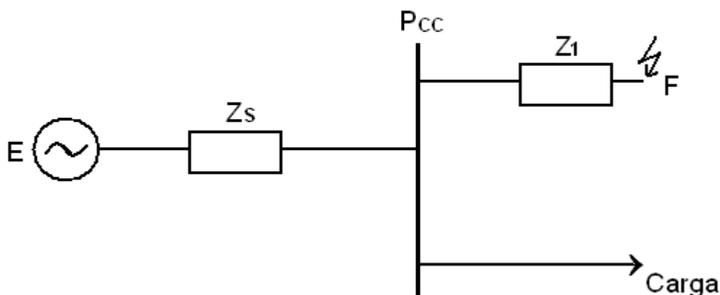


Figura 8. Modelo equivalente de un sistema de potencia [26].

donde  $E$  es el voltaje de la fuente o equivalente de alta tensión,  $Z_s$  es la impedancia de la fuente o equivalente de alta tensión, la barra Pcc es el punto de acoplamiento común, y  $Z_l$  es la impedancia del tramo de línea desde Pcc hasta el punto  $F$ , lugar donde ha ocurrido la falta.

El voltaje del hueco en el punto de acoplamiento común Pcc, para el modelo equivalente de la figura 8, considerando el valor de  $E$  en prefallo como  $1 \angle 0^\circ$  p.u y teniendo en cuenta el tipo de fallo, es:

- *Fallos trifásicos*

$$V = \frac{Z_1}{Z_s + Z_1} \quad (5)$$

Haciendo

$$\begin{aligned} Z_s &= R_s + j X_s, \text{ y} \\ Z_1 &= R_1 + j X_1 \end{aligned} \quad (6)$$

Se obtiene el argumento del voltaje complejo durante el fallo mediante la siguiente expresión:

$$\Delta\phi = \tan^{-1}\left(\frac{X_1}{R_1}\right) - \tan^{-1}\left(\frac{X_s + X_1}{R_s + R_1}\right) \quad (7)$$

Este argumento es conocido como salto del ángulo de fase y es el que se presenta en los huecos mostrados en la tabla 2. A pesar que no se mostrarán los saltos de ángulo de fase para todos los demás tipos de fallo, estos se pueden obtener mediante un procedimiento similar al de la ecuación (7).

Para fallos desbalanceados se consideran las redes de secuencia y las componentes simétricas de  $Z_s$ :  $Z_{s0}$ ,  $Z_{s1}$  y  $Z_{s2}$ ; y de  $Z_l$ :  $Z_{l0}$ ,  $Z_{l1}$  y  $Z_{l2}$ .

Las expresiones para los fallos desbalanceados<sup>1</sup> se presentan a continuación teniendo en cuenta que  $Z_{s1}=Z_{s2}$  y  $Z_{l1}=Z_{l2}$ , como generalmente ocurre para elementos estáticos como líneas, transformadores de potencia, entre otros.

---

<sup>1</sup> El desarrollo que conduce a la obtención de estas expresiones no se recogen en este trabajo ya que existe suficiente bibliografía que aborda este tema [25, 26].

- Fallos monofásicos a tierra

$$V = \frac{Z_{s0} + Z_{11} + Z_{10}}{Z_{s1} + Z_{s0} + Z_{11} + Z_{10}} \quad (8)$$

- Fallos bifásicos a tierra

$$V = \frac{3Z_{s0} + Z_{11} + 2Z_{10}}{Z_{s1} + 2Z_{s0} + Z_{11} + 2Z_{10}} \quad (9)$$

- Fallos bifásicos

$$V = \frac{Z_{11}}{Z_{s1} + Z_{11}} \quad (10)$$

Con el fin de poner de manifiesto los cambios que suelen sufrir los huecos de tensión debido al tipo de conexión de los transformadores por los que pasan, en la tabla 3 se muestran las transformaciones que sufren los huecos de tensión, para las conexiones de transformadores más comunes.

Como se observa en la tabla 3, el tipo de conexión del transformador puede modificar la clase de hueco que pasa por él. Por consiguiente, en el estudio sobre la clasificación de huecos, dependiendo del tipo de falta que lo produce, hay que tener en cuenta el nivel de tensión donde se haya generado y el tipo de conexión del o los transformadores por donde el hueco haya pasado. El asterisco en la tabla 3 indica que la magnitud del hueco no es igual a  $V$  sino que es igual a  $1/3+2/3V$ , donde  $V$  es el voltaje en la fase fallada o entre las fases falladas dado en la tabla 2 [25].

Tabla 3.

Tipo de hueco en el secundario en función del tipo de hueco en el primario y del grupo de conexión [25].

CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR	TIPO DE HUECO EN EL LADO PRIMARIO						
	A	B	C	D	E	F	G
YNyn	A	B	C	D	E	F	G
Yy, Dd, Dz	A	D*	C	D	G	F	G
Yd, Dy, Yz	A	C*	D	C	F	G	F

### 2.3.4 Caracterización por índice severidad-duración (DSI)

Este índice tiene en cuenta sólo la duración del evento (*DSI*) y su fin es el de valorar el comportamiento del equipo frente a la duración de un hueco de tensión [2]. Una curva típica del comportamiento de un equipo frente a la severidad de la magnitud (ecuación (4)) y la duración *DSI* está dada en la figura 9.

La región sombreada es un área de incertidumbre. El *DSI* de este equipo tiene un valor de 0 (mínimo) en  $t \leq t_{\min}$  y un valor de 100% en  $t \geq t_{\max}$ . Esto implica que la duración del hueco no es severa alrededor de la frontera menor ( $t_{\min}$ ), y la severidad es máxima alrededor de la frontera mayor ( $t_{\max}$ ).

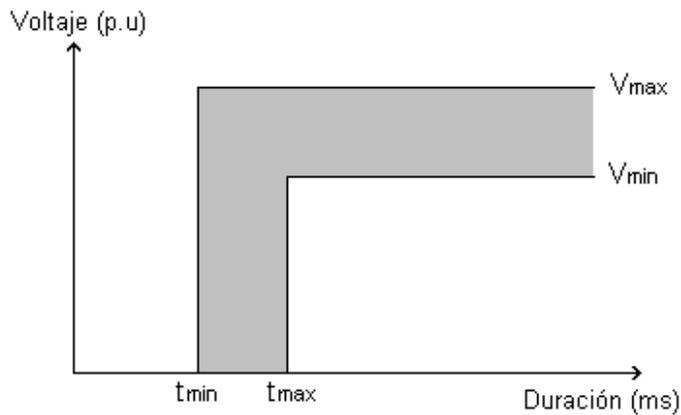


Figura 9. Área de incertidumbre de la curva de tolerancia de voltaje del equipo [7].

También es posible obtener un índice de severidad combinada (*MDSI*), integrando el *DSI* y el índice de severidad de magnitud mencionado en un índice único, para implicar el impacto de huecos de tensión e interrupciones cortas como una función de las severidades de duración y magnitud. La expresión para el *MDSI* es:

$$MDSI = \frac{S_e \times DSI}{100} \quad (11)$$

Este índice provee una plataforma común para comparar eventos. El impacto de eventos de huecos de tensión sobre equipos sensibles puede ser fácilmente evaluado y comparado. El *MDSI* puede utilizarse para predecir el tipo de equipo que falla primero para un hueco de tensión particular o una interrupción breve.

## 2.4 ÍNDICES PARA HUECOS DE TENSIÓN

### 2.4.1 Introducción

La necesidad de la evaluación de la calidad de la energía eléctrica, generada por la exigencia cada vez mayor de los usuarios, y la responsabilidad sobre la misma por parte de las compañías distribuidoras, ha conducido a la búsqueda de diversos índices que permitan cuantificar y hacer un seguimiento de dicha calidad.

Históricamente, los primeros índices desarrollados se han referido a interrupciones de suministro, dado que la continuidad del suministro ha sido siempre lo más prioritario. Ello ha dado lugar a que los índices relativos a interrupciones de larga duración (superior a algunos minutos) tengan un grado de implantación relativamente amplio. Entre ellos, cabe destacar el *NIEPI* y el *TIEPI*, los cuales proporcionan, respectivamente, el número equivalente de interrupción de la potencia instalada y el tiempo equivalente de interrupciones de la potencia instalada. Sus expresiones son:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P} \quad (12)$$

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * t_i}{P} \quad (13)$$

donde:

$P_i$  = Potencia instalada afectada en cada interrupción.

$P$  = Potencia total instalada.

$n$  = Número total de interrupciones en el periodo considerado.

$t_i$  = Tiempo de duración de la interrupción (normalmente en horas).

La aplicación de estos índices puede variar de un país a otro, adoptando tipos de nombres distintos. Los valores de referencia de estos índices también son, en general, distintos. De hecho, en un mismo país los valores que pueden tomar cambian de una zona a otra. Por ejemplo, para el estado español en particular, de acuerdo a lo reglamentado en el Real Decreto 1955 del año 2000, capítulo II,

artículos 99-106, y su enmienda en el año 2006, estos índices varían dependiendo del tipo de zona, como lo muestra la tabla 4<sup>2</sup>.

Es importante tener en cuenta que para el cálculo del *TIEPI* y *NIEPI* dados en la tabla 4 se tienen en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas. A pesar que la cuestión de índices de calidad para interrupciones está muy trabajada y avanzada, no se puede decir lo mismo para huecos de tensión, que aunque son menos severos que las interrupciones, ocurren con más frecuencia. De acuerdo a la referencia [3], la frecuencia de huecos de tensión por año es al menos seis veces la de las interrupciones, por encima de 600 veces en redes urbanas. Con todo esto, los huecos de tensión se están convirtiendo en uno de los principales problemas de calidad de la energía y una de las principales razones de problemas para los usuarios; principalmente aquellos que hacen uso de dispositivos de estado sólido, controles y equipos de computo, entre otros.

Tabla 4.  
Calidad zonal en el sistema eléctrico español.

TIPO DE ZONA		NÚMERO DE SUMINISTROS	TIEPI <sup>3</sup> (HORAS/AÑO)	NIEPI <sup>4</sup> (HORAS/AÑO)
Urbana (incluye capitales de provincia)		$\geq 20.000$	1.5 (2)	3 (4)
Semiurbana (excluye capitales de provincia)		$2.000 \leq \text{No. De sum.} \leq 20.000$	3.5 (4)	5 (6)
Zona rural	Concentrada	$200 \leq \text{No. De sum.} \leq 2.000$	6 (8)	8 (10)
	Dispersa	$\leq 200$	9 (12)	12 (15)

Por tanto, el establecimiento de índices para huecos de tensión es relativamente nuevo y aún está bajo investigación; siendo también su objetivo el de mejorar la calidad del suministro eléctrico [4, 9, 11, 29]. Esto obedece, por una parte, a la necesidad de encontrar una buena relación entre las empresas suministradoras de energía y los usuarios, y por otra a la tendencia de tener una normatividad que establezca reglas de juego respecto a los huecos de tensión. Los índices planteados hasta ahora proveen un conteo de la frecuencia de eventos y duración, la energía no entregada durante eventos o el costo y severidad de las perturbaciones [11, 29].

<sup>2</sup> Los índices entre paréntesis de la tabla 4 corresponden a los valores antes de ser modificados por el Real Decreto 1634/2006 y los que no están entre paréntesis corresponden a los valores vigentes.

<sup>3</sup> Las interrupciones que se consideran en el cálculo del *TIEPI* serán las de duración superior a tres minutos.

<sup>4</sup> Las interrupciones que se consideran en el cálculo del *NIEPI* serán las de duración superior a tres minutos.

Respecto a la normativa, se puede destacar el proyecto de norma IEEE P1564-Guide for Voltaje Sag Indices [13], cuyo objetivo es proveer definiciones para índices de huecos de tensión con el fin de hacer más fácil las comparaciones entre las compañías de monitoreo. Esta norma también sugiere que los eventos seguidos deberán ser unidos en un único evento porque el efecto sobre los equipos de los usuarios será el mismo [13].

Los índices para huecos de tensión se pueden clasificar en dos categorías: de sitio y de sistema. El primero es de carácter puntual y se mide para un alimentador específico. El segundo, en cambio, es para un sistema determinado.

### 2.4.2 Índices de sitio

Los índices de sitio se pueden clasificar en tres categorías: para obtener el número de eventos, el tiempo de duración de los eventos y el coste económico de los eventos a los usuarios afectados durante un periodo determinado.

#### 2.4.2.1 Índices de sitio para obtener el número de eventos

- El índice de sitio más importante planteado hasta el momento es el *SARFI*, acrónimo de “System Average RMS Variation Frequency Index” [11]. Provee el número promedio de eventos (huecos, ondeajes, interrupciones cortas) sobre un periodo valorado, usualmente un año, por cliente. Es necesaria alguna información adicional para obtener el índice *SARFI*: número de clientes alimentados de todos los nodos de carga, es decir, en todos los transformadores de distribución. El valor de *SARFI* es obtenido mediante la siguiente expresión:

$$SARFI = \frac{\sum_{i=1}^{n_s} N_i}{N_T} \quad (14)$$

donde  $n_s$  es el número de eventos,  $N_i$  es el número de clientes que experimentan el evento  $i$  y  $N_T$  es el número total de clientes alimentados del nodo o sección a ser valorada.

Hay dos tipos de *SARFI*: *SARFI<sub>x</sub>* y *SARFI-Curve*. *SARFI<sub>x</sub>* se define con respecto a un umbral de voltaje  $x$  y da el número de eventos, con una duración entre medio ciclo y un minuto, cuya magnitud de hueco de tensión está por debajo del umbral de voltaje, mientras *SARFI-Curve* da la relación de eventos por fuera del área de

operación rodeada por una curva de aceptabilidad. Dicha curva suele ser la curva *SEMI* o la curva *ITIC* (ver la figura 6)

Como el área de suministro de energía aceptable está limitada por una curva superior y otra inferior, la forma en el cual un índice  $SARFI_x$  se calcula, depende del umbral de voltaje [11]. Por ejemplo,  $SARFI_{110}$  se refiere a los eventos cuya magnitud de voltaje es mayor que el 110% del voltaje de referencia, mientras  $SARFI_{60}$  se refiere a los eventos cuya magnitud de voltaje es menor que el 60% del voltaje de referencia.

Así pues, el SARFI es una medida de la frecuencia de eventos de huecos de tensión presentado en algún punto del sistema de potencia eléctrico.

- Otro índice planteado para valorar los huecos de tensión en el funcionamiento de las redes de distribución, desde el punto de vista de las cargas, es el índice para sitio  $ASIDI_j$  [6], el cual se da en la siguiente ecuación:

$$ASIDI_j = \sum_{k=1}^{n_v} \alpha_{jk} t_k SARFI_{(jk)} \quad (15)$$

donde  $k$  se utiliza para distinguir diferentes tipos de equipos sensibles,  $n_v$  es el número de los diferentes tipos de equipos sensibles,  $j$  denota el nodo de carga,  $\alpha_{jk}$  es el porcentaje de equipos sensibles representado por  $k$  con respecto al total de la demanda en el nodo  $j$ ,  $t_k$  es el tiempo de restauración del equipo  $k$ , y  $SARFI_{(jk)}$  es el índice para el sitio  $j$  y equipo  $k$ .

#### 2.4.2.2 Índices de sitio para obtener el tiempo de duración de los eventos

- Dos índices de sitio para obtener el tiempo de duración de los eventos, y que derivan de la energía del hueco son el *SEI* (Sag Energy Index) y el *ASEI* (Average Sag Energy Index) [4]. El primero es la suma de las energías de huecos de tensión para todos los eventos en un sitio dado y durante un periodo dado que usualmente puede ser mensual o anual. Su expresión es:

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_{VSi} \quad (16)$$

donde,  $i$  es el número de eventos de hueco,  $E_{VSi}$  es la energía del hueco dada en la ecuación (3) y  $n$  es el número de todos los eventos durante un periodo dado en un sitio dado.

El segundo (*ASEI*) es el promedio de las energías de los huecos de tensión para todos los eventos medidos en un sitio dado durante un periodo dado. Su expresión es:

$$ASEI = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{VSi} \quad (17)$$

donde  $i$ ,  $E_{VSi}$  y  $n$  son los mismos que para el *SEI*.

- Otra referencia [3], plantea un índice de sitio más reciente para huecos, que está relacionado con la energía del hueco. Este índice es:

$$ASTC = \frac{\sum_{i=1}^{N_E} STC(V_S)_i}{N_E} \quad (18)$$

De la ecuación (18),  $STC(V_S)_i$  es el tiempo de eventos de huecos por año de un cliente,  $V_S$  es la capacidad del equipo para soportarlos y  $N_E$  es el número de clientes influenciados por el hueco de tensión.

- Teniendo en cuenta la energía no suministrada por el hueco, expresada en la ecuación (3), se plantea un nuevo índice de sitio, para huecos, *ASES* que es el promedio de la energía  $E_{VSi}$  para todos los eventos para los cuales la magnitud cae por debajo del 0.9 p.u, sin tener en cuenta si los clientes son influenciados por el evento. Su expresión es:

$$ASES = \frac{\sum_{k=1}^S \sum_{i=1}^{N_{90}} E_{SV}(k)}{\sum_{k=1}^S N_{90}(k)} \quad (19)$$

donde  $S$  es el número de sitios monitoreados en el sistema de potencia,  $N_{90}$  es el número de veces que la magnitud del hueco está por debajo del 90% del voltaje de referencia.

El índice *ASES* representa el funcionamiento de sistemas de potencia, el cual también muestra cuales equipos necesitan fuentes de energía adicional o aparatos de mitigación.

A pesar que las ecuaciones (17) y (19) están relacionadas con la energía no suministrada por el hueco, sus definiciones dejan explicito las diferencias entre ellas.

### 2.4.2.3 Índice de sitio para obtener el coste económico

La referencia [3] plantea un índice de sitio reciente e interesante, para huecos de tensión, que está relacionado con el coste económico que le implica al usuario. Este índice es:

$$ACSC = \frac{\sum_{k=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{STC_k} CS_{i-k}}{N_E} \quad (20)$$

De la ecuación (20),  $CS_{ik}$  es la pérdida económica de un cliente debido a un evento de hueco de tensión,  $STC_k$ , y  $N_E$  son los mismos de la ecuación (18)

### 2.4.3 Índices de sistemas

Aunque hasta el momento son escasas las referencias que abordan el tema de índices para huecos de tensión, y los que hay coinciden en que los índices de sistemas son estadísticas de índices de sitios. En consecuencia, dependen del sistema de potencia eléctrico que se esté analizando y, en caso de que se quieran obtener a partir de simulaciones, de las condiciones establecidas como: las tasas de fallo de los elementos del sistema de potencia, y de la longitud de cada tramo de línea donde se asuma ocurra una falta, entre otras [9, 13, 29]. Estos índices de sistema generalmente se dan a partir de valores: promedio, percentiles 50, 95 y 99, y promedios ponderados.

Al igual que para los índices de sitio, los índices de sistemas también se clasifican en tres categorías: para número de eventos, para el tiempo de duración de los eventos y para obtener los costes económicos a los usuarios afectados que generan los eventos durante un periodo.

### 2.4.3.1 Índices de sistemas para obtener el número de eventos

- *Índices SARFI de sistema ( $SARFI_{system}$ )*

Existen dos metodologías para obtener el índice *SARFI* de sistema. El primero consiste en obtener un promedio ponderado de los índices *SARFI* para los diferentes sitios. Su expresión es la siguiente:

$$SARFI = \frac{\sum_{j=1}^{n_n} N_j * SARFI_{(j)}}{N_T} \quad (21)$$

donde  $n_n$  es el número de nodos de carga,  $N_j$  es el número de clientes alimentados del nodo  $j$ ,  $N_T$  es el número total de clientes monitoreados en todos los nodos y  $SARFI_{(j)}$  es el valor del índice para el nodo  $j$ .

La otra metodología se obtiene a partir del promedio, no ponderado, de los índices *SARFI* para los diferentes sitios. Este se basa considerando que solo hay demanda de baja tensión. Luego, este *SARFI* para sistema da el “promedio de la calidad del voltaje” en el sistema total. Su expresión es:

$$SARFI_{system} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N SARFI_i \quad (22)$$

donde,  $N$  es el número de sitios monitoreados del sistema.

- *Índices ASIDI de sistema*

La expresión para este índice es la siguiente:

$$ASIDI = \frac{\sum_{j=1}^{n_n} \sum_{k=1}^{n_v} S_j \alpha_{jk} t_k SARFI_{(k)}}{\sum_{j=1}^{n_n} S_j} \quad (23)$$

donde  $n_n$  es el número de nodos de carga y  $S_j$  es el kilovoltio-amperios conectado en el nodo de carga  $j$ . Los demás elementos son los mismos de la ecuación (15).

Aunque *ASIDI* es un índice usado en la valoración de la confiabilidad de sistemas de distribución de energía eléctrica, hay varias razones para usarlo en la valoración del funcionamiento frente a huecos de tensión, y son: una interrupción en una cadena productiva puede ser causada por el hueco de tensión, y la otra razón es que la cuantificación de la energía no suministrada como una consecuencia del hueco de tensión puede ser muy útil para evaluar el funcionamiento de un sitio o sistema.

#### 2.4.3.2 Índices de sistema para obtener el tiempo de duración de los eventos

- *Índices SEI de sistema ( $SEI_{system}$ )*

Son calculados tomando el valor promedio de los índices *SEI* para todos los sitios monitoreados. Este índice da la relación entre la suma de las energías de huecos en todos los sitios monitoreados en un periodo dado y el número de sitios monitoreados. La expresión es:

$$SEI_{system} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N SEI_i \quad (24)$$

donde,  $N$  es el número de sitios monitoreados del sistema.

- *Índices de sistema relacionados con la energía del hueco*

Este, al igual que el índice *ASTC*, también es un índice de tiempo de duración de los eventos, pero para sistema. La expresión para este índice está dada en la siguiente ecuación:

$$ASTS = \frac{\sum_{i=1}^{N_E} STC_{s,i}}{N} \quad (25)$$

donde  $N$  es número total de clientes alimentados por el sistema de potencia y los demás factores son los mismos que los de la ecuación (18).

#### 2.4.3.3 Índice de sistema para obtener el coste económico

- *Índices de sistema relacionados con el coste económico*

El índice de sistema para obtener el coste económico generado por los eventos, se obtienen de manera similar que el de sitio para este fin. Su expresión es la siguiente:

$$ACSS = \frac{\sum_{k=1}^{N_E} \sum_{i=1}^{STC_k} CS_i}{N} \quad (26)$$

donde  $N$  es número total de clientes alimentados por el sistema de potencia y los demás factores son los mismos que los de la ecuación (20).

A continuación, en la tabla 5, se resumen las ventajas y deficiencias que presentan cada uno de los índices de sitio presentados, ya que los índices de sistemas se obtienen a partir de procesos estadísticos de los respectivos índices de sitio, lo cual implica que heredan las mismas ventajas y deficiencias.

Tabla5.  
Índices de sitio para huecos de tensión existentes en la literatura. Ventajas e inconvenientes.

	ÍNDICE	VENTAJAS	INCONVENIENTES
Para el número de eventos.	SARFI	Es simple, fácil de aplicar.	Se mide por alimentador, requiere información adicional, considera a todos los equipos con igual sensibilidad frente a huecos de tensión.
	ASIDI <sub>j</sub>	Tiene en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión.	Requiere clasificar los equipos de acuerdo al grado de sensibilidad frente a huecos, información adicional sobre el porcentaje de equipos sensibles a huecos, información sobre el tiempo de recuperación de los equipos, se mide por alimentador.
	SEI	Es simple, de fácil aplicación, no requiere información adicional, tiene en cuenta la sensibilidad de las cargas frente a huecos.	Se mide por alimentador.
		Es fácil de aplicar, no requiere información	Se mide por alimentador, proporciona un valor promedio (en vez de un valor total) del

Para el tiempo de duración.	ASEI	adicional, tiene en cuenta la sensibilidad de las cargas frente a huecos de tensión.	tiempo de duración de los eventos en un periodo dado.
	ASTC	Se mide por cliente, tiene en cuenta la sensibilidad de las cargas frente a huecos de tensión.	Es difícil de aplicar, requiere mucha información adicional como el número de clientes influenciados por el hueco, entre otros.
	ASES	Tiene en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión.	Es complejo y difícil de aplicar, se mide por alimentador, requiere información adicional.
Para el coste económico	ACSC	Se mide por cliente, tiene en cuenta la sensibilidad de las cargas frente a huecos.	Requiere información sobre la capacidad de los equipos para soportar huecos y sobre los costes que representan a los clientes, es difícil de aplicar.

#### 2.4.4 Metodología para la obtención de índices

Además de los índices, existen metodologías planteadas para obtenerlos, como la propuesta en [8]. Ésta consiste en cinco pasos básicos que se muestran en el diagrama de bloques de la figura 10.

Este procedimiento de cinco pasos es propuesto en el IEEE P1564 [13] y se resume a continuación.

##### *a. Voltaje muestreado*

Es el primer paso en la obtención de cualquier índice de huecos de tensión para obtener las formas de onda del voltaje muestreado. El muestreo se realiza con una frecuencia de muestreo y con una resolución (número de bits) determinada. El grupo de proyectos del IEEE P1159-1 da algunas recomendaciones, pero no produce ningún documento al respecto. El IEC 61000-4-30 no proporciona la información directa sobre la frecuencia de muestreo y resolución para la medida de hueco de tensión. Sin embargo, si se usa el mismo equipo para la medida de armónicos, entonces se requiere una frecuencia de al menos 32 muestras por ciclo (128 o 256 también son valores típicos).

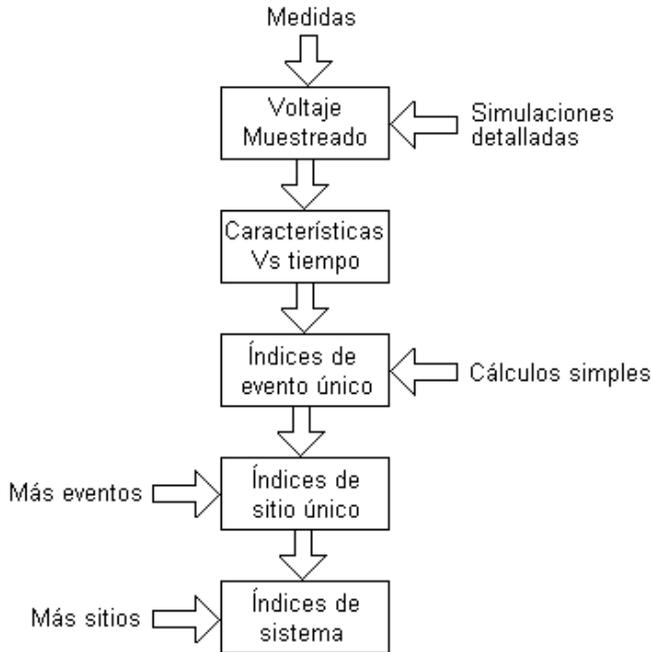


Figura 10. Estructura general para la obtención de índices de huecos de tensión [8].

### ***b. Características***

Como ya se había mencionado en la sección 2.2.3, un hueco de tensión se caracteriza por su duración (tiempo que el valor rms permanece por debajo del umbral de voltaje), su magnitud (el valor de voltaje más bajo durante el evento) y el salto del ángulo de fase (que es el cambio en el ángulo de fase en el momento en que empieza el evento).

### ***c. Índices de eventos únicos***

El método de caracterización magnitud-duración (dado en la sección 2.3.1) conduce a dos índices. Se han hecho varias propuestas que llevan a un índice único (el cuál se abordará más adelante). Aunque esto produce pérdida de información, simplifica la comparación de eventos, sitios, sistemas y sensibilidad de los equipos. Un ejemplo de índice único es la pérdida de voltaje ( $L_V$ ) de un evento, el cual se define por la ecuación (27).

$$L_V = \sum \left( 1 - \frac{V}{V_{ref}} \right) \quad (27)$$

donde  $V$  es la magnitud del voltaje dentro del hueco en función del tiempo y  $V_{ref}$  es el voltaje de referencia. Por tanto, este índice produce el tiempo de duración de todos los eventos de caída de voltaje.

**d. Índices de sitios únicos**

Es la suma de todos los índices de eventos únicos sobre un periodo de un año. Para calcular estos índices se usan las expresiones dadas en la sección 2.4.2, como también se puede usar la característica de coordinación de hueco de tensión dada en el IEEE Std.493 [8]. Esta característica contiene el comportamiento del suministro eléctrico en un sitio dado, y la tolerancia de voltaje en uno o más elementos eléctricos. En la figura 11 se muestra esta característica.

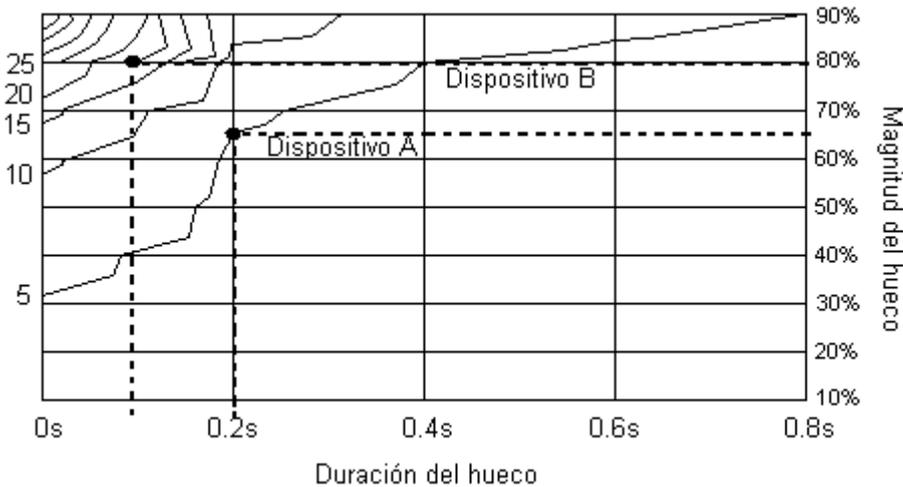


Figura 11. Característica de coordinación de hueco de tensión de acuerdo al IEEE Std.493 [8].

La característica suministra el número de eventos (huecos o interrupciones) como una función de la severidad del evento. Este mapa de contorno da la información completa del comportamiento del suministro, en la medida en que la magnitud y la duración de los eventos puedan ser definidas en una sola expresión.

La principal ventaja de este método es que el comportamiento del equipo puede ser comparado directamente con el funcionamiento del sistema para un gran número de equipos.

*e. Índices de sistema únicos*

Existen básicamente dos alternativas para pasar de índices de sitio a índices de sistema:

- i) Obteniendo índices de sistema como un promedio ponderado de los índices de sitio para las ubicaciones del monitor. Esto corresponde a la ecuación (17) anterior.
- ii) Definiendo índices de sistema como índices para 50% o 95% de sitios (es decir, el sitio para el cual el número total de eventos no es excedido por el 50% o 95% de sitios).

Esta definición también está contemplada en la sección 2.4.3.

En resumen, los índices de sistema se calculan a partir de los índices de sitio para un periodo determinado.

Una cuestión que debe ser tratada, respecto a los índices de huecos de tensión, es como se realiza la medida de ellos. Los diferentes fabricantes han ofrecido sus productos usando diferentes métodos para medir los huecos de tensión. El campo de las medidas ha mostrado que las características de huecos registrados por diferentes tipos de monitores poseen discrepancias. Lo anterior, por supuesto, hace que el tema de los índices de huecos de tensión en el presente esté todavía bajo investigación [4, 29].

Después de obtenidos los índices para huecos de tensión, de sitio o de sistema, se tendrá una idea del comportamiento del mismo (sitio o sistema) frente a este tipo de eventos, lo cual sugiere que los elementos conectados a ellos deben estar preparados para soportar los efectos que los huecos esperados puedan producir. Para ello se han planteado varias formas de mitigación de huecos [25, 27]. Sin embargo, todavía queda mucho por hacer en cuanto al funcionamiento de algunos dispositivos que presentan diferentes comportamientos, dependiendo del tipo de hueco que llegue a ellos. Esto último se ampliará en la siguiente sección.

## 2.5 DISPOSITIVOS SENSIBLES A HUECOS DE TENSIÓN

### 2.5.1 Introducción

Después de diversos estudios dedicados a la compatibilidad electromagnética de diferentes elementos eléctricos y electrónicos, se han identificado algunos de ellos como los más sensibles a huecos de tensión [25, 27], a saber:

- Los ordenadores, elementos electrónicos y equipos de control.
- Los dispositivos de corriente alterna para ajuste de velocidad, los cuales son alimentados normalmente a través de rectificadores trifásicos.
- Los dispositivos de corriente continua para ajuste de velocidad. Estos dispositivos son alimentados a través de un rectificador trifásico alimentado.
- Las máquinas de *ac* que son alimentadas directamente de la red.

Estos elementos tienen comportamientos diferentes dependiendo del tipo de hueco de tensión que experimente.

### 2.5.2 Elementos de cómputo, electrónicos y de control

El suministro de energía en los ordenadores, los equipos electrónicos y de control normalmente consiste de un diodo rectificador conectado con un regulador de voltaje electrónico (convertidor *dc/dc*). Este suministro de energía de todos los aparatos electrónicos de baja potencia es similar, de tipo monofásico y, por tanto, también es similar su sensibilidad a huecos de tensión. La configuración típica del suministro de energía a este tipo de dispositivos está dada en la figura 12.

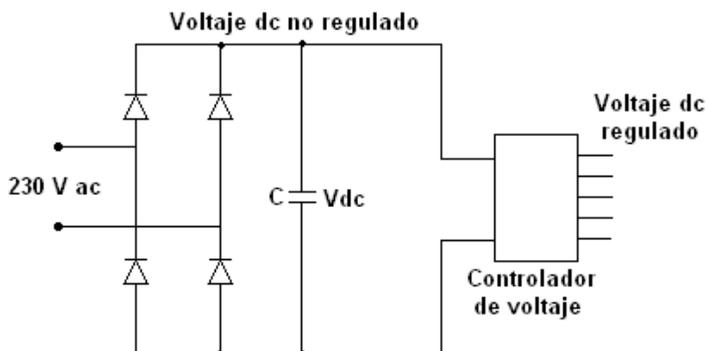


Figura 12. Suministro de energía a ordenadores [25].

La señal obtenida en la etapa de continua ( $V_{dc}$ ) posee un rizado que depende de la capacidad del condensador  $C$ . El comportamiento del voltaje no regulado  $V_{dc}$  frente a un hueco de tensión se muestra en la figura 13. Los picos o crestas que se ven en la figura 13 se llaman rizados de tensión.

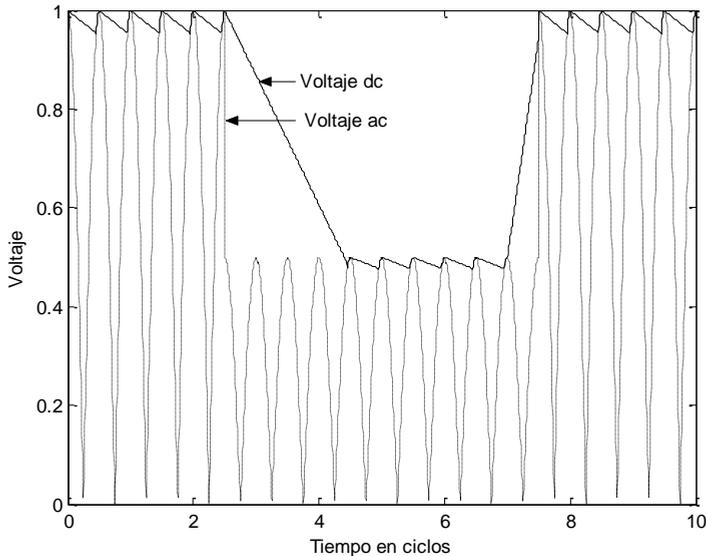


Figura 13. Efecto de un hueco de tensión monofásico sobre el voltaje de la etapa de continua  $V_{dc}$  [25].

El fallo de un ordenador o de los elementos electrónicos o de control durante un hueco de tensión es atribuido a la caída del voltaje de la etapa de continua  $V_{dc}$  por debajo del voltaje de entrada mínimo para el cual el controlador de voltaje puede operar correctamente ( $V_{min}$ ). A su vez, el valor de  $V_{dc}$  depende del tiempo  $t$  que dure el hueco así:

$$V_{dc} \cong V_0 \left( 1 - \frac{P}{V_0^2 C} t \right) \quad (28)$$

donde  $V_0$  es el voltaje de la barra de continua en el instante de iniciar el hueco,  $t$  es la duración del hueco,  $P$  es la potencia de carga de la barra de continua y  $C$  es la capacidad del condensador. En la ecuación (28) se observa que cuando aumenta el tiempo de duración del hueco  $t$  el voltaje  $V_{dc}$  disminuye.

### 2.5.3 Dispositivos de control de velocidad *ac*

Muchos dispositivos de control de velocidad son tan sensibles a huecos de tensión como los equipos de cómputo discutidos antes. El fallo de estos elementos puede ocurrir debido a varios fenómenos:

- La protección del accionamiento detecta un cambio repentino en las condiciones de operación y dispara el accionamiento para prevenir el daño de las componentes de electrónica de potencia.
- La caída en el voltaje de la etapa de continua, resultante del hueco de tensión, causa mala operación o disparo del controlador del dispositivo o del inversor.
- El incremento en la corriente *ac* durante el hueco o la sobrecorriente del post-hueco que carga el capacitor *dc*, causa un disparo por sobrecorriente o explosión de los fusibles, protegiendo los componentes de electrónica de potencia.
- El proceso del accionamiento del motor no será capaz de tolerar la caída en velocidad o la variación del par debido al hueco.

El efecto de los huecos de tensión sobre el voltaje de la etapa *dc* es la principal causa de disparo del equipo [25, 40], por tanto, desde este punto de vista se analizará el efecto de los huecos en los dispositivos de ajuste de velocidad de *ac*.

#### 2.5.3.1 Operación de los dispositivos de ajuste de velocidad *ac*

La configuración de la mayoría de estos dispositivos es como se muestra en la figura 14. Los tres voltajes *ac* están alimentando a un diodo rectificador trifásico.

La salida de voltaje del rectificador es suavizada por medio de un capacitor conectado a la barra *dc*. La inductancia presente en algunos de estos dispositivos permite suavizar la corriente *dc* y así reducir la distorsión armónica en la corriente tomada del suministro.

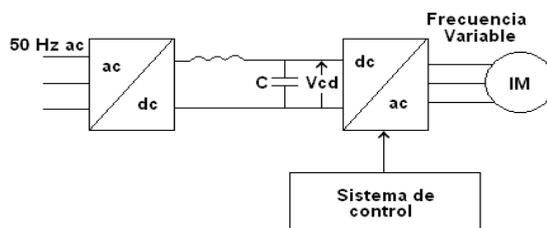


Figura 14. Configuración típica de un dispositivo de ajuste de velocidad *ac* [40].

El voltaje  $dc$  es invertido a un voltaje  $ac$  de frecuencia y magnitud variable por medio de un convertidor de voltaje. El método más comúnmente usado para esta conversión es utilizar un PWM (Pulse-Width Modulation).

La velocidad del motor se controla a través de la magnitud y frecuencia del voltaje de salida del convertidor. Para motores  $ac$ , la velocidad rotacional es principalmente determinada por la frecuencia y los voltajes del estator. Luego, un método muy fácil de control de velocidad es cambiando la frecuencia. La frecuencia y magnitud del voltaje del estator se muestran en la figura 15 como una función de la velocidad del rotor.

El par máximo de un motor de inducción es proporcional al cuadrado de la magnitud del voltaje e inversamente proporcional al cuadrado de la frecuencia [31, 58].

$$T_{\max} \approx \frac{V^2}{f^2} \quad (29)$$

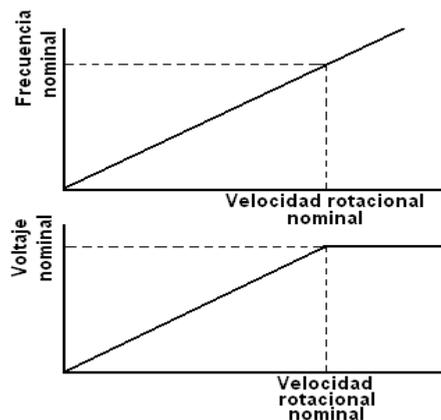


Figura 15. Voltaje y frecuencia en función de la velocidad para un dispositivo de ajuste de velocidad de  $ac$  [40].

#### 2.5.4 Dispositivos de control de velocidad $dc$

Al igual que con los dispositivos anteriores, aquí sólo se dará un repaso muy rápido del comportamiento y del control de estos, pues existe abundante literatura que abordan este tema [25, 40, 43].

La velocidad de los motores *dc* es proporcional a la magnitud del voltaje. La magnitud del voltaje es mucho más fácil de variar que la frecuencia. El comportamiento que se describe a continuación no cubre todos los tipos de dispositivos de control de velocidad *dc* y será visto como un ejemplo de la clase de fenómeno que ocurre cuando un hueco de tensión aparece en los terminales de uno de estos dispositivos.

### 2.5.4.1 Operación de los dispositivos de control de velocidad *dc*

Una configuración típica de estos dispositivos es presentada en la figura 16. El devanado de armadura, el cual usa la mayor parte de la potencia, es alimentado por medio de un rectificador trifásico controlado. El voltaje de armadura es controlado a través del ángulo de disparo de los tiristores. Entre más se retarde el ángulo de disparo, más bajo es el voltaje de armadura. Normalmente no hay un capacitor conectado a la barra *dc*. El par producido por el motor *dc* es determinado por la corriente de armadura, el cual no muestra mucho rizado debido a la gran inductancia del devanado de armadura. El devanado de campo, en cambio, toma solamente una pequeña parte de la potencia; lo que hace que un rectificador monofásico sea suficiente. El devanado de campo es alimentado de una tensión de línea del suministro. En el caso de que el voltaje de campo se debilite, su ángulo se usa para extender el rango de velocidad del motor *dc*, por tanto, sería necesario un rectificador monofásico controlado. De otra manera, un simple puente rectificador sería suficiente. Para limitar la corriente de campo, una resistencia es puesta con el devanado de campo. El circuito de campo resultante es, además, principalmente resistivo, así que las fluctuaciones de voltaje resulta en fluctuaciones de corriente y, en consecuencia, en fluctuaciones de par. Un capacitor se usa para limitar el rizado de voltaje (y de par). Para limitar esas fluctuaciones de par se emplea un capacitor, al igual que se utiliza para limitar el rizado de voltaje en un rectificador monofásico.

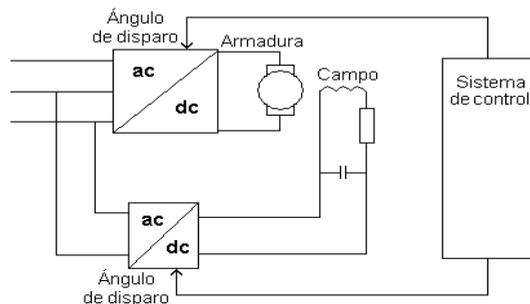


Figura 16. Dispositivo de control de velocidad *dc* con excitación separada de los devanados de armadura y campo [40].

Las expresiones que rigen el comportamiento de la máquina son:

$$V_f = R_f I_f \quad (30)$$

$$E = k \omega_m I_f \quad (31)$$

$$T_m = k I_a I_f \quad (32)$$

donde  $V_f$  es el voltaje de campo,  $I_f$  es la corriente de campo,  $R_f$  es la resistencia del devanado de campo,  $\omega_m$  es la velocidad de rotación del flujo,  $E$  es el voltaje inducido en el devanado de armadura,  $I_a$  es la corriente de armadura y  $T_m$  es el par sobre el motor.

Considerando una primera aproximación, la tensión del devanado de armadura es función de:

$$V_a \approx E = k \omega_m I_f \quad (33)$$

Reescribiendo la ecuación anterior, y usando el voltaje de campo como una variable independiente, se obtiene la expresión básica para el control de velocidad de motores dc:

$$\omega_m = \frac{R_f}{k} \frac{V_a}{V_f} \quad (34)$$

De acuerdo a la ecuación (34), el control de velocidad de un dispositivo *dc* se puede lograr a partir de dos condiciones:

- Rango de control de voltaje de armadura. El voltaje de campo es mantenido en su valor máximo y la velocidad es controlada por el voltaje de armadura. Esta es la forma de control preferida.
- Debilitamiento del campo. Después que el voltaje de armadura ha alcanzado un cierto valor no puede seguir incrementando. Por tanto, es mantenida constante y la velocidad es aumentada reduciendo el voltaje de campo.

Otra variable a controlar es el disparo del ángulo, pero esta no se tendrá en cuenta para el desarrollo del presente trabajo porque su efecto sobre el cambio de magnitud de la tensión en la barra continua es muy pequeño comparado con el efecto de la caída de la magnitud del voltaje.

### 2.5.5 Máquinas ac

A pesar del crecimiento del número de dispositivos de ajuste de velocidad, la gran parte de las máquinas de *ac* están todavía alimentadas directamente de la red eléctrica. En este caso, el control de velocidad de la máquina no es posible. Aún cuando estas máquinas son más inmunes a huecos de tensión que otros dispositivos, los problemas pueden ocurrir en la medida en que muchos de ellos sean alimentados de la misma barra.

#### 2.5.5.1 Máquinas de inducción

Estos tipos de máquinas (que normalmente actúan como motores), ante un hueco de tensión cambian la característica mecánica como lo muestra la figura 17.

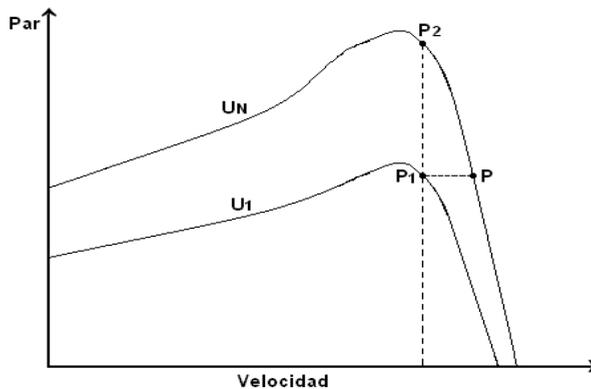


Figura 17. Características mecánicas de un motor de inducción para tensiones  $U_N$  (nominal) y  $U_1$  (durante el hueco) [27].

Para cada velocidad, el par ( $\tau$ ) es proporcional al cuadrado de la tensión de alimentación, como lo muestra la ecuación (29) anterior y es retomada aquí por medio de la siguiente expresión:

$$\frac{\tau_1}{\tau_N} = \left( \frac{U_1}{U_N} \right)^2 \quad (35)$$

#### 2.5.5.2 Máquinas síncronas

El diagrama vectorial, por fase de inducido, de esta máquina corresponde al de la figura 18.

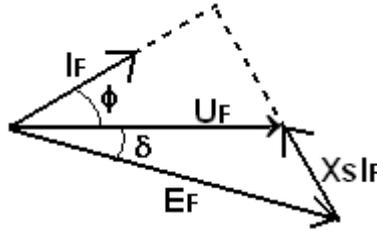


Figura 18. Diagrama de tensiones por fase de estator, despreciando la resistencia por fase [58].

Despreciando la resistencia por fase de inducido ( $R_F \ll X_S$ ), se verifica:

$$\bar{U}_F = \bar{E}_F + jX_S \bar{I}_F \quad (36)$$

siendo

$U_F$  = Tensión de fase.

$E_F$  = Fuerza electromotriz inducida, por fase de estátor, por la corriente de excitación.

$X_S$  = Reactancia síncrona.

$I_F$  = Intensidad de fase.

En la situación de régimen, la potencia absorbida es:

$$P = 3U_F I_F \cos\phi = 3 \frac{U_F E_F \text{sen}\delta}{X_S} \quad (37)$$

Esta potencia, despreciando pérdidas internas, es igual a la demandada, por ello el par útil puede expresarse por:

$$T_{\text{útil}} = \frac{3U_F E_F \text{sen}\delta}{X_S \Omega_S} \quad (38)$$

donde  $\Omega_S$  es la velocidad de sincronismo.

La característica mecánica se representa en la figura 19. Se trata de una recta hasta alcanzar el valor máximo del par útil.

Al producirse un hueco, la nueva tensión de fase será  $U_{1F} < U_F$ . Como el par resistente se mantiene, tendrá que ser:

$$U_F \operatorname{sen} \delta = U_{1F} \operatorname{sen} \delta_1$$

$$\operatorname{sen} \delta_1 = \frac{U_F}{U_{1F}} \operatorname{sen} \delta \quad (39)$$

El valor del ángulo  $\delta$  en régimen normal suele estar entre  $15^\circ$  y  $20^\circ$ , es decir:

$$\operatorname{sen} \delta_1 \approx \frac{U_F}{U_{1F}} 0,34 \quad (40)$$

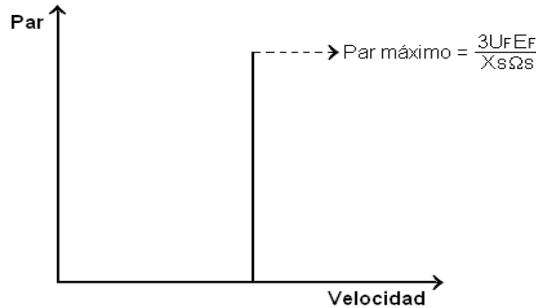


Figura 19. Característica par-velocidad para un motor síncrono [58].

### 2.5.6 Otros dispositivos

Existen otro grupo de dispositivos sensibles a huecos de tensión, que pueden llegar a perjudicar significativamente al usuario. Estos dispositivos solo se enumeran a continuación.

- *Los relés de protección*

Los relés de protección, sobretodo los de estado sólido, son dispositivos sensibles a huecos de tensión. Además, teniendo en cuenta la dinámica cambiante en la topología de la red eléctrica que conduce a cambios en los conceptos de protección frente a las diferentes perturbaciones del sistema de potencia, esto lleva al rediseño de las protecciones. Una de las perturbaciones que más ha generado cambios importantes en el diseño de protecciones han sido los huecos de tensión. En especial a las protecciones de generadores que

han sido diseñadas para grandes generadores convencionales, pero que para pequeños generadores dispersos deben tener una forma distinta de actuar ante la presencia de huecos de tensión.

- *Las lámparas de descarga*

Las lámparas de descargas también son dispositivos sensibles a huecos de tensión, las cuales se apagan durante un descenso significativo en la tensión y tardan un tiempo para su encendido.

## **2.6 ESTABLECIMIENTO DE NIVELES DE CALIDAD Y SU REPERCUSIÓN ECONÓMICA**

### **2.6.1 Introducción**

La repercusión económica que implica una mala calidad de la energía, entendida esta como la situación en la que se superan unos determinados valores de los niveles de calidad establecidos, es una cuestión difícil de establecer, siendo habitualmente su objetivo motivar a los distribuidores de energía eléctrica para que realicen las acciones pertinentes para conseguir una calidad “razonable”.

Aunque para huecos de tensión queda aún camino por recorrer, se puede tomar como ejemplo las tareas que se han venido desarrollando para perturbaciones como interrupciones, en las que tanto los niveles de calidad como su repercusión económica ya se contemplan en diversos países; o como los armónicos, con una gran experiencia a nivel de equipo y pendiente de su aplicación a nivel de distribución; no obstante, ya se está evaluando la posibilidad de aplicar penalizaciones económicas para los usuarios que superen los niveles máximos de emisión de esta perturbación. El proceso evolutivo que se ha seguido para lograr esta evaluación, para ambos tipos de perturbaciones mencionadas, se resume en los siguientes tres pasos:

- Definir y obtener índices de calidad.
- Definir y evaluar niveles de perturbación.
- Establecer la repercusión económica a partir de la superación de los niveles de perturbación.

El paso a) ya se recogió en la sección 2.4, el paso b) se definirá solo para armónicos y el c) se definirá para ambos.

### **2.6.2 Evaluación de los niveles de perturbación y su repercusión económica para interrupciones y armónicos**

Evaluar los niveles de perturbación y los costes económicos que implican no es una tarea fácil, ya que se requiere de mucha información sobre la carga y la red. A continuación se darán las formas de obtención de los niveles de perturbación para los dos fenómenos mencionados y los costes en los que se incurren cuando se sobrepasan dichos límites.

### 2.6.2.1 Límites de los niveles de perturbación para interrupciones

Estos límites son obtenidos por cada país de acuerdo a las características técnicas de la red eléctrica y a la exigencia de los clientes. Una vez definidos, cada país lo puede aplicar de la manera más conveniente, de tal forma que se pueda garantizar su cumplimiento y, en consecuencia, que redunde en un mejoramiento de la calidad del suministro eléctrico. Para esto, a continuación se citarán los casos español y colombiano.

#### 2.6.2.1.1 Aplicación para el caso español

De acuerdo a lo reglamentado en el Real Decreto 1955 del 2000, capítulo II, artículos 99-106, y modificado por el Real Decreto 1634/2006 [5], se reconocen dos clasificaciones para la calidad del servicio eléctrico, en cuanto a su extensión, a saber: calidad individual y calidad zonal.

#### *Calidad individual*

Es aquella de naturaleza contractual, que se refiere a cada uno de los consumidores. El reglamento mencionado determina que el distribuidor está obligado, con relación a cada uno de los consumidores, a que los índices no superen los valores dados en las tablas 6 y 7.

a. *Para media tensión (de 1 a 36 kV)*

Tabla 6<sup>5</sup>.  
Calidad individual en media tensión.

TIPO DE ZONA		NÚMERO DE SUMINISTROS	TIEPI <sup>6</sup> (HORAS/AÑO)	NIEPI <sup>7</sup> (HORAS/AÑO)
Urbana (incluye capitales de provincia)		$\geq 20.000$	3.5 (4)	7 (8)
Semiurbana (excluye capitales de provincia)		$2.000 \leq \text{No. De sum.} \leq 20.000$	7 (8)	11 (12)
Zona rural	Concentrada	$200 \leq \text{No. De sum.} \leq 2.000$	11 (12)	14 (15)
	Dispersa	$\leq 200$	15 (16)	19 (20)

<sup>5</sup> Los índices entre paréntesis de las tablas 6 y 7, corresponden a los valores de los índices antes de ser modificado por el Real Decreto 1634/2006.

<sup>6</sup> Las interrupciones que se consideran en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

<sup>7</sup> Las interrupciones que se consideran en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

b. Para baja tensión (menor o igual a 1 kV)

Tabla 7.  
Calidad individual en baja tensión.

TIPO DE ZONA		NÚMERO DE SUMINISTROS	TIEPI (HORAS/AÑO)	NIEPI (HORAS/AÑO)
Urbana (incluye capitales de provincia)		$\geq 20.000$	5 (6)	10 (12)
Semiurbana (excluye capitales de provincia)		$2.000 \leq \text{No. De sum.} \leq 20.000$	9 (10)	13 (15)
Zona rural	Concentrada	$200 \leq \text{No. De sum.} \leq 2.000$	14 (15)	16 (18)
	Dispersa	$\leq 200$	19 (20)	22 (24)

### Calidad zonal

De acuerdo al reglamento en cuestión, para la calidad zonal estos índices varían dependiendo del tipo de zona, como lo muestra la tabla 4 (sección 2.4.1).

Es importante aclarar que para el cálculo del *TIEPI* y *NIEPI*, dados en las tablas 6 y 7, se tienen en cuenta únicamente las interrupciones imprevistas.

Los costes en los que se incurren (o valor a compensar a los usuarios afectados) al sobrepasar estos valores límites para los índices, en el caso español, son determinados de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Por peajes o tarifas de acceso:

$$D_{1T} = 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot \left( \mathbf{C}_i - U_T \right) \quad (41)$$

$$D_{1N} = \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{\left( \mathbf{N}_i - U_N \right)}{8}$$

Por la energía dejada de suministrar:

$$D_{2T} = 5 \cdot pf \cdot \bar{P}_f \cdot \left( \mathbf{C}_i - U_T \right) \quad (42)$$

$$D_{2N} = pf \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \frac{\left( \mathbf{N}_i - U_N \right)}{8}$$

Donde:

$D_{IT}$  = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por peajes o tarifas de acceso.

$D_{IN}$  = Es el descuento por número anual de interrupciones acumulado por peajes o tarifas de acceso.

$D_{2T}$  = Es el descuento por tiempo de interrupción anual acumulado por energía dejada de suministrar.

$D_{2N}$  = Es el descuento por número de interrupciones anual acumulado por energía dejada de suministrar.

$FE$  = Término de facturación de energía tal como se define en el artículo 12.2 del Real Decreto 2820/1998 de tarifas de acceso a las redes, emitida en el año anterior [5].

$$E = \sum_{i=1}^6 E_i = \text{Energía anual suministrada} = \text{Suma de la energía suministrada en}$$

cada uno de los períodos tarifarios y definidos en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica [5].

$\bar{P}_f$  = Potencia media facturada en el año.

$T_I$  = Tiempo de interrupción anual acumulado.

$N_I$  = Número anual de interrupciones acumulado.

$U_T$  = Umbral de tiempo reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

$U_N$  = Umbral de número de interrupciones reglamentariamente fijado de la zona de suministro.

$pf$  = Precio final horario medio anual del kWh en el mercado de producción.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual ( $FE$ ).

Para los clientes a tarifa, la fórmula de evaluación del valor a compensar cuando se hayan superado los umbrales reglamentarios, son:

$$\begin{aligned} D_T &= 5 \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot \left( \sum_i T_i - U_T \right) \\ D_N &= \frac{FE}{E} \cdot \bar{P}_f \cdot T_I \cdot \frac{\left( \sum_i N_i - U_N \right)}{8} \end{aligned} \quad (43)$$

Donde:

$FE$  = Facturación de energía emitida en el año anterior tal como se establece en la Orden de 12 de enero de 1995 en la que se establecen las tarifas eléctricas.

$E$  = Energía anual suministrada.

$\overline{P}_f$  = Potencia media facturada en el año.

$T_I$  = Tiempo de interrupción anual acumulado.

$N_I$  = Número anual de interrupciones acumulado.

$U_T$  = Umbral de tiempo de la zona de suministro.

$U_N$  = Umbral de número de interrupciones de la zona de suministro.

El descuento está limitado al 10 por 100 de la facturación anual ( $FE$ ).

### 2.6.2.1.2 Aplicación para el caso colombiano

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de la República de Colombia, ha adoptado unos valores máximos admisibles para DES (índice equivalente al TIEPI<sup>8</sup>) y FES (índice equivalente al NIEPI<sup>9</sup>), los cuales han sido establecidos por la CREG (Comisión Reguladora de Energía y GAS) mediante resolución 070 de 1998 [1]. Estos valores varían de acuerdo al grupo de calidad, los cuales tienen diferentes niveles de exigencia, como lo muestra la tabla 8.

El incumplimiento de estos valores máximos admisibles, por parte de las empresas distribuidoras, conlleva unos costes que son utilizados para compensar a los usuarios afectados. Estos costes son determinados de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VC = F \times CU \times DI \times \left[ \Delta D + \left( -k \times \frac{\Delta F \times DES}{FES} \right) \right] \quad (44)$$

de donde,

- $VC$ , es el valor a compensar al usuario (\$).
- $DES$  y  $FES$ , son los valores máximos admisibles para los índices dados en la tabla 8.
- $F$ , es el factor de costo por interrupción, para el grupo de calidad, como lo muestra la tabla 9.
- $CU$ , es el costo incremental operativo de racionamiento de energía (\$/kW).
- $DI$ , es la demanda promedio interrumpida al usuario (kW).
- $\Delta D$ , desviación de horas de interrupción reales no compensadas al usuario, por encima de la máxima permitida anual (h).

<sup>8</sup> Se calcula de la misma forma (Ver la ecuación 13).

<sup>9</sup> Se calcula de la misma forma (Ver la ecuación 12).

$\Delta D = D - (DES + Dc)$ , donde  $D$  es el número acumulado de interrupciones reales al año y  $Dc$  es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año.

- g.  $\Delta F$ , desviación por encima del número máximo de interrupciones anuales permitidas, que aún no han sido compensadas al usuario.

$\Delta F = F - (FES + Fc)$ , donde  $F$  es el número acumulado de interrupciones reales al año y  $Fc$  es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año.

- h.  $k$ , es el factor de ponderación que establece el peso de la duración de las interrupciones frente al número de las mismas ( $0 < k < 1$ ). En la tabla 10 se establecen los valores de este factor para los diferentes tipos de sectores.

Tabla 8.

Valores máximos admisibles vigentes para DES y FES en el sistema eléctrico colombiano [1].

GRUPO DE CALIDAD	CARACTERÍSTICAS	DES (horas/trimestre)	FES (interrupciones/trimestre)
Grupo 1	Circuitos ubicados en poblaciones con más de 100000 habitantes.	2,5	5,75
Grupo 2	Circuitos ubicados en poblaciones que tengan entre 50000 y 100000 habitantes.	4,5	10,5
Grupo 3	Circuitos ubicados en poblaciones con menos de 50000 habitantes.	7,15	11,75
Grupo 4	Circuitos ubicados en zonas no urbanas.	9,55	13,75

Tabla 9.

Factor de costo por interrupción [1].

Grupo de calidad	F
Grupo de calidad 1	15
Grupo de calidad 2	12
Grupo de calidad 3	11
Grupo de calidad 4	4

Tabla 10.  
Valores del factor de ponderación  $k$  [1].

Sector	$k$
Residencial	0.9
Comercial	0.75
Industrial	0.6

### 2.6.2.2 Límites de los niveles de perturbación para armónicos

A diferencia de las interrupciones, donde la responsabilidad de mantener unos niveles de perturbación recae sobre las compañías distribuidoras, para el caso de armónicos son los usuarios los que generan esta perturbación y, en consecuencia, los que deben cumplir con los niveles de emisión que se establezcan.

Para el caso de perturbaciones armónicas, la norma IEC 61000-3-6 [10], plantea un procedimiento general propuesto para evaluar la aceptabilidad de cargas perturbadoras, tanto para el nivel de media tensión como para el de baja tensión. Esto depende de la potencia suscrita por el usuario, de la potencia del equipo que produce armónicos y de las características de la red. El objetivo es la limitación de inyección, proveniente de la carga total de los usuarios individuales, a niveles que no impliquen la deformación de la tensión excediendo los niveles de planificación. En la norma mencionada se definen tres etapas de evaluación que se pueden usar de forma secuencial o independiente, las cuales se resumen en la figura 20.

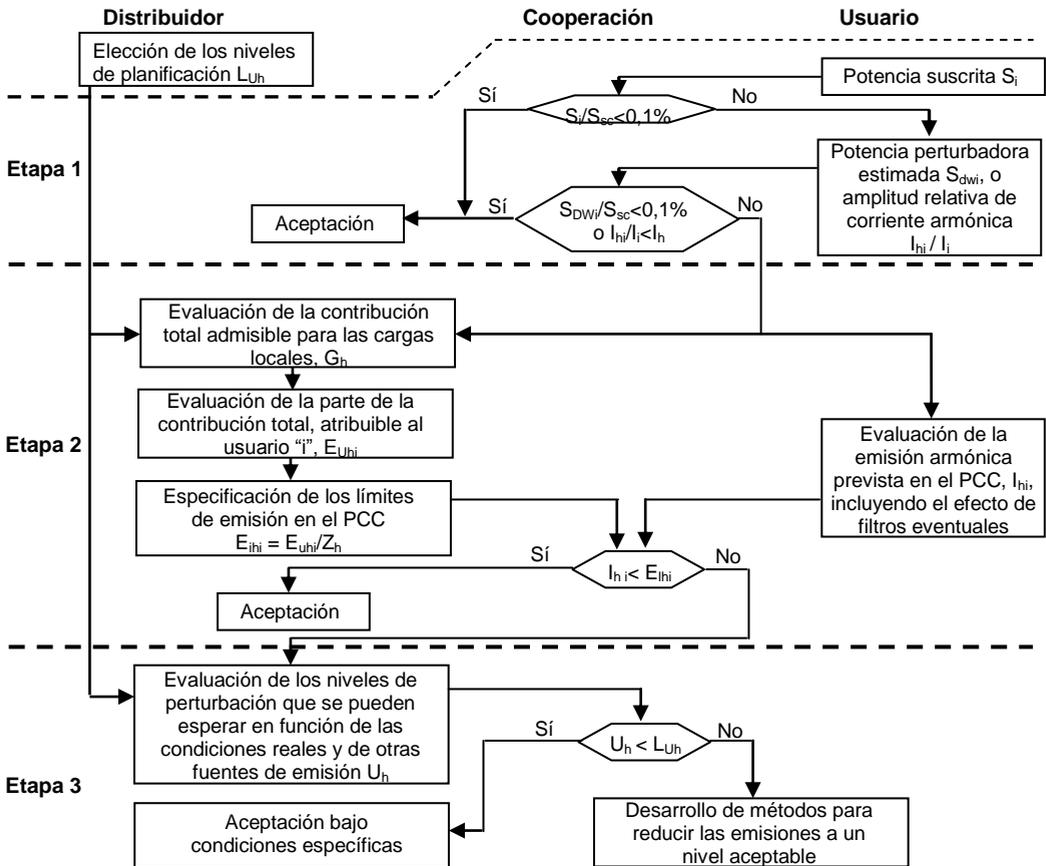


Figura 20. Diagrama del procedimiento de evaluación de los niveles de perturbación para armónicos [10].

A continuación se exponen brevemente cada una de las tres etapas.

*Etapa 1: evaluación simplificada de la emisión de perturbación*

Generalmente se admite a los usuarios instalar pequeños aparatos sin evaluación sin evaluación específica de la emisión armónica por el distribuidor de energía. Los fabricantes de estos aparatos son responsables generalmente de la limitación de las emisiones. Por ejemplo, la norma IEC 61000-3-2 es una forma de familia de productos que define los límites de emisión armónica para los equipos conectados a la red de baja tensión. No existe actualmente una norma de emisión correspondiente a los equipos de MT por las razones siguientes:

- la media tensión varía entre 1 kV a 35 kV;
- ninguna impedancia de referencia ha sido definida de manera internacional para las redes de MT.

En algunos países, los distribuidores de electricidad pueden establecer impedancias de referencia nacionales para las redes de MT y BT que les permitan definir los límites de emisión en corriente armónica, y conectar la carga de los usuarios según el procedimiento de la etapa 1 sin una evaluación detallada.

Incluso en ausencia de impedancia de referencia, es posible determinar unos criterios de aceptación cuasi automáticos en la red de MT (e incluso de AT). Por ejemplo, puede ser ventajoso utilizar una “potencia perturbadora ponderada”, como una estimación de la cantidad total de carga perturbadora en el interior de la instalación de un usuario. Si la carga perturbadora total (o la potencia suscrita por el usuario) es baja en relación con la potencia de cortocircuito en el PCC (punto de conexión común), no debería ser necesario proceder a una evaluación detallada.

#### *Etapas 2: límites de emisión en función de las características efectivas de la red*

Si una carga no cumple los criterios de la etapa 1, se debería evaluar las características de los equipos generadores de armónicos al mismo tiempo que la capacidad de absorción de la red. Ello se reduce de los niveles de planificación y se reparte entre los usuarios individuales en función de su potencia suscrita conectada a la potencia total disponible de la red. En la atribución de los niveles de planificación a los usuarios individuales de media tensión, se debería tener en cuenta también el nivel de las perturbaciones provenientes de las redes de alta tensión.

El principio de este procedimiento es que si la red está a plena carga y si todos los usuarios inyectan hasta sus límites individuales, el nivel total de las perturbaciones es igual al nivel de planificación.

#### *Etapas 3: aceptación de los niveles de emisión más altos a título excepcional y en precario*

En casos especiales, un usuario puede desear poder emitir perturbaciones excediendo los límites básicos autorizados en la etapa 2. Entonces el usuario y el distribuidor pueden ponerse de acuerdo sobre las condiciones especiales que permitan la conexión. Se tiene que realizar un estudio en profundidad de las características efectivas actuales y futuras de la red para determinar esas condiciones especiales.

Los criterios expresados en la figura 20, han sido recogidos por diferentes países y aplicados de acuerdo a cada marco regulador que cada uno de ellos establezca. Aunque todavía, en los casos español y colombiano, no se están penalizando a los usuarios que sobrepasen los límites que se puedan establecer a partir de los criterios recogidos, dichos límites de emisión dan un punto de referencia al usuario. A manera de ejemplo, a continuación se citarán los casos español y el colombiano.

- *Ejemplo 1: Caso español*

Los límites de distorsión armónica en España no están establecidos aún, pero sí hay unas normas que de forma orientativa permiten establecer unos límites, como lo son las normas UNE-EN 50160 y UNE-EN 61000 [10]. La razón por la que se han tomado estas normas es por su aceptación internacional y porque el cálculo de los índices de distorsión armónica total, *DAT* difieren de su forma de determinación habitual.

a. Para la corriente armónica

El *DAT* de corriente se establece en función de la relación de cortocircuito *SCR*, en el punto de conexión común, dicha relación mencionada está dada en la siguiente expresión:

$$SCR = \frac{I_{SC}}{I_1} \quad (45)$$

donde  $I_{SC}$  es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito en el punto de conexión común *PCC*, e  $I_1$  es el valor eficaz de la componente fundamental.

Los límites de distorsión armónica total de corriente, para componentes armónicas impares, están dados en la tabla 11.

Tabla 11.  
Límites de distorsión armónica total de corriente [10].

SCR	DAT <sub>i</sub>
Tensión nominal: $U_n \leq 69$ kV	
< 20	5,0
20-50	8,0
50-100	12,0
100-1000	15,0
> 1000	20,0
Tensión nominal: $69$ kV < $U_n \leq 161$ kV	

< 20	2,5
20-50	4,0
50-100	6,0
100-1000	7,5
> 1000	10,0
Tensión nominal: $U_n > 161$ kV	
< 50	2,5
> 50	4,0

b. Para la tensión armónica

Los límites establecidos por la norma para la tensión,  $U_n$  en el punto PCC, cuya responsabilidad recae sobre el suministrador, se resume en la tabla 12, para la distorsión armónica total de tensión.

Tabla 12.  
Límites de distorsión armónica total de tensión [10].

Tensión nominal $U_n$	THD <sub>v</sub>
$U_n \leq 69$ kV	5,0
$69$ kV < $U_n \leq 161$ kV	2,5
$U_n > 161$ kV	1,5

Con relación a los costes que implica sobrepasar estos límites, todavía no hay vigente una norma al respecto.

- *Ejemplo 2: Caso colombiano*

Para el caso colombiano se han establecido unos límites, los cuales han sido regulados de acuerdo al Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, resolución CREG 070 de 1998, numeral 6.2.1 [1]. De acuerdo a este reglamento, tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional (STN), como los Operadores de Red (OR), deberán cumplir las exigencias sobre los límites máximos de Distorsión Total de Voltaje ( $THD_v$ ), recogidas en la tabla 13, basada en el Estándar IEEE 519-1992.

Los niveles de tensión mencionados en la tabla 13 son los siguientes:

- *Nivel de tensión 1:* tensiones inferiores a 1 kV.
- *Nivel de tensión 2:* tensiones comprendidas entre 1 y 30 kV.
- *Nivel de tensión 3:* tensiones comprendidas entre 30 y 62 kV.
- *Nivel de tensión 4:* tensiones de valor mayor a 62 kV.
- *Nivel de tensión STN:* tensiones de 230 kV y 500 kV.

Tabla 13.  
Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje ( $THD_v$ ) [1].

Tensión del sistema	$THD_v$ , máximo (%)
Niveles de tensión 1, 2 y 3.	5.0
Nivel de tensión 4.	2.5
STN	1.5

Con respecto a los costes que implica sobrepasar estos límites, para el caso colombiano, todavía no se ha establecido una reglamentación relacionada, pero está en construcción y se espera que a principio del 2009 entre en vigencia.

### 2.6.3 Evaluación de los niveles de perturbación y su repercusión económica para huecos de tensión

Como se mencionó en la sección 2.4, los huecos de tensión son un tema nuevo que todavía no se ha normalizado, aunque se han desarrollado nuevos proyectos de normas por el IEEE [13]. En consecuencia, todavía no se han reglamentado los huecos de tensión dentro de la calidad del producto.

En el caso español, por ejemplo, no se han establecido límites y, por lo tanto, tampoco se ha regulado este tipo de perturbación. En el caso colombiano, la CREG [1] en la resolución, en su artículo 3°, establece que todavía no se fijan límites para huecos de tensión, pues no lo considera necesario. Sin embargo, se encuentra en vigencia la intención de llevar a cabo un proceso de medidas y estudio de diagnóstico, con el fin de revisar la conveniencia de definir límites para huecos de tensión y poder, a mediano plazo, pensar en una normativa al respecto.

A pesar de lo anterior, ya empiezan a salir algunas propuestas en la literatura relacionadas con los costes que pueden causar los huecos de tensión, como es el caso de la referencia [3], donde se plantean algunos índices para los costes, pero con la particularidad que esta propuesta es aplicable a eventos que involucra tanto huecos como interrupciones de duración menor o igual a 1 minuto. Estos índices fueron recogidos en las ecuaciones (20) y (26).

Otro aporte, quizás más interesante, es la propuesta dada en la referencia [7]. Aquí se propone una metodología que es aplicable para evaluar los costes debido a los huecos para los clientes individuales (de sitio) y para la red total (de sistema). Esta metodología tiene en cuenta, en forma probabilística, los detalles asociados con el cálculo de huecos de tensión, la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión, la interconexión de los equipos dentro de un proceso industrial, los tipos de clientes y la ubicación del proceso dentro de la red. En esta metodología, el

impacto de los huecos de tensión en un lugar particular de la red involucra tres etapas básicas: el análisis de fallas, el análisis de huecos y el análisis económico. A continuación se resumen estas etapas.

### *Etapas 1. Análisis de fallas*

En esta se simulan varios tipos de fallas (simétricas y asimétricas) en diferentes puntos del sistema de potencia, hallando las magnitudes y duración de la tensión. Para esto se asume que la protección primaria es 100% confiable.

### *Etapas 2. Análisis de huecos de tensión*

Para este se determinan la frecuencia de huecos, de magnitud y duración específicas, sobre un periodo de interés. Esta información se obtiene de registros históricos obtenidos a través de monitoreos en puntos de la red.

### *Etapas 3. Análisis económico*

Esta etapa requiere información acerca de las consecuencias de los huecos de tensión esperados sobre el desarrollo de los procesos industriales. Para esto, los huecos de tensión esperados son comparados con la sensibilidad de los equipos conectados en una barra dada; lo cual requiere de las características del desarrollo del hueco para una barra particular, y coordinación de la respuesta de los equipos de los clientes para ese hueco de tensión. Para lograr esto, se requiere de la información de la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión, la cual puede ser obtenida de los fabricantes.

Para valorar las pérdidas financieras en un cliente debido a huecos de tensión, es esencial el conteo de disparos del proceso. La valoración probabilística del número de disparos de procesos incorpora una incertidumbre relacionada con la sensibilidad de los equipos y otra asociada con la posible conexión de varios equipos involucrados en un proceso industrial. Para tratar con esas incertidumbres, se debe contar con aparatos expertos en cálculos probabilísticos y realizar muchas pruebas de campo y de laboratorio sobre equipos y procesos sensibles a huecos de tensión. A continuación se resumen cuatro pasos necesarios para implementar esta metodología.

#### *- Equipos sensibles a huecos de tensión*

La sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión se expresa en términos de magnitud y duración. Para este fin, en la figura 21 se muestra la curva voltaje-tolerancia. Esta curva muestra que huecos más profundos que el límite

especificado ( $V_{min}$ ) y de mayor duración que el límite dado ( $T_{max}$ ) causará una mala operación o disparo del equipo.

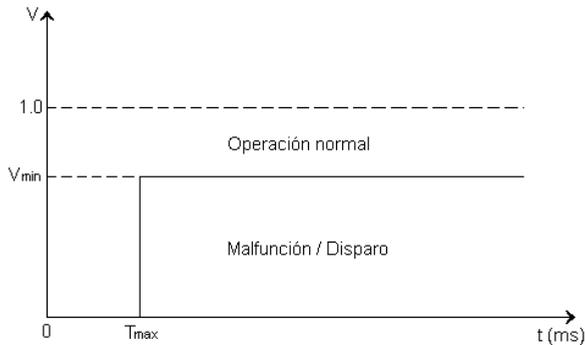


Figura 21. Curva voltaje - tolerancia de los equipos [7].

- *Incertidumbre relacionada con la sensibilidad de los equipos*

A pesar que equipos de una misma categoría presentan diferente sensibilidad frente a huecos de tensión, incluso, el mismo equipo puede presentar diferentes sensibilidades dependiendo de las condiciones del sistema de potencia y de su carga, diferentes tipos de equipos como los ordenadores personales (PCs), los autómatas programables (PLCs) y los dispositivos de control de velocidad (ASDs), excepto motor-contactor, presentan una característica aproximadamente rectangular magnitud-duración entre ellos, como la mostrada en la figura 22.

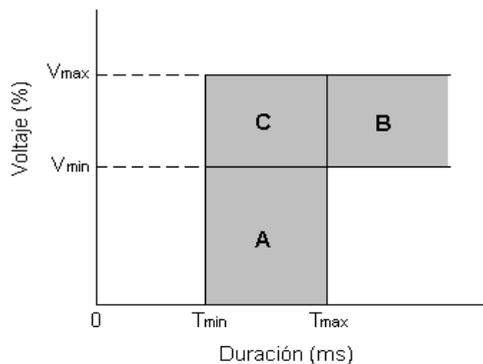


Figura 22. Región de incertidumbre para curvas de sensibilidad de PCs, PLCs y ASDs [7].

En la figura anterior, los límites de magnitud y duración están entre  $V_{min}$  y  $V_{max}$ ,  $T_{min}$  y  $T_{max}$ , respectivamente.

- *Conteo de disparo de procesos*

Este paso consiste en la cuantificación de disparos de procesos esperados, debido a huecos de tensión, sobre un periodo de tiempo. Esto requiere el conocimiento acerca de las conexiones mutuas entre equipos sensibles que controlan el proceso.

La probabilidad total de disparo del proceso puede ser determinada conociendo la probabilidad de disparo individual de los equipos y sus conexiones mutuas. Esa probabilidad se escribe como:

$$P_{trip} = 1 - \left[ \prod_{i=1}^m \left( 1 - \prod_{j=1}^n p_{i,j} \right) \right] \quad (46)$$

donde  $p_{i,j}$  es la probabilidad acumulativa de disparo del equipo  $j$  del grupo de equipos conectados en la serial  $i$ ,  $m$  es el número de equipos conectados en serie y  $n$  es el número de equipos conectados en paralelo en el grupo de equipos  $i$ .

Como la variación en la sensibilidad de los equipos está entre los límites dados en la figura 22, esta variación puede ser representada, de acuerdo a dicha figura, en términos de una variable aleatoria univariante ( $T$ ) en la subregión  $A$ , una variable aleatoria univariante ( $V$ ) en la subregión  $B$ , y una variable aleatoria bivariante ( $T,V$ ) en la subregión  $C$ .  $T$  y  $V$  son variables estadísticas, aleatorias, discretas e independientes.

El número esperado de disparos de procesos, considerando un tipo de equipos sensibles en un tiempo, se puede determinar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Disparo total de procesos} &= \sum_T \sum_V P_{trip}(T,V) \cdot N(T,V) \\ T_{\min} &\leq T \leq T_{\max}, V_{\min} \leq V \leq V_{\max} \end{aligned} \quad (47)$$

donde  $P_{trip}(T,V)$  es la probabilidad de disparo de los procesos, como se definió en (46), contra huecos de tensión con magnitud  $V$  y duración  $T$ , y  $N(T,V)$  es el número de esos huecos de tensión esperados en el sitio específico sobre un periodo de tiempo dado.

- *Valoración de costos*

Para una valoración económica de pérdidas financieras debido a huecos de tensión, es necesario tener la información acerca del tipo de proceso industrial/comercial, el

tipo de cliente y el costo asociado al daño por evento de hueco. Se debe tener en cuenta si el proceso continua o para del todo y si hay aparatos de mitigación. En este último caso, se debe cerciorar que el número de disparos del proceso son mucho menores que el número de huecos de tensión.

Finalmente, los costes totales debido a huecos de tensión e interrupciones deberían ser sumadas con el fin de obtener las pérdidas financieras totales de la red para una topología de red en particular, y luego repetirse el procedimiento para otras topologías de redes. Seguidamente, estas topologías se clasifican tanto para pérdidas financieras por interrupciones como por huecos de tensión.

## CAPÍTULO 3

---

# ANÁLISIS TIPOLÓGICO Y EVALUACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN

---

### 3.1 INTRODUCCIÓN

Hay muchos estudios sobre las causas que generan los huecos de tensión y cada vez son más las consecuencias que acarrearán, sobre todo a los usuarios que utilizan elementos sensibles a huecos de tensión como equipos electrónicos, elementos de cómputo y sistemas de control, además de algunas máquinas eléctricas conectadas directamente a la red de energía eléctrica. No obstante, todavía hay aspectos que no han sido totalmente aclarados, como los relacionados con la tipología y clasificación, y en consecuencia todavía no hay consenso general sobre ellos.

Clasificar los huecos de tensión ha sido un tema que ha suscitado el interés de muchos investigadores, ya que este sería la punta de lanza para normativizar y regular este tipo de eventos; además de ayudar, una vez clasificados adecuadamente, a encontrar mecanismos de protección más eficientes para minimizar su impacto sobre los equipos, sensibles a ellos, a donde llegarán transportados a través de la red eléctrica.

Por estas razones, este capítulo se dedica al análisis tipológico y evaluación de huecos de tensión. Para lograrlo, en la sección 3.2 se hace un análisis tipológico de huecos de tensión, a partir del modelado y simulación del equivalente Thévenin de un sistema de potencia. En esta sección, también se explicarán e implementarán los factores que influyen en la topología de algunos tipos de huecos, medidos en la red eléctrica, que no pueden ser clasificados por algunas metodologías existentes. En la sección 3.3 se plantea una nueva metodología para la evaluación de huecos de tensión y se aplicará, junto con la clasificación factorial, a registros reales con el fin de contrastarlas.

## 3.2 BASE DE DATOS

### 3.2.1 Registros de huecos

Para el desarrollo de esta tesis, se utiliza una base de datos de registros reales de huecos de tensión medidos en 39 puntos de baja tensión (BT) y 19 puntos de media tensión (MT) del sistema de potencia eléctrico español. Esta base de datos cuenta con 687 registros de MT y 1173 de BT.

Los registros de huecos almacenan información sobre el valor instantáneo y duración de la tensión y de la corriente<sup>10</sup>, así como la fecha y hora del suceso. Esta información es almacenada en archivos que son compatibles con el programa de simulación numérico MATLAB®.

En las tablas 1 y 2, del anexo 2, se recogen los valores de las magnitudes de las tres fases y tiempo de duración del hueco, para una muestra representativa de los registros medidos en los dos niveles de tensión. Para los registros medidos en MT, mostrados en la tabla 2 del anexo mencionado, debe tenerse en cuenta que se les ha eliminado la componente homopolar con el fin de ver su efecto en el lado de BT. En la tabla 3, de este mismo anexo, se muestran las gráficas para las magnitudes rms y duración, de las tres fases, durante el hueco de tensión, para algunos registros seleccionados para propósitos posteriores.

### 3.2.2 Procesamiento de datos

Como se expuso en la sección 3.2.1, los registros medidos son almacenados en archivos compatibles con el programa de simulación numérico MATLAB®. En consecuencia, el procesamiento de los datos, etapa imprescindible en el desarrollo de esta tesis, se realiza a través de programas elaborado en el lenguaje de programación en cuestión.

Cada uno de estos registros almacena cinco ciclos de la onda de tensión y de corriente, para cada una de las tres fases, y 256 muestras por ciclo.

El procesamiento de dichos registros, de cara a obtener el valor eficaz de la tensión de cada fase y en cada instante, la profundidad máxima de cada fase y el tiempo de duración del hueco, se desarrolla a partir de un programa cuya estructura simplificada se recoge en el diagrama de flujo de la figura 23.

---

<sup>10</sup> Para efectos de este trabajo solo se utilizarán las señales de tensión.

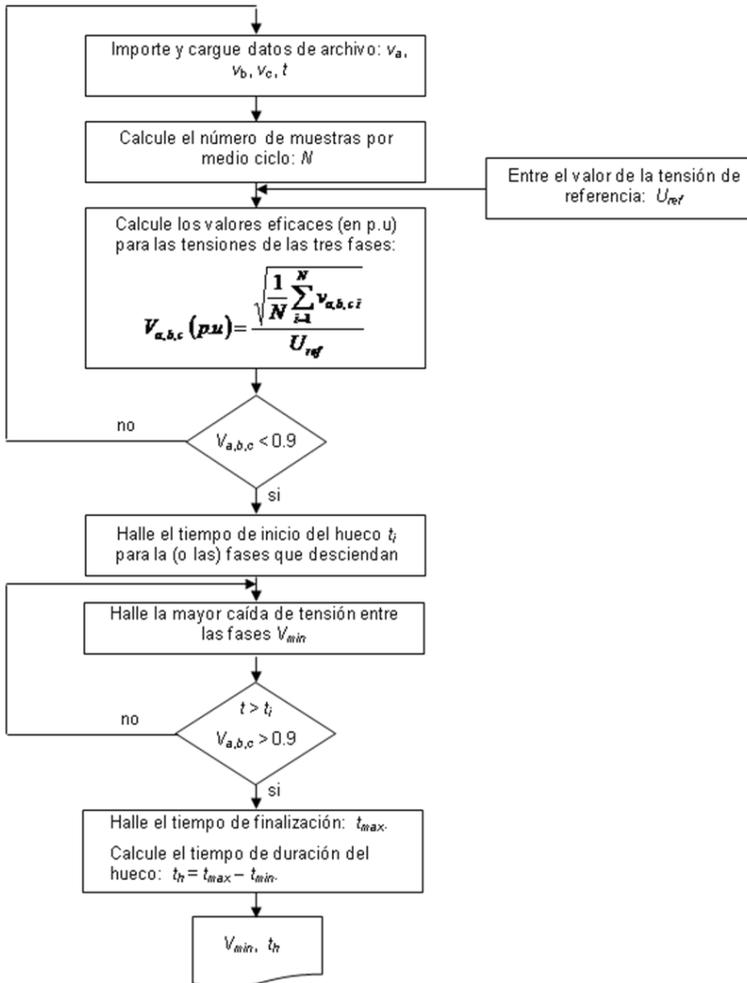


Figura 23. Diagrama de flujo para el procesamiento de la información de los registros reales de huecos de tensión.

Es importante resaltar que el desarrollo del programa contiene detalles que lo hace complejo, laborioso y extenso, pero que están implícitos en cada una de las etapas del diagrama de flujo mencionado.

También merece la pena mencionar que se elaboraron otra gran cantidad de programas, en base al descrito en la figura 23, los cuales se utilizaron, entre otras aplicaciones, para evaluar y clasificar los huecos de acuerdo a diferentes metodologías (utilizados en secciones posteriores) y para calcular el salto del ángulo de fase.

En síntesis, el procesamiento de datos y el desarrollo computacional son una herramienta básica y fundamental para la elaboración de este trabajo.

### 3.3 PROBLEMÁTICA DE UTILIZAR LA CLASIFICACIÓN EXISTENTE

Son muchos los tipos de huecos que aparecen al monitorear la red eléctrica, cuya tipología no ha sido completamente estudiada. En la tabla 14 se recogen tres tipos de ellos muy representativos y que aparecen con frecuencia. Las demás formas de huecos están entre la gran gama de posibilidades de variaciones de las magnitudes, de sus tres fases, entre 0 y 1 p.u.

Tabla 14.

Registros reales de huecos de tensión medidos en la red eléctrica española.

	Magnitud de las tensiones simples en MT (p.u)		Figura
HUECO 1	Fase <i>T</i>	0.96	
	Fases aparejadas <sup>11</sup> <i>R</i> y <i>S</i>	0.89	
		0.82	
HUECO 2	Fase <i>S</i>	0.81	
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>T</i>	0.90	
		0.93	
HUECO 3	Fase <i>T</i>	0.94	
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.86	

<sup>11</sup> Las fases aparejadas son aquellas que mantienen sus magnitudes similares durante el hueco.

	S	0.82	
--	---	------	--

En la tabla 14 se observa que las magnitudes de las fases, incluso las aparejadas, para los tres tipos de huecos, presentan una diferencia importante en su magnitud.

Debido a ese espectro continuo de tipologías de huecos de tensión existente, en la literatura se han propuesto diferentes metodologías para su clasificación, de las cuales se recogen a continuación dos de ellas muy importantes.

- La primera clasificación que se tiene en cuenta es la realizada por V. Fuster en la referencia [19], la cual es recogida en la sección 2.3.3.1. Si bien esta clasificación ofrece la gran ventaja de abarcar todos los tipos de huecos que se puedan presentar, ella sólo lo hace de manera tipológica y no cuantifica los tipos de huecos, lo que trae consigo un gran problema a la hora que se requiera implementar esta metodología.
- El segundo tipo de clasificación, y quizás el más importante por su amplia difusión y utilización en numerosos estudios, es la propuesta por M. Bollen en la referencia [25], la cual se trata en la sección 2.3.3.2. Esta metodología ofrece dos ventajas fundamentales: la primera es la clasificación fasorial de los huecos de tensión, la cual realiza teniendo en cuenta el cambio en la magnitud y en el ángulo de los voltajes de fase. La segunda es que cuantifica los tipos de huecos, permitiendo utilizar esta clasificación en diferentes aplicaciones. Esta clasificación se realiza para huecos en baja tensión, donde el voltaje ha perdido la componente homopolar y, en consecuencia, las tres fases son menor o igual que 1 p.u. (ver la tabla 2). A pesar de todas las ventajas señaladas, esta clasificación adolece de ser un criterio subjetivo a la hora de clasificar algunos tipos de huecos, además de no poder clasificar otros tipos de huecos de tensión, como los dados en la tabla 14, así como de su difícil aplicación para la obtención de índices.

A pesar del incuestionable aporte de las dos metodologías de clasificación mencionadas, cada una tiene carencias que no pueden ser obviadas a la hora de clasificar algunas tipologías de huecos de tensión. Para superar estos inconvenientes se requiere de una nueva metodología que elimine esos detalles; pero para ello, antes es importante estudiar el conjunto de posibilidades que pueden dar origen a toda esta tipología de huecos, lo cual se realizará a continuación a partir de la simulación de un sistema de potencia eléctrico simplificado.

### 3.4 SIMULACIÓN

Las formas y características de los huecos de tensión son debido al tipo de falta que lo produce y al sistema de potencia particular por donde se transporta. Esto último requiere del conocimiento de las características de los elementos que conforman dicho sistema y de la topología de la red. En consecuencia, para el propósito de esta sección, como circuito de estudio se ha empleado el que se muestra en la figura 24, que recoge los elementos mínimos para interpretar adecuadamente los procesos que tienen lugar, en caso de cortocircuito<sup>12</sup>, en dicho sistema de potencia.

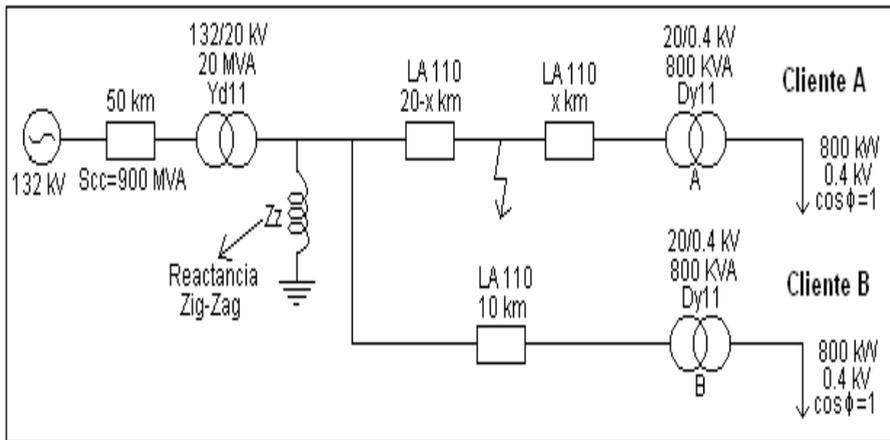


Figura 24. Diagrama unifilar de la red analizada [37].

#### 3.4.1 Modelo empleado

En lo que sigue de esta sección se modelarán y simularán los diferentes tipos de cortocircuitos en distintos puntos del sistema de potencia, alta tensión (AT) y media tensión (MT), para obtener los huecos en el lado de media tensión, en las subestaciones A y B (ver la figura 24); esto es porque los huecos no presentan la misma profundidad si la falta se produce en la misma línea a si se produce en otra línea en el mismo nivel de tensión. Esto último es para el caso de faltas en media tensión, porque para faltas en alta tensión los huecos presentan la misma

<sup>12</sup> Los huecos de tensión analizados en este trabajo son solo debido a cortocircuitos, y no se tendrán en cuenta los generados por arranques de grandes cargas, ya que estos últimos no producen huecos de profundidad importante [9, 11, 23, 27].

profundidad independiente de la subestación donde se monitoree, siempre que estén conectados al mismo nodo alimentador.

Las tensiones obtenidas en el lado de MT, producto de la simulación de la red, serán tensiones simples y tensiones compuestas. Las primeras son con el fin de obtener el comportamiento de las tensiones en el lado de media tensión, y las segundas son para obtener su comportamiento en el lado de baja tensión (BT), ya que este último nivel de tensión es a donde finalmente van a estar conectados los dispositivos de los usuarios que pueden ser afectados por huecos de tensión. Además, es importante tener en cuenta que los huecos registrados en MT son debido a cortocircuitos ocurridos en los lados de MT o AT, porque los que se producen en BT generalmente no se reflejan en niveles de tensión mayores. Otra razón es que los huecos producidos en BT son de muy corta duración, porque las protecciones a este nivel de tensión actúan en menos de 1/2 ciclo [31, 37]. En consecuencia, sólo se modelarán cortocircuitos en estos dos lugares de la red (AT y MT).

#### **3.4.1.1 Descripción de los elementos de la red**

Es muy importante conocer las características y valores de cada uno de los elementos que conforman la red eléctrica de cara a su modelación, y que los resultados sean válidos a la hora de contrastarlos con los obtenidos de las mediciones reales. Para el sistema de potencia descrito en la figura 25 los valores utilizados en el modelo son de un orden de magnitud adecuado para que den lugar a interpretaciones válidas. Esos valores son:

- Equivalente red de AT.

Potencia de cortocircuito: 900 MVA.

- Transformador AT/MT.

Es un transformador tipo Yd11 con las siguientes características:

Tensiones: 132/20 kV.

Potencia: 20 MVA.

Tensión de cortocircuito: 15%.

Su diagrama trifilar se muestra en la figura 25.

- Reactancia Zig-Zag ( $Z_z$ ).

Se utiliza para la puesta a tierra del lado de MT del transformador AT/MT. Su esquema se muestra en la figura 25. Consiste en un conjunto de seis bobinas acopladas, conectadas en zig-zag sobre un núcleo de tres columnas, tales que:

- Presenta una impedancia muy alta a las secuencias directa e inversa.
- La impedancia homopolar es despreciable.

Por tanto, se puede decir que las bobinas zig-zag sólo dejan pasar la componente homopolar de la corriente y su función es útil en caso que haya una falta a tierra.

- Transformadores MT/BT.

Son transformadores tipo Dy11 con las siguientes características:

Tensiones: 20/0.4 kV.  
Potencia: 0.8 MVA.  
Tensión de cortocircuito: 5%.

- Líneas aéreas de MT.

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones anteriores, para líneas de AT, se obtienen los siguientes valores:

$V_n=20$  kV.  
 $Z_L=0.43+j0.35$   $\Omega$ /km.  
 $Z_{L0}=0.583+j1.74$   $\Omega$ /km.

- Líneas de BT.

Son líneas con  $V_n=0.4$  kV y con valores de impedancia que van de 0.15 a 0.8  $\Omega$ /km. Debido a que los valores de las cargas son mucho mayores que los de la línea en BT se despreciará este último.

- Cargas.

Las dos cargas, alimentadas por la red en este trabajo (figura 24), son cargas iguales y puramente resistivas, con las siguientes características:

Potencia activa: 800 kW.  
Tensión: 0.4 kV.  
Factor de potencia: 1.

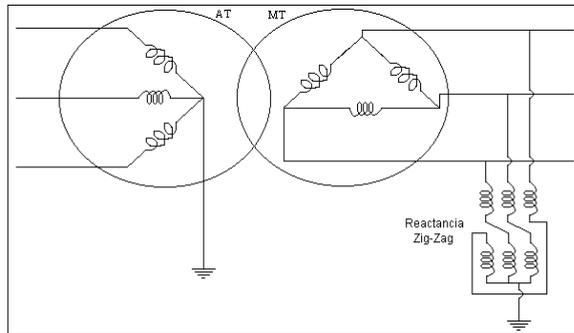


FIGURA 25. Diagrama trifilar del transformador AT/MT y de la reactancia Zig Zag [37].

### 3.4.1.2 Redes de secuencia

Debido a que uno de los objetivos en esta sección es obtener las tensiones en las subestaciones A y B de la figura 24, después de ocurrido el cortocircuito. Para lograrlo se optará por el desarrollo tradicional en componentes simétricas<sup>13</sup>.

Hay que enfatizar y recordar que los valores de las impedancias de los elementos que conforman las redes de secuencia varían dependiendo del lugar de la red donde haya ocurrido la falta y donde se quiera medir su efecto [25, 40].

#### 3.4.1.2.1 Redes de secuencia para cortocircuitos en AT

Si la falta ocurre en AT, a una distancia  $x$  del transformador AT/MT, el diagrama de impedancia de la red debe ser referido al lado de AT. El esquema se muestra en la figura 26.

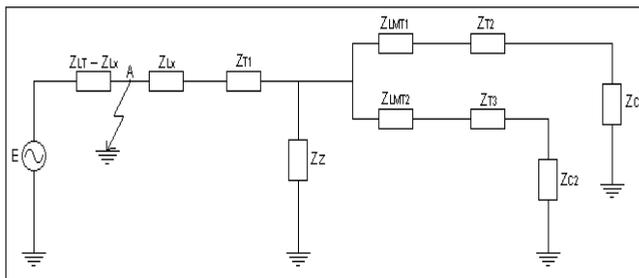


FIGURA 26. Diagrama unifilar de la red para falta en el lado de AT.

<sup>13</sup> Las componentes simétricas no son objeto de estudio en este trabajo, pues existe abundante bibliografía donde son abordadas ampliamente [25, 31, 54, 57-59].

De la figura 26 se tiene que:

$Z_{LT}$ = impedancia total de la línea de AT.

$Z_{Lx}$ = impedancia de la línea de AT desde el punto donde ocurrió la falta hasta el transformador AT/MT.

$Z_Z$ = impedancia de la reactancia de puesta a tierra referida al lado de AT.

$Z_{T1}$ = impedancia del transformador AT/MT referida al lado de AT.

$Z_{LMT1}, Z_{LMT2}$ = impedancia de las líneas de MT referidas al lado de AT.

$Z_{T2}, Z_{T3}$ = impedancia de los transformadores MT/BT referidas al lado de AT.

$Z_{C1}, Z_{C2}$ = impedancia de las cargas, referidas al lado de AT.

Después de realizar el cálculo teórico de las impedancias referidas al lado de AT, y teniendo en cuenta que, para el desarrollo del presente trabajo, se han considerado iguales las impedancias de secuencia directa e inversa, ya que el sistema eléctrico está conformado, en gran parte, por elementos estáticos (líneas, transformadores, cargas pasivas, entre otras), se obtuvieron los siguientes resultados:

$$Z_1 = Z_2 = Z_{Th1} = \left( 0.02 - 0.1608x - 0.000112x^2 \right) + j \left( 9.56 - 0.3826x - 0.00006x^2 \right) \Omega \quad (48)$$

$$Z_0 = Z_{Th2} = \left( 0.31x - 0.00622x^2 \right) + j \left( 0.53x - 0.0306x^2 \right) \Omega \quad (49)$$

donde,  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  son las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar, respectivamente.

### 3.4.1.2.2 Redes de secuencia para cortocircuitos en MT

Cuando hay una falta en MT en la línea que alimenta la subestación A, como lo muestra la figura 24, a una distancia  $x$  del transformador MT/BT, todas las impedancias deben ser referidas al lado de MT. El esquema es mostrado en la figura 27.

Los elementos de la red de la figura 27 son los mismos que los de la figura 26, pero referidos al lado de MT.

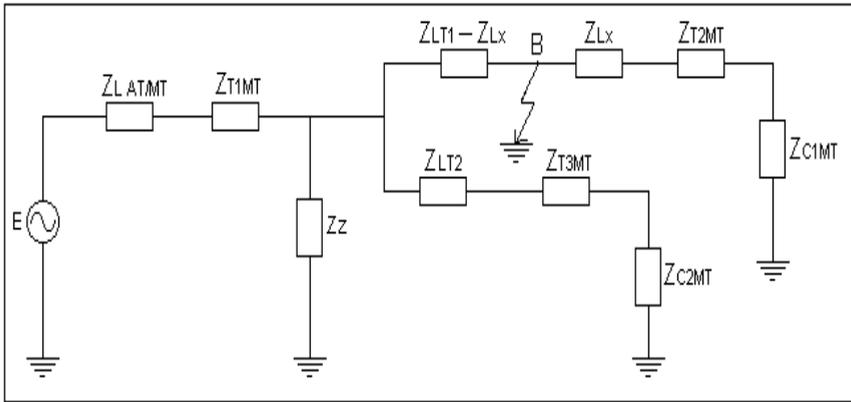


Figura 27. Diagrama unifilar de la red con todos los componentes referidos al lado de MT.

Después de realizar el cálculo teórico de las impedancias referidas al lado de MT, y teniendo en cuenta que, al igual que en la sección 3.4.1.2.1, las impedancias de secuencia directa e inversa, son iguales, se obtuvieron los resultados siguientes:

$$Z_1 = Z_2 = Z_{Th1} = \left( 0.733 - 0.43x - 0.00016x^2 \right) + j \left( 0.93 - 0.32x - 0.00058x^2 \right) \Omega \quad (50)$$

$$Z_0 = Z_{Th2} = \left( 1.6 - 0.583x \right) + j \left( 0.48 - 1.74x \right) \Omega \quad (51)$$

donde  $Z_1$ ,  $Z_2$  y  $Z_0$  son las impedancias directa, inversa y homopolar, respectivamente.

### 3.4.2 Estudio de los parámetros significativos

En esta sección se analizará la tipología de los huecos de tensión desde el punto de vista de la magnitud de sus fases, únicamente, ya que el tiempo de duración de los huecos dependen de los tiempos de disparo de las protecciones y el ángulo de fase es muy sensible a variables que no están relacionadas con el tipo de faltas ni con los elementos de la red, como los registradores o el procesamiento de los datos, pudiendo, esto último, generar un gran error a la hora de estudiar la tipología de los huecos a partir de ella. También se estudiarán las causas que producen diferencias de magnitud entre las fases aparejadas, ya que esto será de gran ayuda de cara a clasificar y determinar las razones de muchos registros de huecos de tensión cuyas magnitudes de fases aparejadas son muy desiguales.

Existen varios parámetros significativos determinantes en la magnitud de los huecos de tensión, a parte del tipo de falta que lo genera, como son: el lugar donde ha ocurrido la falta y donde se ha medido, la resistencia de falta a tierra, la resistencia entre fases, distancia del cortocircuito y la influencia de la parte resistiva de la impedancia de línea.

A continuación se analizarán cada uno de ellos, y su utilización para la explicación tipológica de huecos de tensión, que hasta el momento no han sido tenidos en cuenta en las diferentes metodologías de clasificación encontradas en la literatura [19, 25, 26]. Además, algunos de estos factores ya han sido abordados por diferentes investigadores, como es el caso de: el lugar donde ha ocurrido el cortocircuito y donde se ha medido, la distancia del cortocircuito al punto de evaluación y el cambio de la parte resistiva de la impedancia de línea [25, 27]. Sin embargo, en el presente capítulo se volverán a retomar, junto con los otros factores, con el fin de explicar las causas que generan huecos de tensión que, como se ha mencionado, la literatura no los ha estudiado a fondo.

Otro factor importante a tener en cuenta, y que ya ha sido ampliamente tratado en la literatura, por tanto su análisis no se considerará en este trabajo, es el hecho que huecos de similar tipología, pero con magnitudes diferentes, medidos en MT pueden ser causados por diferentes tipos de faltas, dependiendo de si esta ocurre en AT o MT, debido a los tipos de transformadores que se encuentran en el sistema de potencia, los cuales pueden cambiar la tipología del hueco a su paso por ellos [25, 26].

A partir de estos factores, se simulará el sistema de potencia de la figura 24, implementando el programa computacional MATLAB®, para obtener las tensiones simples y compuestas, medidas en las subestaciones A y B, en el nivel de media tensión, las cuales son mostradas en los gráficos del anexo 1.

#### **3.4.2.1 Lugar donde ha ocurrido y se ha medido el cortocircuito**

Las tensiones simples y compuestas registradas en MT, que son objeto de análisis en esta sección, y en las tres siguientes, son debidas a faltas ocurridas en AT y MT. Hay que tener en cuenta que para las faltas ocurridas en MT, la profundidad del hueco dependerá de si la medición se hace en la subestación A o B del lado de MT (ver la figura 24). También se señala que la falta trifásica en AT no ha sido tomada en cuenta porque su posibilidad de ocurrencia es pequeña comparada con los otros tipos de faltas. Además, como en AT, para el sistema de potencia eléctrico en el cual se han tomado los registros, la impedancia homopolar es, aproximadamente, dos veces la impedancia directa, el hueco (en AT) es más profundo que si ocurriera en MT, donde la impedancia homopolar es, aproximadamente, diez veces la

impedancia directa. Esta diferencia está marcada, principalmente, por la reactancia de puesta a tierra  $Z_z$ .

Para ver la influencia que tienen, sobre la magnitud del hueco, tanto el lugar donde ha ocurrido el cortocircuito como el lugar donde se ha medido, se toman las tensiones compuestas debido a faltas monofásicas en AT y MT los cuales están dados en los gráficos 1, 5 y 10 del anexo 1. Si se toman, por ejemplo, la falta a principio de línea ( $x=0$ ) para una misma resistencia de falta,  $R_f=20 \Omega$ , se obtendrán las magnitudes dadas en la tabla 15.

En esta tabla se nota la diferencia de magnitud de las tensiones dependiendo del lugar del sistema de potencia donde haya ocurrido la falta y el sitio en MT donde haya sido medido, siendo más profundo, en el conjunto de las tres fases, las faltas en AT que en MT, tal como se había expresado anteriormente. Asimismo, si la falta ocurre en MT el hueco es más profundo si se mide en la subestación alimentada de la misma línea donde ha ocurrido la falta (A) que si se mide en otra subestación alimentada por una línea diferente (B). La diferencia de magnitud debido a estas causas, podrían explicar algunos tipos de huecos que no se pueden clasificar a partir de la clasificación fasorial, como los mostrados en la tabla 14.

TABLA 15.

Magnitudes de las tensiones compuestas en MT dependiendo del lugar donde haya ocurrido la falta.

Lugar de la falta		Magnitudes en pu ( $R_f=20 \Omega$ , falta a principio de línea)		
		Fase no aparejada	Fases aparejadas	
AT (Falta medida en cliente A o B)		0.68	0.78	1.1
MT en cliente A	Falta medida en cliente A	0.87	0.88	1.0
	Falta medida en cliente B	0.94	0.98	1.0

### 3.4.2.2 Resistencia de falta a tierra

Esta resistencia es otro factor determinante en la magnitud del hueco, la cual no ha sido tenida en cuenta en algunas clasificaciones encontradas en la literatura, como, entre otras, la clasificación fasorial; pero su presencia durante el hueco de tensión puede cambiar la tipología del hueco. Ella se debe, fundamentalmente, a la resistencia de los apoyos de las torres de las líneas de AT y MT y a la puesta a tierra de los mismos, por eso puede variar dependiendo de la torre por la que la falta va a tierra, también depende de las condiciones del suelo y muchos otros factores [31, 48, 54, 57, 59]. Según los gráficos del anexo 1 (excepto los gráficos 2, 6, 9, 11, 14, 17 y 21), independiente del tipo de falta, esta resistencia es una de las

principales causas que muchos huecos, cuyas fases deben estar aparejadas, no lo estén. En todos esos gráficos se observa claramente que la magnitud de las fases cambia cuando varía esta resistencia. Incluso, para algunos valores de ella, puede llegar el caso en que las fases aparejadas presentan tanta diferencia en sus magnitudes que llegan a aparejarse fases que no deberían serlo. Un ejemplo de esto son los huecos tomados de registros reales, monitoreados de la red eléctrica española, dados en la tabla 14 anterior. Para explicar completamente las causas que generan estos tipos de huecos se requieren, además de los parámetros vistos hasta ahora, otros elementos adicionales como la resistencia entre fases y la distancia de la falta al punto de evaluación, los cuales se verán en las siguientes secciones (3.4.2.3 y 3.4.2.4).

### 3.4.2.3 Resistencia entre fases

Frecuentemente aparecen registros de huecos, sobretodo, aquellos producidos por cortocircuitos bifásicos, en los que la magnitud de las dos fases aparejadas presenta una diferencia sustancial. La resistencia de la falta a tierra, vista en la sección anterior, es una de las causas para el caso de cortocircuitos a tierra, pero en el caso de faltas bifásicas y bifásicas a tierra, esta diferencia también puede ser debido a que las dos fases hayan sido cortocircuitadas a través de una resistencia. En líneas aéreas son muchos los factores que pueden generar este tipo de situaciones, como: ramas de árboles, aves, objetos, etc. No obstante, se podría intuir que en las zonas rurales es donde más se presentan faltas con este tipo de fenómeno. En líneas subterráneas, el material aislante que queda entre las fases, en el momento del cortocircuito, genera esta resistencia. En la figura 28 se muestran los circuitos trifásicos que representan las faltas bifásica y bifásica a tierra.

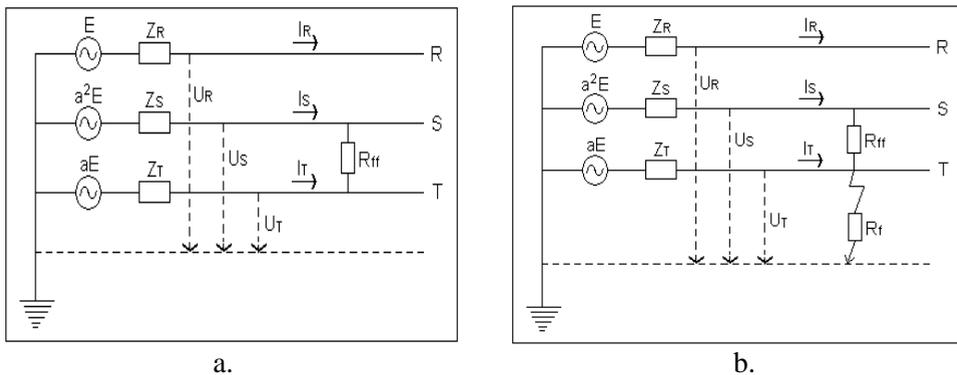


FIGURA 28. a) Cortocircuito bifásico. b) Cortocircuito bifásico a tierra.

En la figura anterior, el objeto que cortocircuita las dos fases es representado por la resistencia  $R_{ff}$ . En los gráficos 2, 6, 11, 15, 17 y 21 (del anexo 1) se puede apreciar

el efecto que produce  $R_{ff}$  sobre las magnitudes de las fases y, en especial, sobre las fases aparejadas. En todos los gráficos mencionados, se nota cómo al variar el valor de  $R_{ff}$  las diferencias de magnitudes entre las fases aparejadas también cambia considerablemente.

En los registros dados en la tabla 14 anterior, los huecos presentan una notable diferencia de magnitud entre las fases aparejadas. Para explicar completamente las causas que generan estos tipos de huecos, se requiere tener en cuenta esta resistencia entre fases, como se verá en la sección 3.4.2.6. Además, también se debe considerar otro elemento adicional a los que se han visto hasta ahora, como la distancia de la falta al punto de evaluación, la cual se abordará en la siguiente sección.

#### 3.4.2.4 Distancia al cortocircuito

La distancia del cortocircuito al punto de evaluación  $T$ , en la figura 29, es imprescindible a la hora de evaluar la magnitud del hueco de tensión  $U_f$ , ya que el hueco es más profundo cuanto más cerca, del punto de evaluación, esté la falta.

De acuerdo a la figura 29, la tensión de la falta está dada por la siguiente expresión:

$$U_f = \frac{Z_{LX}}{Z_{eq} + Z_{LX}} E \quad (52)$$

donde  $Z_{LX}$  es la impedancia de la línea desde el lugar del cortocircuito hasta el punto donde se quiere evaluar la magnitud del hueco de tensión,  $Z_{eq}$  es la impedancia equivalente del resto del circuito y  $E$  es el valor eficaz de la tensión de la fuente que para el objeto de este trabajo se toma como 1 p.u. Además, como:

$$Z_{LX} = Z_L x \quad (53)$$

Donde  $Z_L$  es la impedancia de línea por unidad de longitud y  $x$  es la distancia desde donde ha ocurrido la falta hasta el punto de evaluación  $T$ . De las ecuaciones (52) y (53) se deduce que la magnitud del hueco de tensión disminuye considerablemente en la medida en que la falta se aproxima al punto  $T$ .

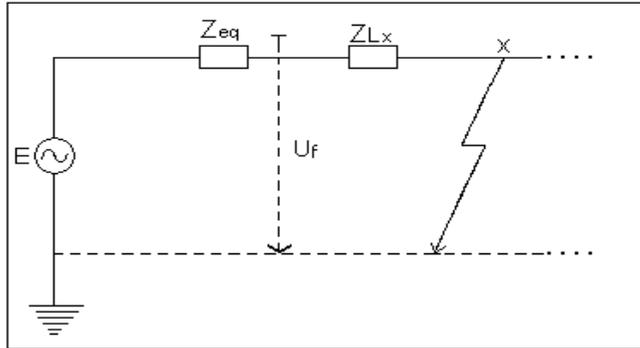


Figura 29. Equivalente Thévenin monofásico de un cortocircuito franco a tierra.

En los gráficos 1 al 14 (del anexo 1) se puede apreciar este efecto, en unos más acentuados que en otros, debido a la relación existente entre  $Z_{eq}$  y  $Z_{Lx}$ . En todos ellos se nota, como característica predominante, que entre más cerca esté la falta del punto de evaluación (distancia de la falta menor) más profundo va a ser el hueco de tensión.

### 3.4.2.5 Influencia de la parte resistiva de la impedancia de línea

Es posible encontrar huecos debido al mismo tipo de falta, registrados en MT, alimentados del mismo nodo, pero en líneas diferentes, los cuales pueden presentar diferencias entre sus magnitudes y la razón no es ninguna de las descritas en las secciones anteriores (3.4.2.1 a 3.4.2.4). Una causa, que podría generar esta diferencia, sería la del cambio de la parte real (o resistiva) de la impedancia de línea; aunque este no es un parámetro tan relevante como los tratados en las secciones previas, en algunas ocasiones puede influir en la magnitud del hueco de tensión. Por tanto, para esta sección se toma sólo la variación de este parámetro de la impedancia, porque es el que tiene mayores posibilidades de presentar cambios importantes, debido a las siguientes razones: la utilización de líneas diferentes en los tramos de distribución que alimentan a los clientes donde se ha registrado el hueco de tensión, la diferencia de la temperatura entre los tramos de distribución que alimentan a los usuarios, debido a que están sometidos a cargas desiguales.

Asumiendo que:

$$Z_{L1} = Z_{L2} = R_{L1} + jX_{L1}, \text{ y}$$

$$k = \frac{R_{L1}}{X_{L1}} \quad (54)$$

donde  $0 \leq k \leq 3$ , para líneas de media tensión.

Bajo estas consideraciones y considerando los mismos parámetros del sistema de potencia en estudio (figura 24), dados en la sección 3.4.1, se obtienen las curvas para todos los tipos de faltas, para tres valores de  $k$ , dadas en los gráficos 16 al 23, del anexo 1. Estas curvas fueron halladas para faltas en AT y MT (esta última se asumió que ocurre en la subestación B).

En estos gráficos se aprecia notablemente que las magnitudes de las tensiones de falta (simples y compuestas), medidas en MT, cambian dependiendo del valor de  $k$  o, en otras palabras, cambian al variar la parte real (o resistiva) de la impedancia de línea, manteniendo constante la parte imaginaria (o reactiva) de la misma. Se nota, en dichos gráficos, que si disminuye  $k$  las tensiones son menores (huecos más profundos) y viceversa. En consecuencia, esta variable, aunque de menor importancia que los anteriores, también podrá servir en el evento en que se requiera analizar la tipología de huecos de tensión que no puedan ser explicados a partir de las razones anteriores.

#### **3.4.2.6 Análisis de las causas que generan los tipos de huecos a partir de los factores estudiados**

Con los factores analizados hasta ahora, ya hay elementos suficientes para explicar las razones que han producido los tres tipos de huecos dados en la tabla 14. Después de analizar múltiples combinaciones de estos parámetros, y con el ánimo de explicar las causas que generan estos tipos de huecos, se han obtenidos las curvas del gráfico 15 (del anexo 1). En este gráfico se observa que es posible obtener los tipos de huecos en cuestión a partir de los factores analizados hasta el momento.

Como se puede ver en dicho gráfico, las curvas corresponden a la tensión simple obtenida en MT a partir de una falta bifásica a tierra en AT, para dos posiciones y resistencias de falta entre fases diferentes. Las curvas continuas han sido obtenidas, además de las condiciones mencionadas, por la falta en la mitad de la línea,  $x=0.5L$ , y con una resistencia de falta entre fases de  $R_{ff}=70 \Omega$ . Mientras que las curvas discontinuas han sido obtenidas por el mismo tipo de falta, en el mismo nivel de tensión y el mismo lugar de medición que las continuas, pero con los siguientes valores para los otros parámetros:  $x=0.2L$  y  $R_{ff}=50 \Omega$ . Bajo este estadio, los huecos 1 y 2 se obtienen sobre las curvas continuas, estando el primero a la altura de una resistencia de falta a tierra de  $R_f=50 \Omega$ , mientras que el segundo se encuentra a la altura de  $R_f=6 \Omega$ . El hueco 3, en cambio, se encuentra sobre las curvas discontinuas, para una resistencia de falta a tierra de  $R_f=6 \Omega$ . Todo esto se puede ver claramente en el gráfico 15 del anexo 1, como ya se había mencionado.

Finalmente, se puede decir que aunque puede resultar complicado encontrar el conjunto de valores que permita obtener algunos huecos en particular, mediante este método de análisis siempre será posible lograrlo. Pues, si bien, esta metodología no tiene en cuenta la totalidad de factores que pueden estar involucrados en las características tipológicas de los huecos de tensión, si tiene en cuenta los más relevantes.

### 3.5 PROPUESTA DE UNA NUEVA METODOLOGÍA

En esta sección se propone una novedosa y simple metodología que evalúa todos los tipos de huecos de tensión medidos en baja tensión, o en media tensión sin la componente homopolar. Este nuevo método de evaluación solo tiene en cuenta la magnitud de la tensión de las tres fases; pues como se dijo en la sección 3.4.2, el tiempo de duración del hueco depende fundamentalmente de las protecciones y el cambio del ángulo de fase es muy sensible a factores exógenos al sistema eléctrico como los aparatos de monitoreo y el procesamiento de datos, entre otros. Además, arroja un valor unívoco para cada tipo de hueco de tensión que depende de su forma y está comprendido entre 1 y 3, dependiendo del número de fases que caigan y de las diferencias relativas entre sus magnitudes.

#### 3.5.1 Planteamiento de la nueva metodología

Con esta nueva metodología de evaluación, se superan los inconvenientes que presentan las clasificaciones encontradas en la literatura, que fueron mencionadas en la sección 3.3.

Esta metodología de evaluación se divide detalladamente en 10 pasos, como se describe a continuación:

- Paso 1.** Consiste en obtener las señales de tensión de las tres fases ( $V_a$ ,  $V_b$  y  $V_c$ ), por medio del aparato de monitoreo.
- Paso 2.** Se encuentra el número de fases  $M$  que descienden por debajo del umbral de voltaje (0.9 p.u).
- Paso 3.** Encontrar las tensiones máximas y mínimas en las tres fases ( $V_{max}$  y  $V_{min}$ ).
- Paso 4.** Comprobar si es o no hueco de tensión. Esto se logra si la tensión mínima es menor o igual al valor umbral de la tensión ( $V_{min} \leq 0.9$  p.u).
- Paso 5.** Si el paso 4 es afirmativo, es decir, es hueco de tensión, se debe consultar si las tres fases descienden por debajo del umbral de tensión ( $M=3$ ).
- Paso 6.** Si las tres fases caen por debajo del umbral de voltaje, se calcula el *factor de de fase*, para lo cual se usan dos etapas, a saber:

- a. Se identifican las dos fases diferentes al voltaje mínimo, encontrado en el paso 3, y se renombran  $V_{mayor1}$  y  $V_{mayor2}$ .
- b. Luego se calcula el *factor de fase* a partir de la siguiente expresión:

$$N_1 = 2 + \frac{\left( \frac{1 - V_{mayor1}}{1 - V_{min}} + \frac{1 - V_{mayor2}}{1 - V_{min}} \right)}{2} \quad (55)$$

Este *factor de fase*  $N_1$  produce un valor que, desde luego, puede ser diferente a un entero. Si las tres fases descienden la misma cantidad (independiente de la magnitud del descenso) por debajo del valor umbral, entonces  $N_1=3$ ; sino, produce un valor real, no entero, menor que 3 y mayor que 2. Esos valores no enteros son los que caracterizan a toda la gama de huecos cuyas tres fases descienden de manera desigual, siendo mayor  $N_1$  entre menor sea la diferencia relativa entre las tres fases y entre mayor sea el descenso de las fases, es decir,  $N_1$  aumenta para huecos más profundos. Aunque la primera condición prima sobre la segunda. En otras palabras, para dos huecos que presenten descensos diferentes, el que presenta menor diferencia relativa tendrá un mayor *factor de fase*,  $N_1$ , siempre que la diferencia de descenso medio<sup>14</sup> entre los dos huecos no supere 0.2 p.u, aproximadamente, de lo contrario primará el hueco más profundo. Esto se puede corroborar clasificando diferentes tipos de huecos, para los que desciendan las tres fases, en la ecuación (55), como el caso de los huecos 3 y 15 de la tabla 3 del anexo 2.

**Paso 7.** Si la diferencia relativa entre las fases del hueco, del paso anterior, es “pequeña” de tal forma que  $N_1 \geq 2.9$ , entonces el valor para el *factor de fase* es  $N=3$ . Si por el contrario, la diferencia relativa es grande y  $N_1 < 2.9$ , entonces  $N=N_1$ .

**Paso 8.** Si  $M < 3$  (en el paso 5), se debe consultar si dos fases descienden por debajo del umbral de tensión ( $M=2$ ). Si es afirmativo, se debe calcular el *factor de fase*, lo cual también se logra en dos etapas, a saber:

- a. Se identifican las dos fases que descienden, y se renombran  $V_{menor1}$  y  $V_{menor2}$ .
- b. Se calcula el *factor de fase* a partir de la siguiente expresión:

---

<sup>14</sup> El descenso medio de un hueco es considerado en este trabajo como el valor medio de descenso de las tres fases.

$$N_2 = \frac{1 - V_{menor1}}{1 - V_{min}} + \frac{1 - V_{menor2}}{1 - V_{min}} \quad (56)$$

Al igual que para la ecuación (55), este *factor de fase* puede ser diferente a un entero. Si las dos fases descienden la misma cantidad (independiente de la profundidad), entonces  $N_2=2$ ; sino, produce un valor real, no entero, menor que 2 y mayor que 1. Estos valores decimales, al igual que en la ecuación (55), cuantifican el hecho que las dos fases que descienden, por debajo del umbral de tensión, sean diferentes en magnitud.

**Paso 9.** Este paso es consecuencia del anterior y similar al paso 7. Aquí se considera que: si las dos fases que descienden presentan una diferencia “pequeña” entre sus magnitudes, de tal forma que  $N_2 \geq 1.9$ , entonces el valor del *factor de fase* es  $N=2$ . Si la diferencia relativa es importante y  $N_2 < 1.9$ , entonces  $N=N_2$ .

**Paso 10.** Si el paso octavo es negativo, es decir, si  $M=1$ , entonces el *factor de fase* es directamente  $N=1$ .

Los diez pasos anteriores se resumen en el diagrama de flujo dado en la figura 30.

Como se puede ver, esta metodología evalúa como enteros mayores o igual a 1, a todos los huecos cuyas fases aparejadas desciendan la misma cantidad o presenten una diferencia relativa “pequeña” entre ellos. A todos los demás huecos los clasifica entre esos números enteros, y sus valores decimales dependen de la condiciones ya expuestas en los pasos 6 a 9.

El valor unívoco arrojado por esta metodología, para cada tipología de hueco de tensión, es una cantidad fácil de aplicar a otros propósitos como la obtención de índices de calidad, entre otros.

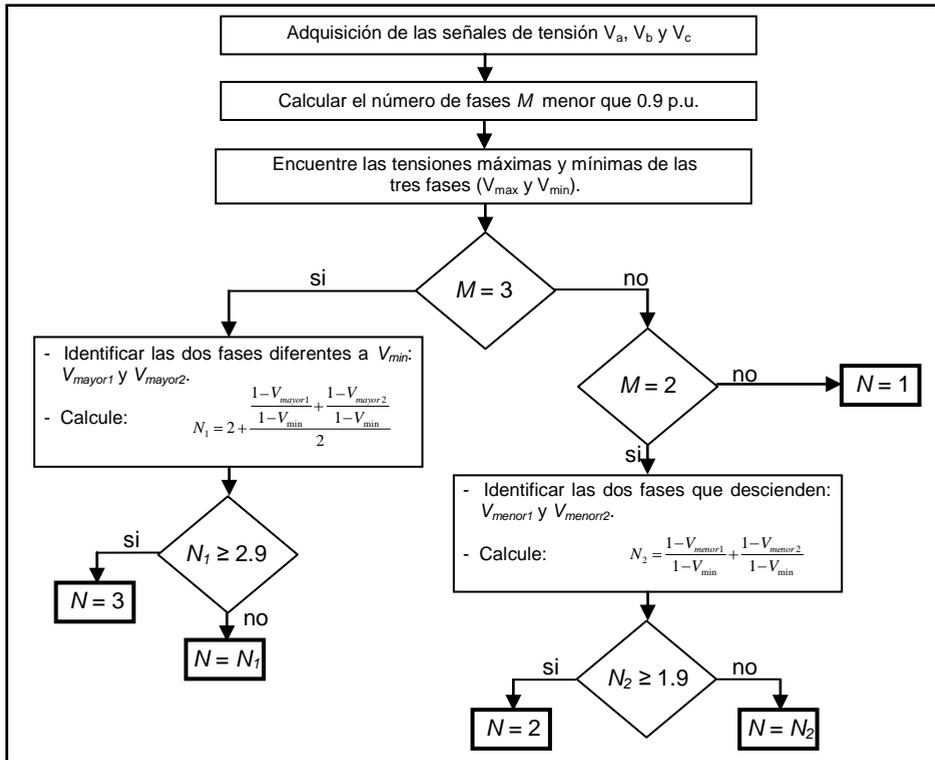


Figura 30. Diagrama de flujo para la evaluación de huecos de tensión.

### 3.5.2 Clasificación de registros reales a partir de la clasificación fasorial y la nueva metodología de evaluación propuesta

En esta sección se implementa la metodología de clasificación fasorial con el fin de contrastarla con la metodología de evaluación propuesta. Las razones por la que se ha tomado como punto de referencia la clasificación fasorial son las mismas que se expresaron en la sección 3.3.

En la tabla 3 del anexo 2, se muestran distintos tipos de huecos, registrados en la red de baja tensión del sistema de potencia eléctrico español, los cuales se clasifican por medio de la metodología de clasificación fasorial (ver la tabla 2) [25], y por la nueva metodología propuesta en la sección 3.5.1 anterior.

En la tabla mencionada se observa que hay unos huecos que se ajustan muy bien a los de la clasificación fasorial (cómo el caso de los huecos 1, 3, 4, 8, 9, 12 y 13), pero hay otros que sólo se aproximan a esta clasificación (como los huecos 6, 7, 10

y 11) y, más aún, otros que no corresponden a ningún tipo de hueco de los dados en dicha clasificación (como los huecos 2, 5, 14 y 15). Las razones por las que aparecen toda esta gama de tipos de huecos son las expuestas en la sección 3.4.2. No obstante, con la nueva metodología cada hueco tiene un valor asignado y se superan, por una parte, las subjetividades generadas a la hora de clasificar algunos tipos de huecos y, por otra parte, la incapacidad de clasificar otros tipos de huecos de las cuales adolece la metodología de clasificación fasorial. Pues con frecuencia aparecen huecos para los que muchas veces no se sabe con certeza si se deben clasificar como tipos F o D (como los huecos 6, 10 y 11 de la tabla 3 del anexo 2); o como tipos C o G; o, muchas veces por magnitudes, como A o F; además de aquellos que no encajan en ninguna de las clasificaciones dadas por la metodología mencionada como los huecos 2, 5, 14 y 15 de la misma tabla.

Otro aspecto importante que se puede recoger de esta tabla, que ya se había comentado en el paso 6 de la sección 3.5.1, es que para huecos como 5 y 7, donde caen dos fases, a pesar que el hueco 5 es más profundo presenta un valor para  $N$  menor. Esto se debe a que para esta nueva metodología de evaluación, si desciende el mismo número de fases, prima la que presente menor diferencia relativa entre las fases que descienden, la cual, para estos dos huecos mencionados, es más pequeña para el hueco 7 que para el 5. Lo mismo se puede observar para los huecos 12 y 14, en los que descienden tres fases.

Otro caso interesante, presentado en la misma tabla, es el correspondiente al hueco 2, el cual no ha podido ser clasificado mediante la clasificación fasorial. Sin embargo, para la nueva metodología planteada es un hueco de valor 1. Este resultado tan simple se debe a que en este hueco solo una fase cae por debajo del valor umbral de tensión. De manera similar ocurre para los huecos 5, 14 y 15.

En resumen, en esta tabla se ve que al aplicar la nueva metodología cada hueco tiene un valor simple y unívoco asignado ( $N$ ), superando los inconvenientes presentados por las metodologías existentes en la literatura y recogidas en la sección 3.3.

### **3.5.2.1 Resultados estadísticos y análisis**

Los resultados estadísticos de la clasificación de estos registros, para la base de datos de BT mencionada en la sección 3.2.1, para ambas metodologías, se recogen en la figura 31.

Hay que aclarar que, para poder aplicar la metodología de clasificación fasorial y eliminar las subjetividades que ella presenta, se ha tomado el siguiente escenario: las fases aparejadas son aquellas que presenten diferencias de magnitud, entre ellas,

no mayores a 0.02 p.u; las fases aparejadas “próximas” son aquellas cuya diferencia de magnitud está comprendida entre 0.02 y 0.04 p.u, y las fases no aparejadas son aquellas que presentan diferencias de magnitud superior a 0.04 p.u. Esta conclusión obedece al hecho que para la mayoría de los 1173 huecos de tensión analizados, el 76.6%, sus fases aparejadas no superan esta cantidad (0.02 p.u); mientras que para el 6.6% de los huecos, sus fases aparejadas están próximas (entre 0.02 y 0.04 p.u) y, finalmente, algo muy sorprendente es el hecho que el 16.9% de los huecos no pertenezca ni se aproxime a ninguno de los tipos de huecos de acuerdo a la clasificación fasorial. Es decir, todos aquellos cuyas tres fases presenten diferencias superiores a 0.04 p.u. Todo lo anterior se muestra en la figura 31a. en la figura 31b, se observa que todos los huecos están evaluados por medio de un valor asignado que está entre 1 y 3, tal y como se había mencionado.

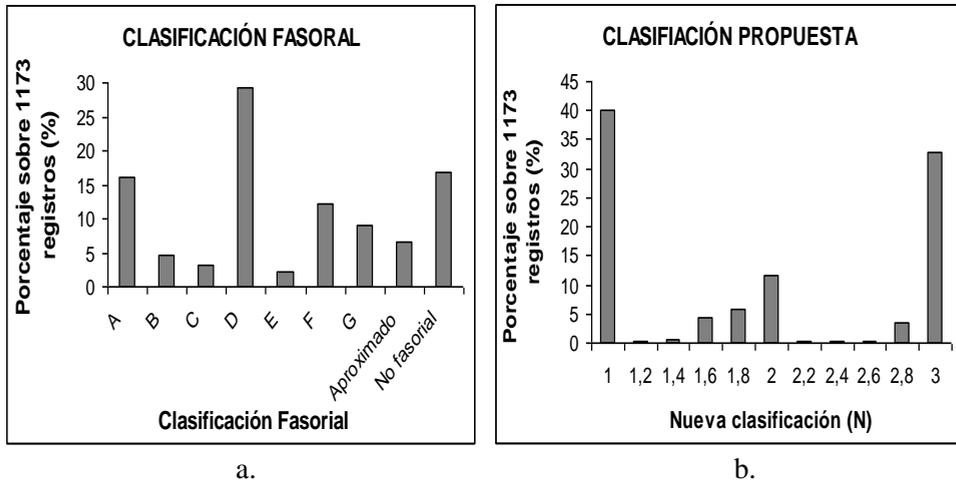


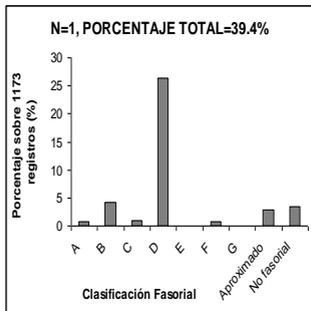
Figura 31. Porcentajes para cada tipo de hueco de acuerdo a: a) Metodología de clasificación fasorial; b) Nueva metodología propuesta.

De los porcentajes para cada tipo de hueco dada en la figura 31a, se puede ver que para la clasificación fasorial los huecos tipos D son los que más se presentan en BT, con un 29.2%, seguido por los huecos que no se pudieron clasificar mediante esta metodología, con el 16.9%, y los tipo A con un 16.1%. Los huecos que se aproximan a la clasificación fasorial, también tienen una participación, no despreciable, del 6.6%. Los que menos se presentan son los tipo E con una participación del 2.3%.

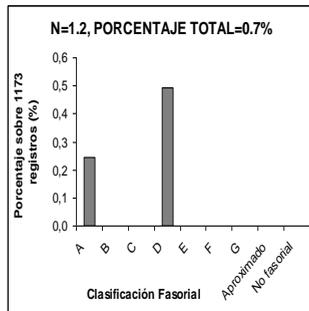
A diferencia de la metodología de clasificación fasorial, con la nueva metodología de evaluación propuesta, cuyos resultados están expresados gráficamente en la figura 31b, todos los huecos están clasificados por medio de un valor asignado. Se

puede apreciar claramente que los huecos que más se presentan son aquellos en los que desciende una sola fase, con el 40.1%, seguidos por los que presentan descensos iguales en las tres fases, con el 32.7%, y los que presentan descensos iguales en las dos fases, con el 11.5%. También se observa, como era de esperarse, que entre los valores enteros haya una cantidad no despreciable de huecos, los cuales presentan descensos desiguales en sus fases. Estos porcentajes son de un total de 11.3%, para cuando descienden dos fases desiguales, y 4.4% cuando descienden tres fases desiguales.

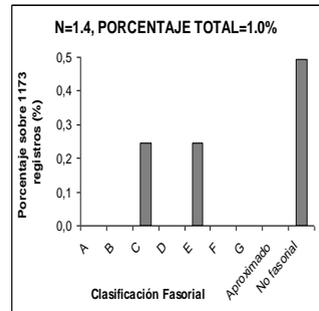
Otro punto de vista interesante es el que ofrecen las figuras 32 y 33, donde cada evaluación nueva obtenida es dividida en la clasificación fasorial que la conforma y viceversa, respectivamente.



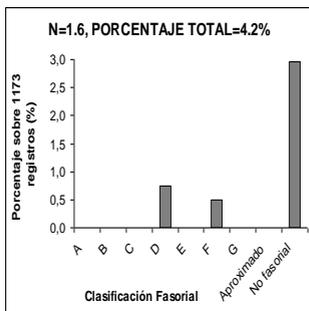
a.



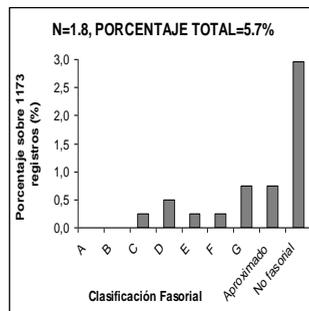
b.



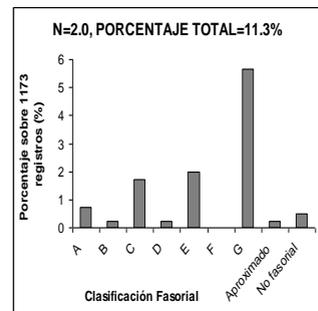
c.



d.



e.



f.

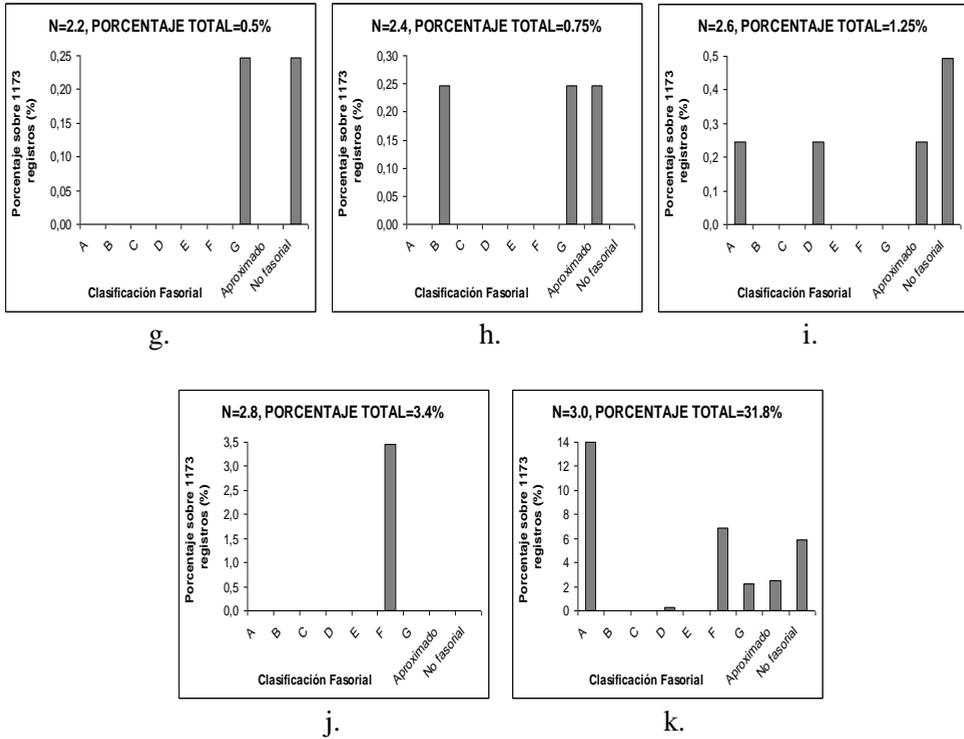
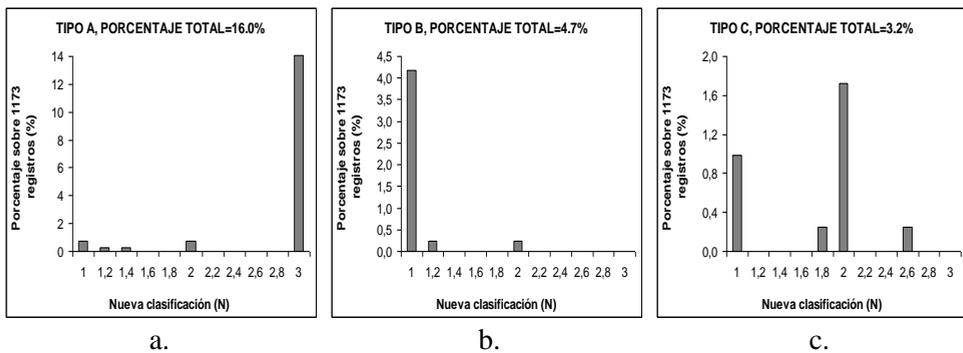


Figura 32. Descomposición de la nueva evaluación en la clasificación fasorial.



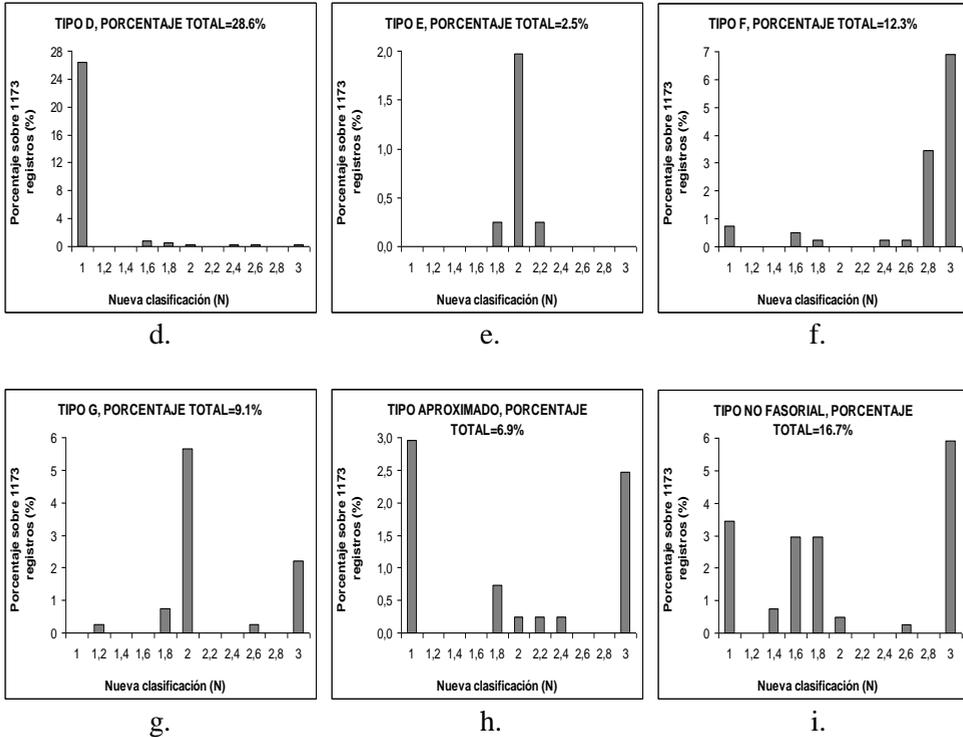


Figura 33. Descomposición de la clasificación fasorial en la nueva evaluación.

En la figura 32 se nota que la contribución más importante para cuando desciende una fase (N=1) lo hace el hueco tipo D (ver la figura 32a); mientras que cuando descienden tres fases iguales (N=3), la contribución más importante la hace el hueco tipo A (ver la figura 32k), lo cual era de esperarse si se tiene en cuenta que este tipo de huecos se debe a faltas trifásicas y, por tanto, han descendido iguales las tres fases; y para huecos donde descienden dos fases iguales (N=2), el aporte más relevante lo hace el hueco tipo G (ver la figura 32f). También se puede observar que cuando descienden dos fases desiguales (N entre 1.2 y 1.8) el aporte más importante lo hacen los huecos que no han podido ser clasificados por la clasificación fasorial, y cuando descienden tres fases desiguales (N entre 2.2 y 2.8) el aporte más importante lo hace el hueco tipo F (ver la figura 32j).

Invirtiendo el análisis anterior, como lo muestra la figura 33, la contribución principal a los huecos tipo A, F y “No fasorial” lo hacen los huecos para los que descienden tres fases iguales (ver los gráficos a, f e i de la figura 33). Por otra parte, se observa que para los huecos tipo B, D y “Aproximado”, la participación relevante lo hacen los huecos en los que solo ha descendido una fase (ver los gráficos b, d y h de la figura 33). Finalmente, se puede notar que el aporte más importante a los

huecos tipo C, E y G lo hacen los huecos en los que descienden dos fases iguales (ver los gráficos c, e y g de la figura 33).

En resumen, en la figura 33 se sigue manteniendo el comportamiento observado en la figura 31b, en el que los huecos donde descienden iguales tres, dos o una fase son los que contribuyen mayoritariamente. Sin embargo, aunque con menos relevancia, los huecos cuyas fases descienden desiguales también aportan a los huecos en la clasificación fasorial.

En definitiva, como se puede evaluar de los resultados obtenidos en este capítulo, la nueva metodología contempla todos los tipos de huecos sin excepciones, de manera unívoca, objetiva, clara y simple, los cuales clasifica asignándoles un valor correspondiente al “factor de fase”,  $N$ , y que permitirá implementarlo con facilidad en cualquier cálculo relacionado con el número de fases que descienden en huecos de tensión, como la obtención de índices de calidad.



## CAPÍTULO 4

---

### PROPUESTA DE ÍNDICES

---

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

Hasta el momento los índices planteados para huecos de tensión es un tema reciente que está en evolución (ver la sección 2.4). Adicionalmente, como desde el punto de vista del usuario, un hueco de tensión, causado por un cortocircuito en el sistema de potencia, puede ser tan perjudicial como una interrupción corta del suministro [2, 3], además de la liberación del mercado del sector eléctrico que ha forzado a que se mejore la calidad del suministro eléctrico, también como la necesidad de homogenizar los sistemas eléctricos, ha llevado a que en este trabajo se plantee unos índices de fiabilidad para huecos de tensión, con algunas características particulares diferentes a los encontrados en la literatura [2, 3, 9, 20, 29], con el fin de proporcionar una herramienta que permita regular esta perturbación y mejorar la calidad de la energía eléctrica suministrada a los usuarios.

Aunque muchos índices relacionados con huecos de tensión han sido definidos, todavía sigue siendo un tema controversial sobre el que queda mucho trabajo por realizar. Los índices que se plantean en este trabajo, a diferencia de muchos de los planteados en la literatura y recogidos en la sección 4 del estado del arte, sólo son para huecos de tensión y no para eventos que involucran la variación de la magnitud de la tensión como ondeajes de voltaje e interrupciones cortas. Más aún, los índices que se plantean serán con respecto a la magnitud, la duración y, lo más novedoso, tienen en cuenta la sensibilidad de los diferentes equipos respecto al número de fases que caen por debajo del valor umbral<sup>15</sup> y al factor de fase (propuesta en el capítulo anterior), a diferencia de los planteados en las referencias, y expuestas en el estado del arte, ya que varias investigaciones han demostrado que el comportamiento de los equipos sensibles a huecos de tensión dependen de esos parámetros mencionados [19, 25-27].

---

<sup>15</sup> El umbral de voltaje en este trabajo se tomará como el 90% del voltaje de referencia de acuerdo a la normativa expuesta en la sección 2.2.

En esencia, estos índices ayudarán a proporcionar unas “reglas de juego”, bajo las cuales los usuarios, las empresas suministradoras de energía y las entidades reguladoras de la energía eléctrica pueden llegar a un acuerdo sobre los valores que ellos puedan tener, de cara a homogenizar los sistemas eléctricos y minimizar el impacto de los huecos en los usuarios. Es importante tener en cuenta que estos valores dependerán, por supuesto, de las características de cada sistema de potencia en particular.

Finalmente, este capítulo seguirá la siguiente secuencia. En la sección 4.2 se plantean los índices propuestos para huecos de tensión, para lo cual se calcula un factor de hueco a partir de las magnitudes de las fases durante el hueco y del factor de fase  $N$  para ese hueco. También se tendrá presente la correlación que existe entre el comportamiento de los dispositivos sensibles a huecos de tensión y el factor de hueco, de algunos huecos de tensión seleccionados del estudio realizado en la referencia [25]. En la sección 4.3 se proponen los índices de sitio para huecos de tensión, tanto para la frecuencia con que aparecen como para el tiempo de duración de los descensos. En la sección 4.4 se proponen los índices de sistema a partir de los respectivos índices de sitio de la sección 4.3.

## 4.2 PLANTEAMIENTO DE LOS INDICES PARA HUECOS DE TENSIÓN

Después de evaluar los huecos de tensión por medio del factor de fase  $N$ , tal como se desarrolló en la sección 3.5, es importante encontrar algunos índices de huecos de tensión que estén relacionados con este factor de fase  $N$  o con la magnitud de las fases caídas. Hasta ahora se han planteado diversos tipos de índices para huecos de tensión (ver la sección 2.4), incluso, algunos muy complejos que tienen en cuenta el porcentaje de equipos sensibles a huecos de tensión (como el índice *ASIDI*), pero ninguno de ellos ha tenido en cuenta el factor de fase  $N$  y la magnitud de dichas fases; pues bien es sabido que los dispositivos alimentados por varias fases se comportan de manera diferente dependiendo de la caída de tensión que experimente cada fase [25, 27] y, además, porque desde el punto de vista de un dispositivo sensible a huecos de tensión, un hueco trifásico no equivale a tres huecos monofásicos, y viceversa. Esto se verá más detalladamente en los apartados siguientes. A continuación se hallará un factor generado por los dos parámetros mencionados, y que está fuertemente relacionado con el comportamiento de los dispositivos frente a huecos de tensión, el cual se llamará *factor de hueco (fh)*.

### 4.2.1 Cálculo del factor de hueco ( $fh$ )

Al producirse un hueco de tensión, además de estar asociado dicho hueco a un valor  $N$  (factor de fase), también hay una relación con la energía que se dejó de suministrar durante el hueco por las tres fases, la cual se obtiene partir de la suma de los cuadrados del descenso de voltaje de las tres fases, que se llamará aquí *factor de descenso cuadrático medio de voltaje*,  $F_{dcn}$ , cuya expresión es la siguiente:

$$F_{dcn} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 \left( -v_i^2 \right) \quad (57),$$

donde  $v_i$  es la magnitud de cada fase durante el hueco de tensión. Este factor podría intuirse como la “fuerza” de cada hueco de tensión. Cabe resaltar que el factor  $F_{dcn}$  está dado en por unidad, ya que los voltajes  $v_i$  también están dados en por unidad.

De acuerdo a la ecuación (57), entre más profundas sean las caídas de las fases mayor será el factor  $F_{dcn}$ . Por consiguiente,  $F_{dcn}$  sirve para diferenciar a dos huecos distintos que presentan el mismo  $N$ ; pero también puede ocurrir el caso que dos

huecos distintos presenten el mismo factor  $F_{dcm}$  y  $N$  diferentes, como se muestra en la tabla 16.

Tabla 16.

Ejemplo de huecos de tensión medidos en el sistema de potencia eléctrico español.

		Magnitud de fases (p.u)	Figura	$N$	$F_{dcm} (p.u)$
HUECO 1	Va	0.88		1	0.14
	Vb	0.95			
	Vc	0.95			
HUECO 2	Va	0.98		2	0.14
	Vb	0.90			
	Vc	0.90			
HUECO 3	Va	0.95		2	0.22
	Vb	0.85			
	Vc	0.85			
HUECO 4	Va	0.88		3	0.22
	Vb	0.88			

	Vc	0.88		
--	----	------	--	--

En esta tabla se presentan cuatro tipos de huecos, medidos en el sistema eléctrico español. Como se observa en los casos dados en dicha tabla, cuando los huecos presentan igual  $N$ , calculada de acuerdo a las ecuaciones (55) y (56), arrojan valores diferentes para el factor  $F_{dcm}$  y viceversa.

Finalmente, se requiere de un factor que tenga en cuenta tanto el factor de fase ( $N$ ) como la profundidad de cada una de ellas ( $F_{dcm}$ ), este factor es llamado *factor de hueco*,  $fh$ , y su expresión es:

$$fh = N * F_{dcm} \tag{58}$$

El factor  $fh$ , de acuerdo a la definición de hueco de tensión dado en la norma EN 50100, presenta los siguientes valores límites:

$$fh = \begin{cases} 0.0633, & \text{cuando } Va = Vb = 1 \text{ p.u.}, Vc = 0.9 \text{ p.u.} \\ 3, & \text{cuando } Va = Vb = 0 \text{ p.u.}, Vc = 0.01 \text{ p.u.} \end{cases} \tag{59}$$

De acuerdo a la expresión (59), el factor  $fh$  contiene todo un espectro continuo de valores que están entre 0.0633 p.u y 3 p.u. Este rango de valores incluye todos los posibles tipos de huecos, siendo mayor el factor  $fh$ , cuanto más “crítico” sea el hueco (es decir, cuantas más fases desciendan y mayor profundidad tenga los descensos).

Desde el punto de vista de los dispositivos sensibles a huecos de tensión, este rango de valores tiene sentido porque cuando existe una caída leve ( $Va=Vb=1$  p.u y  $Vc=0.9$  p.u) los dispositivos no suelen sufrir alteraciones [15, 16] y esto puede cuantificarse con un  $fh$  muy pequeño (0.0633); mientras que para huecos muy profundos y de muchas fases caídas ( $Va=Vb=0$  y  $Vc=0.01$  p.u), los dispositivos presentan grandes alteraciones en su comportamiento, incluso desconexiones y hasta daños en los mismos, lo cual debe asociarse a un valor grande de  $fh$  (3). En la tabla 17 se presentan estos rangos de valores para  $fh$ , además del rango de valores para  $N$ , y  $F_{dcm}$ , especificando cuando descenden 1, 2 y 3 fases por debajo del valor umbral de voltaje.

En la figura 34 se muestra gráficamente el rango de valores para  $fh$ . Es importante resaltar de esta figura que estos rangos de valores se solapan dependiendo del número de fases caídas. Esto es debido a que en medio de los límites están incluidas todas las profundidades posible de las fases caídas y no caídas (las fases “no caídas”, o que no descenden por debajo del umbral de voltaje, se tienen en

cuenta porque ellas también pueden variar su magnitud entre 0.9 p.u y 1.0 p.u, lo cual incide en el cálculo de  $F_{dcm}$  y, por tanto, en el del  $fh$ ).

Tabla 17.  
Rango de valores para  $N$ ,  $F_{dcm}$  y  $fh$ .

			MAGNITUD DE FASES (p.u)	$N$	$F_{dcm}$ (p.u)	$fh$
Descenso de una fase.	Límite inferior	Va	1.0	1	0.0633	0.0633
		Vb	1.0			
		Vc	0.9			
	Límite superior	Va	0.901	1	0.459	0.459
		Vb	0.901			
		Vc	0.0			
Descenso de dos fases.	Límite inferior	Va	1.0	2	0.127	0.253
		Vb	0.9			
		Vc	0.9			
	Límite superior	Va	0.901	2	0.725	1.459
		Vb	0.0			
		Vc	0.0			
Descenso de tres fases.	Límite inferior	Va	0.9	3	0.19	0.57
		Vb	0.9			
		Vc	0.9			
	Límite superior	Va	0.0	3	1	3
		Vb	0.0			
		Vc	0.01			

El solapamiento entre los rangos, visto en la figura 34, sugiere que hay huecos en los que descienden menos fases, por debajo del valor umbral de voltaje, cuyo impacto en los dispositivos puede ser peor (mayor  $fh$ ) que para algunos donde descienden más fases, debido a que las fases que descienden en los primeros son de mayor profundidad que la que descienden en los segundos, lo cual puede provocar mayores efectos negativos en los dispositivos sensibles a huecos de tensión.

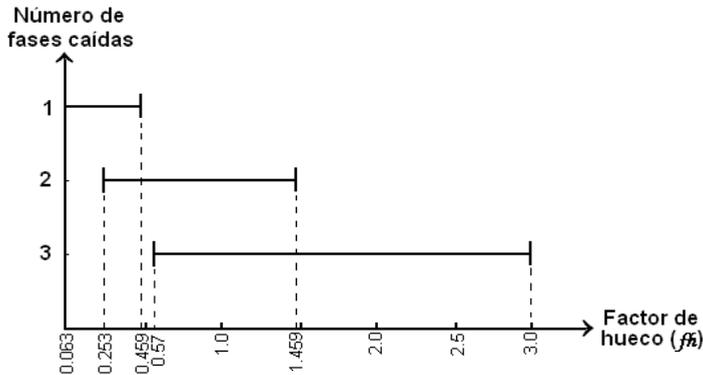


Figura 34. Valores límites entre los que varía  $fh$  para diferentes fases caídas.

Con el fin de evaluar si existe o no relación entre el factor  $fh$  y el cambio en las variables más relevantes de algunos dispositivos sensibles a huecos de tensión. A continuación se estudiará, a manera de ejemplo, el comportamiento de algunos equipos sensibles a huecos de tensión frente a este factor  $fh$ . El funcionamiento de estos elementos ya ha sido revisado en la sección 2.5.

#### 4.2.2 Elementos de cómputo, electrónicos y de control

En la sección 2.5.2 se vio que estos equipos son alimentados por un voltaje monofásico. El voltaje en la etapa  $dc$  dependerá del voltaje en la fase que lo alimenta. El comportamiento del voltaje de la barra  $dc$  frente a un hueco de tensión se mostró en la figura 13 y se reproduce en la figura 35.

Las curvas *CBEMA* e *ITIC*, dadas en las figuras 5 y 6, muestran el comportamiento de los ordenadores frente a huecos de tensión. De este comportamiento, y el de la figura 35, se puede deducir que los equipos electrónicos monofásicos se ven afectados directamente por el descenso de la tensión. Estos elementos de cómputo se ven afectados por el descenso del voltaje, en la fase que los alimenta, de igual manera que son afectados los dispositivos de control de velocidad  $ac$  por huecos trifásicos. Por consiguiente, el factor de hueco para este elemento será el mismo que el que se obtendrá para los dispositivos de control  $ac$  frente a huecos trifásicos, en la sección 4.2.3.

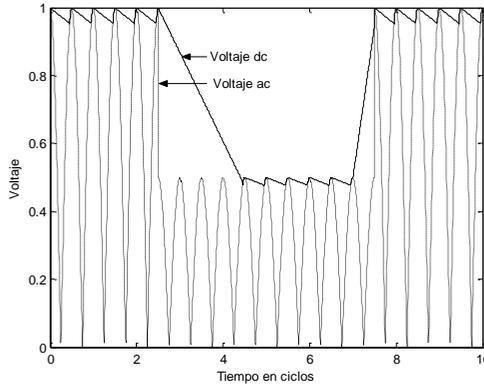


Figura 35. Efecto de un hueco de tensión monofásico sobre el voltaje de la etapa de continua  $V_{dc}$  en un elemento de cómputo [25].

Por otra parte, para aquellos dispositivos que están conectados a varias fases el efecto varía dependiendo de cuantas fases presenten caídas de tensión. En las secciones siguientes se estudiarán estos tipos de dispositivos junto con el efecto provocado por el descenso de varias fases.

### 4.2.3 Dispositivos de control de velocidad de ac

El funcionamiento de estos dispositivos ha sido descrito de manera cualitativa en la sección 2.5.3 del estado del arte.

De acuerdo a lo establecido en la sección mencionada, y como se verá a continuación, el voltaje en la barra de continua  $V_{dc}$  dependerá del tipo de hueco de la tensión a la entrada.

#### 4.2.3.1 Huecos trifásicos balanceados

Los huecos balanceados trifásicos son generados por las faltas trifásicas a tierra. Muchos disparos de dispositivos *ac* son debido al bajo voltaje en la etapa de continua *dc*. El disparo o mala operación del controlador o inversor PWM (ver la figura 14) no opera apropiadamente cuando el voltaje es muy bajo. Este disparo lo puede ejecutar la protección de bajovoltaje conectada en la barra de continua.

El voltaje de la barra de continua es normalmente obtenido a partir de los tres voltajes de entrada *ac* a través de un diodo rectificador. Cuando el voltaje en el lado *ac* cae, el rectificador parará su conducción y el inversor PWM será

alimentado por el capacitor conectado a la barra  $dc$ . Una tolerancia de voltaje mejorada de un dispositivo de ajuste de velocidad se puede lograr bajando el umbral de voltaje de la protección de bajo voltaje de la barra de continua.

El voltaje de la barra  $dc$  durante un hueco balanceado en las tres fases se comporta de la misma manera que el voltaje de la barra  $dc$  para un ordenador, tratados en la sección 4.2.2. Por lo tanto, el voltaje en esta etapa durante el hueco trifásico balanceado es el mismo que el de los huecos monofásicos dados en la ecuación (28) y vuelven a retomar en la ecuación (60).

$$V \cong V_0 \left( 1 - \frac{P}{CV_0^2} t \right) \quad (60)$$

Para esta expresión, al igual que para la ecuación (28), se ha asumido una potencia de carga constante  $P$ . Esta potencia constante corresponde asumir un inversor ideal: no hay caída de voltaje en los terminales del motor y no incrementa las pérdidas durante el hueco.

El comportamiento del dispositivo de ajuste de velocidad  $ac$  frente a huecos trifásicos balanceados se puede ver en la figura 35, ya que es el mismo que para los ordenadores personales. Sin embargo hay que tener en cuenta que para los dispositivos  $ac$  han caído las tres fases, mientras que para los elementos de cómputo solo es necesario que caiga la fase que los alimenta, esto hace que el factor de hueco  $fh$  no sea el mismo para ambos. Dicho factor se cuantificará más adelante para estos dispositivos de  $ac$ .

#### 4.2.3.2 Huecos trifásicos desbalanceados

En operación normal el voltaje de la barra  $dc$  se suaviza por la capacitancia conectada a esa misma barra. Con un rectificador monofásico el capacitor solo se carga dos veces en un ciclo, mientras que con un rectificador trifásico se carga seis veces en un ciclo.

Tal y como lo muestran los estudios dados en las referencias [25, 27], los huecos más comunes experimentado por una carga trifásica son los tipo A, C y D (ver la tabla 2).

##### - Huecos tipo C

El comportamiento del voltaje de la barra  $dc$ , y también del dispositivo de ajuste de velocidad  $ac$ , es completamente diferente en presencia de un hueco desbalanceado

que para un hueco balanceado. La gráfica superior de la figura 36 muestra los voltajes en los terminales del dispositivo para un hueco tipo C. Aquí se presenta una caída de voltaje en las dos fases (66.1%), mientras una fase no cae (100%). El efecto de este hueco trifásico desbalanceado se muestra en la gráfica inferior de la figura 36.

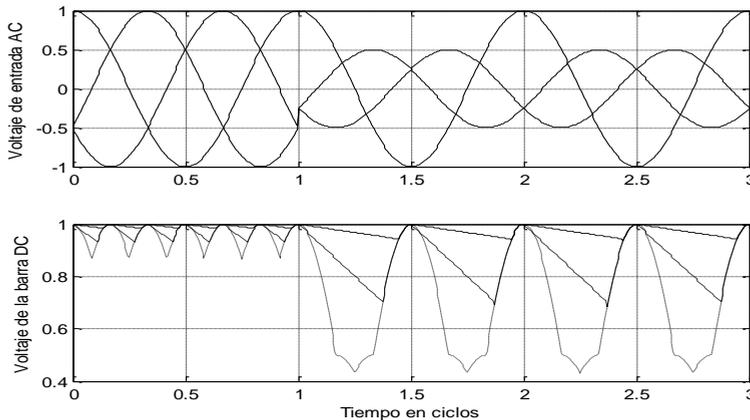


Figura 36. Voltaje durante un hueco trifásico desbalanceado tipo C: voltaje del lado *ac* (arriba) y voltaje del lado *dc* (abajo) para grandes capacitores (línea continua), pequeño capacitor (línea discontinua) y sin capacitor (línea punteada) [25].

En la gráfica anterior se observa que aún para la capacitancia pequeña, el voltaje de la barra *dc* no cae por debajo del 70%. Para la capacitancia grande, a duras penas se desvía de su valor de operación normal. En el último caso, el dispositivo nunca actuará frente a un hueco tipo C, sin importar cuanto caiga la magnitud del hueco en el lado *ac*. Como una fase se mantiene en su valor de prefalla, el rectificador trifásico simplemente opera como un rectificador monofásico durante el hueco de tensión. La caída en el voltaje de barra *dc* es simplemente moderada. El comportamiento inicial se mantiene idéntico al de huecos balanceados. La diferencia principal es que el voltaje de la barra *dc* se recupera después de medio ciclo. Esto es debido a que una fase se mantiene en su valor nominal de voltaje.

#### - Huecos tipo D

Para un hueco tipo D, todas las tres fases caen en voltaje, como lo muestra la figura 37. Luego, no hay una fase que mantenga su magnitud nominal que pueda conservar alto el voltaje de la barra *dc*. Afortunadamente la caída en el voltaje es moderado por dos de las tres fases. Aún para una falta en los terminales, donde el voltaje en una fase cae a cero, el voltaje en las otras fases no cae por debajo de

$\frac{1}{2}\sqrt{3} = 86\%$  [37]. En la figura 37 se ve este efecto en la barra *dc*. El voltaje en esta barra de continua alcanza un valor ligeramente por debajo del valor pico del voltaje en las dos fases con caída moderada. De nuevo el efecto del hueco sobre el voltaje de la barra *dc*, y luego sobre la velocidad y el par del motor, es mucho menos que para un hueco balanceado.

Como se ha visto, huecos diferentes afectan de manera diferente al dispositivo de ajuste de velocidad, lo cual implica que el factor de hueco es variable dependiendo del factor de fase *N* y de la magnitud de la caída de las fases.

Los valores de voltaje de la barra *dc* para los tres tipos de huecos trifásicos (A, C y D) junto con los de *N*,  $F_{dc}$ , *fh* y la correlación entre *fh* y el voltaje en la barra *dc*, para ambos tamaños de capacitancia, se recogen en la tabla 18. En esta tabla se puede observar que existe una muy alta correlación entre el factor de hueco y el cambio del voltaje de la etapa de continua del dispositivo *ac*.

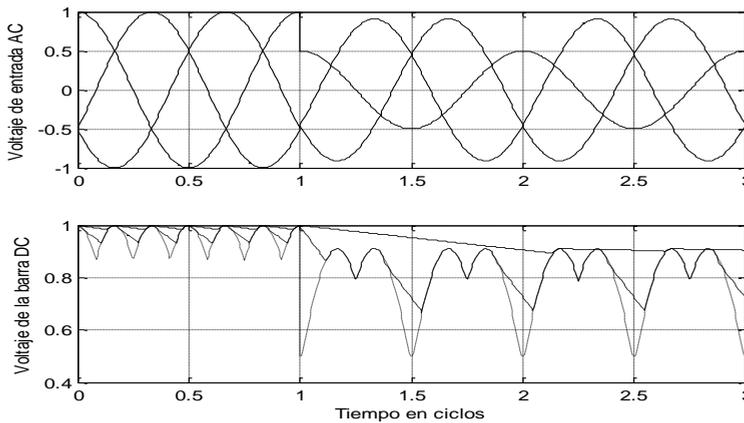


Figura 37. Voltaje durante un hueco trifásico desbalanceado tipo D: voltaje del lado *ac* (arriba) y voltaje del lado *dc* (abajo) para grandes capacitores (línea continua), pequeño capacitor (línea discontinua) y sin capacitor (línea punteada) [25].

Tabla 18.

Valores del factor de amplificación para el voltaje de la etapa de continua del dispositivo de control de velocidad *ac*.

Hueco	Desbalanceado	Desbalanceado	Balanceado
Tipo	C	D	A

Voltaje de entrada ac (p.u)	Va	1.0	0.5	0.4
	Vb	0.66	0.90	0.4
	Vc	0.66	0.90	0.4
Voltaje de la etapa dc (p.u) para el condensador grande.		0.95	0.88	0.4
Voltaje de la etapa dc (p.u) para el condensador pequeño.		0.72	0.67	0.4
$N$		2	3	3
$F_{dc}$ (p.u)		0.38	0.38	0.84
$f_h$		0.76	1.14	2.52
Correlación entre $f_h$ y $V_{dc}$ (%)	Condensador grande.	99.6		
	Condensador pequeño.	99.8		

#### 4.2.4 Dispositivos de control de velocidad dc

En la sección 2.5.4 se describió muy rápidamente el principio de funcionamiento de estos dispositivos. A continuación se estudiarán los efectos de los tipos de huecos sobre ellos.

##### 4.2.4.1 Huecos trifásicos balanceados

Un hueco trifásico balanceado conduce a transitorios más complejos en el motor *dc* que en los motores *ac*, produciendo un nuevo estado estable a la misma velocidad que la original. Sin embargo, el nuevo estado estable raramente se alcanzará. Cada vez existen más dispositivos que disparan mucho antes, principalmente debido a la intervención de algunos tipos de protección en los convertidores de electrónica de potencia. El nuevo estado estable sólo se logrará para huecos poco profundos de gran duración.

De acuerdo a la ecuación (34) la velocidad del motor es proporcional a la relación del voltaje de armadura y el voltaje de campo. El hueco de tensión en todas las tres fases hace que los voltajes de armadura y de campo caigan la misma cantidad; luego la velocidad se mantiene igual. El modelo dado por la ecuación (34) desprecia los efectos transitorios, los cuales son principalmente debido a la inductancia del devanado del motor y a la inercia de la carga. Un modelo del motor *dc* valido para transitorios es mostrado en la figura 38, donde  $L_a$  y  $L_f$  son las inductancia de armadura y de campo, respectivamente.

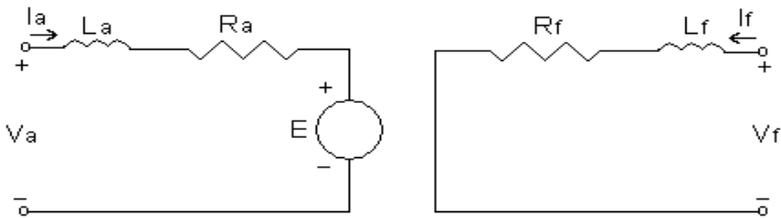


Figura 38. Circuito equivalente para un motor *dc* durante transitorios [58].

Asumiendo que ni el sistema de control ni la protección intervienen, se puede decir que:

- Debido al hueco de tensión, el voltaje en el lado *ac* del rectificador del devanado de campo caerá (ver la figura 13). Esto conducirá a un decaimiento en la corriente de campo. La velocidad de decaimiento se determina por la cantidad de energía almacenada en la inductancia y en la capacitancia. Generalmente, el capacitor dará la constante de tiempo dominante, pudiendo expresarse la corriente de campo como sigue:

$$I_f \approx I_{f0} \left( 1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad (61)$$

donde  $I_{f0}$  es la corriente inicial y  $\tau$  es la constante de tiempo de decaimiento de la corriente de campo. De acuerdo a la ecuación (61), la corriente de campo no cae a cero, pero la disminución parará cuando el voltaje de campo alcance la amplitud del voltaje *ac* de nuevo. Para una caída de voltaje del 20% la corriente de campo también caerá el 20%. Esto es una situación similar a la discutida en la sección 4.2.3.1. La única diferencia es que, en este caso, la carga es una impedancia constante en lugar de una potencia constante.

- El hueco de tensión conduce a una caída directa en el voltaje de armadura, el cual conlleva a un decaimiento en la corriente de armadura. Esto último es, algunas veces, diferente a la caída de la corriente de campo. La corriente de armadura se genera por la diferencia entre el voltaje de armadura y la *FCEM* (Fuerza Contra Electromotriz) inducida. Como esta diferencia es un porcentaje muy bajo, el cambio en la corriente de armadura puede ser muy grande. De la figura 38 se obtiene la siguiente ecuación diferencial para la corriente de armadura  $I_a$ :

$$V_a = L_a \frac{dI_a}{dt} + R_a I_a + E \quad (62)$$

La solución, con  $I_0$  la corriente de armadura en el tiempo cero, es

$$I_a = \frac{V_a - E}{R_a} + \left( I_0 - \frac{V_a - E}{R_a} \right) e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (63)$$

donde  $V_a$  es el voltaje de armadura durante el hueco, y  $\tau = \frac{L_a}{R_a}$ . El efecto de una caída en el voltaje de armadura hace que la corriente caiga hacia un gran valor negativo  $(V_a - E)/R_a$ .

Para este dispositivo de control de velocidad *dc* no se cuenta con datos reales como en el caso anterior (sección 4.2.3.1), por lo que se han obtenido algunos datos a partir de simulaciones dada en la bibliografía [25].

Estas simulaciones se han desarrollado para cuantificar el comportamiento descrito antes. Los resultados son mostrados en la figura 39. El dispositivo simulado fue configurado como lo muestra la figura 16, con un rectificador trifásico para alimentar el devanado de armadura y un rectificador monofásico para alimentar el devanado de campo. El dispositivo se operó a velocidad nominal, con ángulo de disparo cero para los rectificadores. En este sistema la constante de tiempo es de 100 ms, tanto para el devanado de armadura como para el devanado de campo. El voltaje de suministro es de 660 V, con una potencia de pre-hueco de 10 kW y una velocidad de 500 rpm. El momento de inercia de la carga del motor es de 3.65 kgm/s<sup>2</sup>. El par de carga es proporcional a la velocidad. Las simulaciones se desarrollaron solucionando la ecuación diferencial con el método de aproximación paso a paso. El voltaje del hueco es del 80% en todas las tres fases durante 500 ms (30 ciclos). Las gráficas de la figura 39 muestran dos ciclos de prefalla, treinta ciclos durante la falla y 88 ciclos de postfallo.

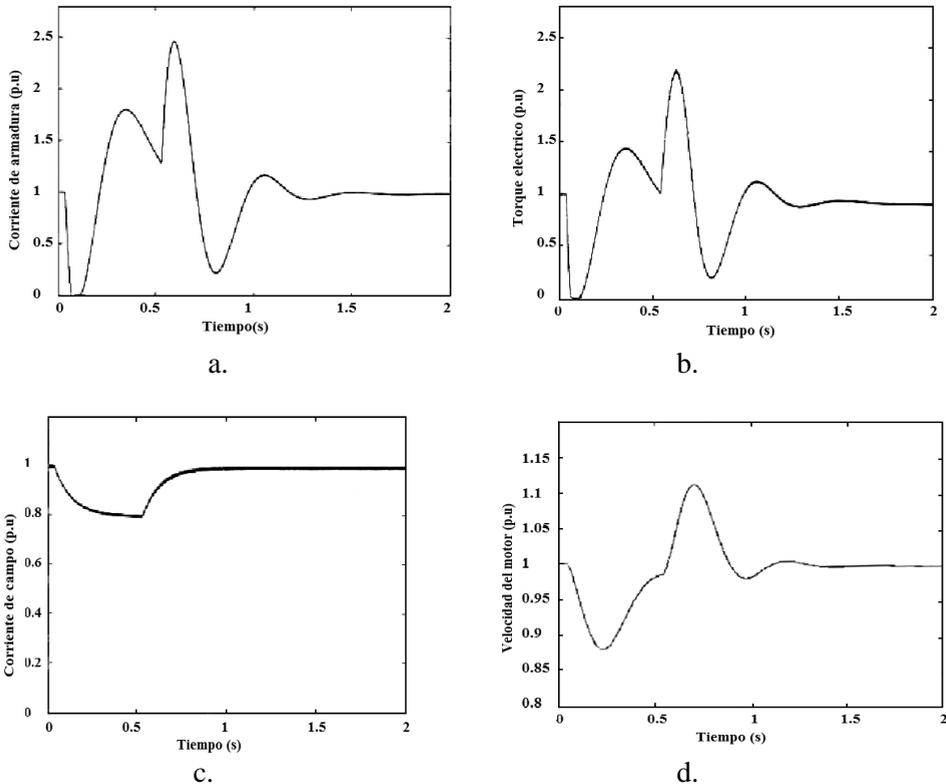


Figura 39. Comportamiento del motor *dc* frente a un hueco balanceado trifásico del 80%. a) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor [25].

A partir de las gráficas dadas en la figura 39 se extraen los datos expresados en la tabla 19, en la cual, junto con los datos obtenidos para los huecos desbalanceados, se obtendrá el factor de hueco para este dispositivo.

#### 4.2.4.2 Huecos trifásicos desbalanceados

Uno de los efectos de los huecos desbalanceados sobre los dispositivos de control de velocidad *dc* es que los voltajes de armadura y de campo no caen la misma cantidad. Durante un hueco trifásico, el rectificador monofásico probablemente dará un voltaje de salida diferente al rectificador trifásico. Si el voltaje de campo cae más que el de armadura, la nueva velocidad de estado estable podría ser mayor que la original. Sin embargo, inicialmente las corrientes de armadura y de campo decrecen, conduciendo a una disminución del par y de la velocidad. La recuperación más lenta de la velocidad tiene lugar cuando el voltaje de campo se

mantiene constante. La fuerza contraelectromotriz (*FCEM*) sólo empieza a caer cuando la velocidad decrece. La corriente de armadura se mantiene en cero más tiempo que lo que dura el voltaje de campo constante. En este caso se puede presentar cualquiera de las siguientes dos posibilidades:

- Si el voltaje de campo cae más que el voltaje de armadura, la *FCEM* rápidamente será menor que el voltaje de armadura, conduciendo a un incremento en la corriente de armadura. También la nueva velocidad de estado estable es mayor que la velocidad de prefallo. La sobrecorriente en el devanado de armadura y la sobrevelocidad son el principal riesgo.
- Si el voltaje de campo cae menos que el voltaje de armadura, el decaimiento de la corriente de armadura sólo se limitará por la caída en la velocidad del motor. Tomará un gran tiempo antes que el par motor se recupere. Como la nueva velocidad de estado estable es menor que la velocidad de prefallo, la baja velocidad llega a ser el principal riesgo.

Al igual que para los huecos balanceados descritos en la sección 4.2.4.1, los datos obtenidos han sido a partir de las mismas simulaciones, extraídas de la bibliografía [25]. Estas simulaciones se desarrollaron para la misma configuración del dispositivo que el caso anterior, pero en lugar de un hueco balanceado, unos huecos desbalanceados son aplicados al dispositivo. Los resultados para los dos huecos tipo D y C son mostrados en las figuras 40 y 41, respectivamente. Todos los huecos tienen una duración de 10 ciclos, una caída de magnitud de la fase más profunda del 50% y un salto de ángulo de fase de cero. En este caso el tipo de hueco se refiere al voltaje de línea y no al voltaje de fase. El rectificador se conecta en delta; así los voltajes de línea influyen más directamente sobre el comportamiento del dispositivo.

- *Hueco tipo I*: es un hueco tipo D con la caída de voltaje mayor en la fase en la cual el devanado de campo es alimentado. Luego, el voltaje de campo caerá al 50%. Los resultados para el hueco I son mostrado en la figura 40.
- *Hueco tipo II*: es un hueco tipo C con el devanado de campo alimentado de la fase sin caída de voltaje. Luego, el voltaje de campo se mantiene al 100%.

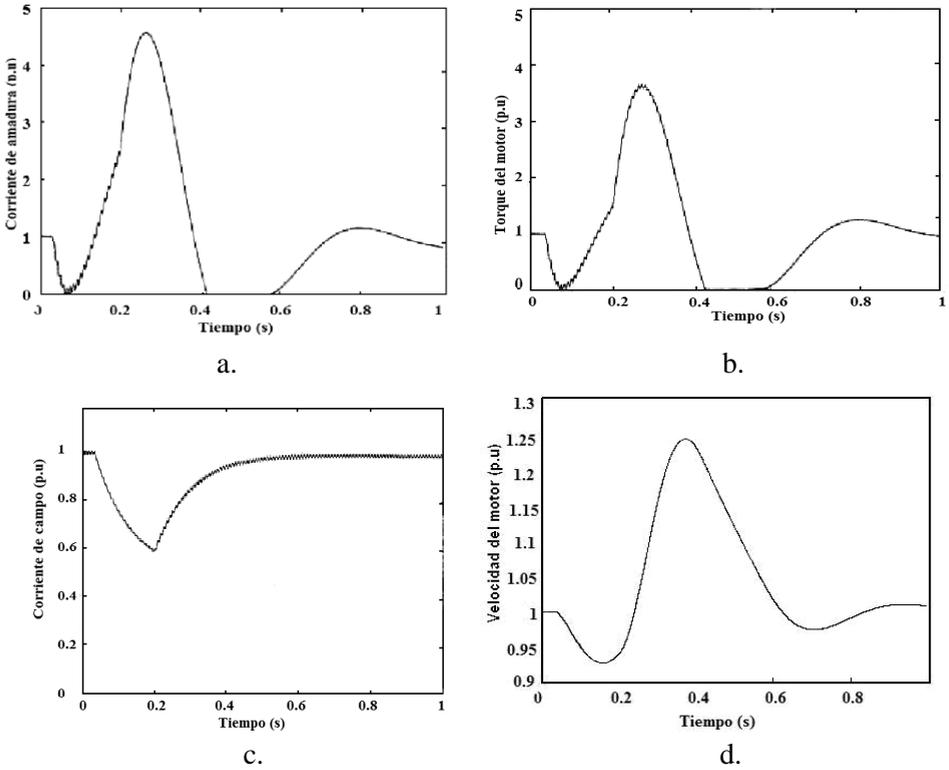
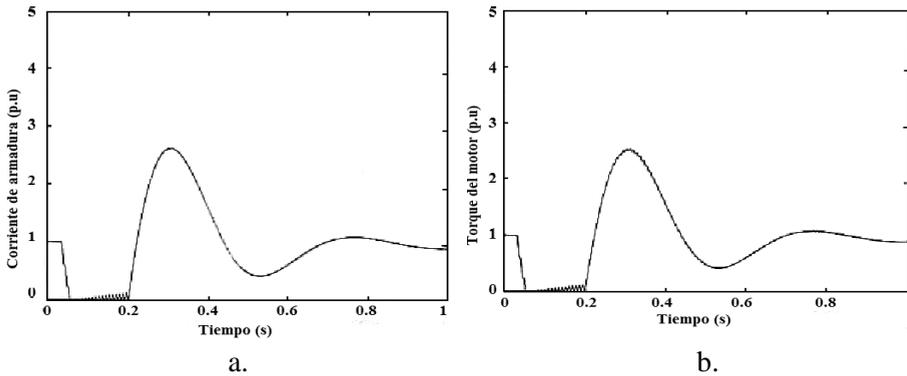


Figura 40. Comportamiento del motor *dc* frente a un hueco desbalanceado tipo D. a) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor [25].



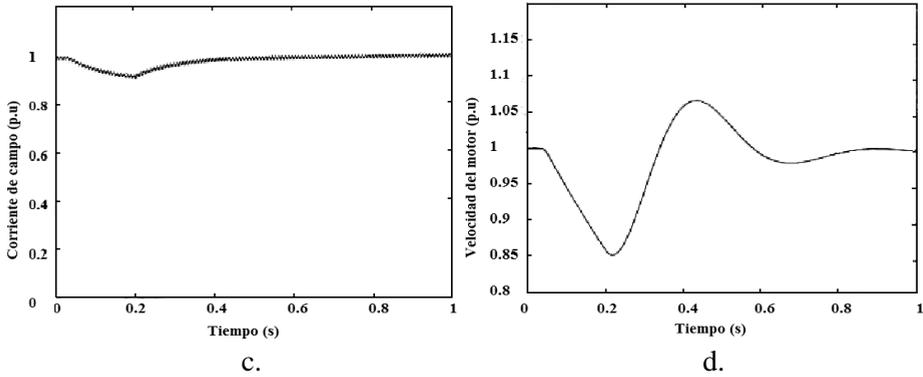


Figura 41. Comportamiento del motor *dc* frente a huecos desbalanceados tipo C. A) Corriente de armadura, b) Par eléctrico, c) Corriente de campo, d) Velocidad del motor [25].

En la tabla 19 se recogen los valores de los tres tipos de huecos planteados en esta sección (el hueco balanceado y los dos huecos desbalanceados) y su efecto sobre el dispositivo de control de velocidad *dc*.

Los valores para el factor de hueco, junto con los de *N* y  $F_{cdm}$ , se muestran en la tabla 20. Adicionalmente, en esta misma tabla, se dan los valores de correlación entre las diferentes variables que cambian y el factor de hueco.

Tabla 19.

Valores de los parámetros del motor para los cuatro tipos de huecos sobre el dispositivo de control de velocidad *dc*.

Hueco		Desbalanceado		Balanceado
		C	D	A
Tipo				
Voltaje de entrada <i>ac</i> (p.u.)	Va	1.0	0.5	0.8
	Vb	0.66	0.91	0.8
	Vc	0.66	0.91	0.8
Voltaje de campo (p.u.)		1.0	0.5	0.8
Corriente de campo (%)	min	100	59	78
	max	100	100	100
Corriente de armadura (%)	min	0	0	0
	max	229	460	248
Par del motor (%)	min	0	0	0
	max	225	367	229
Velocidad del motor (%)	min	85	93	88
	max	112	124	114

Tabla 20.

Cálculo de  $fh$  y de la correlación entre el cambio de algunas variables y  $fh$ , para la máquina  $dc$ , alimentada a través del dispositivo de control de velocidad  $dc$ .

Hueco		Desbalanceado		Balanceado
Tipo		C	D	A
Voltaje de entrada $ac$ (p.u)	Va	1.0	0.5	0.8
	Vb	0.66	0.90	0.8
	Vc	0.66	0.90	0.8
$N$		2	3	3
$F_{dc}$ (p.u)		0.38	0.38	0.36
$Fh$		0.76	1.14	1.08
Voltaje de Campo (p.u)		1.0	0.5	0.8
Correlación entre $fh$ y el voltaje de campo (%).		88.2		
Corriente de campo (p.u)	Mín.	1.0	0.59	0.78
Correlación entre $fh$ y la corriente de campo mínima (%).		94.5		
Corriente de armadura (p.u)	Máx.	2.29	4.6	2.48
Correlación entre $fh$ y la corriente de armadura máxima (%).		67.8		
Par del motor (p.u)	Máx.	2.25	3.67	2.29
Correlación entre $fh$ y el par máximo del motor (%).		64.1		
Velocidad del motor (p.u)	Mín.	0.85	0.93	0.88
Correlación entre $fh$ y la velocidad del motor máxima (%).		86.8		
Velocidad del motor (p.u)	Máx.	1.12	1.24	1.14
Correlación entre $fh$ y la velocidad del motor mínima (%).		73.6		

Como se puede ver de la tabla 20, las correlaciones obtenidas para las diferentes variables que cambian en el motor  $dc$ , alimentado a través del dispositivo de control de velocidad  $dc$ , no son tan altas como las obtenidas para el dispositivo de control de velocidad  $ac$ . La razón, como se había mencionado antes, es que hay una

componente de tipo estadístico muy importante, para el caso de huecos desbalanceados, sobre la posibilidad que existe de cuales son las fases que alimentan al campo en el motor *dc* y, dependiendo de cuales sean estas fases, pueden cambiar o no, considerablemente, los valores de las variables de la máquina *dc* y, en consecuencia, la correlación entre ellas y el *fh*. Afortunadamente, cada vez se usan menos este tipo de máquinas.

#### 4.2.5 Máquinas de ac

Estas máquinas ya han sido descritas cualitativamente en la sección 2.5.5. Por tanto, en esta sección solamente se analizará su comportamiento frente a huecos de tensión.

##### 4.2.5.1 Máquinas de inducción

Al producirse un hueco, suponiendo para simplificar, un par resistente constante:

- a) Si el nuevo par útil máximo es superior al resistente, el punto de funcionamiento, que por ejemplo era el P, ver la figura 17, pasa a encontrarse en la recta P-P<sub>1</sub>. La máquina de inducción (que normalmente actúa como motor y por eso se llamará motor en lo que sigue de este capítulo) sigue funcionando a una velocidad inferior y dando menos potencia útil, y en el caso que la duración del hueco lo permita, se alcanza en P<sub>1</sub> un equilibrio entre el par producido y el par-motor resistente. Esto sucede, normalmente, para huecos de tensión con profundidad inferior al 30% de la nominal.
- b) Si el par resistente es superior al nuevo par útil máximo, el motor de inducción se va frenando por falta de par. Cuanto mayor sea la profundidad y duración del hueco, mayor será la ralentización del motor.

Cuando se restablece la tensión, son posibles dos situaciones:

- Los contactores están abiertos y precisa rearmar los motores manualmente. Si el rearme se realiza de forma automática, este debe hacerse secuencial y adecuadamente para evitar corrientes excesivas, accidentes y daños en la instalación.
- Los contactores han permanecido cerrados, no se ha alcanzado el umbral de su apertura o están temporizados.

En este último caso:

- para la situación a), el punto de funcionamiento pasa a ser el  $P_2$ , si se ha alcanzado el equilibrio durante el hueco o, en cualquier caso, un punto entre  $P_2$  y P; requiriendo una intensidad inicial de 4 a 6 veces la nominal, si la perturbación fue del orden de 1 s. Luego el motor se acelera hasta alcanzar el punto P de funcionamiento a régimen.  
Cuando existen varios motores de cierta potencia bajo estas circunstancias, se puede producir una elevada demanda de corriente en la red que origine un nuevo hueco por la caída de tensión en las impedancias de la misma, que puede agravar el efecto del primero, u ocasionar un corte por sobreintensidad.
- Para la situación b), ocurre algo similar a la situación a), pero requiriendo una corriente inicial relativamente superior, que puede ser hasta de 8 veces la nominal, dependiendo de la velocidad residual de la máquina.
- Hay que tener en cuenta que en las dos situaciones anteriores no actúan los dispositivos de arranque del motor, por lo que la corriente inicial, al restablecerse la tensión, puede ser superior a la de arranque normal.

Para este trabajo se desarrolló la simulación de un motor de inducción utilizando el lenguaje de programación MATLAB®. Los parámetros del motor están dados en la tabla 21.

Tabla 21.  
Parámetros de la máquina de inducción y la máquina síncrona.

Tipo de máquina	Máquina de inducción	Máquina síncrona
Tipo de rotor	Jaula de ardilla	Polos salientes
Número de par de polos	- - -	2
Potencia nominal (MVA)	1.68	3.125
Voltaje Terminal nominal (V)	2400	2400
Voltaje de campo (p.u)	- - -	1.43
Potencia activa (MW)	1.52	0.5
Potencia reactiva (kVrms)	615	815
Potencia mecánica nominal (MW)	1.492 (2000 HP)	0.5
Par mecánico nominal (N.m)	7964	2658.2
Deslizamiento	$6.12 \times 10^{-3}$	- - -
Resistencia estator (Ohm)	$29 \times 10^{-3}$	$3.6 \times 10^{-3}$
Inductancia estator (H)	$0.6 \times 10^{-3}$	- - -
Reactancia síncrona de ejes directo y cuadratura (p.u)	- - -	1.56; 1.06
Reactancia síncrona transitoria de ejes directo y cuadratura (p.u)	- - -	0.3; 0.18
Reactancia síncrona subtransitoria de ejes directo y cuadratura (p.u)	- - -	0.18; 0.052

A continuación, en la tabla 22, se muestran los valores de corriente del estator y par para el motor después de experimentar cuatro tipos de huecos. Y en la misma tabla se muestran los valores para  $N$ ,  $F_{dcm}$  y  $fh$ , así como las respectivas correlaciones entre el cambio en las variables del motor y el factor de hueco.

Tabla 22.  
Cálculo de  $fh$  y de la correlación entre la magnitud de las variables y  $fh$ , para el motor de inducción.

Hueco		Desbalanceado			Balanceado
Tipo		B	C	D	A
Voltaje de entrada ac (p.u)	Va	0.95	1.0	0.82	0.61
	Vb	0.69	0.65	0.66	0.61
	Vc	1.0	0.67	0.82	0.61
$N$		1	1.97	2.61	3
$F_{dcm}$ (p.u)		0.21	0.38	0.41	0.63
$Fh$		0.21	0.75	1.07	1.89
Par electromagnético (p.u)		2.22	2.85	3.2	3.6
Correlación entre $fh$ y el par electromagnético (%).		97.2			
Corriente de estator mínima (p.u).		1.0	1.0	0.96	0.94
Correlación entre $fh$ y la corriente de estator mínima (%).		92.0			
Corriente de estator máxima (p.u).		3.0	3.62	3.8	4.2
Correlación entre $fh$ y la corriente de estator máxima (%).		97.0			

En la tabla 22, de nuevo, se vuelven a obtener valores de correlación muy altos entre el factor de hueco y el cambio de las variables. Lo cual indica que existe una fuerte relación lineal entre el descenso del hueco de tensión, cuantificado por  $fh$ , y el cambio en las variables de la máquina de inducción.

#### 4.2.5.2 Máquinas síncronas

El comportamiento frente a huecos de tensión de este tipo de motores depende de la profundidad del hueco, y podrán presentarse dos casos según sea el valor que corresponda a  $sen\delta_l$  en la ecuación (40).

- $sen\delta_l \leq 1$ .

La máquina seguirá funcionando con un ángulo  $\delta_l$  mayor que el nominal y consecuentemente, según el diagrama vectorial de la figura 19, con una

intensidad de fase mayor; pudiendo actuar, en su caso, la protección por sobre intensidad.

- $sen\delta_1 > 1$ .

En este caso, como el par motor es inferior al resistente, la máquina pierde el sincronismo y se desconecta de la red.

Para este caso, al igual que para el motor de inducción, se simuló el comportamiento de una máquina síncrona, actuando como generador, frente a cuatro tipos de huecos de tensión, utilizando el Lenguaje de Programación MATLAB®. En la tabla 21 anterior se dieron los parámetros de esta máquina. En la tabla 23 se muestran los valores para dos variables de la máquina que son afectadas por el tipo de hueco, a saber: voltaje en los terminales y de la potencia mecánica máxima del mismo; así como también se dan las magnitudes para  $N$ ,  $F_{dcm}$ ,  $fh$  y la correlación entre  $fh$  y las magnitudes de esas variables.

Tabla 23.

Cálculo de  $fh$  y de la correlación entre la magnitud de las variables y  $fh$ , para la máquina síncrona.

Hueco		Desbalanceado			Balanceado
Tipo		B	C	D	A
Voltaje de entrada ac (p.u).	Va	0.95	1.0	0.8	0.65
	Vb	0.69	0.65	0.68	0.65
	Vc	1.0	0.69	0.82	0.65
$N$		1	1.94	2.68	3
$F_{dcm}$ (p.u)		0.21	0.37	0.41	0.58
$Fh$		0.21	0.72	1.1	1.74
Voltaje terminal (p.u).		0.75	0.75	0.7	0.68
Correlación entre $fh$ y el voltaje terminal (%).		91.0			
Potencia mecánica máxima (p.u).		0.46	0.68	1.08	1.085
Correlación entre $fh$ y la potencia mecánica máxima (%).		91.5			

La tabla 23 muestra que las variables que se afectan en la máquina síncrona, también presentan una alta correlación con el factor de hueco.

En las tablas 18, 20, 22 y 23 se ha mostrado que existe una alta correlación entre el factor de hueco ( $fh$ ), planteado en este trabajo, y el comportamiento de los dispositivos sensibles a huecos de tensión. En consecuencia, esta fuerte correlación sugiere que este factor puede ser usado para indicar la presencia de dispositivos sensibles a huecos de tensión, lo cual puede lograrse incluyéndolo en la obtención de nuevos índices para huecos de tensión. Por lo anterior, y como no todas las cargas presentan la misma sensibilidad frente a los huecos, los índices planteados

en este trabajo se obtendrán ponderándolos con el factor  $fh$ . Estos índices también se calcularán para dos categorías: índices de sitio e índices de sistema. Este último se calcula a partir de un procesamiento estadístico del primero. En las siguientes secciones 4.3 y 4.4 se expondrán todos ellos.

### 4.3 ÍNDICES DE SITIO PARA HUECOS DE TENSIÓN

Los índices de sitios propuestos en el presente trabajo son dos: el primero da el número equivalente de huecos de tensión,  $NEH$ , y el segundo proporciona el tiempo equivalente de duración de los huecos de tensión,  $TED$ . Ambos se podrán calcular sobre un periodo de tiempo que suele ser mensual o anual.

#### 4.3.1 Número equivalente de huecos de tensión

La expresión planteada para este índice es la siguiente:

$$NEH = \sum_{i=1}^n fh_i \quad (64)$$

donde,  $n$  es el número total de huecos de tensión cuya tensión de, al menos, una de las fases haya descendido por debajo del 90% de la tensión de referencia ( $U_{ref}$ ) en el nodo donde se está midiendo y  $fh_i$  es el factor de hueco para el hueco  $i$ . Como ya se había expresado antes, este factor de hueco se incluye porque no es lo mismo para muchos dispositivos un hueco en el que cae una fase a otro donde caen dos o tres fases; como tampoco es lo mismo, para el dispositivo, si los descensos son de poca o de mucha profundidad. En síntesis, el valor del índice  $NEH$  depende de los valores del factor  $fh_i$ .

Como se puede notar, hay algunas diferencias marcadas entre el índice  $NEH$ , planteado en este trabajo, y los índices similares  $SARFI$  y  $ASIDI$  dado por las ecuaciones (14) y (17), respectivamente. En la tabla 24 se recogen estas diferencias y algunas ventajas y desventajas.

Finalmente, a la ecuación (64), cabe agregar que el índice  $NEH$  no pesará todos los huecos por igual, sino que, dependiendo de las características de cada hueco en particular, el índice lo valorará a partir de su  $fh_i$ , el cual va desde casi cero (para huecos poco profundos donde solo cae una fase) hasta 3 (para huecos muy profundos y donde caen las tres fases), tal y como se mostró en la tabla 17 y en la figura 34.

Tabla 24.  
Diferencias, ventajas y desventajas del índice *NEH* frente a los índices *SARFI* y *ASIDI*.

ÍNDICES DIFERENCIAS	NEH	SARFI	ASIDI	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Sólo provee el número de huecos.	Provee número de eventos: huecos, ondeajes de voltaje e interrupciones cortas.	Provee número de eventos: huecos, ondeajes de voltaje e interrupciones cortas.	<i>NEH</i> es un índice más simple.	---
2	Se mide por alimentador.	Se mide por cliente.	Se mide por alimentador.	Es más fácil y viable medir por alimentador	No todos los huecos medidos en el alimentador pasan a los clientes.
3	Supone implícitamente que todas las cargas alimentadas del nodo poseen elementos sensibles a huecos de tensión.  No necesita información sobre el comportamiento de estos frente a huecos de tensión, ni el porcentaje de equipos sensibles a	Supone que todas las cargas del cliente tienen el mismo grado de sensibilidad frente a huecos de tensión.	El nodo solo alimenta el porcentaje de cargas sensibles a huecos de tensión, lo cual lo hace por medio de los coeficientes $\alpha_{jk}$ y $t_k$ .	<i>NEH</i> provee un valor más práctico que el <i>SARFI</i> .  Tiene en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión sin requerir información adicional por parte de los clientes.	Puede sobredimensionar o subdimensionar el valor del índice en el caso en que no existan cargas sensibles a huecos que tengan un factor $fh$ mayor o menor que 1, respectivamente.

	huecos de tensión conectados a cada barra.				
--	--	--	--	--	--

### 4.3.2 Tiempo equivalente de descenso de tensión

Este tiempo es la duración total de las interrupciones que conduce a la misma pérdida de energía para una impedancia de carga que la que producen huecos de tensión de similar duración (a la misma impedancia de carga).

Para este tiempo equivalente se ha planteado la siguiente expresión:

$$TED = \sum_{i=1}^n fh_i * t_i \quad (65)$$

donde  $n$  y  $fh_i$  son los mismos que en la expresión (64), y  $t_i$ , según la norma CEI 61000-7-301, es el tiempo que la magnitud permanece por debajo del 90% de la tensión de referencia para la fase que más desciende.

Al igual que para el índice  $NEH$ , el  $TED$  también pondera diferente a cada hueco, dependiendo de las características de cada hueco en particular, a partir del factor  $fh_i$ .

Este tiempo equivalente es análogo a los índices  $SEI$  y  $ASTC$  dados por las ecuaciones (15) y (18); aunque existen algunas diferencias relevantes entre ellos. En la tabla 25 se dan estas diferencias junto con algunas ventajas y desventajas.

De acuerdo a las expresiones (64) y (65), no es necesario obtener información sobre el comportamiento de los diferentes tipos de dispositivos, instalados en el sistema, donde se requiera obtener estos índices frente a huecos de tensión; ya que el factor  $fh$  depende sólo de las características de cada hueco en particular, pero en el futuro se podría obtener una relación entre él y el comportamiento de los equipos sensibles a huecos de tensión puesto que, como se vio en la sección 4.2, existe una alta correlación entre ellos. Esta es una tarea ardua por la gran cantidad de equipos existentes y de las variables, de ellos, que pueden verse afectadas por los huecos de tensión. Pero en el futuro estos datos podrían ser suministrados por los fabricantes de estos equipos.

Tabla 25.

Diferencias, ventajas y desventajas del índice *TED* frente a los índices *SEI* y *ASTC*.

ÍNDICES DIFERENCIAS	TED	SEI	ASTC	VENTAJAS	DESVENTAJAS
1	Se mide por alimentador.	Se mide por alimentador.	Se mide por cliente.	Es más fácil y viable medir por alimentador.	No todos los huecos medidos en el alimentador pasan a los clientes.
2	<p>Supone implícitamente que todas las cargas alimentadas del nodo poseen elementos sensibles a huecos de tensión.</p> <p>No necesita información sobre el comportamiento de estos frente a huecos de tensión, ni el porcentaje de equipos sensibles a huecos de tensión conectados a cada barra.</p>	<p>Supone que todas las cargas alimentadas del nodo tienen el mismo grado de sensibilidad frente a huecos de tensión.</p>	<p>Tiene en cuenta el número de equipos que puedan soportar los huecos de tensión.</p> <p>Supone que todas las cargas tienen la misma sensibilidad frente a huecos de tensión.</p>	<p><i>TED</i> provee un valor más práctico que los del <i>SEI</i> y <i>ASTC</i>.</p> <p>Tiene en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión sin requerir información adicional por parte de los usuarios.</p>	<p>Puede sobredimensionar o subdimensionar el valor del índice en el caso en que no existan cargas sensibles a huecos que tengan un factor <i>fh</i> mayor o menor que 1, respectivamente.</p>

Los índices planteados *NEH* y *TED*, son índices simples de calcular, incluso más simples que muchos propuestos en la literatura, lo que los hace muy prácticos a la hora de cuantificar los huecos de tensión, al mismo tiempo que tienen en cuenta, implícitamente, la sensibilidad de los equipos frente a cada tipo de hueco. Estos índices de sitio pasan a ser índices de sistema utilizando procesos estadísticos tal y como se plantearán en la siguiente sección.

## 4.4 ÍNDICES DE SISTEMA PARA HUECOS DE TENSIÓN

Los índices de sistemas que se plantean, son a partir de los índices de sitio propuestos en la sección 4.3 anterior, y su obtención se logra en base a un desarrollo estadístico simple. A continuación se plantearán cada uno de ellos.

### 4.4.1 Índices de sistema para el número de huecos de tensión

Son varios los índices de sistemas, planteados en la literatura, para obtener el número de huecos; y todos son el resultado del proceso estadístico de sus índices de sitio respectivos. Generalmente son el promedio del índice de sitio, como es el caso del índice  $SARFI_{sistema}$ , dado en la ecuación (22); otro índice calcula el promedio ponderado de los índices de sitio, como en el caso del índice  $ASIDI$  para sistemas, dado en la ecuación (24). Para el caso del índice que se plantea aquí, se pretende dar más peso a los índices de sitio de mayor valor, por eso se considerará el *valor medio geométrico* para su cálculo, el cual está dado en la siguiente expresión:

$$NEH_{sistema} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N NEH_j^2} \quad (66)$$

donde  $N$  es el número de barras del sistema y  $NEH_j$  es el índice de sitio para la barra  $j$ .

Este índice, a diferencia de los planteados en la literatura y mencionados antes, siempre va a tener un valor mayor o igual al valor medio. La razón por la que se plantea el índice de esta manera, es porque en los sistemas siempre es mejor reflejar las barras, o sitios, que presenten índices mayores, debido a que son más críticas para los clientes en función de huecos de tensión y, por consiguiente, son sus índices los que deben predominar en el sistema.

### 4.4.2 Índices de sistema para el tiempo de duración de los huecos de tensión

Este índice también se obtiene, al igual que el índice  $NEH_{sistema}$ , a partir del cálculo del valor medio geométrico de los índices de sitio. Su expresión es la siguiente:

$$TED_{sistema} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N TED_j^2} \quad (67)$$

donde  $N$  es el número de barras y  $TED_j$  es el índice de tiempo para sitio en la barra  $j$ .

Este índice también genera un valor mayor que el de su homologo  $SEI_{system}$ , encontrado en la literatura y dado en la ecuación (23), lo cual se debe a que el primero es obtenido mediante el valor medio geométrico (ecuación (67)) y el último es obtenido a partir del promedio de los índices de sitio.

La razón por la que el cálculo del nuevo índice  $TED_{sistema}$  se plantea de esta manera, es la misma que la expresada para  $NEH_{sistema}$ , y es que los índices de sitios mayores deben tener mayor peso, ya que, desde el punto de vista del usuario, estos son más críticos o perjudiciales para sus dispositivos.



## CAPÍTULO 5

---

### APLICACIÓN DE LOS ÍNDICES

---

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

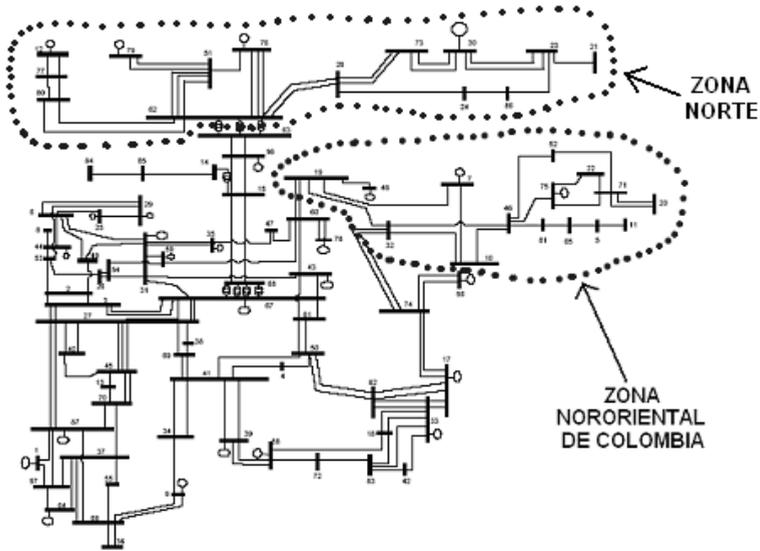
El trabajo de obtener valores para los índices de calidad de la energía eléctrica, con el fin de establecer límites para ellos, ya ha sido abordado ampliamente para perturbaciones como interrupciones y armónicos. De hecho, muchos países han utilizado esos valores para establecer límites que redunden en la buena relación empresa-usuario y, en consecuencia, en el mejoramiento de la calidad del suministro eléctrico. Incluso, dichos valores límites han evolucionado positivamente, siendo cada vez más exigentes y conduciendo, de esta manera, a mejorar los aspectos que deterioran la calidad de la energía en esos sentidos.

Lo anterior también puede ser aplicado a los índices de fiabilidad para huecos de tensión. Para lograrlo se debe obtener un orden de los valores que tienen esos índices en los sistemas de potencia donde se desean implementar. Con el fin de encontrar estos valores, a partir de los índices planteados en el capítulo 4 y los encontrados en la literatura, de cara a contrastarlos, en este capítulo se aplican los índices de fiabilidad de huecos de tensión para dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano y para una zona del sistema de potencia eléctrico español.

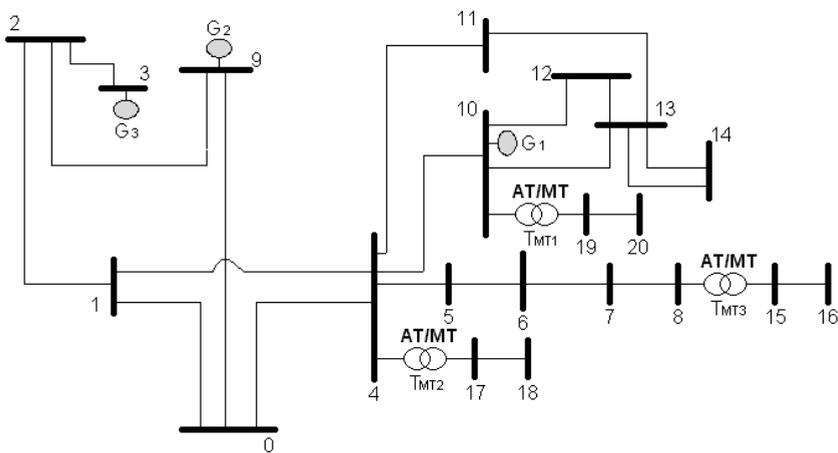
Para lograr la aplicación de los índices, el presente capítulo se divide en las siguientes partes: en la sección 5.2 se tratan las generalidades del sistema de potencia eléctrico colombiano. En la sección 5.3 se realiza el modelamiento y simulación del sistema de potencia eléctrico colombiano. En la sección 5.4 se dan los resultados de la simulación y se realiza el análisis de ellos. Finalmente, en la sección 5.5 se aplican los índices para los registros medidos en el sistema de potencia eléctrico español y se analizan los resultados.

## 5.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Para el trabajo realizado en esta sección se tomaron dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano, la zona nororiental y la zona norte, cuyos diagramas unifilares se muestran en la figura 42.



a.



b.

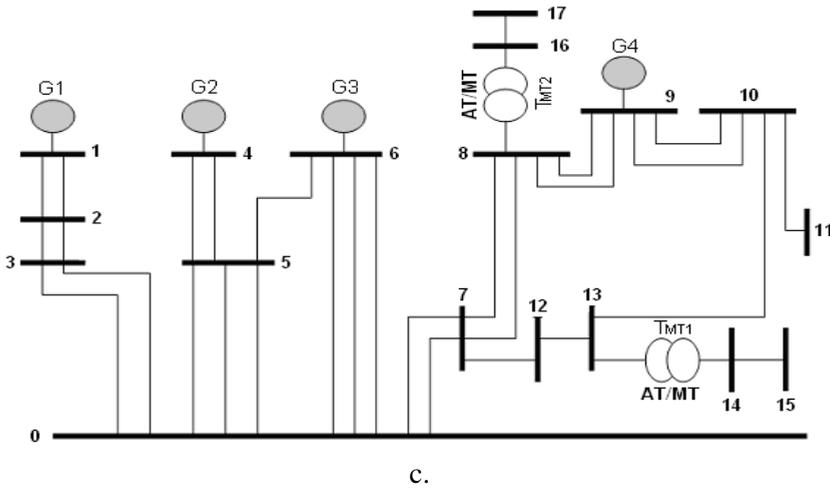


Figura 42. Diagramas unifilares del sistema de potencia. a) Sistema Interconectado Nacional de Colombia. b) Zona Nororiental. c) Zona Norte.

En las figuras 42b y 42c se puede ver que la zona nororiental contiene 20 barras, de las cuales 14 corresponden a la red de transmisión (230 kV) y 6 corresponden a la red de distribución (13.2 kV); mientras la zona norte contiene 17 barras, 13 en alta tensión (230 kV) y 4 en media tensión (13.2 kV). Lo anterior se puede observar con más detalle en los parámetros del sistema de potencia dado en la tabla 1 del anexo 3. En la tabla 2, del mismo anexo, se presentan los parámetros de cada uno de los generadores y transformadores, que intervienen en el sistema de potencia, necesarios para su simulación. Los transformadores T1, T2 y T3, de esta última tabla, no aparecen en la figura 42b, porque se asume que cada uno de ellos va con el respectivo generador. Lo mismo ocurre para los transformadores T1, T2, T3 y T4 de la zona norte.

Para la obtención de las magnitudes y duración de los huecos, necesarios para calcular el factor de hueco de cada uno de ellos y los índices de fiabilidad planteados en la sección anterior, se realiza el modelamiento simple de todos los elementos de cada sistema de potencia mostrado en las figuras 42b y 42c, de la manera como se expone a continuación.

### 5.3 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO

El modelamiento de cada elemento es el mismo independiente de la zona (nororiental o norte), lo único que cambia son sus valores<sup>16</sup>. A continuación se hará una descripción breve del modelado de cada elemento que se ha utilizado para la simulación de los sistemas de potencia:

- *Barras*

Las barras son modeladas como simples nodos a donde se conectan las líneas, los generadores y los transformadores.

- *Líneas*

Son modeladas como simples impedancias cuyo valor está determinado por la siguiente expresión:

$$Z = zL \quad (68)$$

Los valores de la impedancia por unidad de longitud  $z$  y de la longitud  $L$  de cada línea, para las dos zonas, están dados en la tabla 1 del anexo 3.

- *Transformadores*

Están modelados como reactancias simples. Los valores de las reactancias de cortocircuito y la configuración para cada uno de ellos se pueden ver en la tabla 2 del anexo 3.

- *Generadores*

Están modelados como una fuente de tensión en serie con una reactancia simple, conectados a tierra a través de una reactancia del neutro. En la tabla 2 del anexo 3 se dan los diferentes valores de las reactancias síncronas y de las reactancias del neutro de cada generador, para las dos zonas.

Después de realizado el modelado de los elementos anteriores, en las figuras 43 y 44 se muestran las redes de secuencia directa, inversa y homopolar para las dos zonas del sistema de potencia, sin falta en ninguno de sus elementos.

La simulación de las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano se realizó en el lenguaje de programación MATLAB®, la cual se llevó a cabo

---

<sup>16</sup> Este modelamiento no es mostrado en el presente trabajo porque no fue considerado necesario, pues existe abundante bibliografía donde se puede consultar este tema [16, 19, 35].

considerando todas las impedancias referidas al lado de media tensión, porque los índices que se quieren cuantificar, a partir de los huecos obtenidos de la simulación, son aplicados a las compañías distribuidoras las cuales manejan el nivel de media tensión. Otra razón es porque los eventos que se midan en barras de media tensión afectan a todos los usuarios en baja tensión que se alimentan de ella; aunque a estos usuarios no les afectan todos los huecos medidos en media tensión, debido a que muchos de ellos son pocos profundos al perder la componente homopolar<sup>17</sup>. Finalmente, la última razón es que los huecos medidos en media tensión recogen los eventos ocurridos en alta tensión y que han llegado hasta este nivel de tensión transportados a través de la red eléctrica. Para lograr ésta meta, además del modelado simple de los elementos, se considera el sistema de potencia sin carga; esto es con el fin de obtener cálculos simples y tiempos de simulación relativamente cortos.

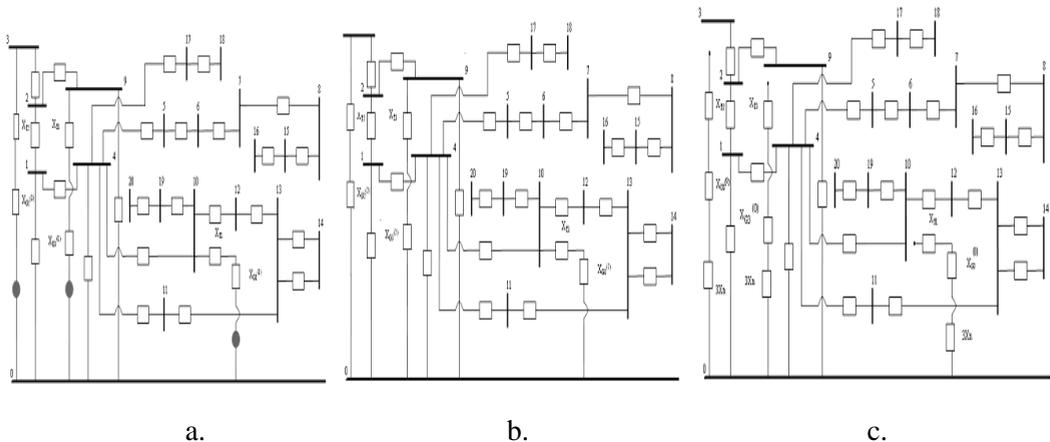


Figura 43. Redes de secuencia de la zona nororiental, a) secuencia directa. b) secuencia inversa. c) secuencia homopolar.

<sup>17</sup> Los huecos producidos por cortocircuitos a tierra contienen una componente homopolar de voltaje que es eliminada al pasar por los transformadores tipo Dy. Este tema es tratado con profundidad en las referencias [31, 40, 57].

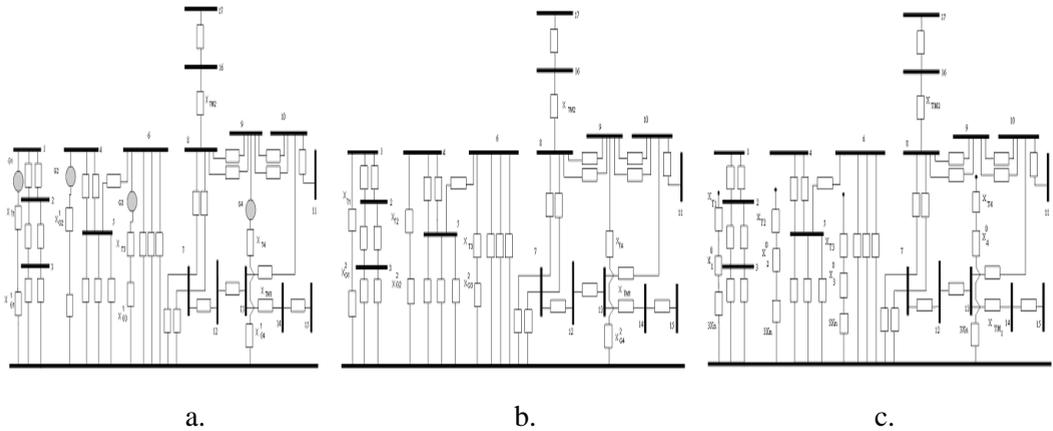


Figura 44. Redes de secuencia de la zona norte, a) secuencia directa. b) secuencia inversa. c) secuencia homopolar.

Para obtener la magnitud y duración de cada hueco de tensión a partir de la simulación, de tal manera que puedan ser incluidos en el cálculo de  $NEH$  y  $TED$ , se tuvieron en cuenta los siguientes datos:  $T_f$ , tasa de fallo promedio de los elementos del sistema de potencia;  $P$ , probabilidad de disparo de las protecciones para cada zona;  $K_i$ , probabilidad de ocurrencia de cada tipo de cortocircuito que produjo el hueco de tensión y  $t_i$ , tiempo de disparo de las protecciones para cada zona. De acuerdo a los datos suministrados por las compañías eléctricas colombianas<sup>18</sup> este tiempo tiene los siguientes valores:

$$t = \begin{cases} \bullet \text{ Para alta tensión (230 kV)} & \left\{ \begin{array}{l} - \text{ Zona 1 : 60 ms.} \\ - \text{ Zona 2 : 350 ms.} \\ - \text{ Zona 3 : 1 s.} \end{array} \right. \\ \bullet \text{ Para media tensión (13.2 kV)} & \left\{ \begin{array}{l} - \text{ Zona 1 : 0 ms.} \\ - \text{ Zona 2 : 250 ms.} \\ - \text{ Zona 3 : 1 s.} \end{array} \right. \end{cases}$$

Las compañías eléctricas colombianas y algunos estudios [31, 55] han revelado que la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de cortocircuito,  $K$ , es la siguiente:

<sup>18</sup> Es importante tener en cuenta que, por muchas razones, todavía existe gran resistencia de parte de las compañías eléctricas a entregar información sobre la operación de sus sistemas eléctricos. A pesar de esto, el autor expresa su agradecimiento a las compañías eléctricas colombianas por la información suministrada cordialmente.

$$K = \begin{cases} 0.85, & \text{para cortocircuitos monofásicos.} \\ 0.02, & \text{para cortocircuitos bifásicos.} \\ 0.02, & \text{para cortocircuitos bifásicos a tierra.} \\ 0.01, & \text{para cortocircuitos trifásicos.} \\ 0.1, & \text{para averías mecánicas}^{19}. \end{cases}$$

Los valores para la tasa de fallo  $T_f$  y la probabilidad de disparo de las protecciones para cada zona  $P$ , dependen del sistema de potencia en particular que se este analizando.

En estas dos áreas del sistema de potencia eléctrico colombiano, la tasa de fallo  $T_f$  y la probabilidad de disparo de las protecciones  $P$ , suministradas por las compañías eléctricas, tienen los siguientes valores:

$$T_f = \begin{cases} 3, & \text{para las líneas} \\ 0, & \text{para el resto de lementos} \end{cases}$$

$$P = \begin{cases} 0.92, & \text{para la zona de protección 1} \\ 0.08, & \text{para la zona de protección 2} \\ 0, & \text{para la zona de protección 3} \end{cases}$$

---

<sup>19</sup> Este tipo de falta no fue considerada para este trabajo.

## 5.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN Y ANÁLISIS PARA EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Para este apartado se expondrán por separado los resultados de los índices de sitio y los índices de sistema.

### 5.4.1 Para índices de sitio

Los resultados obtenidos de la simulación para el nororiente y norte colombiano son mostrados en las tablas 26 y 27, respectivamente, para los índices *NEH* y *TED*. Además, también se obtuvo los valores para los índices *SARFI*<sub>90</sub> y *ASIDI*, con el fin de compararlos con los de *NEH*, y los del índice *SEI*, para compararlo con los de *TED*. Adicionalmente, en estas tablas se muestran la magnitud del hueco más profundo en cada una de ellas. Los resultados dados en estas tablas se obtuvo considerando el siguiente escenario: en cada línea se presentan todos los tipos de falta una vez (monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas), dichas faltas han ocurrido en la mitad de cada una de ellas y con una probabilidad de ocurrencia determinados por los datos anteriores (*k*, *T<sub>f</sub>* y *P*). Adicionalmente, para el cálculo de *SARFI*<sub>90</sub> (ecuación (14)) se asumió que todos los clientes alimentados de las barras experimentan los huecos de tensión que llegan a ellas. En el cálculo del índice *ASIDI* (ecuación (17)), todos los equipos *n<sub>v</sub>*, alimentados por cada barra, son sensibles a huecos de tensión. Además, el 30% de la demanda de la barra son de equipos sensibles a huecos de tensión ( $\alpha_{jk}=0.3$ ) y este porcentaje es el mismo para todas las barras. Adicionalmente, se asume que los equipos afectados por el hueco de tensión se restauran junto con la recuperación del voltaje.

Tabla 26.

Resultados de la simulación de huecos del sistema de potencia del nororiente colombiano para 60 eventos por año.

BARRA / NOMBRE	FASE MENOR (p.u)	NEH (huecos /año)	SARFI90 (huecos /año)	ASIDI (huecos /año)	TED (s/año)	SEI (s/año)
1-GUATIGUARA	0.85	0.06	0.2	0.05	0.0052	0.0033
2-COMUNEROS	0.43	2.34	8.1	2.4	0.1987	0.2546
3-MERILECTRICA	0.25	3.12	8.1	2.4	0.2595	0.2884
4-LOS PALOS	0.73	0.38	2.7	0.8	0.0318	0.0522
5-TOLEDO	0.14	3.73	13.5	4.1	0.3107	0.4391
6-SAMORE	0.13	5.15	13.5	4.1	0.4287	0.5593
7-BANADIA	0.10	6.25	13.5	4.1	0.5199	0.6405
8-CAÑOLIMON	0.07	7.26	13.5	4.1	0.6038	0.7055
9-BARRANCA	0.44	2.28	8.1	2.4	0.1895	0.2384

10-TASAJERO	0.35	6.34	19.2	5.8	0.5273	0.7142
11-OCAÑA	0.53	5.81	19.2	5.8	0.4832	0.6538
12-CUCUTA BELEN	0.24	7.23	19.2	5.8	0.6015	0.7774
13-SAN MATEO CENS	0.29	6.64	19.2	5.8	0.5525	0.7628
14-COROZO	0.29	6.7	19.2	5.8	0.5574	0.7656
15-CAÑOLIMON SUBESTACION	0.07	7.26	13.5	4.1	0.1451	0.1710
16-ARAUCA	0.07	7.87	16.2	4.9	0.1573	0.1935
17-SUBESTACION LOS PALOS	0.73	0.38	2.7	0.8	0.0077	0.0132
18-NORTE BUCARAMANGA	0.47	0.99	5.4	1.6	0.0197	0.0354
19-SUBESTACION TASAJERO	0.35	6.34	19.2	5.8	0.1268	0.1768
20-TIBU	0.35	6.92	21.9	6.6	0.1385	0.1985

Tabla 27.

Resultados de la simulación de huecos del sistema de potencia del norte colombiano para 87 eventos por año.

BARRA / NOMBRE	FASE MENOR (p.u)	NEH (huecos /año)	SARFI90 (huecos /año)	ASIDI (huecos /año)	TED (s/año)	SEI (s/año)
1-CARTAGENA	0.91	0.36	0.7	0.2	0.0301	0.0332
2-TERMOCANDE- LARIA	0.92	0.36	0.7	0.2	0.0301	0.0332
3-TERNERA	0.92	0.36	0.7	0.2	0.03	0.0329
4-TERMOFLORES	0.97	0.13	0.3	0.1	0.011	0.0099
5-NUEVABARRAN- QUILLA	0.98	0.11	0.2	0.1	0.0095	0.0071
6-TEBSA	0.99	0.058	0.2	0.1	0.0048	0.0036
7-FUNDACIÓN	0.92	0.47	1.6	0.5	0.0392	0.0377
8-SANTAMARTA	0.90	1.24	6.8	2.1	0.1035	0.1332
9-GUAJIRA	0.89	2.08	14.5	4.3	0.1732	0.2693
10-CUESTECITAS	0.82	2.63	14.5	4.3	0.2186	0.3440
11-CUATRICENTE- NARIO	0.68	3.49	14.5	4.3	0.2902	0.3933
12-EL COPEY	0.81	1.86	6.8	2.1	0.1544	0.1686
13-VALLEDUPAR	0.81	2.91	17.1	5.1	0.2417	0.3901
14-SUBESTACIÓN ELCARMEN	0.81	2.93	17.1	5.1	0.0586	0.1026
15-SUBESTACIÓN HURTADO	0.81	2.95	17.1	5.1	0.0589	0.1026
16-SUBESTACIÓN	0.9	1.26	6.9	2.1	0.0257	0.0423

RODADERO						
17-SUBESTACIÓN PUERTO	0.9	1.3	6.9	2.1	0.0261	0.0423

En la tabla 26 se puede notar que, para la zona nororiental, el mayor valor para el índice *NEH* se presenta en la barra 16 (7.9 huecos) y el menor valor se presenta en la barra 1 (0.06 huecos). También se ve que las barras, para esta zona, que presentan mayor índice *NEH*, a su vez, experimentan los huecos más profundos, como lo son las barras 8, 15 y 16. Esto se debe a varias razones, a saber: estas tres barras están unidas radialmente, en consecuencia, no están conectadas con otras barras en forma de malla; no tienen generación cerca a ellas, lo que hace que sean muy vulnerables a descensos de tensión, en caso de cortocircuitos en las líneas cercanas; por tanto, el hueco se hace muy profundo.

También se puede ver, en esta misma tabla, que el índice planteado *NEH* es del mismo orden que el índice *ASIDI* y mucho menor (o de orden diferente) que el índice *SARFI<sub>90</sub>*, lo cual se debe a que los índices *NEH* y *ASIDI* tienen en cuenta, indirecta y directamente, la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión; mientras que *SARFI<sub>90</sub>* no tiene en cuenta esto, y supone que todos los huecos producen el mismo efecto sobre los usuarios, ponderándolos a todos por igual.

Respecto al índice *TED*, su mayor valor se presenta en la barra 8 (donde también se presenta uno de los mayores valores para *NEH*) y el menor valor se presenta en la barra 1 (donde se presenta el menor valor para *NEH*). Esto se debe a las mismas razones expuestas para *NEH*; pero, adicionalmente, hay que tener en cuenta que las barras 15 y 16 no presentan una gran magnitud para *TED* (a pesar que sí la presentaron para *NEH*) porque son barras de media tensión, lo que implica que se manejen tiempos menores en el disparo de las protecciones y, por tanto, tiempos menores de huecos. Otro aspecto interesante que se observa en la tabla 26 es que *TED* y *SEI* presentan un orden de magnitud bastante similar, lo cual debería esperarse teniendo en cuenta que el cálculo de ambos tiene en cuenta el cuadrado de los descensos del voltaje. La decisión de tener en cuenta las tres fases del hueco de tensión, por medio de su valor medio cuadrático (ecuación (57)), y no la fase que más desciende (como en el caso del *SEI*), tiene sentido porque los dispositivos trifásicos presentan menos cambio en sus variables cuando hay fases que caen poco, así una o varias de sus fases hayan caído mucho (ver las secciones 4.2.3 a 4.2.5).

Para la zona norte, tabla 27, el mayor índice *NEH* y la mayor profundidad de los huecos se presenta en la barra 11, con 3.5 huecos/año y 0.68 p.u, respectivamente; mientras que la de menor índice es la barra 6 con 0.06 huecos/año. Las razones por las que estas barras presentan el comportamiento dado son las mismas que las expresadas para la zona nororiental, es decir, la barra 11 está lejos de la generación,

lo que la hace más vulnerable a descensos de tensión por cortocircuitos, y la 6 es una barra de generación (ver la figura 42c). La tabla 27 también muestra que las magnitudes para el índice planteado, *NEH*, son del mismo orden que los del índice *ASIDI* y bastante menor que los del índice *SARFI*<sub>90</sub>. Las razones son las mismas que las expresadas para la zona nororiental.

Para el índice *TED*, de esta zona norte, el mayor valor se presenta en la barra 11 (la misma donde se presenta el mayor valor de *NEH*) y el menor valor se presenta en la barra 6 (igual que para *NEH*). Las razones para este comportamiento también son las mismas que las de *NEH*. Otro aspecto a tener en cuenta es que las barras 14 y 15 presentan valores altos para *NEH*, sin embargo, las magnitudes para *TED* son muy bajas debido a que son barras de media tensión; lo que implica, al igual que para la zona nororiental, que los tiempos de disparo de las protecciones son menores y, en consecuencia, los tiempos de duración de los huecos son menores en estas barras.

En la tabla 27 también se observa que los valores de *TED* y *SEI* son del mismo orden de magnitud, lo cual obedece a las mismas razones que se explicaron para la zona nororiental, y es el hecho de estar ambos ponderados por el cuadrado del descenso de voltaje.

Otra observación importante que se puede recoger de los datos de las tablas 26 y 27, es que el orden de los índices *NEH* y *TED*, y la profundidad de los huecos para la zona nororiental son mayores y más profundos, respectivamente, que para la zona norte. Esto se debe, fundamentalmente, a que en la zona norte hay mayor generación y está mejor distribuida que en la zona nororiental; y que el sistema de potencia para la zona norte está más mallado y, por tanto, sus tramos operados radialmente son menos y más cortos que los de la zona nororiental, haciendo esto a la zona norte más robusta o menos vulnerables a huecos de tensión causados por cortocircuitos.

Las tablas 28 y 29 muestran la contribución, de cada tipo de falta, a los índices *NEH* y *TED*, para cada barra en las dos zonas en estudio, bajo las mismas condiciones expresadas anteriormente: cada tipo de falta se presenta una vez en la mitad de todas las líneas.

Tabla 28.  
Número de huecos en cada barra del nororienté colombiano para cada tipo de falta para 60 eventos por año.

BARRA	CONTRIBUCIÓN POR TIPO DE FALTA A NEH (huecos/año)				NEH (huecos/año)	CONTRIBUCIÓN POR TIPO DE FALTA A TED (s/año)				TED (s/año)
	1Φ	2Φ	2Φ-t	3Φ		1Φ	2Φ	2Φ-t	3Φ	
1	0	0.02	0.02	0.02	0.06	0	0.0015	0.0018	0.0018	0.0052
2	1.90	0.12	0.16	0.16	2.34	0.16	0.0103	0.0145	0.0155	0.1987
3	2.60	0.12	0.19	0.2	3.12	0.22	0.0103	0.0160	0.0167	0.2595
4	0.27	0.03	0.04	0.04	0.38	0.0233	0.0024	0.0031	0.0030	0.0318
5	2.99	0.19	0.27	0.28	3.73	0.2491	0.0158	0.0223	0.0236	0.3107
6	4.23	0.22	0.36	0.34	5.15	0.3523	0.0183	0.0299	0.0282	0.4287
7	5.25	0.24	0.39	0.37	6.25	0.4368	0.0197	0.0326	0.0308	0.5199
8	6.18	0.25	0.44	0.39	7.26	0.5144	0.0206	0.0362	0.0326	0.6038
9	1.82	0.12	0.17	0.18	2.28	0.1512	0.0098	0.0138	0.0147	0.1895
10	5.12	0.29	0.48	0.44	6.34	0.4262	0.0244	0.0400	0.0368	0.5273
11	4.69	0.27	0.43	0.41	5.81	0.3904	0.0222	0.0362	0.0344	0.4832
12	5.96	0.31	0.49	0.47	7.23	0.4955	0.0256	0.0411	0.0393	0.6015
13	5.38	0.31	0.48	0.47	6.64	0.4477	0.0256	0.0402	0.0390	0.5525
14	5.38	0.32	0.50	0.49	6.7	0.4477	0.0269	0.0418	0.0409	0.5574
15	6.18	0.25	0.44	0.39	7.26	0.1237	0.0049	0.0087	0.0078	0.1451
16	6.68	0.3	0.50	0.39	7.87	0.1335	0.0059	0.0100	0.0078	0.1573
17	0.28	0.03	0.04	0.04	0.38	0.0056	0.0006	0.0007	0.0007	0.0077
18	0.77	0.08	0.10	0.04	0.99	0.0154	0.0015	0.0021	0.0007	0.0197
19	5.12	0.29	0.48	0.44	6.34	0.1024	0.0059	0.0096	0.0088	0.1268
20	5.6	0.34	0.55	0.44	6.92	0.1119	0.0068	0.0110	0.0088	0.1385
<b>Total (%)</b>	82.1	4.4	7.0	6.5	100	81.9	4.4	7.0	6.7	100

Tabla 29.  
Número de huecos en cada barra del norte colombiano para cada tipo de falta para 87 eventos por año.

BARRA	CONTRIBUCIÓN POR TIPO DE FALTA A NEH (huecos/año)				NEH (huecos/año)	CONTRIBUCIÓN POR TIPO DE FALTA A TED (s/año)				TED (s/año)
	1Φ	2Φ	2Φ-t	3Φ		1Φ	2Φ	2Φ-t	3Φ	
1	0	0.06	0.30	0	0.36	0	0.0049	0.0252	0	0.0301
2	0	0.06	0.30	0	0.36	0	0.0049	0.0252	0	0.0301
3	0	0.06	0.30	0	0.36	0	0.0049	0.0251	0	0.03
4	0	0.006	0.13	0	0.13	0	0.0005	0.0105	0	0.011
5	0	0	0.11	0	0.11	0	0	0.0095	0	0.0095
6	0	0	0.06	0	0.058	0	0	0.0048	0	0.0048
7	0	0.10	0.29	0.08	0.47	0	0.0087	0.0241	0.0064	0.0392

8	0.49	0.21	0.37	0.17	1.24	0.0409	0.0177	0.0310	0.0139	0.1035
9	1.3	0.22	0.38	0.18	2.08	0.1081	0.0183	0.0320	0.0148	0.1732
10	1.69	0.27	0.45	0.22	2.63	0.1407	0.0224	0.0375	0.0180	0.2186
11	2.52	0.27	0.47	0.23	3.49	0.2098	0.0225	0.0390	0.0189	0.2902
12	1.14	0.18	0.37	0.17	1.86	0.0946	0.0150	0.0310	0.0138	0.1544
13	1.96	0.26	0.47	0.21	2.91	0.1633	0.0220	0.0389	0.0176	0.2417
14	1.96	0.26	0.49	0.21	2.93	0.0393	0.0053	0.0098	0.0042	0.0586
15	1.96	0.26	0.51	0.21	2.95	0.0393	0.0053	0.0101	0.0042	0.0589
16	0.49	0.21	0.41	0.17	1.26	0.0098	0.0042	0.0083	0.0033	0.0257
17	0.49	0.21	0.43	0.17	1.3	0.0098	0.0042	0.0087	0.0033	0.0261
<b>Total (%)</b>	57.1	10.8	23.9	8.2	100	56.8	10.7	24.6	7.9	100

Como se puede notar en estas últimas tablas, la falta monofásica es la que proporciona la contribución más importante a los índices *NEH* y *TED*. Para la zona nororiental este tipo de falta contribuye en 82.1% para *NEH* y 81.9% para *TED*, seguido por la falta bifásica a tierra, la bifásica y la trifásica, respectivamente. Para la zona norte se mantiene el mismo comportamiento que en la zona nororiental, con la diferencia que la falta monofásica contribuye menos que en la zona anterior (57.1% para *NEH* y 56.8% para *TED*); mientras la falta bifásica a tierra cobra mayor importancia en esta zona (23.9% para *NEH* y 24.6% para *TED*); seguidas por las faltas bifásica y trifásica.

Debido a que no es lo mismo la posición de la falta sobre la línea, de cara a la profundidad del descenso de tensión y, en consecuencia, a si logra o no ser hueco de tensión; a continuación se expondrán los resultados para cuando la falta se produce en tres posiciones diferentes sobre las líneas.

#### 5.4.1.1 Resultados y análisis para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas

En las tablas 30 y 31 se muestran los valores para los índices *NEH* y *TED* presentados en cada barra, para cada zona, cuando la falta ocurre en tres posiciones diferentes de las líneas, bajo el mismo escenario expuesto.

De acuerdo a estas últimas tablas, para las dos zonas en estudio, las barras siguen manteniendo la tendencia de los índices, es decir, las que tenían valores altos y/o bajos lo siguen conservando.

Tabla 30.

Número de huecos en cada barra del nororiente colombiano para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas para 60 eventos por año.

BARRA	NEH (huecos/año)			TED (s/año)		
	$\frac{1}{3}L^*$	$\frac{1}{2}L^*$	$\frac{2}{3}L^*$	$\frac{1}{3}L^*$	$\frac{1}{2}L^*$	$\frac{2}{3}L^*$
1	0.008	0.06	0.076	0.0007	0.0052	0.0063
2	2.39	2.34	2.07	0.1992	0.1987	0.1721
3	3.28	3.12	2.7	0.2726	0.2595	0.2246
4	0.46	0.38	0.12	0.0382	0.0318	0.0099
5	3.32	3.73	3.63	0.2759	0.3107	0.3017
6	5.02	5.15	4.98	0.4173	0.4287	0.4144
7	6.23	6.25	6.04	0.5182	0.5199	0.5029
8	7.36	7.26	6.95	0.6125	0.6038	0.5784
9	2.39	2.28	1.37	0.1990	0.1895	0.1139
10	7.02	6.34	5.61	0.5844	0.5273	0.4669
11	5.92	5.81	5.36	0.4923	0.4832	0.4459
12	7.56	7.23	6.65	0.6290	0.6015	0.5534
13	6.98	6.64	6.05	0.5807	0.5525	0.5031
14	7.68	6.7	6.02	0.6388	0.5574	0.5012
15	7.36	7.26	6.95	0.1472	0.1451	0.1390
16	8.39	7.87	7.55	0.1679	0.1573	0.1510
17	0.46	0.38	0.12	0.0092	0.0077	0.0024
18	1.08	0.99	0.7	0.0216	0.0197	0.0140
19	7.02	6.34	5.61	0.1405	0.1268	0.1122
20	7.63	6.92	6.17	0.1526	0.1385	0.1234

Tabla 31.

Número de huecos en cada barra del norte colombiano para faltas en tres posiciones diferentes de las líneas para 87 eventos por año.

BARRA	NEH (huecos/año)			TED (s/año)		
	$\frac{1}{3}L^*$	$\frac{1}{2}L^*$	$\frac{2}{3}L^*$	$\frac{1}{3}L^*$	$\frac{1}{2}L^*$	$\frac{2}{3}L^*$
1	0.40	0.36	0.34	0.0336	0.0301	0.0286
2	0.41	0.36	0.34	0.0337	0.0301	0.0285
3	0.40	0.36	0.34	0.0336	0.03	0.0283
4	0.18	0.13	0.14	0.0153	0.011	0.0116
5	0.18	0.11	0.11	0.0149	0.0095	0.0095
6	0.064	0.058	0.05	0.0053	0.0048	0.0042
7	0.47	0.47	0.47	0.0388	0.0392	0.0392
8	1.30	1.24	1.26	0.1083	0.1035	0.1049
9	1.85	2.08	1.56	0.1541	0.1732	0.13

10	3.41	2.63	2.3	0.2834	0.2186	0.1913
11	4.41	3.49	3.08	0.3667	0.2902	0.2565
12	1.7	1.86	1.73	0.1416	0.1544	0.1443
13	3.95	2.91	2.18	0.3289	0.2417	0.1812
14	3.97	2.93	2.20	0.0795	0.0586	0.0440
15	3.99	2.95	2.22	0.0799	0.0589	0.0443
16	1.34	1.26	1.30	0.0268	0.0257	0.0261
17	1.36	1.3	1.32	0.0272	0.0261	0.0264

\* Las posiciones donde se presentan las faltas en las líneas se toman desde la barra de menor denominación hasta la de mayor.

El aspecto más importante a tener en cuenta de estas tablas es que los valores para los índices (*NEH* y *TED*) aumentan cuando la distancia a la falta disminuye, lo cual era una respuesta que se esperaba si se tiene en cuenta que los huecos se hacen más severos cuando disminuye la distancia de la falta (ver las ecuaciones (52) y (53)).

Otra deducción importante, que se puede recoger de las tablas 26 a 31, es que existe una correlación relativamente alta entre los índices *NEH* y *TED*, tal y como lo muestra la figura 45, aunque ésta disminuye considerablemente al pasar de las barras de alta a media tensión. Esta disminución de la correlación al cambiar de nivel de tensión se debe a la variación del tiempo de disparo de las protecciones para cada zona en cada nivel de tensión. Por ejemplo, para la zona 1, en alta tensión, el tiempo de actuación es de 60 ms, mientras que en media tensión, para la misma zona, es de 0 ms; esto hace que en barras como la 16, para la zona nororiental y, 14 y 15, para la zona norte, a pesar de presentar grandes valores para el índice *NEH*, presente valores pequeños para el índice *TED*. En definitiva, esta alta correlación sugiere que a mayor profundidad del hueco de tensión también presente mayor duración, lo cual podría conducir a estudios posteriores que permitan predecir, con cierta aproximación, los valores para un índice cuando se cuenta con el otro, a partir del conocimiento histórico de la red eléctrica respecto a dichos índices.

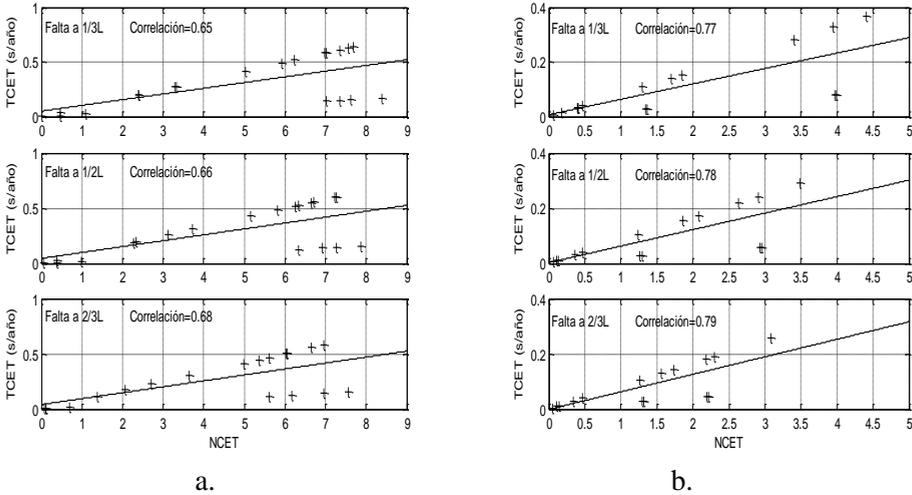


Figura 45. a) Correlación entre *NEH* y *TED*, para la zona nororiente. b) entre *NEH* y *TED*, para la zona norte.

En lo que va de esta sección se ha descrito el comportamiento de los índices de tensión planteados, *NEH* y *TED*, y su contraste con otros índices como *SARFI*<sub>90</sub>, *ASIDI* y *SEI*, para las diferentes barras de dos zonas del sistema eléctrico colombiano. Es importante notar que los usuarios deben tener mecanismos de mitigación diferentes para contrarrestar los efectos dependiendo de la barra donde están conectados. En la tabla 32 se muestra el resumen de los mayores valores para los índices de sitio obtenidos de la simulación para cada zona.

Tabla 32.

Resumen de los índices de sitio, resultados de la simulación, para las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano.

ZONA		NORIENTAL	NORTE
Hueco Más profundo	Barra	8, 15, 16	11
	Magnitud (p.u)	0.07	0.68
Para NEH	Posición falta	1/2 L	1/2 L
	NEH (huecos/año)	7.87	3.49
	SARFI <sub>90</sub> (huecos/año)	21.9	17.1
	ASIDI (huecos/año)	6.6	5.1
Para TED	Posición falta	1/2 L	1/2 L
	TED (s/año)	0.6038	0.2902
	SEI (s/año)	0.7774	0.3933

Si bien es cierto que estos resultados (valores de los índices de sitio) no son producto de un monitoreo riguroso de los sistemas de potencia en cuestión, ellos dan una guía sobre lo que se podría esperar en las distintas barras de dichos sistemas y, por consiguiente, una valoración del mismo frente a este tipo de perturbaciones. Aunque para tener una idea más global de lo que ocurre en las zonas en cuestión, lo más apropiado es hacer una valoración de sus índices de sistema.

### 5.4.2 Para índices de sistema

A continuación se obtienen los índices de sistema, para las dos zonas en estudio, a partir de las expresiones planteadas en las ecuaciones (66) y (67). También se calculan los índices  $SARFI_{system}$  y  $ASIDI$  para sistema, de cara a contrastarlos con el índice  $NEH_{sistema}$  y el  $SEI_{system}$  para su contraste con el  $TED_{sistema}$ . En estos cálculos sólo hay que tener en cuenta que para la obtención de  $ASIDI$  para sistema se asume que los kilovoltio-amperios conectados a cada barra  $S_j=0.3$  y  $0.7$  p.u (ver la ecuación (24)). Los datos de los índices de sitio necesarios para calcular estos nuevos índices son los obtenidos en la sección 5.4.1 anterior. Los resultados obtenidos para las dos zonas son mostrados en la tabla 33.

Tabla 33.

Resultados de los índices de sistema para las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano.

ÍNDICE/ZONA		NORORIENTAL	NORTE
Valores mínimo, medio y máximo, para el índice $NEH$ (huecos/año).	Mín.	0.06	0.06
	Med.	4.7	1.4
	Máx.	7.9	3.5
$NEH_{sistema}$ (huecos/año)		5.4	1.9
$SARFI_{system}$ (huecos/año)		12.8	7.5
$ASIDI$ ( $S_i=0.3$ p.u) (huecos/año)		3.8	2.2
$ASIDI$ ( $S_i=0.7$ p.u) (huecos/año)		3.8	2.2
Valores mínimo, medio y máximo, para el índice $TED$ (s/año).	Mín.	0.0052	0.0048
	Med.	0.2932	0.089
	Máx.	0.6038	0.2902
$TED_{sistema}$ (s/año)		0.3626	0.126
$SEI_{sistema}$ (s/año)		0.3822	0.126

En la tabla anterior se ve que los índices planteados para sistema son mayores que sus valores medio, lo cual se esperaba debido a sus definiciones mediante el valor

medio geométrico (ecuaciones (66) y (67)). Para el índice de número de huecos, se nota que está más cercano al índice *ASIDI* para sistema que al *SARFI<sub>system</sub>*, con lo cual se deduce que este índice no pondera igual a todos los huecos y tiene en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a este tipo de perturbación. Lo mismo ocurre para el índice de tiempo, el cual es muy próximo al planteado en la literatura (*SEI<sub>system</sub>*). Sin embargo, quizás la deducción más importante que se puede extraer de estos índices de sistema es que dan un orden del valor alrededor del cual están los índices de los diferentes sitios (o barras) del sistema y, además, permite comparar sistemas entre sí. Por ejemplo, de acuerdo a los valores obtenidos para los índices en las dos zonas (mostrados en la tabla 33), se puede ver que la zona norte es más confiable, respecto a huecos de tensión, que la zona nororiental. De hecho para estas dos zonas, los índices de la zona nororiental superan, en promedio, 2.8 veces a los de la zona norte (tanto para los de número de huecos como para los de tiempo).

Los resultados obtenidos en esta sección dejan ver que los índices de huecos de tensión pueden ser una herramienta para caracterizar y homogenizar un sistema de potencia, además de mostrar el comportamiento de un determinado sistema de potencia frente a este tipo de eventos. El orden de magnitud de estos índices planteados está relacionado con la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión por medio del factor de hueco (ver la ecuación (58)). Sin embargo, no se puede ocultar el peligro que se corre al implementarlos, ya que ellos pueden sobredimensionar o subdimensionar los resultados. Pero como es difícil saber qué dispositivos están conectados a las diferentes barras del sistema de potencia, se debe partir del principio que en cada barra están conectados los equipos más sensibles a cada tipo de hueco de tensión.

Para seguir obteniendo el orden de magnitud de los índices planteados, en la siguiente sección se calcularán sus valores para los registros reales medidos en siete barras de media tensión del sistema de potencia eléctrico español.

## 5.5 APLICACIÓN DE LOS ÍNDICES Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS PARA EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO ESPAÑOL

Para esta sección se han tomado los registros en MT, mencionados en la sección 3.2, del sistema de potencia eléctrico español, los cuales han sido monitoreadas durante un periodo de tiempo, diferentes para cada uno, pero con el fin de hacer comparaciones se tomaron los registros medidos para cada barra durante un periodo de 100 días. Una muestra representativa de ellos se recoge en la tabla 2 del anexo 2. Las razones por las que se han tomado las medidas en media tensión son las mismas que las expuestas en las secciones 5.3 y 5.4 anterior y que se resumen a continuación: porque los índices que se quieren cuantificar, a partir de estas medidas, son aplicados a las compañías distribuidoras las cuales manejan el nivel de media tensión; porque los eventos que se midan en subestaciones afectan a todos los usuarios en baja tensión que se alimenten de ellas y, por último, porque los huecos medidos en media tensión tienen en cuenta los eventos ocurridos en alta tensión y que se han transportado hasta este nivel a través de la red eléctrica. Las características para 7 barras, de las 19 barras monitoreadas, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 34.

Características de las barras de media tensión del sistema de potencia eléctrico español.

BARRA	NIVEL DE TENSIÓN	No. DE EVENTOS <sup>20</sup>
B1	20 kV	49
B2	20 kV	16
B3	20 kV	13
B4	20 kV	32
B5	20 kV	28
B6	20 kV	15
B7	20 kV	26

Los resultados se obtendrán para los índices de sitio y de sistema, tal y como se exponen a continuación.

<sup>20</sup> En este trabajo, el número de eventos son todas aquellas medidas que clasifican como eventos de huecos de tensión de acuerdo a la norma EN 50100.

### 5.5.1 Para índices de sitio

Estos resultados para los índices de sitio planteados (*NEH* y *TED*) obtenidos a partir de los registros mencionados, son mostrados en la tabla 35 junto con los índices *SARFI*<sub>90</sub>, *ASIDI* (para el 30% y 90% de los equipos sensibles a huecos de tensión) y *SEI*. Estos últimos tres índices se han obtenido bajo las mismas condiciones que los de la sección 5.4.1.

Tabla 35.

Resultado de los índices de fiabilidad para huecos de tensión en barras de media tensión del sistema de potencia eléctrico español, para una duración de monitoreo de 100 días.

BARRA	No. DE EVENTOS	NEH (huecos)	SARFI <sub>90</sub> (huecos)	ASIDI <sub>30</sub> (huecos)	ASIDI <sub>90</sub> (huecos)	TED (s)	SEI (s)
B1	49	26.6	49	14.7	44.1	2.20	1.09
B2	16	14.7	16	4.8	14.7	3.05	1.11
B3	13	8.4	13	3.9	11.7	1.08	0.46
B4	32	18.1	32	9.6	28.8	1.34	0.86
B5	28	17.4	28	8.4	25.2	2.53	1.22
B6	15	8.0	15	4.5	13.5	0.86	0.47
B7	26	20.5	26	7.8	23.4	1.86	0.97

Como se ve en la tabla 35, los valores de los índices planteados varían dependiendo de la barra que se haya monitoreado. Otro detalle de esta tabla es que el índice *NEH* presenta menor valor que el índice *SARFI*<sub>90</sub>, porque el primero tiene en cuenta que cada equipo presenta una sensibilidad diferente frente a cada hueco particular, mientras que el segundo considera que todos los equipos presentan igual sensibilidad a huecos de tensión. Por otro lado, el índice *NEH* puede ser menor o mayor que el *ASIDI*, lo cual dependerá del porcentaje de equipos que se consideren sensibles a huecos de tensión para el cálculo de *ASIDI*. Por consiguiente, una vez más se prueba que el índice *NEH* tiene en cuenta, al igual que el índice *ASIDI*, la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión, con la gran ventaja que no requiere información adicional por parte de los usuarios sobre el porcentaje de equipos sensibles a este tipo de perturbación.

Con respecto al índice de tiempo *TED*, la tabla 36 muestra que, para estas barras, este es mayor que el índice, encontrado en la literatura, *SEI*. La razón es porque el factor que pondera al tiempo de duración de los huecos para el índice *TED*, llamado *fh* en la ecuación (65), es mayor que el factor con el que se ponderan los tiempos de los descensos de tensión en el cálculo del *SEI*, ver la ecuación (15). La diferencia entre estos factores de ponderación se debe a que: para el índice *TED*, se tiene en cuenta, además de la magnitud de descenso del voltaje, el factor de fase *N* (que siempre es mayor o igual a 1), mientras que el índice *SEI* solo tiene en cuenta la magnitud de descenso del voltaje. Lo cual sugiere, y de hecho así lo es (ver la

tabla 2 del anexo 2), que los huecos monitoreados para estas barras presentan descensos de tensión en más de una fase, por lo que  $N$  es mayor que 1 y, en consecuencia, los  $TED$  de las diferentes barras son mayores que los respectivos  $SEI$ .

La tabla 35 también muestra que no necesariamente las barras que presentan mayor  $NEH$  van a tener mayor  $TED$ , aunque este sea el comportamiento predominante. Por ejemplo, la barra  $B1$  tiene mayor  $NEH$  que la barra  $B2$ , pero tiene menor valor para su índice  $TED$ . Este caso también ocurre entre las barras  $B4$  y  $B5$ . Como consecuencia de lo anterior, si se establecen valores tope para los índices de fiabilidad planteados en este trabajo, posiblemente las empresas suministradoras de energía podrían sobrepasar cualquiera de estos índices o ambos. Estos valores tope para los índices pueden ser establecidos teniendo en cuenta la topología de la red, sus diferentes elementos, equipos de protección, así como la necesidad del usuario que cada vez tiende a un nivel de exigencia mayor.

Debido a la gran variación que presentan los índices de un punto de medida a otro (ver la tabla 35), lo mejor es obtener un índice más global que permita dar una idea más general del orden de los índices para el sistema de potencia donde están las siete barras en estudio, llamados índices de sistema, los cuales se obtienen en la siguiente sección.

### 5.5.2 Para índices de sistema

Los resultados de los índices de sistema planteados en este trabajo, junto con algunos encontrados en la literatura, se dan en la tabla 36. En esta tabla, el índice  $ASIDI$  se calculó manteniendo constante los kilovoltio-amperios, como en la sección 5.4.2.

Tabla 36.

Resultados de los índices de sistema para huecos de tensión, en una zona de media tensión del sistema de potencia eléctrico español.

ÍNDICE/ZONA		VALOR DEL ÍNDICE
Valores mínimo, medio y máximo, para el índice $NEH$ (huecos/100días).	Mín.	8.0
	Med.	16.2
	Máx.	26.6
$NEH_{\text{sistema}}$ (huecos/100días)		17.4
$SARFI_{\text{system}}$ (huecos/100días)		25.6
$ASIDI_{30}$ (huecos/100días)		7.7
$ASIDI_{90}$ (huecos/100días)		23.1
Valores mínimo, medio y máximo, para el índice $TED$	Mín.	0.86
	Med.	1.85

(s/100días).	Máx.	3.05
$TED_{sistema}$ (s/100días)		1.99
$SEI_{system}$ (s/100días)		0.88

Respecto a la tabla 36, y de acuerdo a los índices de sistema planteados, se puede afirmar que el sistema presenta, para 100 días de monitoreo, un índice de 17.4 huecos, y un índice de tiempo, para el mismo periodo de monitoreo, de 1.99 segundos. Otro aspecto importante encontrado en dicha tabla es que el  $NEH_{sistema}$  es menor que el índice  $SARFI_{system}$  (25.6 huecos), lo cual se esperaba si se tiene en cuenta que el cálculo de este último para sitio, se obtiene considerando que todos los huecos influyen en los dispositivos de igual manera y, por tanto, los pondera igual (con el valor de 1 para todos), mientras que  $NEH_{sistema}$  le da un peso diferente a cada hueco tal y como se ha expresado a lo largo de las secciones anteriores de este capítulo. Respecto al índice  $ASIDI$  para sistema, este puede ser mayor o menor que  $NEH_{sistema}$ , dependiendo del porcentaje de equipos sensibles a huecos de tensión que se tomó para el cálculo de  $ASIDI$  de sitio. Por ejemplo, respecto al  $ASIDI$  del 30% (7.7 huecos), el  $NEH_{sistema}$  es mayor, y respecto al  $ASIDI$  del 90% (23.1 huecos), el  $NEH_{sistema}$  es menor.

Por otra parte, respecto a los índices de tiempo para sistema, en la tabla 36 se ve que el valor del índice planteado  $TED_{sistema}$  (1.99 s) es mayor que el encontrado en la literatura  $SEI_{system}$  (0.88 s). Esto se debe, principalmente, y como se ha venido mencionando de la sección 5.3 anterior, a que el primero pondera la duración de los huecos de tensión en función del factor de fase ( $N$ ) y de la magnitud de la caída de tensión ( $F_{dcm}$ ). Pero como  $SEI_{system}$  también es función de la magnitud del descenso de tensión, esto sugiere que muchos de los huecos de tensión registrados en estas barras, durante el periodo dado, han tenido varias fases caídas, lo que corresponde a valores de  $N$  mayor que 1 y los  $TED$  de sitio y de sistema mayor que los respectivos  $SEI$ .

En resumen, los valores encontrados para los índices de huecos de tensión planteados en este capítulo, pueden dar un orden de la magnitud que ellos pueden tener para los sistemas en cuestión, lo cual permitirá, por una parte homogenizar el sistema eléctrico y, por otra, aportar una herramienta importante que se alcanzarán a la hora que se pretenda establecer límites máximos permitidos para ellos y, en consecuencia, valorar los costes económicos que puede generar la no calidad de la energía eléctrica debido a huecos de tensión.

## CAPÍTULO 6

---

# METODOLOGÍA PARA EVALUAR LOS NIVELES DE CALIDAD DE LA ENERGÍA POR HUECOS DE TENSIÓN EN EL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO

---

### 6.1 INTRODUCCIÓN

Con el inicio de la liberación del sector eléctrico colombiano, en el año 1993, ha empezado una nueva y creciente carrera cuya meta es mejorar la calidad del servicio eléctrico. En este contexto, se han definido umbrales para limitar las perturbaciones por interrupciones y armónicos. En el primer caso (las interrupciones) la reglamentación está bastante avanzada, y desde el 2003 se evalúan los costes y se compensa a los usuarios afectados tal y como se expresó en la sección 2.6.2.1.2; mientras que para armónicos, aunque ya se han establecido límites, ellos solo se utilizan como punto de referencia para saber si el usuario está emitiendo mucha o poca contaminación armónica a la red eléctrica, pero todavía no tiene repercusiones económicas, aunque se está definiendo una reglamentación al respecto como se indicó en la sección 2.6.2.2.

Por otra parte, siguiendo la tendencia mundial respecto a la calidad de la energía, en Colombia, aunque no se han fijado límites para huecos de tensión, se tiene la intención de hacerlo a medio plazo, para lo cual se ha puesto en marcha un proyecto que permita evaluar el impacto de los huecos de tensión en los usuarios. Todavía son muy pocas las referencias encontradas en la literatura que abordan este tema [3, 7], por un lado porque es un área de reciente interés y, por otra parte por su difícil implementación debido a la alta incertidumbre que existe relacionada con la probabilidad que los equipos de los usuarios puedan ser o no afectados por los huecos de tensión, como se describió en la sección 2.6.3.

En este sentido, este capítulo aportará una metodología viable, que vaya acorde con la realidad actual del sector eléctrico colombiano, para implantar límites para huecos de tensión que conduzca a establecer unas repercusiones económicas

cuando se superan los niveles correspondientes. Para ello, en la sección 6.2 se repasará brevemente la evolución histórica que ha tenido la calidad del suministro en Colombia. En la sección 6.3 se plantea la metodología propuesta y, finalmente, en la sección 6.4 se analizan las ventajas e inconvenientes para su implementación.

## 6.2 EVOLUCIÓN DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

Para plantear la metodología que permita evaluar el impacto de los huecos de tensión en los usuarios del sistema eléctrico colombiano, es necesario repasar rápidamente la evolución de la calidad del suministro en Colombia.

En el año de 1993, por una Ley de la Presidencia de la República de Colombia, se desregula el sector eléctrico colombiano y el estado pasa de ser el dueño a ser un ente regulador a través de la Superintendencia de Servicios Públicos, creando la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) en octubre del mismo año [1].

En 1995 la CREG crea el código de medidas, bajo el cual nace un proyecto para medir las interrupciones y su impacto en los usuarios, obligando, además, a las empresas distribuidoras a reportar información de Calidad del Servicio. De los resultados arrojados por este proyecto, en 1998 se adoptan unos valores máximos admisibles para los índices de interrupciones *DES (TIEPI)* y *FES (NIEPI)*, los cuales pasan por un periodo de transición que va del 2000 al 2003 y se empiezan a ejecutar desde el 2004 [7]. En la tabla 37 se muestra la evolución histórica de estos índices desde 2001 hasta 2007.

Tabla 37.  
Evolución histórica de los índices *FES* y *DES* en el sistema eléctrico colombiano [1].

Año	Grupo 1		Grupo 2		Grupo 3		Grupo 4	
	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES
2001	2,75	6,5	4,75	11	7,25	12,75	9,75	14,5
2002	2,75	6,5	4,75	11	7,25	12,75	9,75	14,5
2003	2,75	6,5	4,75	11	7,25	12,75	9,75	14,5
2004	2,75	6	4,75	11	7,25	12	9,75	14
2005	2,75	6	4,75	11	7,25	12	9,75	14
2006	2,75	6	4,75	11	7,15	12	9,75	14
2007	2,5	5,75	4,5	10,5	7,15	11,75	9,55	13,75

El incumplimiento de estos límites por parte de las empresas suministradoras, acarrea unos costes, para compensar a los usuarios afectados, que son determinados por la ecuación (44), y los factores que lo componen se dieron en la sección 2.6.2.1.2.

En este mismo año (1998), la CREG establece los límites máximos de distorsión armónica total de tensión ( $THD_v$ ), que deberán cumplir tanto los transportadores del sistema de transmisión nacional como los operadores de red, como se expresó en la sección 2.6.2.2, las cuales fueron recogidas en la tabla 13. Pero hasta el momento no hay una reglamentación que establezca los costes por sobrepasar dichos límites, aunque está en construcción y se espera que entre en etapa de transición el 1 de enero de 2009.

### 6.3 METODOLOGÍA PROPUESTA

Ya se ha hablado antes del proyecto que pretende evaluar el impacto de los huecos de tensión sobre los usuarios en el sistema de potencia eléctrico colombiano. Esto sugiere que se necesita una metodología que permita, a partir de los datos obtenidos en el proyecto, evaluar los niveles máximos de los índices de huecos de tensión y, en consecuencia, los costes financieros por las pérdidas debido a ellos, es decir, el valor a compensar a los usuarios afectados.

Aunque la referencia [7], recogida en la sección 2.6.3, propone una metodología para valorar las pérdidas financieras debido a huecos de tensión, esta contiene algunos conceptos muy generales que deja muy abierta la propuesta. Sin embargo, teniendo en cuenta algunos aspectos interesantes de dicha metodología como el conteo de disparos de procesos, la valoración de los costes por parte de los usuarios y la información sobre la sensibilidad de los equipos frente a huecos de tensión suministrada por los usuarios; junto a otros aspectos encontrados en la metodología planteada para interrupciones en el caso colombiano, que tiene en cuenta las características particulares del sistema eléctrico en cuestión (sección 2.6.2.1.2), como algunos de los coeficientes del valor a compensar a los usuarios dados en la ecuación (44); y, finalmente, también se recogen algunas ideas de la metodología expuesta para armónicos (dada en la sección 2.6.2.2) donde se plantea una relación entre la empresa distribuidora y el usuario. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se propone la metodología para evaluar los niveles máximos de calidad para huecos de tensión para el sistema eléctrico colombiano que irá acorde con la realidad del sistema eléctrico en cuestión. Esta metodología se recoge en los siguientes 5 pasos.

#### **Paso 1. Clasificación**

En este paso se clasifican los alimentadores y los usuarios en función de sus características.

- *Clasificación de los alimentadores*

Dada la particularidad de la distribución de la población y, en consecuencia, de las zonas altamente industriales y comerciales en Colombia, se clasifican los alimentadores en los siguientes cuatro tipos:

- A1. Estos son los alimentadores ubicados en zonas altamente industriales y/o población con más de 100000 habitantes.

- A2. Corresponde a alimentadores ubicados en zonas con mediana industria y/o poblaciones que tengan entre 50000 y 100000 habitantes.
  - A3. alimentadores ubicados en zonas con pequeña industria y/o poblaciones con menos de 50000 habitantes.
  - A4. corresponde a zonas no urbanas.
- *Clasificación de los usuarios*

Desde el punto de vista de los huecos de tensión, los usuarios se clasifican, dependiendo del impacto que los huecos puedan tener sobre ellos, en:

- U1. Usuarios industriales.
- U2. Usuarios comerciales.
- U3. Usuarios residenciales.

Estas dos clasificaciones llevan asociados un factor ( $k1$  para la clasificación de los alimentadores y  $k2$  para la clasificación de los usuarios) cuyo valor lo determinarán las partes involucradas: entidad reguladora, empresa distribuidora y usuarios.

## **Paso 2. Medidas e información**

Una vez realizada la clasificación, en el paso 1, se debe desarrollar una estrategia para realizar las medidas y obtener información mensual por parte de las empresas distribuidoras y usuarios. Esa estrategia se divide en las siguientes etapas:

- *Definir un periodo de tomas de medidas e información*

Se define un periodo que puede ser de 1 a 2 años, según como se considere más operativo, durante el cual se realizan las medidas y se obtendrá la información por parte de las empresas distribuidoras y los usuarios.

- *Elegir alimentadores y usuarios*

En esta etapa se elegirán los alimentadores y usuarios de todos los tipos, de tal suerte que se tenga una muestra representativa, a partir de ellos, del sistema de potencia eléctrico colombiano. Estos alimentadores y usuarios serán seleccionados y monitoreados durante el periodo definido en la etapa anterior, y en el último trimestre para finalizar este periodo se deben seleccionar los próximos alimentadores y usuarios.

- *Medidas*

Se realizarán medidas en los alimentadores y usuarios que sean seleccionados. A los usuarios que cuenten con equipos de mitigación de huecos, la medida se realiza aguas arriba de dicho equipo con el fin de obtener un conteo real del número de huecos que llega a su red. Las medidas deben ser sobre la señal de tensión y deben contener, como mínimo, el valor instantáneo de la onda de tensión de las tres fases (magnitud y tiempo) y fecha y hora de la medición. El número de muestras por ciclo, en esta medición., puede ser definido por quien realice la medida, de acorde a las características del equipo de medida, de tal forma que el posterior procesamiento sea rápido y arroje resultados confiables.

- *Información*

Las empresas distribuidoras de energía deben suministrar la información sobre sus medidas en el, o los, alimentadores que han sido seleccionados y que pertenezcan a su zona de influencia; y los usuarios, seleccionados de dicho alimentador, deben aportar información sobre el número de paradas del proceso, demanda promedio interrumpida en cada parada (kW), daños de equipos, tipo de equipo que fallo y las pérdidas financieras debido a la parada por huecos de tensión.

Es importante tener en cuenta la información sobre todos aquellos eventos de huecos generados por cortocircuitos debido a razones de fuerza mayor como: atentados a infraestructuras en el contexto del conflicto armado colombiano y desastres naturales, entre otros. Ya que estos no están bajo la responsabilidad de las compañías distribuidoras.

### **Paso 3. Procesamiento de datos**

Una vez recopilada la información del paso anterior, la cual se obtendrá mensualmente, esta se procesa trimestralmente. La razón del procesamiento trimestral, y no anual, es que muestra con más detalle la variación del impacto de los huecos de tensión en el transcurso del año.

Este procesamiento de datos es una tarea dispendiosa, pero de su adecuada implementación dependerá el éxito de los resultados. Para lograrlo se dividirá en dos etapas, a saber:

- *Cálculo de los índices*

Con la información obtenida en el paso 2, en esta etapa se calculan los índices, para huecos de tensión, individuales (por alimentador) y de sistema (para todos los

alimentadores seleccionados), dados en las ecuaciones (64)-(67). Los cálculos de los índices de sistema se realizan por tipo de alimentador. Esta será una labor trimestral, así que se obtendrán índices de sistemas, por tipo de alimentador, trimestral.

Con los índices obtenidos trimestralmente, se calcula el promedio de los cuatro índices de sistema en el año, para cada alimentador, con las siguientes ecuaciones:

$$NEH_{anual} = \frac{1}{4} \sum_{j=1}^4 NEH_{sistema\ j} \quad (69)$$

$$TED_{anual} = \frac{1}{4} \sum_{j=1}^4 TED_{sistema\ j} \quad (70)$$

donde  $NEH_{sistema\ j}$  y  $TED_{sistema\ j}$  son los índices de sistema, por tipo de alimentador, para cada trimestre  $j$  y calculados a partir de las ecuaciones (66) y (67).

- *Cálculo de la demanda promedio interrumpida a los usuarios por huecos de tensión (DI)*

Con la información suministrada por los usuarios sobre la demanda interrumpida (kW), se calcula la demanda promedio interrumpida para cada alimentador y se promedian las demandas interrumpidas para todos los alimentadores en estudio.

#### **Paso 4. Evaluación de costes**

Al sobrepasar los valores de referencia de los índices de sistema, calculados por tipo de alimentador, por parte de las empresas distribuidoras, estas incurren en unos costes que, al igual que para las interrupciones, son utilizadas para compensar a los usuarios perjudicados. Estos costes se determinan como una función de las variables obtenidas hasta ahora, así:

$$VCH \cong f(K1, K2, DI, CU) \quad (71)$$

donde

$VCH$ , es el valor de los costes por huecos de tensión.

$K1$ , es el factor de costo por hueco para el tipo de alimentador.

$K2$ , este factor pondera a los tipos de usuario.

$DI$ , demanda promedio interrumpida al usuario (kW).

$CU$ , es el costo incremental operativo de racionamiento de energía (\$/kW).

La forma como deben estar interrelacionadas las variables de  $f$  en la ecuación (71), al igual que para la ecuación (44), será definida entre las partes involucradas: ente regulador (CREG), empresas distribuidoras y usuarios.

### **Paso 5. Seguimiento y ajuste de índices**

El último paso de esta metodología consiste en hacer seguimiento a la evolución de los índices con el fin de ajustarlos a valores que conduzcan a un estado de mejor calidad de la energía, pero que también puedan ser alcanzados por las compañías distribuidoras dentro de su realidad económica-técnica. Ello implica que este ajuste no necesariamente debe disminuir los valores de los índices, sino que en algunos periodos puede permanecer igual o, incluso, aumentar, de cara a que las compañías puedan cumplirlos.

El seguimiento se realiza durante un periodo dos años (con valores de índices trimestrales) y al final de ese periodo (último trimestre) se ajusta el valor de los índices para los dos años siguientes. El periodo de dos años es un escenario prudente, ya que menos de ese tiempo no deja un margen suficiente para mirar la evolución del índice, y un tiempo mayor que dos años puede ser peligroso porque se puede presentar muchas variaciones del índice lo cual sugeriría que se debe ajustar cuanto antes. No obstante, este periodo debe salir de un común acuerdo entre las partes involucradas: ente regulador, compañía suministradora y usuarios.

En el diagrama de bloques, dado en la figura 46, se resumen los pasos de la metodología propuesta.

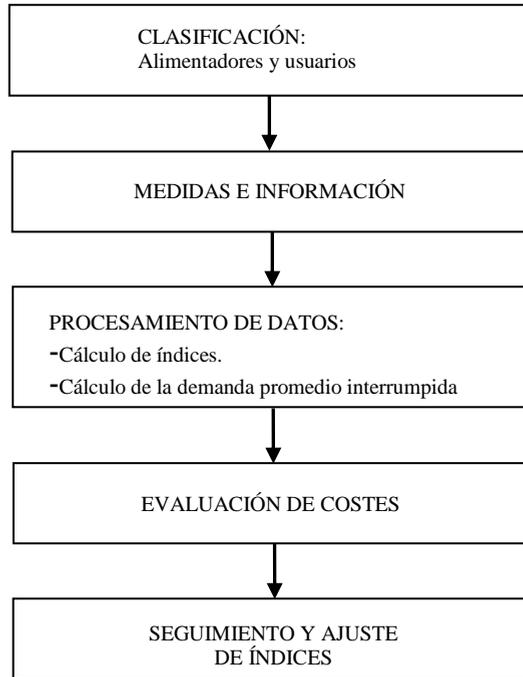


Figura 46. Metodología propuesta para evaluar los límites de perturbación y los costes financieros por huecos de tensión en el sistema eléctrico colombiano.

## **6.4 VENTAJAS E INCONVENIENTES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA**

Debido a las características propias del sistema eléctrico colombiano y a la experiencia en la implementación de otros índices de calidad en este sistema (como FES y DES), la implementación de la metodología planteada en la sección anterior trae enormes ventajas en cuanto a la mejora de la calidad del producto y al sistema eléctrico en general, pero también puede presentar ciertos inconvenientes de carácter logístico, principalmente, de los cuales algunos ya se presentaron en la obtención de índices para interrupciones. A continuación se enumeran cada uno de ellos.

### **6.4.1 Ventajas**

- Esta metodología es simple de aplicar y “sólo” requiere de información veraz y precisa por parte de las empresas distribuidoras y de los usuarios.
- Se obtendrá un conocimiento detallado sobre el comportamiento del sistema eléctrico frente a huecos de tensión, así como de cuales zonas son más o menos vulnerables en este sentido.
- Se homogeniza el sistema eléctrico.
- Mejorará la calidad del producto y la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Reducirá los daños y mal funcionamiento de equipos, como también la pérdida de vida útil de los mismos, la parada imprevista total o parcial de procesos industriales, la pérdida de información y, en consecuencia, las pérdidas económicas de los usuarios.
- Incentiva el dialogo permanente entre usuarios, compañías distribuidoras y ente regulador.

### **6.4.2 Inconvenientes**

- Uno de los principales inconvenientes con los que se puede encontrar a la hora de aplicar esta metodología es la resistencia por parte de algunas empresas distribuidoras a suministrar información sobre el comportamiento de la red eléctrica en su zona de influencia.
- En consecuencia de lo anterior, la información suministrada por las empresas distribuidoras, incluso, también por los usuarios del sistema eléctrico colombiano, puede estar alterada. Este caso ya ocurrió cuando se empezó a implementar la metodología para obtener los índices para interrupciones.

- Puede haber mal procesamiento de datos y, en consecuencia, se pueden tener valores inadecuados para los índices y para los valores máximos permitidos para ellos.
- Puede haber una falta de consenso entre las partes a la hora de definir, cualitativa y cuantitativamente, los factores involucrados en el cálculo de los límites máximos para los índices y los costes a compensar.

## CAPÍTULO 7

---

### CONCLUSIONES

---

La realización del presente trabajo deja una serie de conclusiones y aportes importantes, relacionados con los huecos de tensión, su influencia en la calidad de la energía y el impacto económico que pueden generar; así como unas futuras líneas de investigación en este sentido.

#### 7.1 RESUMEN, CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS

##### 7.1.1 Resumen y conclusiones

- Los huecos de tensión son perturbaciones de carácter transitorio cuyas características dependen, fundamentalmente, de la causa que lo genera, de los elementos de la red donde se transportan y del lugar donde se mide. Estos huecos de tensión pueden llegar a causar muchos inconvenientes a los usuarios, sobretodo aquellos que tienen dispositivos sensibles a este tipo de fenómenos, los cuales, con el avance de la electrónica, cada vez son más.
- Aunque la mayoría de los huecos de tensión no logran ser tan perjudiciales como las interrupciones cortas, hay que tener medidas de prevención y/o mitigación, pues ellos aparecen en la red con mucha más frecuencia que las interrupciones. Por eso se requiere de un estudio completo de sus causas y de una clasificación y evaluación apropiada. Este estudio debe tener en cuenta todas las variables que puedan determinar su tipología.
- El estudio tipológico de los huecos de tensión a partir, únicamente, de la magnitud es mucho mas seguro que si se tuviese en cuenta, además de ésta, su fase, debido a que esta última es muy sensible a otros fenómenos ajenos a la red como son los dispositivos de monitoreo de la red, el procesamiento de los datos, la definición del tiempo de muestreo, entre otros, y un cambio pequeño en el valor de la fase puede conducir a errores, lo que no ocurre con la magnitud.
- El tiempo no es una característica del hueco adecuado para su estudio tipológico, ya que este depende, esencialmente, de los tiempos de disparo de las protecciones.
- El lugar de la red donde haya ocurrido el cortocircuito (AT o MT) es determinante para la magnitud de los huecos de tensión, debido a que esto

implica diferencias de magnitudes en las componentes simétricas de las impedancias, de las cuales depende la magnitud del hueco de tensión, siendo más profundo para los casos en que la impedancia homopolar sea semejante a las impedancias directa e inversa (como en AT) y menos profundo cuando la impedancia homopolar se hace mayor que las directa e inversa (como en MT).

- Otro factor determinante en la magnitud del hueco de tensión es el lugar de MT donde se ha medido, ya que este es más profundo si se mide en la misma red donde ha ocurrido la falta (subestación A, figura 24) que en una red diferente (subestación B, figura 24). La causa de esto es la diferencia de magnitud entre las impedancias de secuencia homopolar frente a las directas e inversa (se recuerda que en este trabajo se han tomado iguales las dos últimas), la cual es menor para la misma red (subestación A) que para cualquier otra red diferente (subestación B).
- La resistencia de falta a tierra  $R_f$  también es un factor importante en la magnitud del hueco de tensión, siendo mas profundo el hueco cuanto menor sea esta resistencia y viceversa (gráficos del anexo 1). Esto se debe, a que al aumentar esta resistencia, la corriente de la falta disminuye y el transformador AT/MT aumenta la tensión, para mantener la potencia constante, incrementando, de esta manera, la magnitud del hueco (haciéndose menos profundo). También se puede observar de los gráficos del anexo 1, que con el aumento de esta resistencia de falta las magnitudes de las fases aparejadas se alejan, lo cual es debido a que cada una de ella depende de manera diferente de esta resistencia, y al variar ella ( $R_f$ ) también lo hacen las magnitudes de las fases aparejadas, pero de manera desigual. De hecho, en varios tipos de cortocircuitos la tensión de una fase depende de manera directa y la otra de manera inversa de  $R_f$ ; por lo cual, al aumentar la resistencia  $R_f$ , una fase incrementa su magnitud y la otra disminuye. Para líneas aéreas esta es la resistencia de puesta a tierra de los apoyos de las torres, por lo que depende de todas las variables que influyen en esta puesta a tierra. Para las líneas subterráneas, esta resistencia es debido al material aislante que ha quedado en medio de los electrodos en el momento del cortocircuito, además de la resistencia de puesta a tierra de este tipo de líneas.
- La resistencia de falta entre fases  $R_{ff}$  también es un factor determinante en la diferencia de magnitud entre las fases aparejadas de los huecos de tensión, siendo mayor esta diferencia con el incremento de  $R_{ff}$ . Esto se debe a la misma razón anterior, es decir, a la dependencia desigual de la magnitud de las fases de esta resistencia, con lo cual, en faltas como las bifásicas a tierra, donde existe la posibilidad de que hayan las dos resistencias  $R_f$  y  $R_{ff}$ , se pueden encontrar huecos de tensión con magnitudes, de las fases aparejadas, completamente diferentes, dependiendo de los valores de estas resistencias. En líneas aéreas estas resistencias entre fases pueden ser ocasionada por ramas de árboles, por aves y otros tipos de objetos o animales que comúnmente se dan

en zonas rurales; en consecuencia, los huecos de tensión en los que las fases aparejadas están muy separadas entre sí, pueden representar una herramienta importante a la hora de predecir que las faltas han ocurrido en zonas rurales, en donde es más común encontrar objetos que cortocircuiten las fases. Sin embargo, las líneas subterráneas también pueden experimentar esta resistencia debido al material aislante que puede quedar en medio de las dos fases en el momento del cortocircuito.

- La distancia de la falta al punto de evaluación  $T$  (figura 30) es determinante a la hora de calcular la magnitud del hueco de tensión. En todos los gráficos del 1 al 14 (anexo 1) se puede notar la influencia de la distancia en la magnitud del hueco, siendo este más profundo cuanto más cerca esté la falta del punto de evaluación  $T$ . Esto se debe a que la magnitud del hueco está directamente relacionada con la distancia (ecuaciones (54) y (55)).
- La parte real (o resistiva) de la impedancia de línea, aunque no es común su influencia, en algunos casos puede ser un factor importante a la hora de determinar la magnitud del hueco de tensión, pues aunque no influye en el cambio de las características de las curvas de las magnitudes de las fases, sí la desplaza horizontalmente hacia la izquierda, con el aumento de dicho valor resistivo, variando de esta manera la magnitud del hueco de tensión al mantener las otras condiciones intactas (gráficos 16 al 23, anexo 1). Esta resistencia puede variar debido a factores como el sobrecalentamiento de las líneas por sobrecarga.
- Debido a todos los factores expuestos, los huecos de tensión pueden presentar todas las diferencias de magnitud posibles entre sus fases (entre 0 y 1 p.u). Sin embargo, la mayor parte de los huecos de tensión medidos en puntos de baja tensión del sistema de potencia español, y utilizados en este trabajo, presentan muy poca diferencia de magnitud entre las fases aparejadas, y aunque no son mayoría los huecos que presentan grandes diferencias entre estas fases, es importante tenerlos en cuenta a la hora de clasificarlos, ya que estos también pueden producir grandes problemas en los dispositivos sensibles a huecos de tensión.
- La metodología de clasificación fasorial, planteada por M. Bollen en [25], y recogidos en la tabla 2, ofrece grandes ventajas relacionadas con la clasificación de huecos de tensión y cuantificación de sus magnitudes. No obstante, a pesar de sus grandes aportes, adolece de carencias que deben ser superadas, como la subjetividad a la hora de clasificar algunos tipos de huecos, la incapacidad de clasificar otros y su difícil aplicación a la hora de obtener índices para huecos.
- El hecho que la nueva metodología propuesta en este trabajo para valorar los huecos de tensión asigne un valor unívoco y simple,  $N$ , a cada hueco, le permite poder utilizarlo de forma fácil y directa en otras aplicaciones como la

elaboración de índices para huecos, rediseño de protecciones, nuevos diseños de elementos de control, entre otras.

- La simulación de huecos de tensión, a partir de faltas de cortocircuito, en sistemas de potencia es una herramienta que puede permitir, de manera rápida y barata, tener una idea del comportamiento del sistema frente a huecos de tensión. Sin embargo, hay que contar con los datos reales de operación del sistema suministrado por las compañías de suministro eléctrico. Además, siempre que se pueda, lo mejor es llevar un monitoreo de la red y obtener los índices a partir de él, ya que los resultados son más fiables.
- Los dispositivos sensibles a huecos de tensión presentan mayores cambios en sus variables para huecos más críticos. Es decir, entre mayor sea el factor de hueco  $fh$ .
- Los índices planteados en este trabajo permiten ver cuando una zona, de un sistema de potencia, se comporta mejor que otra frente a huecos de tensión.
- Para el caso del sistema de potencia eléctrico colombiano, la zona norte presenta un mejor comportamiento que la zona nororiental frente a los índices de fiabilidad  $NEH$  y  $TED$  de huecos de tensión; por consiguiente, la primera (zona norte) es de mayor confiabilidad que la segunda (zona nororiental). Esto se debe a que cuenta con una configuración más robusta, es decir, tiene más líneas en paralelo conectando barras entre sí, es más anillado y posee mayor número de plantas generadoras.
- La zona norte es más robusta y menos vulnerable a huecos de tensión causados por cortocircuitos que la zona nororiental.
- En general, los índices de sistema dan una idea más global del comportamiento de los sistemas de potencia frente a huecos de tensión, pues los índices de sitio pueden variar mucho de un lugar donde se haya medido a otro.
- Los índices de fiabilidad para huecos de tensión son una herramienta que permite evaluar la calidad de la energía que se le suministra al usuario, y aunque cuantificarlos es una tarea compleja que depende de muchos factores, es necesario hacerlo, por una parte para establecer límites que permita a los usuarios prepararse para afrontarlos y, por otra, que homogenizan los sistemas eléctricos.
- Implementar la metodología planteada en este trabajo, para establecer los límites de los índices para huecos de tensión y el valor a compensar a los usuarios afectados en el sistema eléctrico colombiano, requiere de mucha información, de criterios de clasificación y selección de elementos como alimentadores y usuarios. Además de la colaboración por parte de las empresas distribuidoras y de los usuarios en cuanto al suministro de dicha información de forma veraz y precisa.
- La aplicación de la metodología mencionada, en Colombia, no es en sí una tarea difícil, pero puede encontrarse con barreras como las mencionadas antes

y otras como la falta de consenso entre las partes involucradas a la hora de definir cualitativa y cuantitativamente los diferentes factores que se requieren para tal fin.

- Si se logra implementar esta metodología, redundará en la mejora de la calidad del producto y en la homogenización del sistema eléctrico colombiano.
- La aplicación de la metodología requiere de un periodo de transición, antes de su reglamentación definitiva, con el fin de poner a prueba la capacidad de adaptación y de regulación por parte de las compañías, de los usuarios y del ente regulador.
- A pesar de las investigaciones dedicadas a este tipo de perturbación, los huecos de tensión son un fenómeno al que todavía le queda mucho trabajo de cara a su total entendimiento, y su estudio minucioso puede darnos una herramienta eficaz para predecir las causas, el lugar y las consecuencias, con el fin de mitigar su presencia y disminuir los daños que puedan causar.

### 7.1.2 Aportaciones

- Se ha aplicado a un conjunto extenso de registros reales de huecos de tensión, las técnicas de clasificación existentes en la bibliografía, poniendo de manifiesto la problemática en su aplicación.
- En este trabajo se ha propuesto una nueva metodología para la evaluación de huecos de tensión a partir del “número de fases caídas”, llamado *factor de fase*, el cual, a diferencia de la clasificación fasorial, evalúa cuantitativamente todo tipo de hueco de tensión, asignándole un valor  $N$ , que va entre 1 y 3, a cada uno de ellos. Esta nueva metodología solo depende de la magnitud de los huecos de tensión, lo que la hace simple y directa a la hora de implementarla, superando los problemas encontrados en otras propuestas de análisis.
- En el desarrollo de esta tesis también se ha propuesto un factor que caracteriza a cada hueco de tensión y que depende del factor de fase y de la magnitud que han descendido dichas fases, llamado aquí factor de hueco  $fh$ . Este factor de hueco es una especie de huella que identifica a cada hueco de tensión.
- En este trabajo también se han planteado unos índices de sitio y de sistema para huecos de tensión, que tienen en cuenta la sensibilidad de los equipos frente a ellos, y cuyo objetivo es el de valorar la calidad de la energía eléctrica. Estos índices son simples, unívocos y prácticos a la hora de aplicarlos.
- Para el caso particular del sistema eléctrico colombiano, en este trabajo se ha planteado una metodología que permite establecer los índices para huecos de tensión y los valores máximos permitidos para ellos. Además esta metodología también permite obtener el valor a compensar a los usuarios afectados cuando estos límites sean superados.

## 7.2 FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Todavía queda mucho camino por delante de cara a plantear metodologías que ayuden a entender mejor las causas, predecir las consecuencias y, por consiguiente, encontrar vías que permitan mitigar los huecos de tensión y sus efectos. Por esta razón, a continuación se exponen unas futuras líneas de investigación que pueden abrir nuevos senderos en esa dirección, como son:

- Crear una herramienta computacional, utilizando inteligencia artificial, que permita diferenciar los tipos de huecos que, aunque sean similares, no corresponden al mismo tipo de falta.
- Con el conocimiento minucioso de la red eléctrica, generar una metodología y una herramienta computacional con el fin de pronosticar el lugar donde ha ocurrido la falta, a partir de los datos del hueco registrado. Esa metodología debe tener en cuenta variables como, entre otras: en que lugar de la red ha sucedido la falta (AT o MT), a que distancia del punto de evaluación y si la falta ha ocurrido en el mismo tramo donde se hizo la medición o en otro diferente. Esta metodología permitirá ahorrar tiempo, esfuerzo y dinero, a la hora de despejar y reparar el daño que pueden causar los huecos de tensión.
- Rediseñar las protecciones eléctricas de los generadores dispersos a partir del estudio y conocimiento completo de los huecos de tensión (clasificación, causas, lugar, distancia, entre otras), de tal forma que se puedan evitar las desconexiones indeseadas de estos generadores y las posibles consecuencias perjudiciales que esto pueda acarrear.
- Los fabricantes de los diferentes equipos eléctricos y electrónicos podrán suministrar información a los clientes sobre el comportamiento de estos frente a huecos de tensión, en función de un factor como el factor de hueco. Esto ayudará al usuario a tomar medidas preventivas, a la vez que proporcionará información importante de cara a obtener índices para huecos de tensión.
- Al igual que para las interrupciones, a medio plazo se requiere una normativa que permita obtener valores de los índices y sus límites máximos, para los huecos de tensión, de cara a regular esta perturbación. Estos límites dependerán de cada sistema de potencia en particular y conducirán a mejorar la calidad del suministro eléctrico en un mercado liberalizado, cada vez más exigente.

## CAPÍTULO 8

---

### BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia, “Calidad del Servicio Eléctrico”, Resoluciones 2001-2007, Octubre 2007.
- [2] J. Chan, J. Milanovic, “Severity Indices for Assessment of Equipment Sensitivity to Voltage Sag and Short Interruptions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1298-1304, July 2007.
- [3] X. Xiangning, T. Shun, B. Tianshu, X. Yonghai, “Study on Distribution Reliability Considering Voltage Sags and Acceptable Indices”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 1003-1008, April 2007.
- [4] C. Shen, C. Lu, “A Voltage Sag Index Considering Compatibility Between Equipment and Supply”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 22, no. 2, pp. 996-1002, April 2007.
- [5] Boletín Oficial del Estado (BOE), Ministerio de Economía, “Calidad del Servicio Eléctrico”, Decretos y enmiendas 2000-2006, Enero 2007.
- [6] J. Martínez, J. Martin-Arnedo, “Voltage Sag Studies in Distribution Networks – Part III: Voltage Sag Index Calculation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, pp. 1689-1697, July 2006.
- [7] J. Milanovic, C. Gupta, “Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags - Parte I: The Methodology”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, pp. 918-924, April 2006.
- [8] M. Bollen, D. Daniel, “International Coordination for Voltage Sag Indices”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 1-6, April 2006.
- [9] G. Olguin, F. Vuinovich, M. Bollen, “An Optimal Monitoring Program for Obtaining Voltage Sag System Indexes”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 1, pp. 378-384, February 2006.

- [10] UNE-IEC/TR 61000, “Compatibilidad Electromagnética (CEM)”, 2006.
- [11] J.A. Martinez, J. Martin-Arnedo, “Calculation of Voltage Sag Indices for Distribution Networks”, International Conference on Power Systems Transients (IPST’05), Montreal, Canada, Paper No. IPST05-046, June 2005.
- [12] Joint WG CIGRE c4.7/CIREN, “Power Quality Indices and Objectives”, CIGRE Report, Draft, March 2004.
- [13] IEEE P1564, “Recommended Practice for the Establishment of Voltage Sag Indices”, Draft 6, January 2004.
- [14] J.A. Martinez, J. Martin-Arnedo, “Expanding capabilities of EMTP-like tools: From analysis to design”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 1569-1571, October 2003.
- [15] K. Tomiyama, S. Ueoka, T. Takano, “Modeling of load during and after system faults based on actual field data”, *IEEE PES General Meeting*, Toronto, July 2003.
- [16] J.A. Martinez, J. Martin-Arnedo, J.V Milanovic, “Load Modeling for Voltage Sag Studies”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, no. 4, pp. 2508-2513, March 2003.
- [17] J. A. Martinez, J. Martin-Arnedo, “Voltage Sag Analysis Using an Electromagnetic Transients Program”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp.1135-1140, Feb 2002.
- [18] “IEEE Guide for the operation, Classification, Application and Coordination of Current-Limiting Fuses with rated Voltages 1-38 kV”, IEEE Std C37.48.1-2002.
- [19] V. Fuster, “Perturbaciones Eléctricas: tipos y caracterización”, Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2001.
- [20] IEEE Voltage Quality Working Group, “Recommended practice for the establishment of voltage sag indices”, IEEE P1564, Draft, March 2001.
- [21] R. Venkatesan, B. Balamurugan, “A real-Time Hardware Fault Detector Using and Artificial Neural Network for Distance Protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 16, No. 1, pp. 75-82, January 2001.

- [22] J.V. Milanovic, R. Gnativ, K. Chow, “The influence of loading conditions and network topology on voltage sags”, *9th ICHQP, October 2000*.
- [23] J. A. Martinez, “The ATP package. An environment for power quality analysis”, *9th Int. Conf. Harmonics and Quality of Power*, Orlando, FL, Oct. 14–16, 2000.
- [24] R. Thallam, G. Heydt, “Power acceptability and voltage sag indices in the three phase sense”, *2000 IEEE PES Summer Meeting*, Seattle, July 16-20, 2000.
- [25] M. H. Bollen, “Understanding Power Quality Problems”, IEEE press, 2000.
- [26] M. H. Bollen, E. Styvaktakis, ”Characterization of Three-Phase Unbalanced Dips”, IEEE, 2000.
- [27] V. Fuster, F. Romualdo, J. Marín, F. Ferrandis, “Las perturbaciones eléctricas y la industria cerámica”, Instituto de Tecnología Eléctrica – Iberdrola, 2000.
- [28] L. Zhang, M. H. Bollen, ”Characteristic of Voltage Dips (Sags) in Power Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Abril 2000.
- [29] M. Bollen, D. Daniel, R. Thallam, “Voltage-Sag Indices – recent developments in IEEE P1564 Task Force”, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 34-41, January 2000.
- [30] J.A. Martinez, J. Martin-Arnedo, “Voltage sag stochastic prediction using an electromagnetic transients program”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1999.
- [31] P. Anderson, “Power system protection”, IEEE Press series on power engineering, 1999.
- [32] K. Leix, Lj. Kojovic, M. Marz, G. Lampley, “Applying currentlimiting fuses to improve power quality and safety”, *IEEE T&D Conf.*, pp. 636-641, April 1999.
- [33] G. Yalcinkaya, G. Hazza, M. H. Bollen, ”The Use of Electromagnetic Transient Programs for Voltage Sag Analysis”, 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP, IEEE/PES and NTUA, Octubre 1998.

- [34] Lj. Kojovic, S. Hassler, K. Leix, C. Williams, E. Baker, “Comparative analysis of expulsion and current-limiting fuse operation in distribution systems for improved power quality and protection”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 3, pp. 863-869, July 1998.
- [35] K. Tomiyama, J. Daniel, S. Ihara, “Modeling air conditioner load for power system studies”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 414-421, May 1998.
- [36] D. Brooks, R. Dugan, M. Waclawiak, A. Sundaram, “Indices for assessing utility distribution system RMS variation performance”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, pp. 254-259, January 1998.
- [37] V. Fuster, “Contribución al estudio y caracterización de las perturbaciones en la red eléctrica” Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Diciembre 1996.
- [38] P. Wang, M. Bollen, N. Jenkins, “Analysis and Consequences of the Phase Jump Associated With a Voltage Sag”, *Power System Computation Conference*, Agosto 1996.
- [39] “IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays”, *IEEE Std C37.112-1996*.
- [40] R. Dugan, M. McGranaghan, H. Beaty, “*Electrical Power Systems Quality*”, McGraw-Hill, New York, 1996.
- [41] S. Horowitz, A. Phadke, “*Power Systems Relaying*”, Research Study Press LTD., Somerset, England, 1996.
- [42] H. Sarmiento, E. Estrada, “A voltage sag study in an industry with adjustable speed drives”, *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 2, no. 1, pp. 16-19, January/February 1996.
- [43] ANSI/IEEE C37.102-1995, “IEEE Guide for AC Generator Protection”, Guía del IEEE para la Protección de Generadores de CA.
- [44] L. Zhang, M. Bollen, “Analysis of Voltage Tolerance of AC Adjustable-Speed Drives For Three-Phase Balanced and Unbalanced Sags”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1995.

- [45] F. Cavallé, A. Quijano, “Efectos de las perturbaciones sobre clientes y medidas para reducir su impacto”, Seminario Internacional de Seguridad y Calidad del Suministro Eléctrico, Bilbao, 1995.
- [46] J. Burke, “*Power Distribution Engineering*”, *Fundamentals and Applications*, Marcel Dekker, 1994.
- [47] Canadian Electrical Association y Hydro-Quebec, “Quality indices”, 1994.
- [48] E. Ras, “Transformadores de Potencia, de medida y de protección”, Editorial Marcombo, 7ª edición, 1994.
- [49] J. Lamoree et al., “Voltage sag analysis case studies”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, no. 4, pp. 1083-1089, July/August 1994.
- [50] P. Barrer, J. Burke, R. Mancao, T. Short, C. Warren, C. Burns, J. Siewierski, “Power Quality Monitoring of a Distribution System”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 9, n° 2, pp. 1136-1142, April 1994.
- [51] M. McGranaghan, D. Mueller, M. Samotyj, “Voltage sags in industrial systems”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 29, no. 2, pp. 397-403, March/April 1993.
- [52] P. Gnadt, J. Lawler (Eds.), “*Automatic Electric Utility Distribution Systems*”, Prentice Hall, 1990.
- [53] IEEE Computer Representation of Overcurrent Relays Characteristics WG, “Computer representation of overcurrent relay characteristics”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 3, pp. 1659-1667, July 1989.
- [54] L. Checa, “Líneas de transporte de energía”, Editorial Maracombo, 3ª edición, 1988.
- [55] C. Ramirez, “Introducción a los Relés de Protección”, Editorial Universidad Pontificia Bolivariana, Segunda Edición, Enero 1987.
- [56] G. Bonnard, “The Problems Posed by Electrical Power Supply to Industrial Installations”, *IEEE Proceedings*, Vol. 132, n° 6, pp. 335-343, November 1985.
- [57] R. Romper, “Corrientes de cortocircuito en redes trifásicas”, Editorial Maracombo, 1985.

- [58] A. Fitzgerald, C. Kingsley, A. Kusko, “Máquinas eléctricas”, Editorial McGraw-Hill, 4ª edición, 1983.
- [59] E. Ras, “Teoría de líneas eléctricas de potencia, de comunicación, para transmisión en continua”, Editorial Universidad Politécnica de Barcelona, Vol. 1, 1973.

## ANEXO I

---

### RESULTADOS GRÁFICOS DE LA SIMULACIÓN

---

Después de haber utilizado la herramienta computacional para la simulación del sistema de potencia desarrollado en el capítulo 3, se han obtenido un conjunto de gráficos que representan el valor eficaz de la tensión, en distintos puntos de la red eléctrica de la figura 24, debido a diversos tipos de cortocircuitos. Las faltas se han simulado en líneas de media y alta tensión, en distintas posiciones de dichas líneas, según se expone en la sección 3.4. Todos los registros son obtenidos en el lado de media tensión, tanto sobre la misma línea donde se ha presentado la falta (subestación A de la figura 24) como en otra línea diferente a esta, pero que es alimentada del mismo nodo (subestación B de la figura 24).

En los gráficos se representan las tensiones simples y compuestas en cada uno de estos puntos, y dichas tensiones son función de la resistencia de falta a tierra, de la resistencia entre fases (en el caso de faltas bifásicas y bifásicas a tierra), de la resistencia de la línea y de la distancia desde donde ha ocurrido la falta hasta el punto de evaluación. Esta posición de la falta, para todos los demás parámetros menos para sí misma, se toma en tres lugares distintos de la línea: a principio de línea (curva continua), a mitad de línea (curva discontinua) y a final de línea (curva punteada).

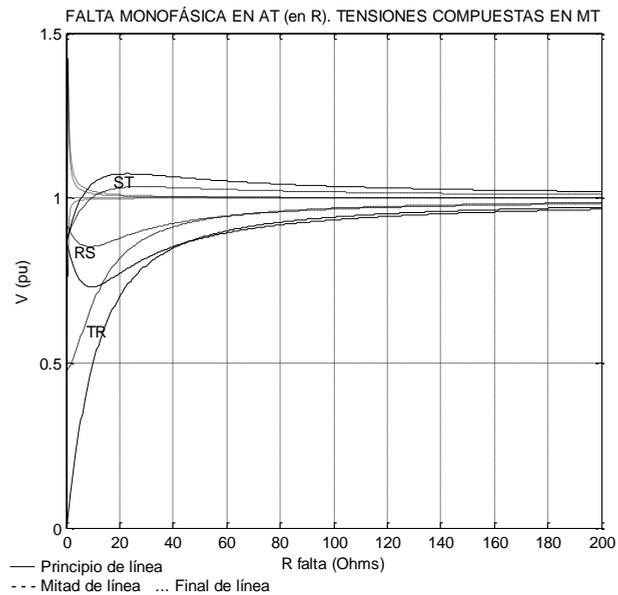
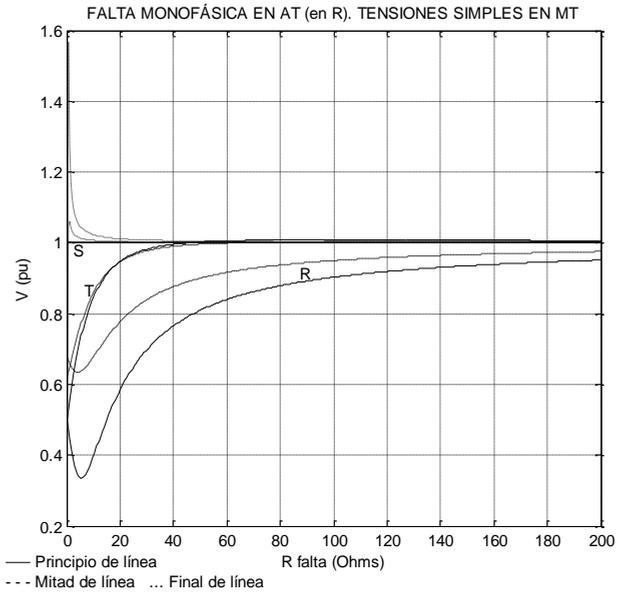


Gráfico 1. Falta monofásica a tierra en alta tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT.

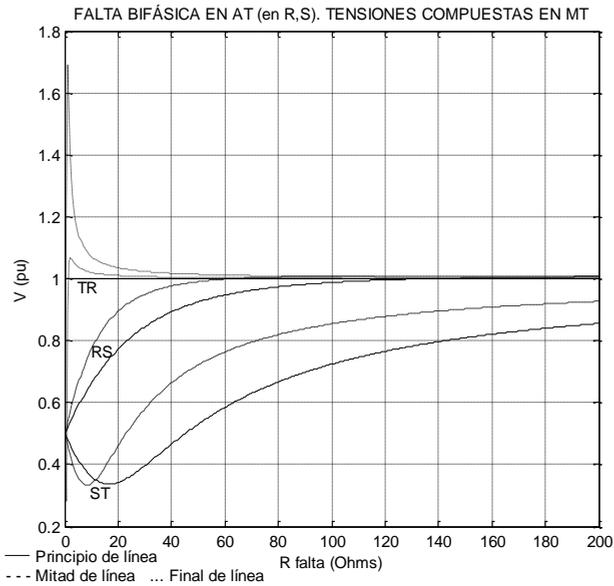
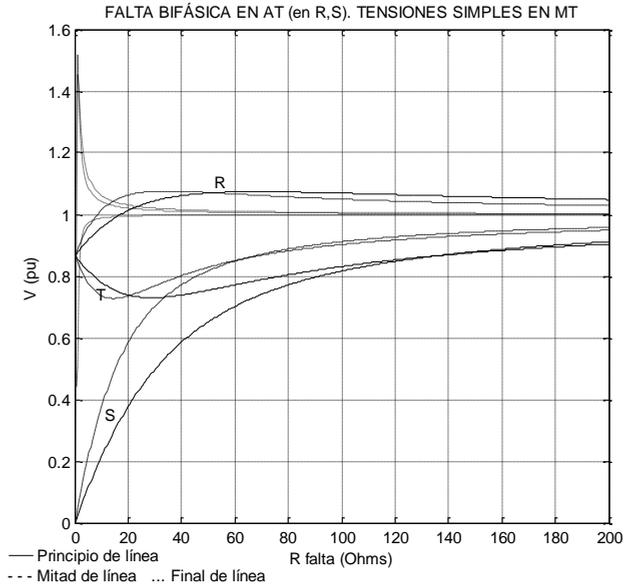


Gráfico 2. Falta bifásica en alta tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT.

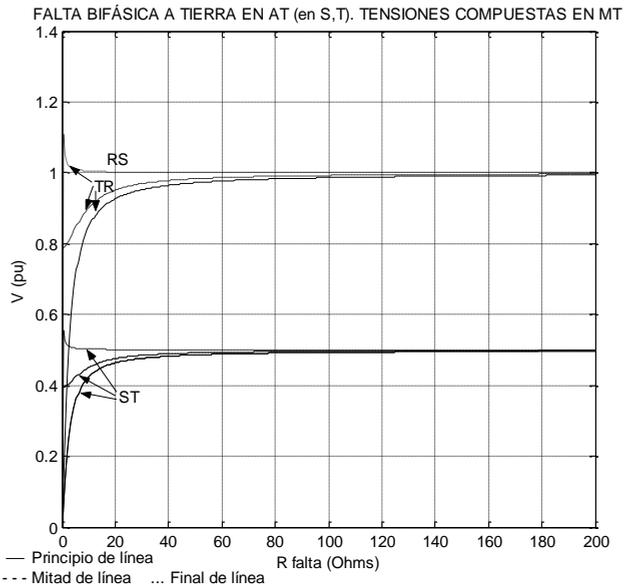
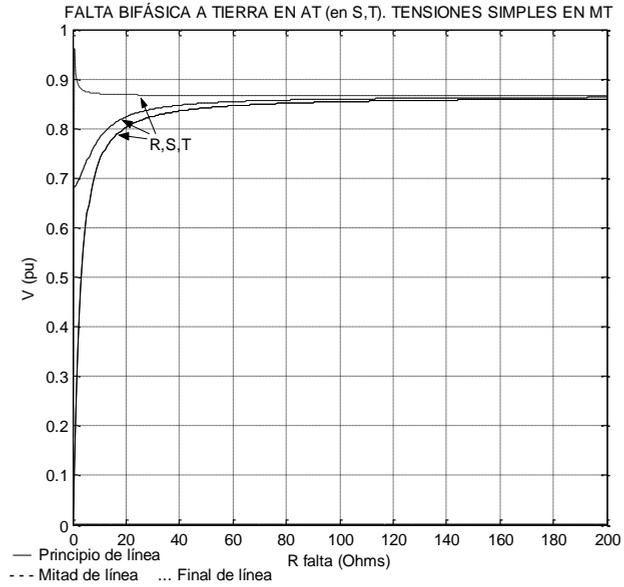


Gráfico 3. Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT.

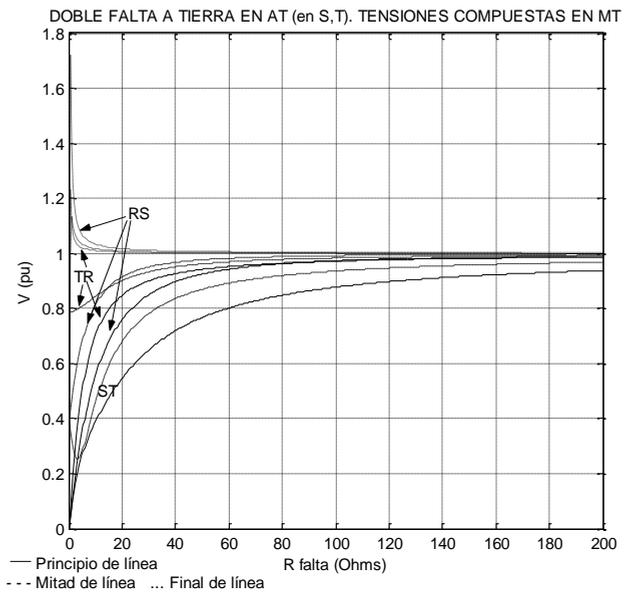
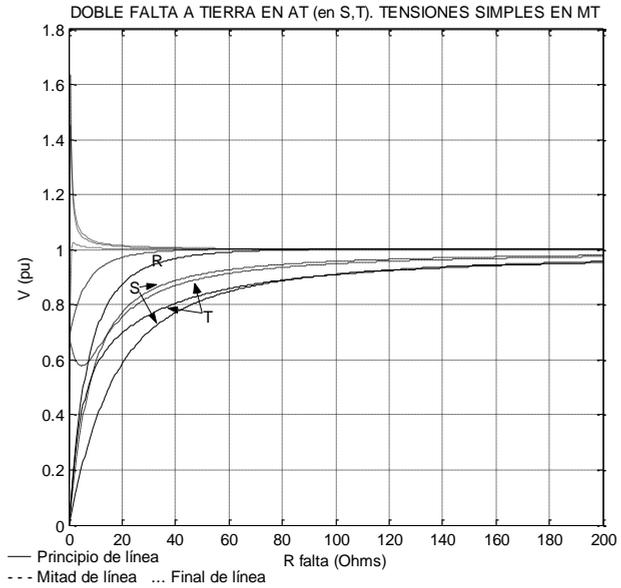


Gráfico 4. Doble falta monofásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T.  
 Tensiones simples y compuestas en MT.

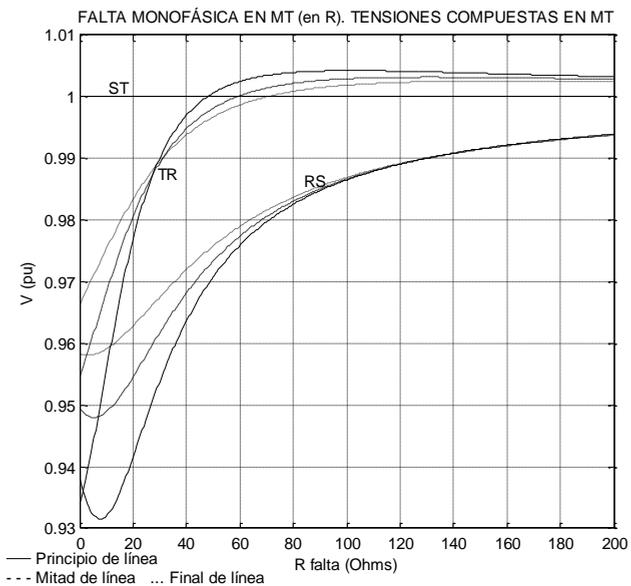
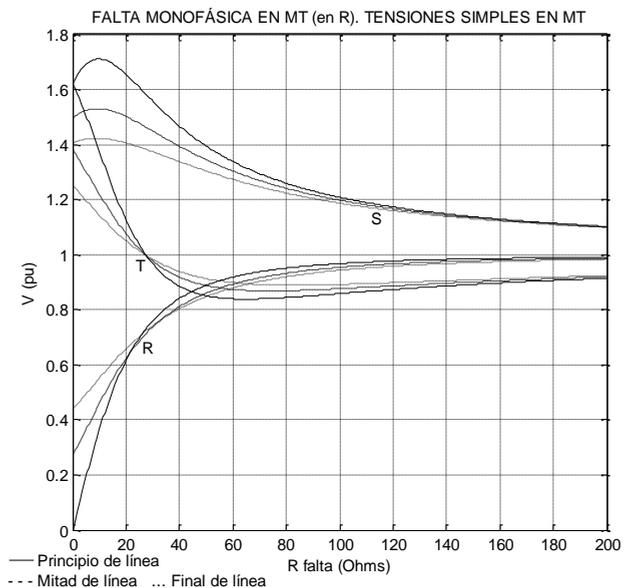


Gráfico 5. Falta monofásica en media tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

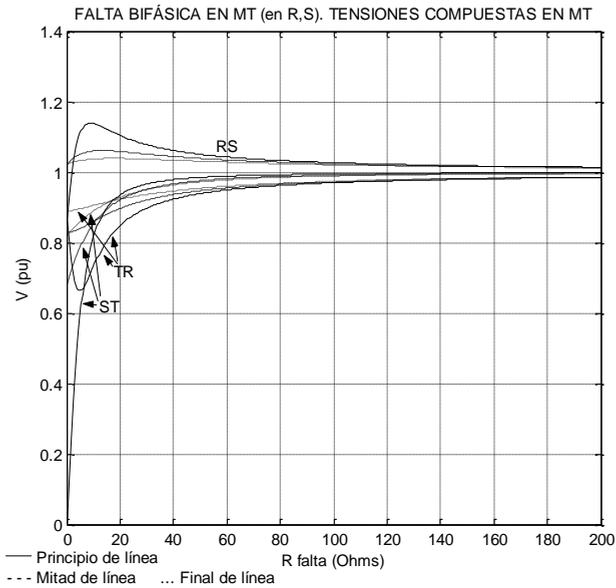
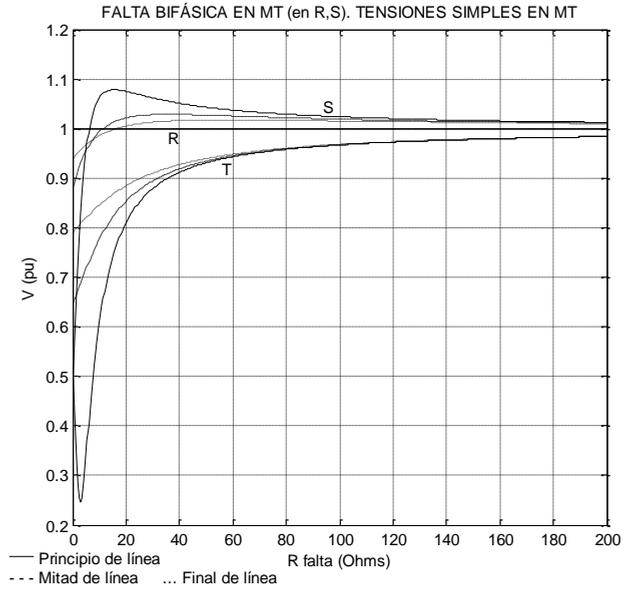


Gráfico 6. Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

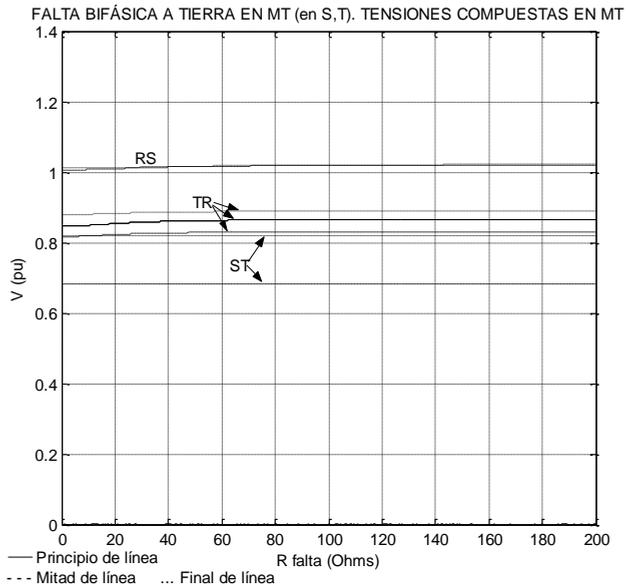
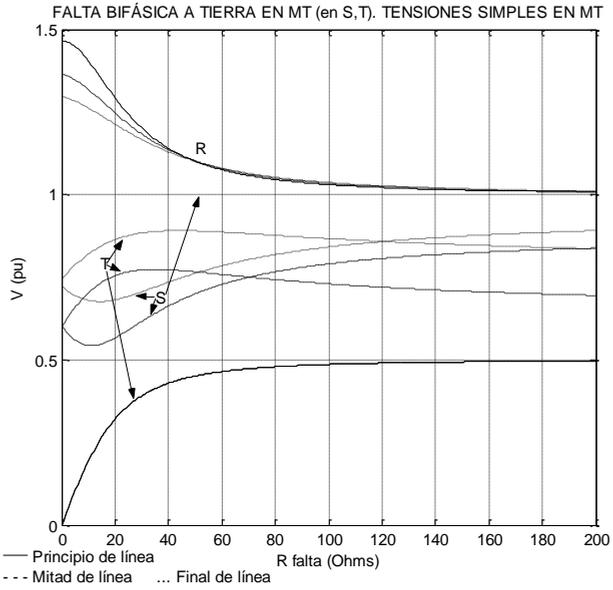


Gráfico 7. Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

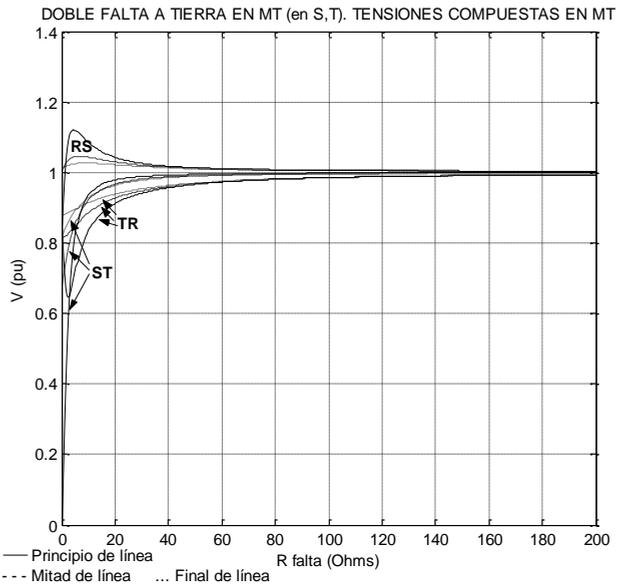
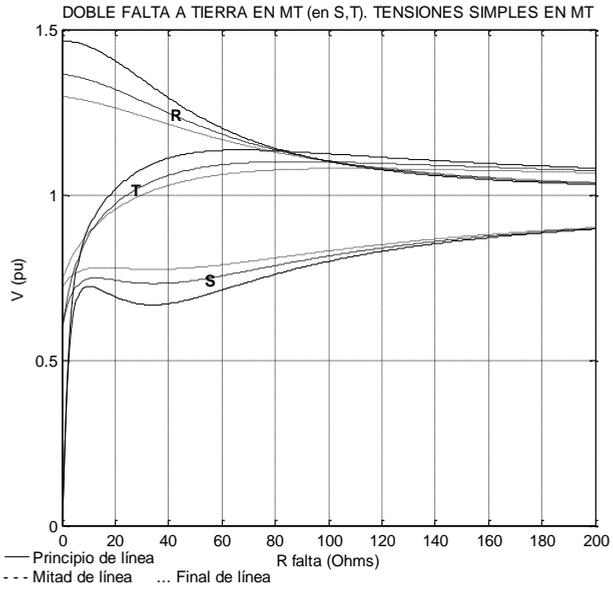


Gráfico 8. Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

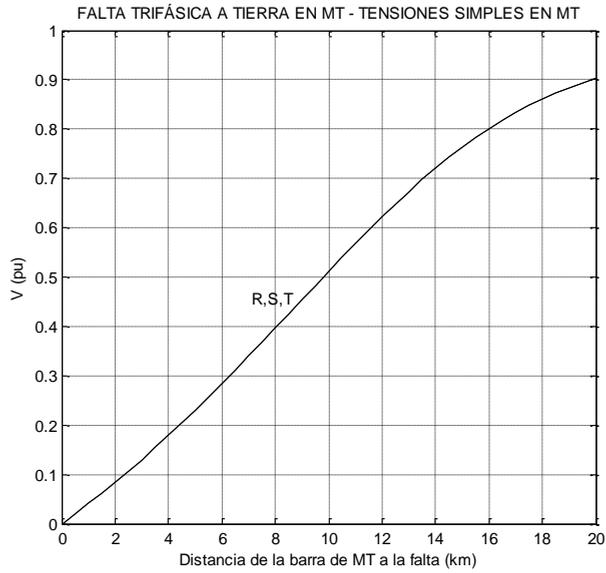


Gráfico 9. Falta trifásica a tierra en media tensión. Tensiones simples en MT, en la subestación B.

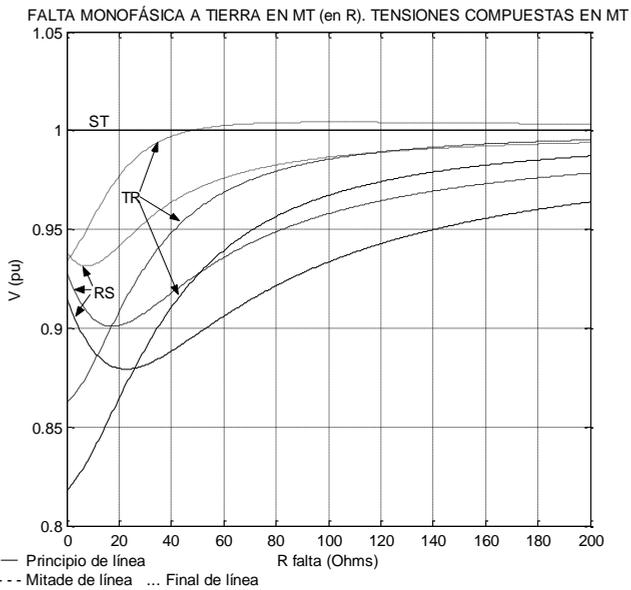
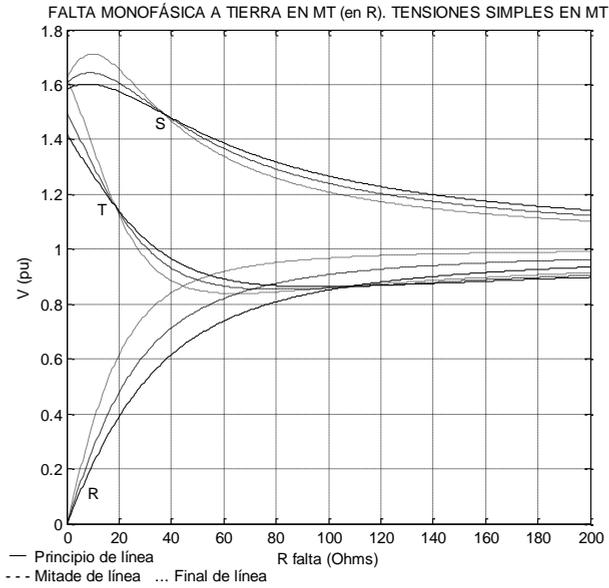


Gráfico 10. Falta monofásica en media tensión, en la fase R. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.

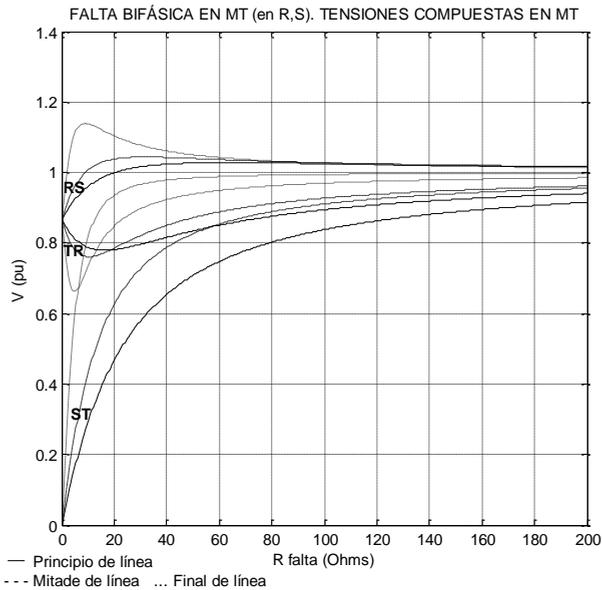
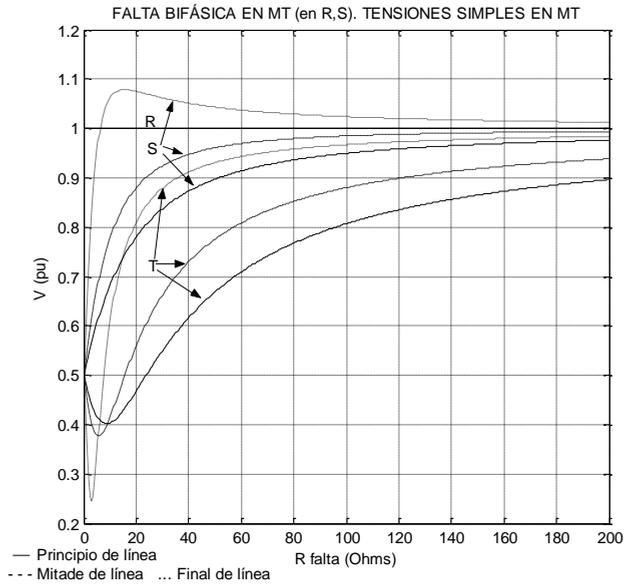


Gráfico 11. Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.

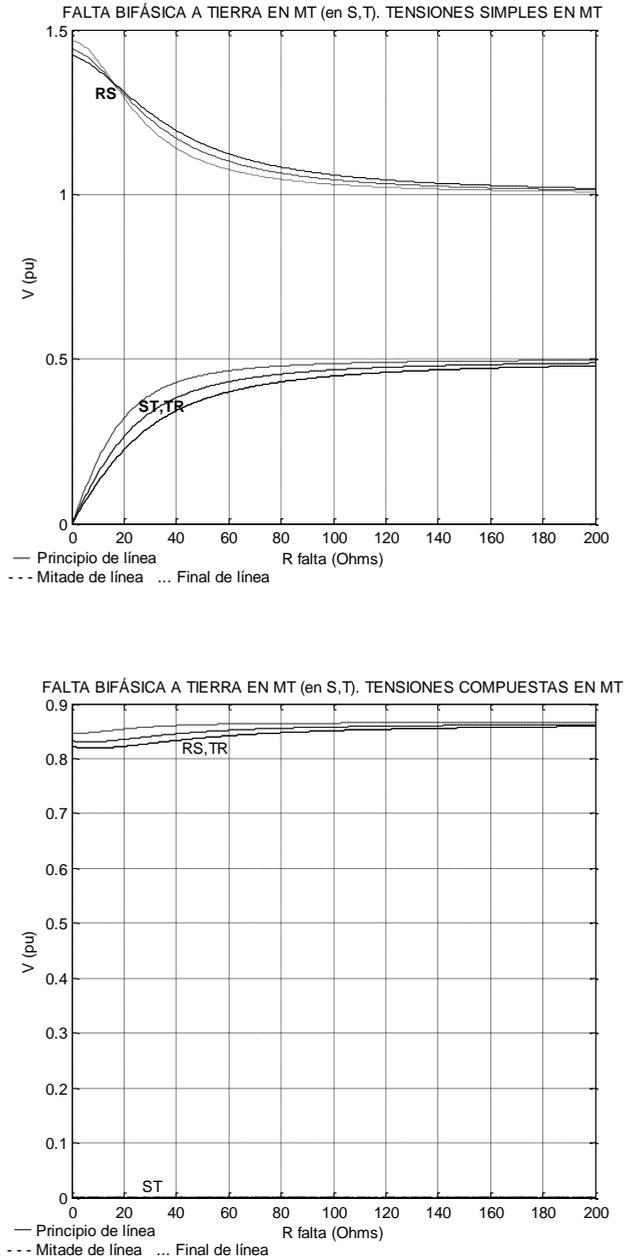


Gráfico 12. Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.

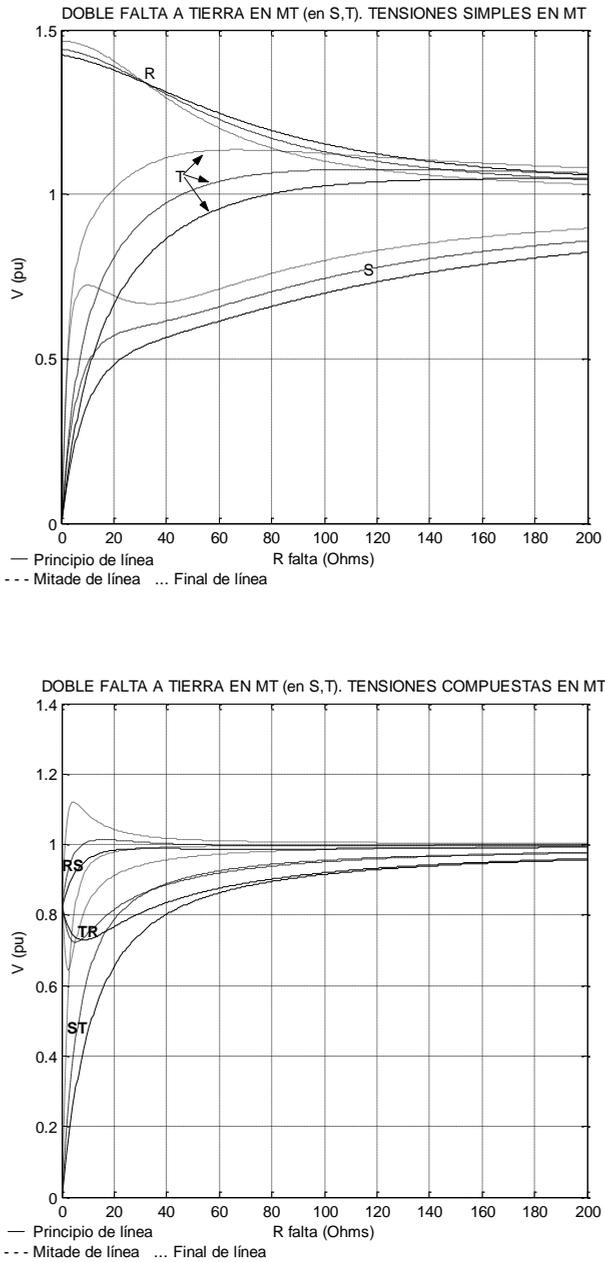


Gráfico 13. Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación A.

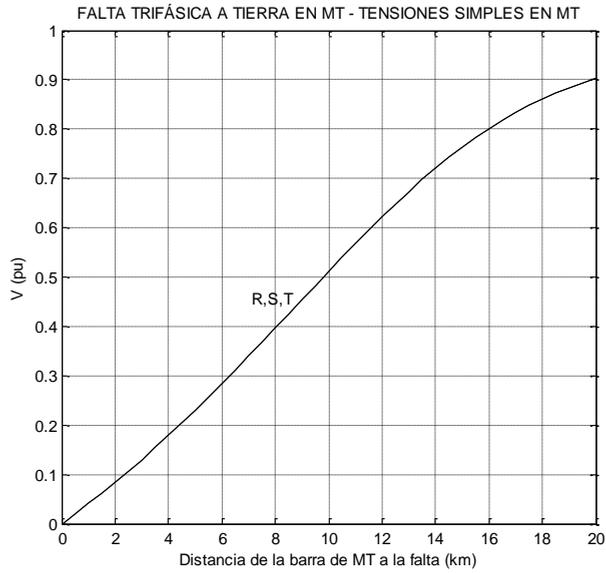


Gráfico 14. Falta trifásica a tierra en media tensión. Tensiones simples en MT, en la subestación A.

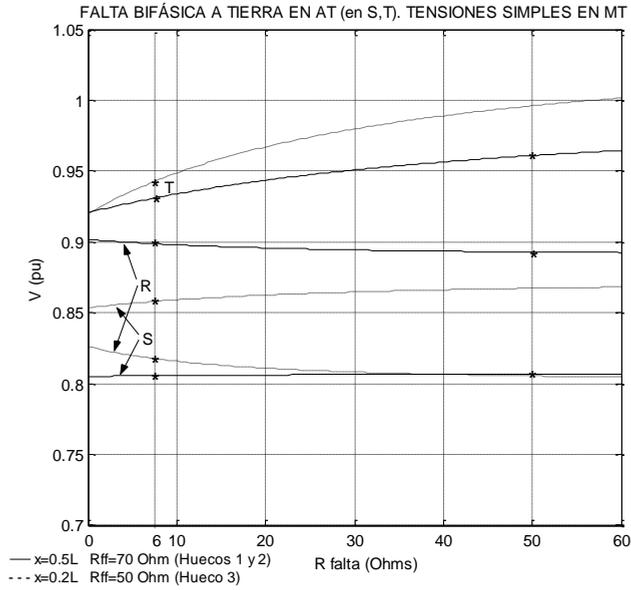


Gráfico 15. Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases S y T, a dos distancias diferentes al punto de evaluación y dos resistencias entre faltas distintas. Tensiones simples en MT.

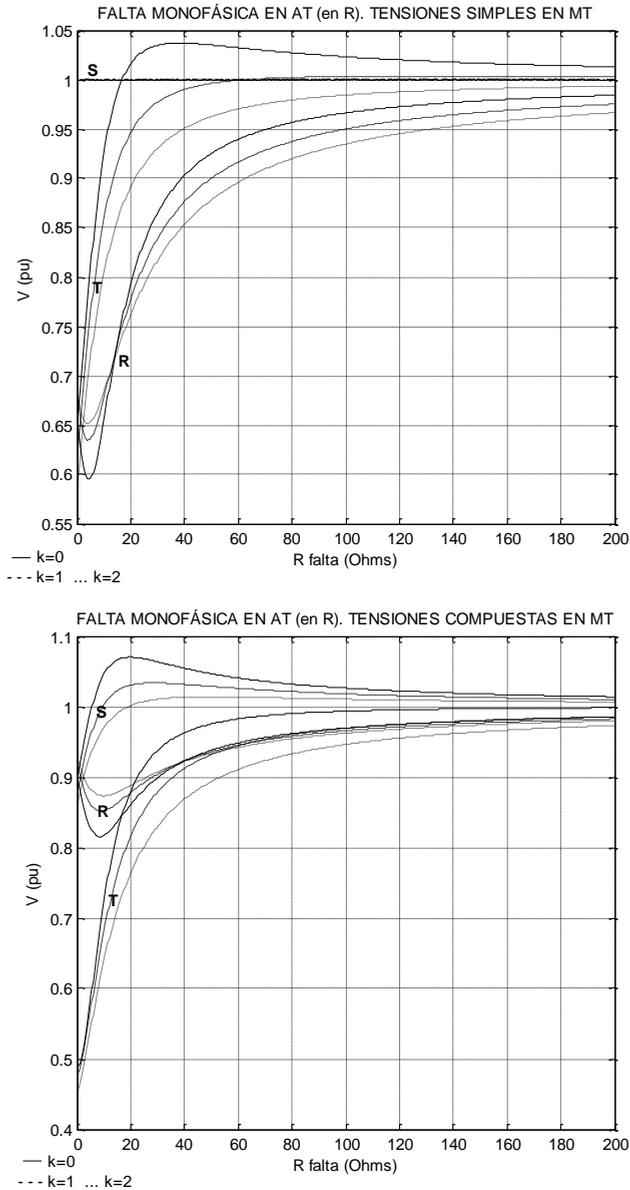


Gráfico 16. Falta monofásica en alta tensión, en la fase R, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea<sup>21</sup>. Tensiones simples y compuestas en MT.

<sup>21</sup>  $k=0$ , la resistencia de línea es despreciable;  $k=1$ , su propia resistencia de la línea y  $k=2$ , la resistencia de la línea a aumentado el doble.

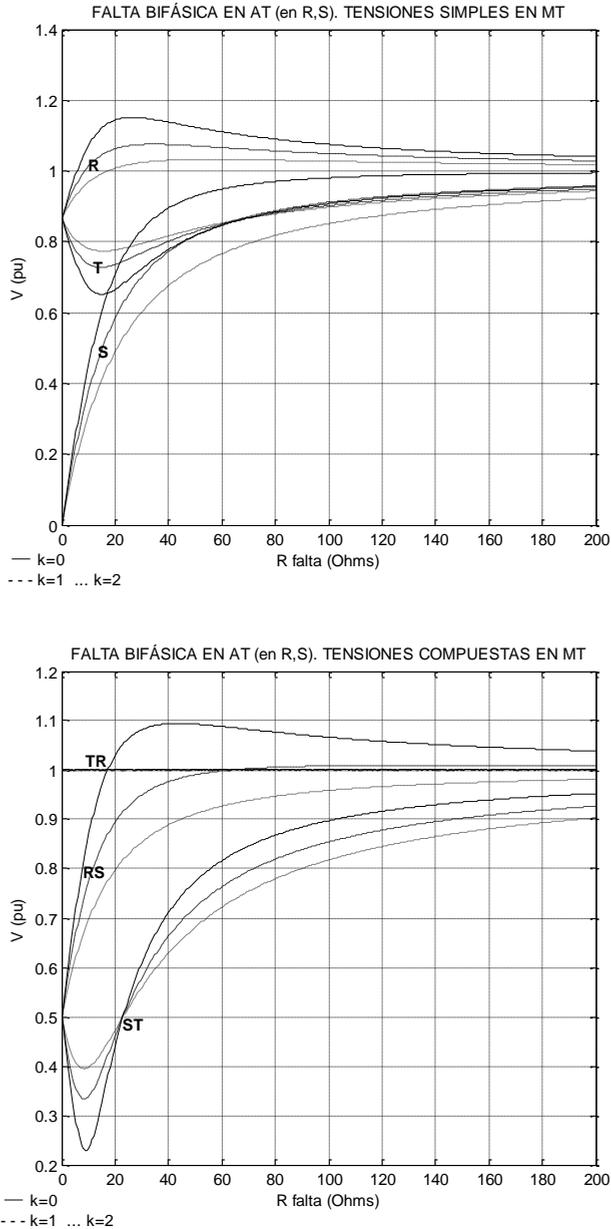


Gráfico 17. Falta bifásica en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.

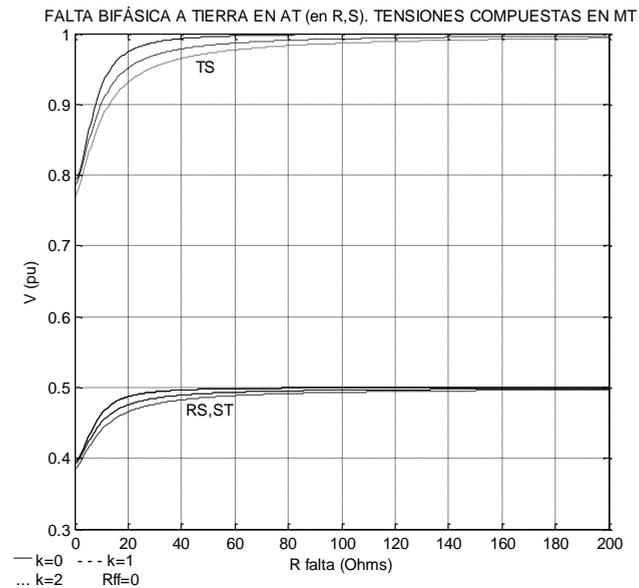
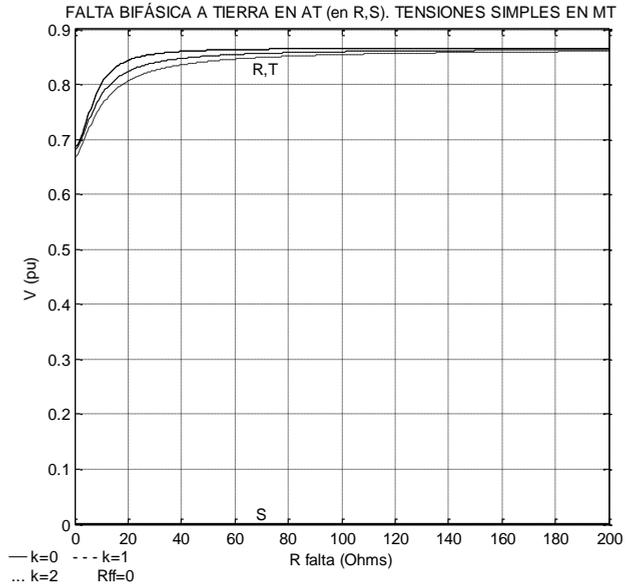


Gráfico 18. Falta bifásica a tierra en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.

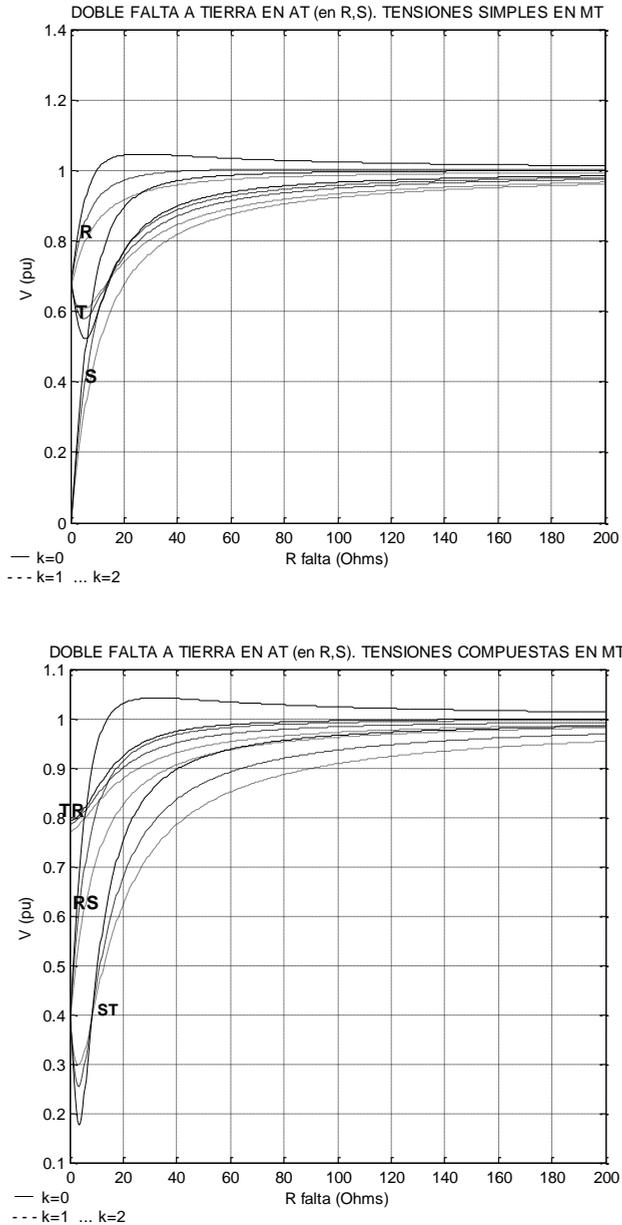


Gráfico 19. Doble falta monofásica a tierra en alta tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT.

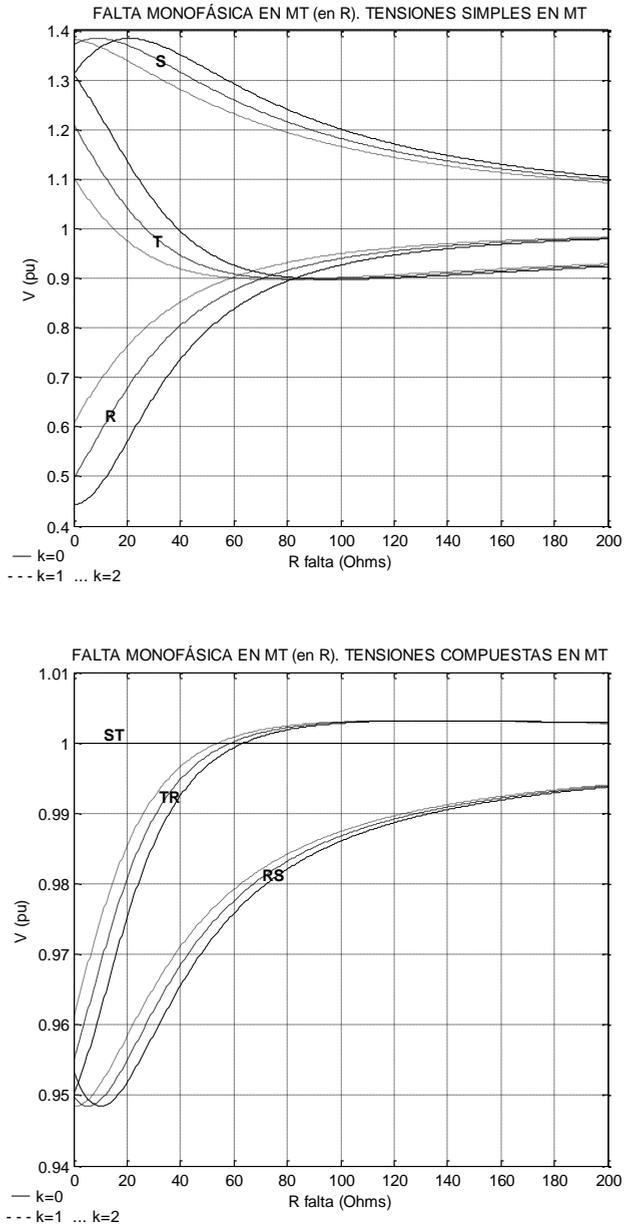


Gráfico 20. Falta monofásica en media tensión, en la fase R, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

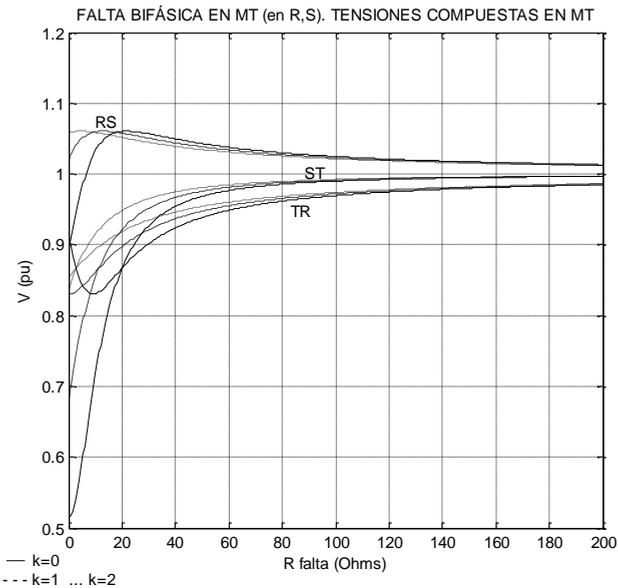
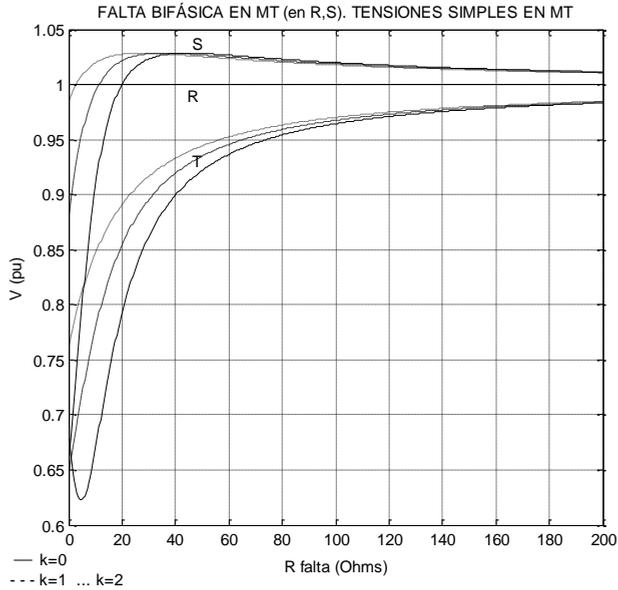


Gráfico 21. Falta bifásica en media tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

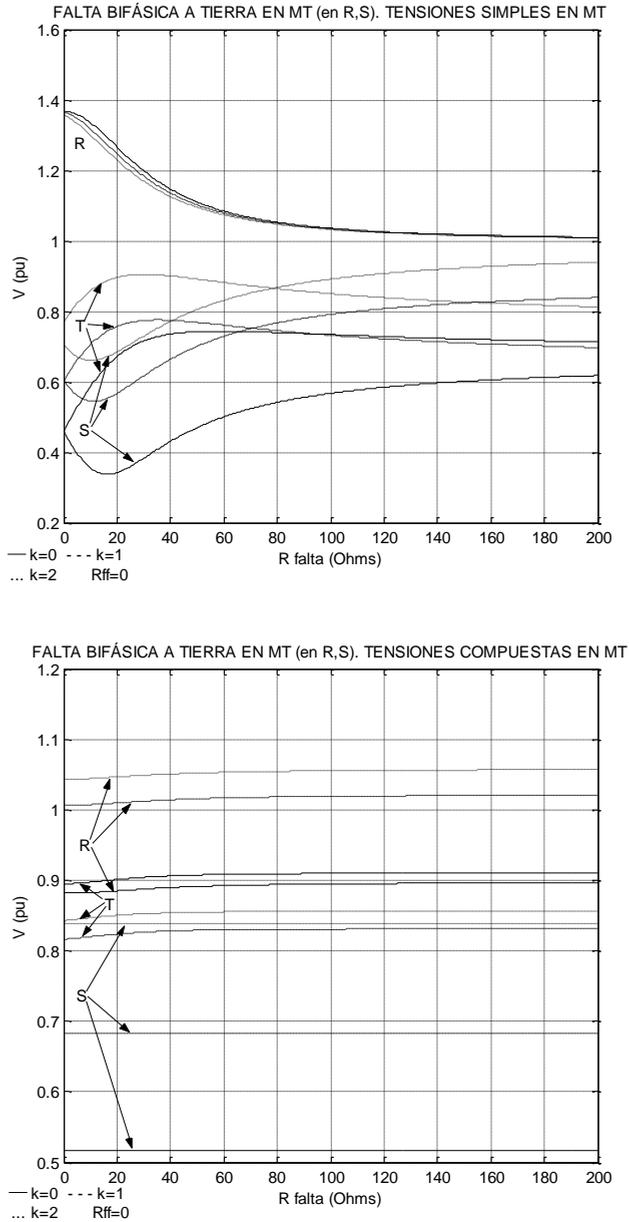


Gráfico 22. Falta bifásica a tierra en media tensión, en las fases R y S, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

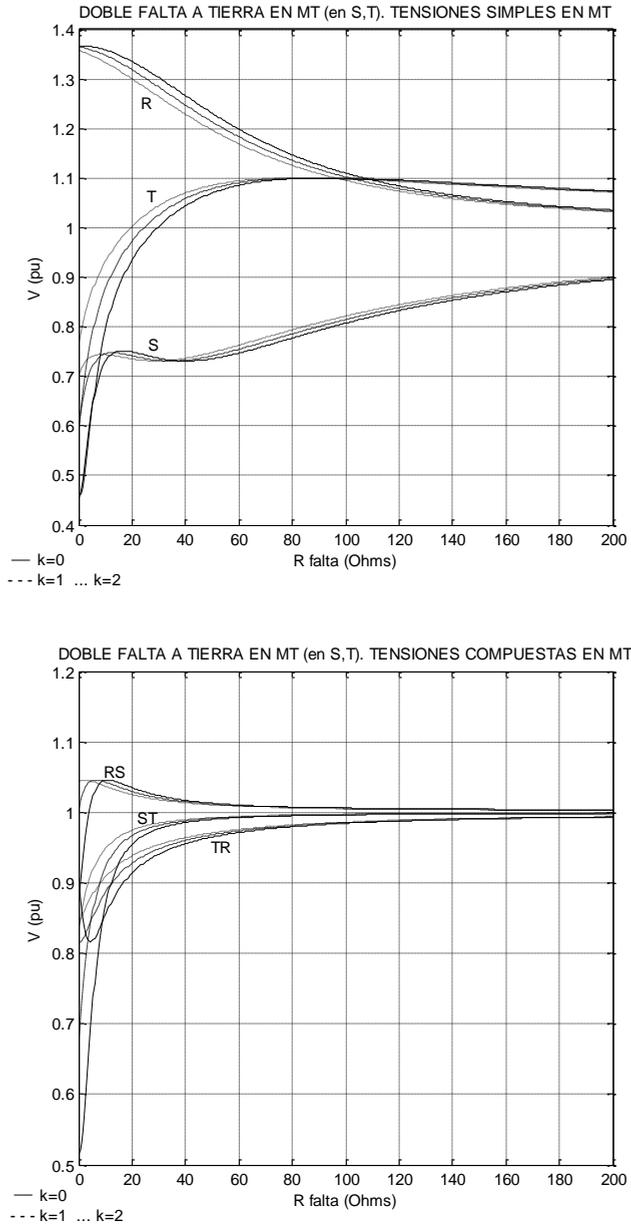


Gráfico 23. Doble falta monofásica a tierra en media tensión, en las fases S y T, a mitad de línea, para tres valores resistivos diferentes de la impedancia de línea. Tensiones simples y compuestas en MT, en la subestación B.

## ANEXO II

---

### REGISTROS MEDIDOS EN PUNTOS DE BT Y MT DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO ESPAÑOL

---

Una muestra representativa de las medidas realizadas en 39 puntos de BT y 19 puntos de MT del sistema de potencia eléctrico español, son recogidas en las tablas 1 y 2 de este anexo. Las magnitudes de la tabla 2 son tensiones simples medidas en MT, a las cuales se les ha extraído la componente homopolar. En la tabla 3 se muestran las gráficas de las magnitudes rms, para las tres fases, durante el hueco de tensión, para algunos registros seleccionados de las medidas realizadas. Estas medidas fueron tomadas en el marco del proyecto de Investigación Electrotécnica P.I.E. nº 132.219 denominado “Estudio de los Microcortes en la Red Eléctrica Española y de los Métodos para Minimizar sus Efectos”, en un convenio de colaboración entre la empresa eléctrica Iberdrola y el “Grupo de Estudios en Distribución de La Energía Eléctrica” (GEDEE), del Departamento de Ingeniería Eléctrica de La Universidad Politécnica de Valencia [33].

Estas medidas incluyen una serie de parámetros de los huecos, a saber:

- i) Valores instantáneos (magnitud y tiempo) de las tensiones simples de las tres fases y del neutro.
- ii) Valores eficaces (magnitud y tiempo) de las tensiones simples de las tres fases y del neutro.
- iii) Valores instantáneos (magnitud y tiempo) de las corrientes de las tres fases y del neutro.
- iv) Valores eficaces (magnitud y tiempo) de las corrientes de las tres fases y del neutro.
- v) Fecha y hora de medición.

De cara a lo requerido para el desarrollo del presente trabajo, solo se utilizaron los ítems i) y v), de los cuales, el primero, después de procesarlos por medio de una rutina desarrollada en el lenguaje de programación MATLAB®, se obtienen los resultados para los valores eficaces mínimos de cada fase y el tiempo de duración de la fase mas profunda, los cuales se recogen abajo en las tablas 1 a 3.

Tabla 1.  
Parámetros de los registros medidos en puntos de baja tensión.

NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B1-BT				
PERIODO DE MONITOREO: 33 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
1	0.87	0.93	0.91	0.02
2	0.99	0.98	0.85	0.02
3	0.81	0.91	0.93	0.07
4	0.63	0.62	0.62	0.40
5	0.87	0.90	0.77	0.07
6	0.90	0.79	0.71	0.07
7	0.94	0.93	0.88	0.01
8	0.79	0.87	0.93	0.06
9	0.72	0.83	0.91	0.08
10	0.93	0.87	0.86	0.12
11	0.90	0.90	0.90	0.03
12	0.95	0.89	0.89	0.27
13	0.90	0.90	0.90	0.10
14	0.89	0.75	0.90	0.16
15	0.89	0.95	0.95	0.08
16	0.90	0.80	0.90	0.10
17	0.86	0.90	0.92	0.01
18	0.87	0.90	0.89	0.08
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B2-BT				
PERIODO DE MONITOREO: 78 días				
No.	MAGNITUD DE FASES (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
19	0.86	0.71	0.83	0.09
20	0.96	0.89	0.93	0.03
21	0.92	0.94	0.89	0.01
22	0.90	0.91	0.96	0.03
23	0.90	0.90	0.97	0.02
24	0.80	0.79	0.92	0.08
25	0.48	0.48	0.48	0.64
26	0.88	0.85	0.71	0.08
27	0.85	0.92	0.93	0.10
28	0.82	0.91	0.93	0.09
29	0.90	0.95	0.96	0.06
30	0.91	0.93	0.85	0.10
31	0.86	0.87	0.87	0.08

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

32	0.79	0.78	0.79	0.11
33	0.95	0.85	0.92	0.09
34	0.87	0.94	0.87	0.06
35	0.83	0.82	0.83	0.28
36	0.96	0.85	0.84	0.08
37	0.94	0.89	0.93	0.07
38	0.93	0.88	0.93	0.10
39	0.94	0.89	0.93	0.08
40	0.88	0.76	0.93	0.11
41	0.91	0.95	0.89	0.10
42	0.53	0.74	0.90	0.10
43	0.80	0.79	0.81	0.12
44	0.82	0.97	0.92	0.12
45	0.90	0.91	0.98	0.08
46	0.80	0.97	0.92	0.10
47	0.63	0.72	0.75	0.13
48	0.94	0.92	0.88	0.01
49	0.83	0.65	0.91	0.12
50	0.70	0.85	0.87	0.07
51	0.83	0.64	0.95	0.11
52	0.88	0.93	0.79	0.09
53	0.76	0.75	0.78	0.11
54	0.82	0.98	0.95	0.16
55	0.94	0.88	0.79	0.05
56	0.96	0.94	0.79	0.12
57	0.96	0.94	0.79	0.10
58	0.95	0.89	0.98	0.08
59	0.82	0.67	0.93	0.25
60	0.82	0.67	0.95	0.26
61	0.83	0.67	0.93	0.28
62	0.62	0.58	0.58	0.42
63	0.90	0.92	0.91	0.07
64	0.88	0.89	0.89	0.17
65	0.86	0.89	0.91	0.07
66	0.89	0.95	0.86	0.10
67	0.85	0.85	0.85	0.16
68	0.83	0.90	0.88	0.14
69	0.90	0.91	0.89	0.07
70	0.90	0.89	0.97	0.07
71	0.89	0.88	0.88	0.09
72	0.85	0.62	0.93	0.14
73	0.87	0.88	0.93	0.01
74	0.84	0.84	0.84	0.22

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

75	0.81	0.80	0.78	0.10
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B3-BT				
PERIODO DE MONITOREO: 191 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
76	0.89	0.89	0.90	0.04
77	0.89	0.90	0.89	0.04
78	0.90	0.90	0.90	0.03
79	0.83	0.64	0.74	0.12
80	0.84	0.64	0.75	0.12
81	0.83	0.64	0.75	0.11
82	0.51	0.49	0.53	0.77
83	0.46	0.45	0.45	0.25
84	0.90	0.93	0.94	0.03
85	0.92	0.86	0.90	0.02
86	0.92	0.90	0.94	0.02
87	0.88	0.88	0.88	0.08
88	0.88	0.88	0.88	0.09
89	0.89	0.89	0.89	0.06
90	0.88	0.88	0.88	0.06
91	0.88	0.86	0.94	0.01
92	0.88	0.92	0.87	0.04
93	0.88	0.90	0.86	0.05
94	0.78	0.87	0.85	0.12
95	0.83	0.91	0.83	0.05
96	0.93	0.89	0.93	0.02
97	0.89	0.89	0.89	0.07
98	0.89	0.95	0.95	0.05
99	0.93	0.90	0.90	0.06
100	0.90	0.89	0.84	0.05
101	0.22	0.43	0.42	0.80
102	0.85	0.79	0.88	0.08
103	0.89	0.76	0.86	0.07
104	0.44	0.44	0.43	0.10
105	0.75	0.75	0.75	0.10
106	0.44	0.43	0.41	0.09
107	0.88	0.84	0.76	0.09
108	0.89	0.89	0.88	0.03
109	0.90	0.89	0.90	0.03
110	0.92	0.86	0.91	0.19
111	0.89	0.81	0.88	0.12
112	0.88	0.95	0.92	0.07

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

113	0.85	0.92	0.91	0.04
114	0.86	0.86	0.87	0.09
115	0.90	0.86	0.86	0.01
116	0.92	0.90	0.89	0.02
117	0.88	0.90	0.89	0.05
118	0.54	0.53	0.52	0.50
119	0.92	0.92	0.88	0.06
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B4-BT				
PERIODO DE MONITOREO: 191 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
120	0.97	0.9	0.92	0.08
121	0.94	0.85	0.92	0.05
122	0.83	0.92	0.93	0.06
123	0.84	0.92	0.93	0.06
124	0.93	0.85	0.92	0.06
125	0.84	0.92	0.93	0.06
126	0.9	0.96	0.97	0.01
127	0.9	0.94	0.98	0.01
128	0.78	0.82	0.94	0.05
129	0.75	0.95	0.81	0.06
130	0.85	0.81	0.92	0.05
131	0.94	0.87	0.93	0.05
132	0.93	0.94	0.87	0.05
133	0.96	0.9	0.95	0.04
134	0.83	0.93	0.87	0.06
135	0.85	0.89	0.94	0.06
136	0.94	0.85	0.92	0.06
137	0.95	0.85	0.78	0.07
138	0.9	0.84	0.77	0.07
139	0.87	0.93	0.94	0.05
140	0.93	0.94	0.88	0.03
141	0.86	0.94	0.95	0.06
142	0.93	0.83	0.91	0.05
143	0.59	0.61	0.59	0.14
144	0.93	0.94	0.87	0.05
145	0.87	0.93	0.94	0.06
146	0.83	0.92	0.93	0.06
147	0.6	0.6	0.6	0.09
148	0.87	0.87	0.87	0.2
149	0.88	0.87	0.86	0.06
150	0.86	0.93	0.94	0.06

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

151	0.85	0.93	0.95	0.07
152	0.86	0.93	0.94	0.05
153	0.85	0.93	0.95	0.06
154	0.92	0.92	0.81	0.07
155	0.89	0.88	0.88	0.06
156	0.95	0.89	0.9	0.03
157	0.92	0.91	0.9	0.01
158	0.4	0.4	0.4	0.12
159	0.9	0.92	0.92	0.01
160	0.69	0.86	0.74	0.07
161	0.86	0.93	0.94	0.24
162	0.92	0.88	0.96	0.03
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B5-BT				
PERIODO DE MONITOREO: 151 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
163	0.82	0.91	0.93	0.06
164	0.93	0.83	0.92	0.06
165	0.83	0.92	0.93	0.06
166	0.83	0.92	0.93	0.06
167	0.93	0.84	0.92	0.05
168	0.82	0.79	0.82	0.25
169	0.94	0.86	0.93	0.05
170	0.92	0.94	0.85	0.06
171	0.86	0.92	0.94	0.06
172	0.96	0.89	0.95	0.04
173	0.82	0.93	0.85	0.07
174	0.93	0.83	0.92	0.06
175	0.86	0.92	0.94	0.06
176	0.93	0.94	0.87	0.05
177	0.85	0.93	0.95	0.07
178	0.93	0.81	0.91	0.06
179	0.76	0.9	0.91	0.06
180	0.9	0.73	0.9	0.06
181	0.72	0.88	0.89	0.06
182	0.74	0.9	0.9	0.06
183	0.89	0.88	0.75	0.53
184	0.58	0.59	0.57	0.5
185	0.86	0.92	0.94	0.05
186	0.84	0.92	0.94	0.07
187	0.82	0.91	0.93	0.06
188	0.86	0.92	0.94	0.06

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

---

189	0.49	0.58	0.9	0.15
190	0.92	0.94	0.86	0.06
191	0.84	0.93	0.95	0.06
192	0.44	0.42	0.42	0.16
193	0.93	0.91	0.9	0.01
194	0.72	0.71	0.7	0.1
195	0.84	0.83	0.84	0.13
196	0.79	0.79	0.79	0.08
197	0.95	0.89	0.89	0.03
198	0.32	0.31	0.34	0.08
199	0.85	0.84	0.78	0.05
200	0.87	0.93	0.91	0.01
201	0.6	0.79	0.59	0.3
202	0.86	0.93	0.93	0.27
203	0.92	0.88	0.98	0.07

Tabla 2.  
Parámetros de los registros medidos en puntos de media tensión. Tensiones simples sin la componente homopolar.

NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B1-MT				
PERIODO DE MONITOREO: 155 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
1	0.91	0.91	0.68	0.10
2	0.86	0.86	0.95	0.09
3	0.83	0.83	0.95	0.09
4	0.93	0.93	0.85	0.10
5	0.74	0.74	0.80	0.09
6	0.96	0.96	0.87	0.04
7	0.93	0.93	0.81	0.08
8	0.90	0.90	0.92	0.03
9	0.90	0.90	0.92	0.04
10	0.90	0.90	0.92	0.03
11	0.83	0.83	0.74	0.11
12	0.82	0.82	0.82	0.15
13	0.79	0.79	0.79	0.11
14	0.90	0.90	0.90	0.04
15	0.91	0.91	0.89	0.03
16	0.78	0.78	0.85	0.09
17	0.90	0.90	0.83	0.11
18	0.75	0.75	0.91	0.12
19	0.92	0.92	0.87	0.11
20	0.88	0.88	0.87	0.10
21	0.89	0.89	0.91	0.01
22	0.93	0.93	0.85	0.03
23	0.94	0.94	0.87	0.10
24	0.90	0.90	0.96	0.01
25	0.74	0.74	0.80	0.10
26	0.88	0.88	0.94	0.09
27	0.88	0.88	0.95	0.08
28	0.88	0.88	0.98	0.08
29	0.65	0.65	0.76	0.12
30	0.94	0.94	0.89	0.01
31	0.67	0.67	0.89	0.09
32	0.84	0.84	0.88	0.06
33	0.89	0.89	0.98	0.02
34	0.83	0.83	0.79	0.09
35	0.72	0.72	0.79	0.11

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

36	0.88	0.88	0.95	0.08
37	0.97	0.97	0.79	0.04
38	0.84	0.84	0.79	0.08
39	0.87	0.87	0.87	0.07
40	0.92	0.90	0.90	0.01
41	0.81	0.81	0.92	0.01
42	0.87	0.87	0.86	0.03
43	0.96	0.96	0.90	0.03
44	0.85	0.85	0.85	0.12
45	0.96	0.96	0.90	0.03
46	0.96	0.96	0.90	0.03
47	0.93	0.93	0.86	0.03
48	0.96	0.96	0.90	0.05

NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B2-MT

PERIODO DE MONITOREO: 78 días

No.	MAGNITUD DE FASES (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
49	0.90	0.90	0.90	0.01
50	0.90	0.90	0.89	0.02
51	0.89	0.89	0.89	0.02
52	0.92	0.92	0.90	0.02
53	0.89	0.89	0.89	0.02
54	0.90	0.90	0.90	0.03
55	0.87	0.87	0.65	0.10
56	0.81	0.81	0.96	0.11
57	0.50	0.50	0.51	0.65
58	0.46	0.46	0.45	0.3
59	0.74	0.74	0.78	0.12
60	0.75	0.75	0.79	0.12
61	0.73	0.73	0.79	0.10
62	0.75	0.75	0.79	0.18
63	0.97	0.97	0.84	0.11
64	0.90	0.90	0.94	0.01

NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B3-MT

PERIODO DE MONITOREO: 32 días

No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
65	0.89	0.89	0.98	0.25
66	0.89	0.89	0.98	0.01
67	0.83	0.83	0.90	0.08
68	0.81	0.81	0.89	0.09

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

69	0.84	0.84	0.83	0.08
70	0.86	0.86	0.86	0.24
71	0.57	0.57	0.58	0.24
72	0.87	0.87	0.83	0.03
73	0.82	0.82	0.96	0.06
74	0.91	0.91	0.83	0.06
75	0.91	0.91	0.84	0.05
76	0.83	0.83	0.95	0.06
77	0.91	0.91	0.84	0.06
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B4-MT				
PERIODO DE MONITOREO: 52 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
78	0.32	0.32	0.34	0.10
79	0.96	0.96	0.90	0.01
80	0.96	0.96	0.90	0.01
81	0.96	0.96	0.90	0.02
82	0.89	0.89	0.98	0.03
83	0.88	0.88	0.98	0.04
84	0.90	0.90	0.93	0.02
85	0.96	0.96	0.89	0.03
86	0.96	0.96	0.89	0.02
87	0.87	0.87	0.98	0.04
88	0.96	0.96	0.89	0.02
89	0.88	0.88	0.98	0.04
90	0.96	0.96	0.90	0.02
91	0.96	0.96	0.90	0.02
92	0.96	0.96	0.90	0.02
93	0.89	0.89	0.98	0.03
94	0.88	0.88	0.65	0.07
95	0.61	0.61	0.93	0.07
96	0.89	0.89	0.65	0.07
97	0.87	0.87	0.90	0.02
98	0.88	0.88	0.65	0.08
99	0.62	0.62	0.93	0.07
100	0.78	0.78	0.95	0.24
101	0.63	0.63	0.92	0.08
102	0.87	0.87	0.78	0.06
103	0.88	0.88	0.67	0.08
104	0.87	0.87	0.79	0.07
105	0.92	0.92	0.79	0.25
106	0.88	0.88	0.67	0.07

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

107	0.89	0.89	0.67	0.07
108	0.89	0.89	0.67	0.07
109	0.88	0.88	0.79	0.06
<b>NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B5-MT</b>				
<b>PERIODO DE MONITOREO: 54 días</b>				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
110	0.96	0.96	0.87	0.04
111	0.18	0.18	0.89	0.09
112	0.90	0.90	0.81	0.06
113	0.81	0.81	0.95	0.08
114	0.016	0.016	0.021	0.91
115	0.85	0.85	0.94	0.03
116	0.96	0.96	0.88	0.12
117	0.21	0.21	0.88	0.09
118	0.95	0.95	0.90	0.01
119	0.93	0.93	0.86	0.07
120	0.26	0.26	0.85	0.11
121	0.21	0.21	0.87	0.11
122	0.22	0.22	0.86	0.10
123	0.18	0.18	0.89	0.09
<b>NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B6-MT</b>				
<b>PERIODO DE MONITOREO: 45 días</b>				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
124	0.89	0.89	0.73	0.07
125	0.74	0.74	0.93	0.07
126	0.89	0.89	0.74	0.07
127	0.76	0.76	0.93	0.07
128	0.90	0.90	0.77	0.07
129	0.91	0.91	0.68	0.10
130	0.86	0.86	0.95	0.09
131	0.83	0.83	0.95	0.09
132	0.93	0.93	0.85	0.10
133	0.74	0.74	0.80	0.09
134	0.76	0.76	0.92	0.08
135	0.89	0.89	0.83	0.06
136	0.90	0.90	0.78	0.07
137	0.96	0.96	0.80	0.09
138	0.92	0.92	0.90	0.01
139	0.83	0.83	0.94	0.06

Anexo II: Registros medidos en puntos de BT y MT del sistema de potencia eléctrico español

140	0.89	0.89	0.67	0.09
141	0.90	0.90	0.78	0.07
142	0.89	0.89	0.85	0.12
143	0.48	0.48	0.49	0.61
144	0.90	0.90	0.84	0.06
145	0.90	0.90	0.79	0.07
146	0.92	0.92	0.80	0.08
147	0.92	0.92	0.80	0.06
148	0.92	0.92	0.80	0.08
149	0.90	0.90	0.76	0.07
150	0.87	0.87	0.96	0.01
151	0.90	0.90	0.91	0.07
NOMBRE DEL PUNTO DE MEDIDA: B7-MT				
PERIODO DE MONITOREO: 116 días				
No.	Magnitud de fases (p.u)			Duración del hueco (s)
	Va	Vb	Vc	
152	0.76	0.76	0.82	0.09
153	0.88	0.88	0.94	0.06
154	0.92	0.92	0.83	0.08
155	0.95	0.95	0.88	0.06
156	0.95	0.95	0.89	0.04
157	0.95	0.95	0.89	0.04
158	0.70	0.70	0.89	0.14
159	0.90	0.90	0.94	0.01
160	0.82	0.82	0.82	0.22
161	0.78	0.78	0.79	0.11
162	0.97	0.97	0.84	0.09
163	0.83	0.83	0.94	0.08
164	0.95	0.95	0.76	0.12
165	0.51	0.51	0.96	0.08
166	0.90	0.90	0.91	0.07

Tabla 3.  
Registros reales de huecos de tensión medidos en puntos de BT de la red eléctrica española.

	Magnitud de las tensiones simples en MT (p.u)		Figura	Clasificación	
				Nueva metodología <i>N</i>	Metodología de clasificación fasorial
HUECO 1	Fase <i>T</i>	0.89		1	Hueco tipo D.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.95			
		0.94			
HUECO 2	Fase <i>T</i>	0.98		1	No corresponde a ningún tipo de hueco.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.92			
		0.88			
HUECO 3	Fase <i>T</i>	0.95		2	Hueco tipo E.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.89			
		0.89			
HUECO 4	Fase <i>T</i>	0.93		2	Hueco tipo G.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.83			
		0.82			

HUECO 5	Fase <i>T</i>	0.95		1.84	No corresponde a ningún tipo de hueco.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.85			
		0.78			
HUECO 6	Fase <i>S</i>	0.82		1.78	Se aproxima a un hueco tipo F o D.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>T</i>	0.90			
		0.93			
HUECO 7	Fase <i>T</i>	0.94		1.89	Se aproxima a un hueco tipo G.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.86			
		0.82			
HUECO 8	Fases aparejadas <i>R</i> , <i>S</i> y <i>T</i>	0.89		3	Hueco tipo A.
		0.89			
		0.89			
HUECO 9	Fases aparejadas <i>R</i> , <i>S</i> y <i>T</i>	0.60		3	Hueco tipo A.
		0.60			
		0.60			

HUECO 10	Fase <i>T</i>	0.74		2.38	Se aproxima a un hueco tipo F o D.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.90			
		0.90			
HUECO 11	Fase <i>S</i>	0.63		2.73	Se aproxima a un hueco tipo F o D.
	Fases aparejadas <i>T</i> y <i>R</i>	0.74			
		0.72			
HUECO 12	Fase <i>T</i>	0.79		2.76	Hueco tipo G.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.60			
		0.60			
HUECO 13	Fase <i>T</i>	0.86		2.72	Hueco tipo G.
	Fases aparejadas <i>R</i> y <i>S</i>	0.72			
		0.71			
HUECO 14	Fases <i>T</i> , <i>R</i> y <i>S</i>	0.9		2.62	No corresponde a ningún tipo de hueco.
		0.74			
		0.53			

HUECO 15	Fases <i>T, R</i> y <i>S</i>	0.86		2.56	No corresponde a ningún tipo de hueco.
		0.76			
		0.66			

## **ANEXO III**

---

### **PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICO COLOMBIANO**

---

Los parámetros de los elementos de las dos zonas del sistema de potencia eléctrico colombiano, descrito en el capítulo 6, están recogidos en las tablas 1 y 2 de este anexo. En la tabla 1 se recogen los parámetros de las líneas y en la tabla 2 los de los transformadores y generadores.

Estos valores han sido conseguidos después de varios meses de búsqueda insistente con las compañías distribuidoras y generadoras, ubicadas en las dos zonas, y con la empresa que dirige el sistema interconectado eléctrico nacional de Colombia.

Tabla 1.  
Parámetros de las líneas para las zonas nororiental y norte del sistema de potencia eléctrico colombiano.

De la Barra	A la Barra	Voltaje (kV)	Longitud (km)	R <sub>1</sub> (Ω/km)	X <sub>1</sub> (Ω/km)	R <sub>0</sub> (Ω/km)	X <sub>0</sub> (Ω/km)
Zona Nororiental							
1	0	230	13.81	0.07	0.51	0.39	1.36
1	2	230	94.5	0.07	0.49	0.34	1.34
1	4	230	30.8	0.06	0.48	0.28	1.20
2	3	230	2.3	0.09	0.5	0.36	1.44
2	9	230	11.14	0.07	0.53	0.42	1.34
4	0	230	23.5	0.11	0.62	0.41	1.40
4	5	230	79.43	0.05	0.52	0.29	1.04
4	10	230	100.12	0.07	0.53	0.41	1.34
4	11	230	160.53	0.06	0.52	0.29	1.07
5	6	230	44.64	0.07	0.53	0.3	1.05
6	7	230	51.15	0.07	0.53	0.3	1.04
7	8	230	86.5	0.07	0.53	0.3	1.04
9	0	230	90.0	0.09	0.49	0.28	1.10
10	12	230	11.58	0.07	0.54	0.43	1.36
10	13	230	18.3	0.07	0.49	0.29	0.92
11	13	230	120.23	0.06	0.51	0.29	1.08
12	13	230	9.20	0.07	0.52	0.29	0.92
13	14A	230	68.5	0.11	0.42	0.34	1.53
13	14B	230	68.5	0.11	0.42	0.34	1.53
15	16	13.2	5.0	0.0080	0.0063	0.0107	0.0307
17	18	13.2	3.0	0.0133	0.0105	0.0179	0.0511
19	20	13.2	2.0	0.02	0.0158	0.0268	0.0767
Zona Norte							
1	2A	230	3.4	0.08	0.53	0.53	1.71
1	2B	230	3.4	0.08	0.53	0.53	1.71
2	3A	230	3.2	0.08	0.53	0.53	1.71
2	3B	230	3.2	0.08	0.53	0.53	1.71
3	0A	230	80	0.08	0.53	0.53	1.71
3	0B	230	80	0.08	0.53	0.53	1.71
4	5A	230	7.4	0.08	0.53	0.55	1.71
4	5B	230	7.4	0.08	0.53	0.55	1.71
5	0A	230	45.6	0.08	0.53	0.55	1.71
5	0B	230	44	0.06	0.48	0.23	1.09
5	0C	230	44	0.06	0.48	0.23	1.09
5	6	230	23.5	0.08	0.53	0.55	1.71
6	0A	230	38.5	0.08	0.53	0.53	1.71
6	0B	230	38.5	0.08	0.53	0.53	1.71
6	0C	230	38.5	0.08	0.53	0.53	1.71

Anexo III: Parámetros de los elementos del sistema de potencia eléctrico colombiano

7	0A	230	92.6	0.08	0.52	0.43	1.27
7	0B	230	90.2	0.07	0.48	0.34	1.05
7	8A	230	86	0.08	0.53	0.53	1.72
7	8B	230	86	0.08	0.53	0.53	1.72
7	12	230	47.1	0.08	0.52	0.45	1.26
8	9A	230	92	0.08	0.53	0.53	1.72
8	9B	230	92	0.08	0.53	0.53	1.72
9	10A	230	95	0.08	0.53	0.53	1.72
9	10B	230	95	0.08	0.53	0.53	1.72
10	11	230	42	0.06	0.53	0.36	1.42
10	13	230	114	0.08	0.52	0.45	1.26
12	13	230	92.9	0.08	0.52	0.45	1.26
15	16	13.2	1.0	0.0133	0.0105	0.0179	0.0511
17	18	13.2	1.5	0.0080	0.0063	0.0107	0.0307

Tabla 2.

Parámetros de los generadores y transformadores para las zonas nororiental y norte del sistema de potencia eléctrico colombiano.

Elemento	Tipo	$S_N$ (MVA)	$V_N$ (kV)	$X_d$ (p.u)	$X_i$ (p.u)	$X_0$ (p.u)	$X_N$ p.u)
Zona Nororiental							
G1	$Y_g$	204	13.2	1.39	1.1	0.9	0.95
T1	$\Delta - Y_g$	67	13.2/230	0.12	0.12	0.12	---
G2	$Y_g$	167	13.2	1.39	1.1	0.9	0.95
T2	$\Delta - Y_g$	50	13.2/230	0.12	0.12	0.12	---
G3	$Y_g$	95.92	13.2	1.39	1.1	0.9	0.95
T3	$\Delta - Y_g$	30	13.2/230	0.12	0.12	0.12	---
$T_{MT1}$	$Y_g - Y_g$	50	220/13.2	0.07	0.07	0.07	---
$T_{MT2}$	$Y_g - Y_g$	50	220/13.2	0.07	0.07	0.07	---
$T_{MT3}$	$Y_g - Y_g$	50	220/13.2	0.07	0.07	0.07	---
Zona Norte							
G1	$Y_g$	191	13.8	0.25	0.25	0.04	0.05
T1	$\Delta - Y_g$	150	13.8/230	0.12	0.12	0.12	---
G2	$Y_g$	408	13.8	0.3	0.3	0.04	0.05
T2	$\Delta - Y_g$	350	13.8/230	0.12	0.12	0.12	---
G3	$Y_g$	903	34.5	0.3	0.3	0.04	0.05
T3	$\Delta - Y_g$	180	34.5/230	0.12	0.12	0.12	---
G4	$Y_g$	320	6.9	0.3	0.3	0.04	0.05
T4	$\Delta - Y_g$	250	6.9/230	0.12	0.12	0.12	---
$T_{MT1}$	$Y_g - Y_g$	20	220/13.2	0.07	0.07	0.07	---
$T_{MT2}$	$Y_g - Y_g$	20	220/13.2	0.07	0.07	0.07	---