



**Estimación de las Variaciones Tensión de Corta Duración en
Sistemas de Distribución en el Marco de las Redes Eléctricas
Inteligentes**

Jairo Blanco Solano

Tesis doctoral presentada para optar al título de:

Doctor en Ingeniería

Director

Johann Farith Petit Suárez
Doctor Ingeniero Electricista

Codirector

Gabriel Ordóñez Plata
Doctor Ingeniero Industrial

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Bucaramanga, Colombia
2018

*Dedico este trabajo a mi mayores tesoros,
sentido y alegría de mi vida: mi hija María
Juliana, mi esposa Viviana, mi padre Isaias
y madre María Emma, mis hermanas y
hermano, mis sobrinos.*

–Jairo

Agradecimientos

Primeramente, expreso mi mayor gratitud a los profesores Johann Petit y Gabriel Ordóñez por su apoyo y constante colaboración durante toda mi formación doctoral. Me siento afortunado por sus esfuerzos en hacer de mí un mejor profesional.

También tengo que expresar mi infinita gratitud a los profesores Nelson Kagan y Carlos Frederico Meschini Almeida, quienes en Brasil me recibieron como un integrante más de su familia USP y me orientaron con sus invaluable conocimientos, así también como su apoyo en los momentos difíciles inherentes a la distancia.

Al profesor César Duarte sólo me queda decirle que estaré infinitamente agradecido por todos esos debates de ideas y teorías matemáticas, permitiendo que esta tesis doctoral sea una realidad. También mi aprecio a Gabriel, Cristian, Iván y Jeisson, compañeros de estudio y grandes amigos.

También me gustaría reconocer el soporte financiero recibido por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación COLCIENCIAS, Colombia, que hizo posible este trabajo doctoral. Además, se reconoce el valioso aporte de la Universidad Industrial de Santander UIS en cuanto al apoyo financiero de las movilidades internacionales en calidad de ponente en las diferentes conferencias científicas donde se divulgaron los resultados de esta Tesis Doctoral. Finalmente, expreso mi mayor gratitud a la Universidad de Santander UDES por el apoyo financiero otorgado durante el desarrollo de la pasantía de investigación en la ciudad de Sao Paulo-Brasil.

RESUMEN

TÍTULO:

ESTIMACIÓN DE LAS VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL MARCO DE LAS REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES. ¹

AUTOR: JAIRO BLANCO SOLANO²

PALABRAS CLAVE:

VTCD, estimación de estado, redes eléctricas inteligentes, sistemas de distribución, fallas de red, ubicación óptima de medidores, medición sincronizada, norma- ℓ_1 , programación convexa.

DESCRIPCIÓN:

Las perturbaciones que afectan la calidad de potencia cobran gran interés debido a los crecientes impactos económicos y operativos en los sistemas eléctricos. Dentro de este conjunto de perturbaciones se destacan las Variaciones de Tensión de Corta Duración (VTCD), debido principalmente por el mal funcionamiento que pueden ocasionar en los equipos y procesos de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Teniendo en cuenta que la implementación masiva de medidores en todos los nodos de la red eléctrica resulta inviable, surge como alternativa de solución el uso de un número limitado medidores, haciendo posible la aplicación de métodos de estimación de estado de las VTCD para determinar los índices de evaluación requeridos en aquellos nodos sin monitorización.

En consecuencia, el objetivo en esta tesis es desarrollar un novedoso método de estimación de las VTCD basado en la teoría de los algoritmos de minimización de la norma- ℓ_1 , a su vez que se determina una configuración óptima de medidores incorporando restricciones relacionadas con la naturaleza de la técnica de estimación formulada. El estimador propuesto usa mediciones sincronizadas únicamente en tensión y un número limitado de medidores, aprovechando la estructura matemática de los algoritmos de minimización de la norma- ℓ_1 y su solución mediante la aplicación de la programación convexa. Además, para la ubicación óptima de medidores se propone una nueva formulación de un problema de programación lineal entera y binaria.

El desempeño del estimador propuesto es evaluado en tres sistemas de distribución de prueba: IEEE 34-bus, IEEE 123-bus y EPRI-Ckt7. Los estudios desarrollados consideran la operación radial y nuevos escenarios operativos del sistema IEEE 123-bus en un entorno de red inteligente. Los resultados validan la aplicabilidad del estimador, visto como una herramienta útil en el diagnóstico de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.

¹Trabajo de Investigación Doctoral.

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. Johann F. Petit Suárez. Codirector: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

ABSTRACT

TITLE:

STATE ESTIMATION OF SHORT-DURATION VOLTAGE VARIATIONS IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS IN THE SMART GRID CONTEXT. ³

AUTHOR: JAIRO BLANCO SOLANO⁴

KEY WORDS:

SDVV, state estimation, smart grids, power distribution systems, network faults, optimal meter placement, synchronized measurement, norm- ℓ_1 , convex optimization.

DESCRIPTION:

Power quality disturbances are of great interest due to the growing economic and operational impacts on the electrical systems. The short duration voltage variations (SDVV) stand out from this set of disturbances. SDVV can cause the malfunction in the equipment and processes of the final-user. To install a meter in each node of the electrical network is unfeasible. To solve this, a limited set of meters can be installed and state estimation methods of SDVV can be applied to know the indices for the assessment at unmeasured nodes.

Consequently, this thesis has as main objective to develop a novel method of SVDD state estimation based on the theory of norm- ℓ_1 minimization algorithms. At the same time, an optimal configuration of meters is determined incorporating constraints related to the nature of the formulated estimation technique. The proposed estimator only uses synchronized voltage measurements and a limited number of meters, taking advantage of the mathematical structure of the norm- ℓ_1 minimization algorithms and its solution using convex programming. In addition, a new formulation of a binary integer linear programming problem is proposed to determine the optimal placement of meters.

Proposed estimator performance is evaluated in three test distribution systems: IEEE 34-bus, IEEE 123-bus and EPRI-Ckt7. Radial operation and new operational scenarios of the IEEE 123-bus system in the smart grid context are considered in the developed studies. The obtained results validate the applicability of estimator and therefore it can be considered as a useful tool in the diagnosis of the quality of electricity distribution services.

³Doctoral Research.

⁴Faculty of Physical-Mechanic Engineering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Dr. Johann F. Petit Suárez. Co-advisor: Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

Abreviaciones

AAM	Área de alcance del medidor
APAM	Área probabilística de alcance del medidor
CPE	Calidad de la potencia eléctrica
CS	Compressive sensing
EEHT	Estimador de estado de hundimientos de tensión
EECPE	Estimación de estado de la calidad de la potencia eléctrica
EEVTCD- ℓ_1	Estimador de estado de variaciones de tensión de corta duración basado en la norma- ℓ_1
EEHT- ℓ_1	Estimador de estado de hundimientos de tensión basado en la norma- ℓ_1
EHT-SVD	Estimador de hundimientos de tensión basado en SVD
FDP	Función de densidad de probabilidad
GD	Generación distribuida
LT	Línea-tierra
LL	Línea-línea
LLT	Línea-línea-tierra
LLL	Línea-línea-línea
REI	Red eléctrica inteligente
R_f	Resistencia de falla
SVD	Singular value decomposition
VTCD	Variaciones de tensión de corta duración

Tabla de Contenido

1. Introducción	17
1.1. Objetivos del trabajo de investigación	19
1.2. Descripción general de la tesis	19
2. Calidad de la Potencia Eléctrica	21
2.1. Introducción a las VTCD	21
2.2. Hundimientos de tensión	24
2.2.1. Causas e impactos de los hundimientos de tensión.	26
2.2.2. Índices y características de los hundimientos de tensión.	27
2.3. Elevaciones de tensión	30
2.3.1. Causas e impactos.	31
2.3.2. Índices y características de las elevaciones de tensión.	32
2.4. Contratos de calidad de potencia	33
2.5. Monitorización de la calidad de la potencia	34
2.5.1. Conexión de los medidores.	36
2.5.2. Ubicación de los medidores de VTCD.	38
2.5.3. Sincronización de los medidores de VTCD.	39
3. Antecedentes: Estimación de las VTCD y Ubicación Óptima de Medidores	44
3.1. Estimación de estado en los sistemas eléctricos.	44
3.2. Estimación de Estado de la CPE.	47
3.3. Estimación de estado de los hundimientos de tensión.	49
3.3.1. Construcción del EHT-SVD.	51
3.3.2. EHT-SVD aplicado en un sistema real de distribución.	56
3.4. Ubicación óptima de medidores de hundimientos de tensión	61
3.5. Conclusiones del estado del arte	65
4. Estimador de Estado de las VTCD	68
4.1. Teoría de minimización de la norma- ℓ_1	69

4.1.1. El problema de minimización de la norma- ℓ_1 .	71
4.1.2. Algoritmos de solución del problema ℓ_1 -LS.	74
4.2. EEHT basado en la minimización de la norma- ℓ_1	76
4.2.1. Vector de medidas (b).	76
4.2.1.1. Número mínimo de medidores.	78
4.2.1.2. Ejemplo de construcción del vector de medidas	79
4.2.2. Matrices de sensado ($\mathbf{A}$, $\mathbf{A}_{sn}$ y $\mathbf{A}_{tn}$).	81
4.2.3. Vector óptimo de estados y la estimación de los hundimientos de tensión.	87
4.3. Estimador de estado de elevaciones de tensión	90
4.4. Estimador de estado aplicado en el marco de las REI	93
5. Ubicación óptima de medidores de VTCD	95
5.1. Área probabilística de alcance del medidor (APAM)	95
5.2. Método propuesto de ubicación óptima de medidores de VTCD	99
5.3. Ubicación óptima de medidores de VTCD en un entorno de REI	103
6. Estudios en Redes de Distribución	105
6.1. Estimador de VTCD aplicado en sistemas de distribución con operación radial	105
6.1.1. Resultados en el sistema de distribución <i>IEEE 34-bus</i> .	106
6.1.2. Resultados en los sistemas de distribución <i>IEEE 123-bus</i> y <i>EPRI-Ckt7</i> .	118
6.1.3. Implicación práctica de los resultados.	124
6.2. Estimador de VTCD aplicado en un entorno de REI	128
6.2.1. <i>IEEE 123-bus</i> con generación distribuida.	128
6.2.2. <i>IEEE 123-bus</i> con reconfiguración dinámica y generación distribuida.	131
7. Conclusiones	135
Bibliografía	142
Apéndices	154

Lista de Figuras

1.	Problemas de CPE identificados en investigaciones del EPRI.	23
2.	Hundimiento de tensión medido en una subestación de 24,5 kV, 50 Hz.	25
3.	Clasificación de hundimientos de tensión.	27
4.	Elevación de tensión medida en una subestación de 24,5 kV, 50 Hz.	31
5.	Puntos de instalación de medidores de las VTCD.	37
6.	Conexión del medidor.	37
7.	Ejemplo de observabilidad de hundimientos de tensión. a) Un medidor. b) 4 medidores.	40
8.	Sistema ilustrativo de distribución.	42
9.	Representación de normas. a) Norma- ℓ_1 . b) Norma- ℓ_2	72
10.	Representación del vector $\mathbf{x}^*$. a) Usando SVD. b) Real sin medidas sincronizadas. c) Real con medidas sincronizadas.	78
11.	Puntos de falla contra la dispersión del vector de estados. a) Segmentación del 50 %. b) Segmentación del 25 %.	83
12.	Comportamiento del $\text{cond}(\mathbf{A})$ para fallas LT ante variaciones de R_f	87
13.	Función objetivo vs λ . a) Rango $[0, \lambda_{\max}]$. b) Rango $[0, 10^{-3}]$	88
14.	Vectores óptimos calculados resolviendo el problema ℓ_1 -LS. a) Para F1. b) Para F3.	89
15.	Diagrama de flujo del EEVTCD- ℓ_1	92
16.	Influencia de la R_f en el perfil de tensión residual.	96
17.	Funciones de densidad de probabilidad. a) R_f . b) Tensión residual en N3.. . . .	98
18.	Diagrama unifilar del sistema de distribución <i>IEEE 34-bus</i>	107
19.	Selección del parámetro de regularización. a) Valores de $\lambda_{\max}$. b) Función objetivo contra λ	110
20.	Error del índice SARFI-90 para el escenario IV.	112
21.	Error del índice SARFI-90 para el escenario IV, sin regulación de tensión.	113

22.	Error del SARFI-90 para la simulación de Montecarlo del escenario V. a) Medidas con error de hasta el $\pm 0,2\%$. b) E Medidas con error de hasta el $\pm 2\%$	115
23.	Error del índice SARFI-110 para la simulación de Montecarlo del escenario V. a) Medidas con error de hasta el $\pm 0,2\%$. b) Medidas con error de hasta el $\pm 2\%$.	116
24.	Diferencias de tensión entre valores reales y estimados con un error máximo en las medidas: a) $\pm 0,2\%$. b) $\pm 2\%$	118
25.	Errores en el SARFI-90 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> utilizando: a) EEVTCD- ℓ_1 . b) EHT-SVD.	122
26.	Errores en el SARFI-110 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i>	123
27.	Errores en el SARFI-90 para el sistema <i>EPRI-Ckt7</i> utilizando: a) EEVTCD- ℓ_1 . b) EHT-SVD.	123
28.	Errores en las tensiones residuales estimadas con el EEVTCD- ℓ_1 . a) <i>IEEE 123-bus</i> . b) <i>EPRI-Ckt7</i>	124
29.	Sistema <i>IEEE 123-bus</i> modificado.	129

Lista de Tablas

1.	Clasificación de las VTCD según el estándar IEEE 1159.	22
2.	Índices para los hundimientos de tensión.	30
3.	Índices para las elevaciones de tensión.	32
4.	Países que incorporan aspectos regulatorios de las VTCD.	34
5.	Fallas de red y resultados de la monitorización no sincronizada de hundimientos de tensión.	42
6.	Fallas de red y resultados de la monitorización sincronizada de hundimientos de tensión.	43
7.	Matrices de medida del sistema de distribución de la Figura 8.	52
8.	Matrices complementarias del sistema de distribución de la Figura 8.	53
9.	Resultados del EHT-SVD aplicado al sistema ilustrativo de distribución.	55
10.	Datos estadísticos usados en las simulaciones de Montecarlo	57
11.	Errores porcentuales en los resultados del EHT-SVD aplicado al sistema de 69 nodos.	59
12.	Aspectos relevantes de los trabajos realizados en el área de EEHT	60
13.	Resultados de ubicación óptima de medidores en el sistema de 69 nodos.	63
14.	Aspectos relevantes de los trabajos realizados en el área de ubicación óptima de medidores	64
15.	Tensiones residuales medidas en pu.	79
16.	Vectores $\mathbf{b}$ considerando el error en las medidas.	82
17.	Matrices de sensado considerando fallas LT en el sistema ilustrativo de distribución.	85
18.	Estadísticas de falla en sistemas de distribución.	106
19.	Datos de las simulaciones de Montecarlo.	108
20.	Configuración óptima de medidores de VTCD para el sistema <i>IEEE 34-bus</i>	108
21.	Observabilidad de VTCD ante contingencias $N - 1$	109
22.	Estimación de hundimientos de tensión para los escenarios I y IV.	111
23.	Estimación de elevaciones de tensión para los escenarios I y IV.	114

24.	Errores en la estimación de VTCD en el sistema <i>IEEE 34-bus</i>	117
25.	Tiempos de ejecución en la solución de la estimación de VTCD.	118
26.	Errores esperados en la estimación de los perfiles de tensión residual.	119
27.	Datos de la simulación de Montecarlo para los sistemas <i>IEEE 123-bus</i> y <i>EPRI-Ckt7</i>	120
28.	Configuración óptima de medidores de los los sistemas <i>IEEE 123-bus</i> y <i>EPRI-Ckt7</i>	120
29.	Observabilidad de VTCD ante contingencias $N - 1$	121
30.	Errores en el SARFI-90 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i>	122
31.	Errores en el SARFI-110 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i>	123
32.	Errores en el SARFI-90 para el sistema <i>EPRI-Ckt7</i>	124
33.	Errores esperados en la estimacion de los perfiles de tensión residual con el EEVTCD- ℓ_1	125
34.	Descripción de los escenarios con generación distribuida y reconfiguración.	128
35.	Errores en el SARFI-90 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> con GD.	130
36.	Errores en el SARFI-110 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> con GD.	130
37.	Errores en las tensiones residuales estimadas aplicando el EEVTCD- ℓ_1 con GD.	131
38.	Configuración óptima de medidores para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> (Reconfiguración y GD).	131
39.	Observabilidad de VTCD ante contingencias para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> (Reconfiguración y GD).	132
40.	Errores en el <i>SARFI-90</i> para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> (Reconfiguración y GD).	133
41.	Errores en el SARFI-110 para el sistema <i>IEEE 123-bus</i> (Reconfiguración y GD).	134
42.	Errores en las tensiones residuales estimadas aplicando el EEVTCD- ℓ_1 (Reconfiguración y GD).	134
43.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 34-bus</i> (error del $\pm 0,2\%$ en las medidas).	158
44.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 34-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas).	159
45.	Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 34-bus</i> (error del $\pm 0,2\%$ en las medidas).	160
46.	Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 34-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas).	161
47.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 123-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 1.	162
48.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 123-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 2.	163

49.	Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 123-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 1.	164
50.	Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del <i>IEEE 123-bus</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 2.	165
51.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 1.	166
52.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 2.	167
53.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 3.	168
54.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 4.	169
55.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 5.	170
56.	Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del <i>EPRI-Ckt7</i> (error del $\pm 2\%$ en las medidas). Parte 6.	171

Lista de Apéndices

Información de los casos de estudio	155
Resultados adicionales de los casos de estudio	157

Introducción

La continua evolución de los sistemas de distribución de energía eléctrica ha conllevado a la búsqueda de nuevas herramientas para dar solución a los retos emergentes y garantizar la operación optimizada de estas redes en un contexto de un mercado de energía eléctrica cada vez más competitivo. En el nuevo entorno de las *Redes Eléctricas Inteligentes* (REI)¹ se han generado importantes retos en la gestión de los sistemas eléctricos, en relación principalmente con el uso de los recursos distribuidos, los sistemas avanzados de monitorización, la incorporación de dispositivos con notables capacidades de procesamiento de información y las nuevas tecnologías que empiezan a ser parte integral de las redes. Esto resulta ser un atractivo para nuevas formas de operación de los sistemas de distribución, en búsqueda de una mayor eficiencia, confiabilidad y beneficios tanto para los usuarios como para los mismos operadores de las redes eléctricas.

A pesar de que las *REI* plantean importantes ventajas y beneficios, también surgen interrogantes en cuanto a los problemas de la Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE), especialmente por la renovación tecnológica de los dispositivos presentes en estas redes, conllevando a nuevos escenarios operativos que demandan estrategias más exigentes para una correcta gestión del servicio de energía eléctrica. Un hecho notable en este nuevo entorno es que los niveles de la calidad de la tensión pueden ser afectados por el incremento de la generación distribuida y el uso de diferentes equipos electrónicos como inversores, cargadores de baterías, conmutadores, compensadores activos, entre otros. Asimismo, en las *REI* se produce un incremento en la

¹Las REI pueden ser entendidas con base en el concepto de modernización de las redes eléctricas, donde se incorporan tecnologías altamente flexibles que facilitan la optimización de la operación y el flujo de información entre generación, transporte y uso final de la energía eléctrica. Es importante interpretar correctamente que la capacidad de inteligencia de la red se materializa, no sólo a partir de la instalación de equipos y dispositivos con novedosas capacidades operativas, sino que por el contrario se requiere la implementación de los mecanismos de integración de las capacidades de estos equipos para lograr una red eléctrica optimizada, confiable, segura y eficiente.

cantidad de perturbaciones transitorias principalmente por el número elevado de dispositivos de conmutación incorporados en la red. En consecuencia, se prevé una problemática ante las limitaciones existentes para realizar una evaluación generalizada de los niveles de la CPE en todos los puntos de acople común de los usuarios de energía eléctrica en un sistema de distribución.

Dentro del conjunto de las perturbaciones de la CPE se destacan las Variaciones de Tensión de Corta Duración (VTCD), debido principalmente a su impacto sobre los usuarios finales del servicio de energía eléctrica y a su frecuencia elevada de ocurrencia. A su vez, en el campo regulatorio de los temas de la CPE se han establecido normatividades para el fortalecimiento de las estructuras de monitorización y cálculo de índices de la CPE. No obstante, los alcances de estas reglamentaciones aún son limitados para lograr una gestión avanzada y generalizada de la CPE.

En consecuencia, ante la necesidad de la evaluación de los niveles de las VTCD en los nodos de un sistema eléctrico, surge como solución hipotética la monitorización en todos los nodos del sistema para llevar a cabo una evaluación generalizada de la red. No obstante, la implementación masiva de medidores de calidad de potencia resulta inviable, principalmente por los altos costos para implementar un sistema de tales características, sobre todo en los sistemas eléctricos de distribución que cuentan con un gran número de nodos, sumado a la complejidad para el manejo del alto volumen de información registrada. De esta forma se hace evidente la limitación de un diagnóstico global de los niveles de las VTCD a partir de mediciones parciales, ya que no es posible lograr una evaluación sobre todos los puntos de acople común que no cuentan con monitorización.

De esta manera, en esta tesis doctoral se plantea de forma concreta la pregunta de investigación: ¿Qué métodos son requeridos para la estimación de estado de las VTCD en nodos no monitorizados de sistemas de distribución bajo el entorno de operación de las *REI*, a partir de la ubicación óptima de medidores de la CPE?

A su vez la Universidad Industrial de Santander y específicamente el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) se ha enfocado en la continua búsqueda de herramientas para abordar los problemas de la *CPE*, generando importantes avances en estas temáticas. De esta forma se espera seguir aportando en nuevas propuestas y herramientas para afrontar las nuevas problemáticas en la operación de los sistemas de distribución bajo el marco de las *REI*, además de continuar con la adaptación de trabajos ya realizados como herramientas potencialmente útiles para la gestión de la *CPE* en las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

1.1 Objetivos del trabajo de investigación

Este trabajo de investigación se enfoca en la estimación de índices asociados a la frecuencia de ocurrencia de las variaciones de tensión de corta duración en sistemas de distribución en el contexto de las *REI*, considerando la localización óptima de los medidores de calidad de la potencia eléctrica.

Para ello se proponen los siguientes objetivos específicos:

1. Estimar el número de las variaciones de tensión de corta duración en nodos no monitorizados de sistemas eléctricos de distribución, los cuales posean generación distribuida, operación radial y/o mallada, flujo bidireccional de potencia y reconfiguración dinámica.
2. Localizar óptimamente los monitores de la calidad de la potencia eléctrica en sistemas de distribución considerando la generación distribuida, la operación radial y/o mallada, el flujo bidireccional de potencia y los cambios topológicos de la red por reconfiguración dinámica.
3. Validar numéricamente los métodos propuestos en un entorno de simulación considerando sistemas eléctricos de distribución de prueba, en los cuales se incorporen: funciones de operación bajo un entorno de red inteligente, la existencia de un sistema optimizado de monitorización y la presencia de errores de desviación en las medidas y en los modelos del sistema.

1.2 Descripción general de la tesis

Este documento se encuentra estructurado en 7 capítulos, siendo este el Capítulo 1 donde se ha presentado la introducción al marco general del trabajo de investigación doctoral. Los 6 capítulos restantes son descritos a continuación:

- **Capítulo 2:** Se presentan las generalidades de la CPE, con un enfoque en las VTCD. Se contextualiza el tema de la monitorización de las VTCD, detallando y ejemplificando las características de la medición sincronizada y sus aplicaciones en el diagnóstico de los problemas de la CPE.
- **Capítulo 3:** se contextualiza la manera de cómo el problema de estimación de estado se ha proyectado para aplicaciones en el área de la CPE. De los métodos propuestos para la estimación de estado de los hundimientos de tensión (EEHT), se hace énfasis sobre el método basado en la teoría de descomposición de valores singulares SVD (del inglés *Singular Value Decomposition*) por considerarse como el único trabajo en el cual se formula un problema convencional de estimación de estado aplicado a los hundimientos de tensión. En lo que respecta a la ubicación óptima de medidores, se abordan los trabajos

basados en el concepto de *área de alcance del medidor*. Las conclusiones del estado del arte son soportadas en implementaciones y análisis de resultados de los métodos que fueron identificados como los más relevantes en el marco de la investigación doctoral.

- **Capítulo 4:** En este capítulo se presenta una de las principales contribuciones del trabajo doctoral. Se propone el nuevo estimador de estado de las VTCD, formulado con el objetivo de aprovechar la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 en la solución del problema de estimación de VTCD. Inicialmente, el estimador es diseñado e implementado para los hundimientos e interrupciones de tensión, considerando las interrupciones como un caso particular de los hundimientos de tensión. Posteriormente se contextualizan los cambios en el estimador con miras en la estimación de las elevaciones de tensión. Finalmente, se presenta la aplicabilidad del estimador de VTCD propuesto en un entorno de REI delimitado, resaltando la adaptabilidad del método ante diversos escenarios operativos.
- **Capítulo 5:** La segunda contribución importante del trabajo doctoral se presenta en este capítulo. Este aporte corresponde a un método de ubicación óptima de medidores de VTCD, el cual incorpora el concepto de *área probabilística de alcance del medidor*. Se propone un nuevo problema matemáticamente tratable mediante la inserción de una regla de observabilidad para hundimientos y elevaciones de tensión, simultáneamente. Es así como resulta un problema de programación lineal entera y binaria, el cual también es propuesto en un entorno de REI.
- **Capítulo 6:** La validación del estimador de VTCD y del método de ubicación óptima es desarrollada en este capítulo. En una primera parte se aplica el estimador y el método de ubicación óptima de medidores sobre tres sistemas eléctricos de prueba, todos con operación radial: *IEEE 34-bus*, *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7*. En una segunda etapa, el sistema de distribución *IEEE 123-bus* es adaptado dentro de un entorno de REI para la respectiva validación del desempeño de los métodos propuestos.
- **Capítulo 7:** Las principales conclusiones y observaciones de este trabajo de investigación son presentadas en este capítulo. Además, se precisa los trabajos futuros que pueden estar encaminados en potenciales mejoras de los métodos propuestos en esta tesis doctoral.

Calidad de la Potencia Eléctrica

En el presente capítulo se aborda la temática de la Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) en relación con la contextualización de las perturbaciones clasificadas como variaciones de tensión de corta duración: hundimientos, interrupciones y elevaciones de tensión.

La sección (2.1) se enfoca en la introducción conceptual de las VTCD, tomando como referencia los estándares normativos internacionales y nacionales, para finalmente presentar un diagnóstico del impacto de las VTCD en los sistemas eléctricos respecto a las pérdidas económicas que pueden derivarse por este tipo de perturbaciones. Las secciones (2.2) y (2.3) describen el marco conceptual, las causas e impactos y los índices de evaluación de los hundimientos y elevaciones de tensión, respectivamente.

Asimismo, las características de una actividad contractual de los mercados de energía tomando en cuenta las VTCD, y que pueden ser denominados contratos de la calidad de la potencia, se detalla en la sección (2.4). Finalmente, la sección (2.5) resalta la tendencia de la medición sincronizada y su aprovechamiento en la monitorización de las VTCD.

2.1 Introducción a las VTCD

El concepto de la Calidad de la Potencia Eléctrica en un sistema eléctrico se relaciona con las desviaciones de las señales de tensión y/o corriente de su estado ideal, y en un momento determinado, donde sus propiedades de amplitud, frecuencia, forma de onda y continuidad son una medida de la capacidad para satisfacer los requerimientos de los usuarios del servicio de energía eléctrica (IEEE-Std-1159, 2009; NTC-5000, 2011; Bollen et al., 2000). Los problemas de la CPE están significativamente relacionados con el usuario final de la energía eléctrica, debido a que conllevan a una incorrecta operación o la falla total de sus equipos. De hecho, el interés por los problemas de la CPE se debe principalmente al elevado impacto económico

de las perturbaciones electromagnéticas, aspecto que resulta cada vez más alarmante por la proliferación de los equipos electrónicos altamente sensibles a este tipo de perturbaciones. En consecuencia, los efectos adversos experimentados por la presencia de perturbaciones durante la operación de los sistemas eléctricos conllevan a que la CPE sea de común interés para todos los participantes de la cadena de valor del sector eléctrico. En respuesta a esta problemática, se ha generado un número importante de metodologías enfocadas en tareas de detección, diagnóstico y evaluación de las perturbaciones electromagnéticas, buscando estrategias de gestión avanzada para el mejoramiento de los niveles de la CPE en los sistemas eléctricos.

Desde un punto de vista específico, la problemática de una deficiente CPE obedece a la aparición de múltiples perturbaciones electromagnéticas y según su frecuencia de ocurrencia, pueden ser clasificadas por orden prioritario descendente así: los hundimientos y elevaciones de tensión, las interrupciones, las componentes armónicas de tensión y corriente, y las fluctuaciones de tensión (Bollen, 1999). Por consiguiente, los métodos para el análisis de las perturbaciones de la CPE son formulados siguiendo las clasificaciones que algunos estándares han establecido. Estas clasificaciones han facilitado un lenguaje común a la hora de abordar los análisis e interpretación de resultados de las diferentes metodologías aplicadas en el área de la CPE (IEEE-Std-1159, 2009; NTC-5000, 2011). En lo que respecta a este trabajo de investigación doctoral, se encauza en la categoría de las variaciones de tensión de corta duración (VTCD), la cual agrupa las perturbaciones que por definición corresponden a una variación del valor eficaz de tensión respecto a su valor nominal, con duraciones comprendidas entre el medio ciclo y menor o igual a un minuto. Por lo tanto, este grupo de las VTCD está constituido por los hundimientos de tensión, las elevaciones de tensión y las interrupciones (IEEE-Std-1159, 2009), tal como se describe en la Tabla 1.

Tabla 1.: Clasificación de las VTCD según el estándar IEEE 1159.

Fuente: adaptada de (IEEE-Std-1159, 2009).

	Categoría	Tipo	Duración típica	Magnitud de tensión
VTCD	Instantáneas	Hundimiento de tensión	0,5 ciclos - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
		Elevación de tensión		1,1 - 1,8 pu
	Momentáneas	Interrupción	30 ciclos - 3 s	< 0,1 pu
		Hundimiento de tensión		0,1 - 0,9 pu
		Elevación de tensión		1,1 - 1,4 pu
	Temporales	Interrupción	3 s - 1 min	< 0,1 pu
		Hundimiento de tensión		0,1 - 0,9 pu
		Elevación de tensión		1,1 - 1,2 pu

A continuación se discuten las razones por las cuales las VTCD son el objeto de estudio en este trabajo doctoral. La Figura 1 sintetiza los resultados obtenidos en aproximadamente

500 investigaciones realizadas por el EPRI¹ y consignadas en el reporte CIGRE JWG C4.107 (CIGRE/CIREN C4.107, 2011). Se destaca principalmente que las VTCD son responsables de cerca del 50 % de los problemas de la CPE y que conllevan a elevadas pérdidas económicas en los usuarios finales del servicio de energía eléctrica.

En este mismo sentido, estudios recientes se han centrado en la estimación de las pérdidas económicas por VTCD en diferentes tipos de industrias. En (Chen et al., 2016) se realiza una investigación con un enfoque económico hacia los impactos de los hundimientos de tensión en el sector industrial en China; los resultados obtenidos evidencian que las pérdidas anualmente oscilan entre los US\$ 30.000 y US\$ 23 millones de dólares. De la misma manera, las pérdidas en el sector industrial en Malasia alcanzan los US\$ 25.000 y US\$ 733.000 dólares por cada evento de la CPE experimentado (Salim et al., 2014). Otro importante estudio se ocupa de la zona noreste de Brasil, donde se estiman pérdidas entre US\$ 75.000 y US\$ 200.000 dólares por evento experimentado, principalmente en la industria basada en la actividad mecánica (Melo and Cavalcanti, 2012). En (Mora, 2012) se citan costos de alrededor de € 6 millones/hora en el sector financiero, € 3,8 millones por perturbación en la industria de fabricación de semiconductores, y hasta € 30.000 por minuto en el sector de las telecomunicaciones. Estos estudios evidencian el impacto negativo de las VTCD en la rentabilidad económica de diferentes sectores productivos y la necesidad de nuevas herramientas para el diagnóstico, evaluación y mitigación de este tipo de perturbaciones.

Adicionalmente, en los actuales y futuros sistemas eléctricos también se afrontan nuevos desafíos como consecuencia del incremento de perturbaciones de la CPE (Rönnberg and Bollen, 2016), principalmente debido a:

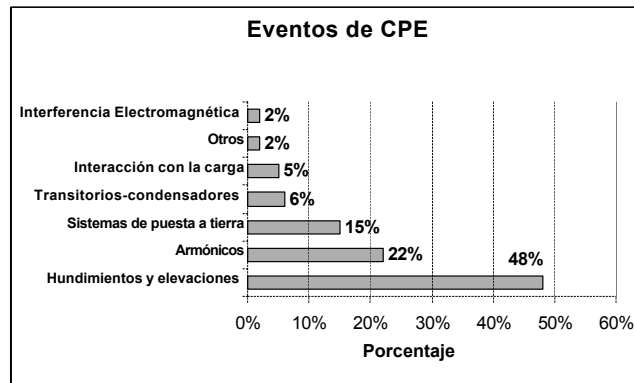


Figura 1.: Problemas de CPE identificados en investigaciones del EPRI.

Fuente: Adaptada de (CIGRE/CIREN C4.107, 2011).

- Los nuevos agentes en la generación de energía, donde el concepto de la generación

¹Electric Power Research Institute

distribuida se materializa en los sistemas eléctricos de distribución.

- Los nuevos agentes en la demanda de energía, donde la incursión de los vehículos eléctricos, los nuevos equipos basados en electrónica de potencia, las nuevas tecnologías de iluminación y una gran cantidad de equipos electrónicos, pueden traer significativos impactos sobre los sistemas eléctricos.
- Los cambios en las redes eléctricas, siendo principalmente la masificación del uso de cables subterráneos en sustitución de líneas aéreas, las conexiones a sistemas HVDC (del inglés *High Voltage Direct Current*), la comunicación de los medidores inteligentes² usando las líneas de potencia, y la propia integración de múltiples arquitecturas que conforman las *REI*.

En este sentido, las continuas iniciativas orientadas al establecimiento de las *REI* conllevan a que las empresas del sector eléctrico impulsen estrategias para entender su comportamiento y generar mecanismos de control para garantizar la confiabilidad y calidad del servicio de la energía eléctrica ante estos nuevos escenarios operativos.

2.2 Hundimientos de tensión

Según el estándar IEEE Std. 1159 ([IEEE-Std-1159, 2009](#)) y la norma Colombiana NTC5000 ([NTC-5000, 2011](#)), un hundimiento de tensión se define como “*la reducción súbita del valor eficaz de la tensión, por debajo del 0,9 pu y por encima del 0,1 pu de la tensión nominal, seguido por un retorno a un valor más alto que el 0,9 pu de la tensión nominal en un tiempo que puede variar entre 8,33 ms (medio ciclo a 60 Hz) y un (1) minuto*”. Las dos principales características que determinan un hundimiento de tensión son su magnitud y duración, tal como se ejemplifica en la Figura 2 ([IEEE-Std-1159, 2009](#); [Baggini, 2008](#); [Blanco, 2012](#)).

Retomando la Tabla 1 y la Figura 2, se resalta que los hundimientos de tensión son parametrizados a partir de su duración y su magnitud ([Baggini, 2008](#)). La magnitud del hundimiento es la tensión eficaz remanente durante el evento, conocida también como tensión residual, y la duración del hundimiento es el tiempo comprendido entre el instante en el cual la tensión de suministro cae por debajo de un umbral definido (0,9 pu), y el instante en el cual la tensión se recupera por encima del umbral de referencia.

²Un medidor inteligente se caracteriza por sus altas capacidades de procesamiento y comunicación de la información, permitiendo hasta la gestión operativa de las señales eléctricas que son monitorizadas.

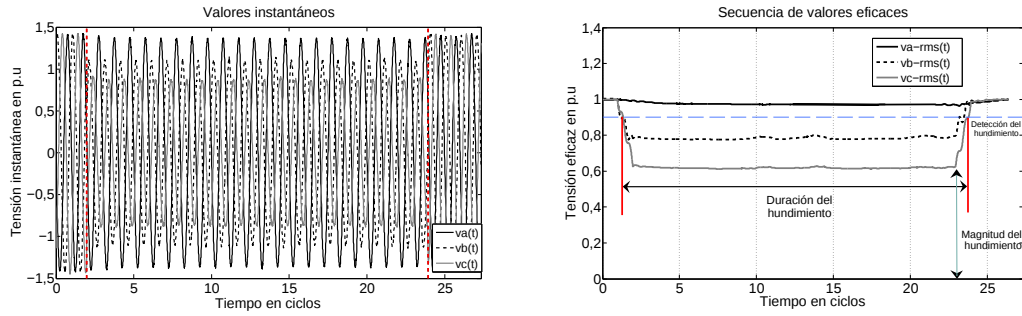


Figura 2.: Hundimiento de tensión medido en una subestación de 24,5 kV, 50 Hz.

Es común que en sistemas trifásicos se asuma que el punto de inicio del hundimiento de tensión se da cuando la primera de las fases cae por debajo del umbral y finaliza cuando la última de las fases se recupera por encima del mismo umbral. También es posible formular otros descriptores como el punto de inicio y el punto de recuperación del hundimiento, la pérdida acumulada de tensión y el salto del ángulo de fase (Baggini, 2008).

Desde un punto de vista físico, la duración de un hundimiento de tensión experimentado por una falla de red está determinada principalmente por el tiempo de actuación de los dispositivos de protección tales como fusibles e interruptores de potencia. A su vez, la magnitud de un hundimiento de tensión está determinada por la distancia eléctrica desde el punto de medición y el punto de cortocircuito en la red. De esta manera, un cortocircuito cercano al punto de medida, que puede ser generalmente la subestación, conlleva a una tensión residual³ muy baja debido a la elevada corriente de falla que puede circular.

Este último aspecto es abordado ampliamente en los estudios que se ocupan de la propagación de los hundimientos, analizando la influencia de la conexión de los transformadores junto con el tipo de cortocircuito –línea-tierra (LT), línea-línea (LL), doble línea a tierra (LLT), simétricos (LLL)– y de la causa del hundimiento de tensión (J. Blanco R. Leal and Barrera, 2011; Patne and Thakre, 2010; Aung et al., 2004).

Finalmente, las interrupciones de corta duración pueden interpretarse como un caso particular de los hundimientos de tensión, ya que se consideran cuando el valor eficaz de la tensión es menor al 0,1 pu de la tensión nominal, en todas las fases para un sistema trifásico y con una duración menor al minuto. Por lo tanto, las características de magnitud y duración se interpretan de la misma manera que para el caso de los hundimientos de tensión (NTC-5000, 2011).

³Según la IEC 61000-4-30, por tensión residual se entiende el mínimo valor de tensión eficaz registrado durante un hundimiento de tensión o interrupción. En la NTC-5001 se menciona que puede ser expresada como un valor en voltios o en pu respecto al nivel de tensión declarado.

2.2.1 Causas e impactos de los hundimientos de tensión. Los cortocircuitos eléctricos son considerados como la principal fuente generadora de hundimientos de tensión, y a la vez de interrupciones de corta duración, originando la circulación de grandes corrientes de falla y significativas caídas de tensión a lo largo de la red. Dentro de las causas se resaltan las pérdidas en el nivel de aislamiento ya sea por descargas atmosféricas, por las mismas operaciones dentro del sistema o por agentes externos que propician condiciones de baja resistencia entre puntos de la red eléctrica. Adicionalmente, otras causas de los hundimientos de tensión son la energización repentina de grandes cargas, el arranque de grandes motores de inducción y la energización de transformadores, aunque con una menor frecuencia de ocurrencia (Baggini, 2008). De hecho, en la literatura técnica se hace énfasis en los hundimientos de tensión originados por cortocircuitos o fallas de red, ya que normalmente tienen la mayor frecuencia de ocurrencia y su impacto resulta más severo sobre la operación del sistema eléctrico (Patne and Thakre, 2010; Yi et al., 2016; Topolanek et al., 2015; Blanco et al., 2011; Chen et al., 2014; Zambrano et al., 2017; Avendaño-Mora and Milanović, 2012b; Di and Lijun, 2015; Olguin et al., 2005).

En el caso de las interrupciones de corta duración, las causas están típicamente asociadas a operaciones de conmutación como respuesta a la presencia y despeje de cortocircuitos. Esas perturbaciones se materializan debido a fallas de aislamiento permanentes en equipos, malfuncionamiento de equipos de control, la fundición de fusibles y la apertura de circuitos por la acción de los interruptores.

La clasificación de los tipos de hundimientos de tensión es una herramienta adicional en las tareas de análisis de este tipo de perturbaciones. Los algoritmos más representativos de clasificación son propuestos en (Bollen, 1999, 2003; Madrigal and Rocha, 2007). En la Figura 3 se resume esta clasificación, la cual además permite una asociación con el tipo de falla de red que causa el hundimiento, tal como se precisa para cada tipo de hundimiento. Cuando estos algoritmos son aplicados a señales de tensión registradas por un medidor de calidad de potencia, es posible obtener información útil y relevante que finalmente puede ser procesada por otros algoritmos complementarios de caracterización como los desarrollados en (Blanco, 2012).

En cuanto a los efectos de los hundimientos de tensión, existe un alto impacto tanto en la operación de los sistemas eléctricos, como también en los usuarios finales del servicio de energía eléctrica. Dentro de los efectos se destaca el mal funcionamiento de dispositivos operados a baja tensión, de fuentes ininterrumpidas de potencia, de variadores de velocidad, de equipos de medición y de control, de equipos de protección como contactores y relés; además se pueden presentar interferencias con señales de comunicación e inestabilidad de la tensión debido a las variaciones de corta duración que se experimentan.

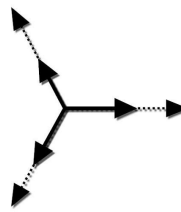
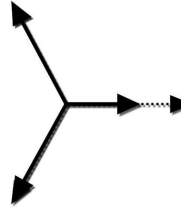
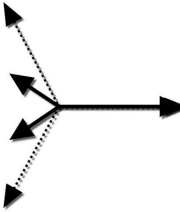
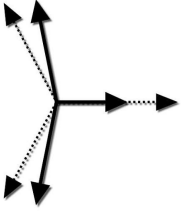
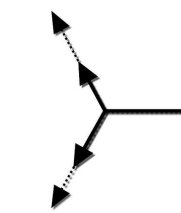
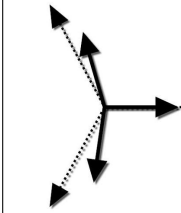
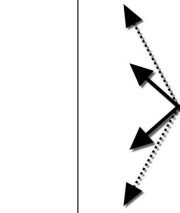
Tipo A (Falla LLL) $V_a=V'$ $V_b=-\frac{1}{2}V'-j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}V'+j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ 	Tipo B (Falla LT) $V_a=V'$ $V_b=-\frac{1}{2}-j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}+j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ 	Tipo C (Falla LL) $V_a=1$ $V_b=-\frac{1}{2}-j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}+j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ 	Tipo D (Falla LT) $V_a=V'$ $V_b=-\frac{1}{2}V'-j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}V'+j\frac{1}{2}\sqrt{3}$ 
Tipo E (Falla LLT) $V_a=1$ $V_b=-\frac{1}{2}V'-j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}V'+j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}$ 	Tipo F (Falla LLL) $V_a=V'$ $V_b=-\frac{1}{2}V'-j\frac{1}{6}V'\sqrt{3}-j\frac{1}{3}\sqrt{3}$ $V_c=-\frac{1}{2}V'+j\frac{1}{6}jV\sqrt{3}+j\frac{1}{3}\sqrt{3}$ 	Tipo G (Falla LLL) $V_a=\frac{2}{3}+\frac{1}{3}V'$ $V_b=-j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}-\frac{1}{6}V'-\frac{1}{3}$ $V_c=+j\frac{1}{2}V'\sqrt{3}-\frac{1}{6}V'-\frac{1}{3}$ 	

Figura 3.: Clasificación de hundimientos de tensión.

Fuente: adaptada de (Bollen, 1999).

De hecho, las tensiones residuales inferiores al 0,85 pu y con una duración mayor a 40 ms reflejan problemas operacionales en los equipos catalogados como sensibles. Los equipos en muchos casos pueden ser desconectados por un dispositivo de protección o simplemente continuar su operación en un estado de funcionamiento inapropiado. Como consecuencia se tiene un alto impacto económico debido a las pérdidas de producción, a los costos por reinicios en procesos tecnológicos, a los daños en equipos y materiales, y en general a la insatisfacción en los clientes (CIGRE/CIREN C4.107, 2011).

2.2.2 Índices y características de los hundimientos de tensión. Los índices asociados a los hundimientos de tensión permiten la evaluación y seguimiento de los niveles de la CPE en función de este tipo de perturbación. En la actualidad, el estándar *IEEE 1564: Guide for Voltage Sag Indices* define las diferentes características e índices asociados con los hundimientos de tensión (IEEE Standard 1564, 2014). Los métodos propuestos inician con el cálculo de la severidad individual de cada hundimiento de tensión experimentado; después, la cuantificación del desempeño en un nodo específico (índices de sitio), y finalmente se encaminan en la

caracterización del comportamiento de todo el sistema (índices de sistema). Adicionalmente, el estándar establece las etapas necesarias para cuantificar estos índices:

- Etapa de medida: Las medidas de tensión pre-falla y pos-falla son la fuente de información para la determinación de los índices. Estas medidas de tensión son obtenidas en ciertos puntos del sistema eléctrico, usando equipos con tasas de muestreo y resolución determinadas (usualmente 128 o 256 muestras/ciclo). El estándar IEC61000-4-30 establece los métodos de medida de los parámetros de la CPE, además de los requisitos adecuados de funcionamiento. En lo que respecta a la detección y evaluación de las VTCD, se emplea una ventana de cálculo de tensión eficaz actualizada cada semiperíodo ($U_{rms(1/2)}$). Además, para la obtención de las características de cada hundimiento se emplea la regla: *la menor de las tensiones trifásicas línea-tierra*.
- Etapa de cálculo por perturbación: consiste en la caracterización de cada hundimiento como función del tiempo. Se determinan las características de duración y magnitud de la tensión residual usando la regla previamente mencionada.
- Etapa de cálculo de sitio: se fundamenta en las características de cada perturbación y es realizado a partir de todos los eventos medidos, durante un período de tiempo, en un sitio o punto determinado del sistema eléctrico.
- Etapa de cálculo de sistema: se fundamenta en la suma ponderada de todos los índices de sitio determinados en el sistema eléctrico.

Respecto a los índices por perturbación, se destaca ([IEEE Standard 1564, 2014](#)):

- El índice de energía del hundimiento de tensión E_{VS} (del inglés *Voltage Sag Energy*) : se interpreta como una medida de la pérdida de energía útil durante la perturbación. Precisamente, la caída de tensión es proporcional a esta pérdida de energía, siendo finalmente interpretada como una energía no suministrada a una carga.
- El índice de severidad del hundimiento de tensión S_e (del inglés *Voltage Sag Severity*): se fundamenta en una comparación de las características de magnitud y duración del hundimiento contra una curva de referencia. Las curvas SEMI⁴ son usualmente recomendadas para realizar esta comparación.

Los índices de sitio son comúnmente utilizados para evaluar el impacto de las VTCD. Su estimación se basa en una suma del número de hundimientos o elevaciones experimentadas con una magnitud establecida y durante una ventana de tiempo de observación predeterminada. Por un lado, el índice SARFI (del inglés *System Average RMS Variation Frequency Index*)

⁴Semiconductor Equipment and Materials International Group. <http://www.semi.org/eu/>

se basa en la suma de las perturbaciones experimentadas, los cuales pueden ser hundimientos, interrupciones o elevaciones de tensión. Específicamente para hundimientos de tensión, el índice $SARFI - X$ indica el número de hundimientos experimentadas con magnitudes inferiores al $X\%$. En este mismo sentido, el índice $SARFI - 10$ está asociado a la cuantificación de todas variaciones de tensión con una magnitud inferior al 10% de la tensión nominal, conocidas como interrupciones de tensión de corta duración. De forma complementaria, las curvas $SARFI - ITIC$ y $SARFI - SEMI$ evalúan el impacto de las VTCD con base en las curvas de compatibilidad de los equipos (ITIC y SEMI), curvas ampliamente utilizadas como métodos referentes para evaluar el impacto de estas perturbaciones de la CPE. De forma complementaria, el índice de sitio de la energía de los hundimientos SEI (del inglés *Sag Energy Index*) es calculado como la suma de las energías individuales de los hundimientos de tensión registrados en un sitio predeterminado. El índice de la energía promedio de los hundimientos de tensión $ASEI$ (del inglés *Average Sag Energy Index*) es también un índice complementario. Finalmente, el índice de severidad de los hundimientos de tensión para un sitio S_{site} se deriva a partir de las características de severidad calculadas para cada perturbación analizada.

La Tabla 2 presenta una síntesis de los índices recomendados para los hundimientos de tensión, y con aplicación en sistemas distribución de energía eléctrica. Acorde a su formulación matemática, se evidencia que las características de magnitud y duración son los parámetros necesarios para la aplicación de estos índices.

Un aspecto importante por resaltar en este punto es que los sistemas de monitorización implementados en los sistemas eléctricos tienen la característica de ser parciales, es decir, que sólo son instalados unos cuantos medidores en la red. Este hecho conlleva a que la aplicación de los índices en la Tabla 2 sólo es posible en los nodos eléctricos donde sea instalado un medidor de la CPE, y no de forma global en el sistema eléctrico. En consecuencia, esta tesis doctoral aborda dos tópicos relacionados con lo expuesto previamente: la necesidad de evaluar los niveles de la CPE en todos los nodos no monitorizados de una red y la formulación de nuevos criterios de ubicación óptima de medidores de la CPE.

Tabla 2.: Índices para los hundimientos de tensión.

Tipo de índice	Formulación matemática
Individual-hundimiento	$E_{VS} = \left[1 - \left(\frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] \cdot T$ $E_{vs} = E_{vs,A} + E_{vs,B} + E_{vs,C}$ V : tensión eficaz durante el evento V_{nom} : tensión nominal de la red eléctrica T : duración del evento
	$S_e = \frac{1-V}{1-V_{curve}(d)}$ V : magnitud del hundimiento de tensión d : tiempo de duración del evento $V_{curve}(d)$: valor de la curva de referencia (SEMI-F47)
De sitio	$SARFI_X = \sum n_i$ n_i : hundimiento de tensión con magnitud inferior al x %
	$SEI = \sum_{i=1}^{n_{total}} E_{VS_i}$
	$ASEI = \frac{1}{n_{total}} \sum_{i=1}^{n_{total}} E_{VS_i}$
	$SEI = ASEI \cdot SARFI_{90}$
	$S_{site} = \sum_{i=1}^{n_{total}} S_{e_i}$ $S_{average} = \frac{S_{site}}{n_{total}}$ $S_{site} = S_{average} \cdot SARFI_{90}$
De sistema	$SARFI_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} SARFI_{X_i}$
	$SEI_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} SEI_i$ $ASEI_{sys} = \frac{SEI_{sys}}{SARFI_{90,sys}}$
	$S_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} S_{site_i}$

2.3 Elevaciones de tensión

Las elevaciones de tensión son definidas como aumentos súbitos en el valor eficaz de la tensión por encima del 1,1 pu de la tensión nominal, con duraciones entre medio ciclo y 1 minuto (IEEE-Std-1159, 2009; NTC-5000, 2011). Esta clase de perturbación es menos frecuente en comparación con los hundimientos de tensión y es caracterizada por su duración y magnitud, tal como se presenta en la Figura 4.

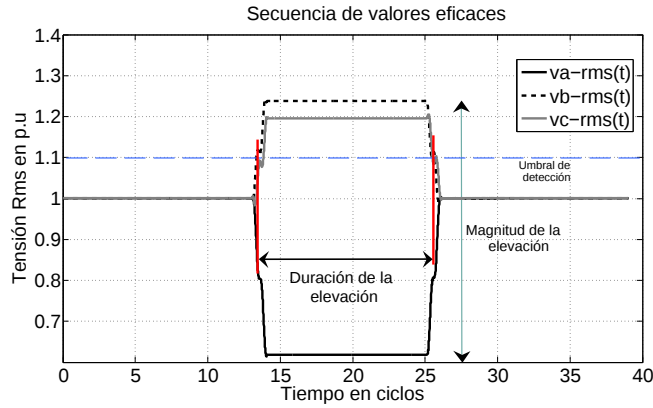


Figura 4.: Elevación de tensión medida en una subestación de 24,5 kV, 50 Hz.

2.3.1 Causas e impactos. Como principales causas de las elevaciones de tensión, se destacan: un cortocircuito donde las fases no falladas pueden experimentar sobretensiones, ya que de hecho en sistemas trifásicos, una elevación de tensión en una fase puede estar correlacionada con un hundimiento de tensión en otra fase, debido principalmente a las tensiones inducidas entre fases por la existencia de los acoplamientos magnéticos entre líneas (Baggini, 2008); la desconexión de grandes cargas; la energización de bancos de condensadores donde las corrientes en adelanto inyectadas provocan incrementos en la tensión; resonancias y ferro-resonancias; y finalmente, sobretensiones momentáneas debido a rápidos aumentos de energía (Baggini, 2008).

La configuración de los sistemas de puesta a tierra influye de manera significativa en la generación de sobretensiones, debido a los acoplamientos propios en el sistema y a la efectividad de la puesta a tierra. Como ejemplo, en el caso de sistemas de distribución de media tensión con neutro no aterrizado, típicamente se experimentan elevaciones hasta del 170 % (Baggini, 2008; Bollen, 1999).

Cuando se abordan las elevaciones de tensión originadas por fallas de red, la metodología de clasificación presentada en la Figura 3 también es aplicable a este tipo de perturbaciones. En efecto, en un mismo evento donde se experimente simultáneamente un hundimiento y una elevación, esta metodología de clasificación puede ser aplicada para asociar un tipo de falla de red a la elevación de tensión experimentada.

Dentro de los impactos por las elevaciones de tensión, se destacan: fallas en los componentes de los dispositivos, impacto en la vida útil de dispositivos electrónicos sensibles, operaciones indeseadas en equipos de protección, afectaciones en bancos de condensadores, generación de condiciones operativas de alto riesgo y en general, impactos similares a los originados por los hundimientos de tensión.

2.3.2 Índices y características de las elevaciones de tensión. Al igual que los hundimientos, las elevaciones son caracterizadas principalmente por los parámetros de magnitud y duración. De hecho, el estándar *IEEE 1564* también proporciona los métodos para el cómputo de índices y características de las elevaciones de tensión ([IEEE Standard 1564, 2014](#)). En este sentido, el índice *SARFI-110* es el más representativo y corresponde al número de elevaciones experimentadas por un usuario determinado. De forma complementaria, las curvas *SARFI-CBEMA*, *SARFI-ITIC* y *SARFI-SEMI* son utilizadas para el diagnóstico de la sensibilidad de los equipos a las elevaciones de tensión ([Baggini, 2008](#)). La Tabla 3 presenta una síntesis de los índices recomendados para la evaluación de las elevaciones de tensión.

Tabla 3.: Índices para las elevaciones de tensión.

Tipo de índice	Formulación matemática
Individual-elevación	$E_{VS} = \left[\left(\frac{V}{V_{nom}} \right) - 1 \right] \cdot T$ $E_{vs} = E_{vs,A} + E_{vs,B} + E_{vs,C}$ $V(t)$ tensión eficaz durante el evento V_{nom} tensión nominal de la red eléctrica T: duración del evento
	$S_e = \frac{V-1}{V_{curve}(d)-1}$ V magnitud de la elevación de tensión d tiempo de duración del evento $V_{curve}(d)$ valor de la curva de referencia (SEMI-F47)
De sitio	$SARFI_X = \sum n_i$ n_i elevación de tensión con magnitud superior al $x\%$
	$SEI = \sum_{i=1}^{n_{total}} E_{VS_i}$
	$ASEI = \frac{1}{n_{total}} \sum_{i=1}^{n_{total}} E_{VS_i}$
	$SEI = ASEI \cdot SARFI_{90}$
	$S_{site} = \sum_{i=1}^{n_{total}} S_{e_i}$ $S_{average} = \frac{S_{site}}{n_{total}}$ $S_{site} = S_{average} \cdot SARFI_{90}$
De sistema	$SARFI_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} SARFI_{X_i}$
	$SEI_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} SEI_i$ $ASEI_{sys} = \frac{SEI_{sys}}{SARFI_{90,sys}}$
	$S_{sys} = \frac{1}{n_{site}} \sum_{i=1}^{n_{site}} S_{site_i}$

2.4 Contratos de calidad de potencia

Las VTCD también pueden ser parte en la actividad contractual de los mercados de energía eléctrica, donde los usuarios finales y los operadores de la red / comercializadores lleguen a la negociación de las condiciones del suministro de energía en función de parámetros de la CPE. Este tipo de contratos son promovidos cada vez más y son enmarcados en un único objetivo que es garantizar altos niveles de la CPE ([CIGRE/CIREN C4.107, 2011](#); [EPRI, 2003](#)). En este sentido, resulta necesario determinar los índices de las VTCD fundamentalmente en los nodos de acople común de los usuarios y así evaluar los impactos, las pérdidas económicas y la efectividad de estrategias de mitigación que eventualmente sean implementadas.

Dos aspectos importantes a tener en cuenta son: los periodos de medición y la ubicación / conexión de los equipos de medida. En el primer aspecto, la mayoría de contratos establecidos consideran la medición durante un año; en el segundo aspecto, las medidas línea-neutro en el punto de acople común son ampliamente implementadas en los sistemas sólidamente aterrizados, debido principalmente a que permiten la extracción de información asociada al tipo de falla de red ([CIGRE/CIREN C4.107, 2011](#); [EPRI, 2003](#); [CEER, 2016](#)).

Un reporte de gran relevancia es presentado por el *Council of European Energy Regulators* (*CEER*), donde se dan a conocer los resultados de encuestas y análisis rigurosos de la calidad en el suministro de la energía eléctrica en 27 países europeos ([CEER, 2016](#)). Uno de los resultados más significativos corresponde a que, de un total de 19 países encuestados, 18 de ellos cuentan con sistemas de monitorización de hundimientos de tensión y 17 con monitorización de elevaciones de tensión. En la Tabla 4 se resaltan las prácticas incorporadas en la regulación de algunos países, con miras en la monitorización de las VTCD ([CEER, 2016](#)).

Algunas conclusiones importantes son derivadas de la aplicación de estos contratos de la CPE. Por un lado, esta modalidad de contratación se encuentra en una fase inicial de implementación, pero se proyecta como una medida eficiente para el mejoramiento de los niveles de la CPE y con un impacto económico moderado. En algunos casos el cliente deberá asumir costos adicionales por contratar altos niveles de la CPE, pero será justificado por sus propios requerimientos operativos y económicos.

Finalmente, contextualizando el hecho de que la monitorización de la VTCD en sistemas de distribución se realiza con un limitado número de medidores, es posible afirmar que un nuevo reto para la materialización de este tipo de contratos es la estimación de los índices en aquellos puntos de acople común donde no se cuente con un medidor instalado. Una herramienta de estimación permitiría brindar información a todos los usuarios acerca de la calidad del servicio, y también al mismo operador de red para la toma de decisiones en función de la mitigación de las VTCD.

Tabla 4.: Países que incorporan aspectos regulatorios de las VTCD.

País	Monitorización	Información al cliente	Diferencias con el estándar EN50160
Holanda	- Niveles de tensión con monitorización: Alta, media y baja tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes	Si existe monitorización en un punto de acople común, entonces el cliente tiene derecho a conocer los datos medidos.	Se definen límites de hundimientos de tensión.
Suecia	- Niveles de tensión con monitorización: Alta, media y baja tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes (66 % de los medidores capturan variaciones en la tensión)	Los problemas de continuidad del servicio de energía se publican de forma obligatoria.	Se definen límites de hundimientos de tensión.
Noruega	- Niveles de tensión con monitorización: Alta y media tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes	Se publica la información mensual de la CPE en sus propias instalaciones.	Se definen límites de hundimientos de tensión en todos los niveles de tensión.
República Checa	- Niveles de tensión con monitorización: Alta, media y baja tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes	No es obligatoria la publicación de información. Sin embargo, un nuevo usuario puede solicitar información detallada sobre las VTCD y armónicos.	Ninguna
Italia	- Niveles de tensión con monitorización: Alta, media y baja tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes	Es obligatorio compartir desde el 2016 la información de las VTCD al usuario en media tensión.	Ninguna
Portugal	- Niveles de tensión con monitorización: Alta, media y baja tensión. - Monitorización continua de hundimientos - Instalación de medidores inteligentes	Es obligatorio compartir la información de los parámetros establecidos en el código de calidad del servicio, entre ellos las VTCD.	Ninguna

2.5 Monitorización de la calidad de la potencia

La monitorización se concibe como uno de los procesos más importantes en el diagnóstico y evaluación de las perturbaciones de la CPE. De hecho, para lograr un conocimiento avanzado de las perturbaciones, los equipos de medición deben cumplir con requerimientos mínimos para un correcto análisis de la información y la consecuente toma de decisiones. La justificación de

la implementación de sistemas de medida de la CPE radica en el factor económico, sobre todo cuando se evidencia los impactos sobre las cargas críticas o sensibles a las perturbaciones.

La monitorización responde a la necesidad de caracterizar las perturbaciones en nodos específicos de la red eléctrica, generalmente para la verificación del cumplimiento de niveles mínimos establecidos por la regulación o por la existencia de contratos de la CPE entre usuarios y empresas. No obstante, existe la monitorización cuyo objetivo es el diagnóstico de gran alcance de la CPE sobre un sistema eléctrico. Este último enfoque requiere de un gran número de medidores y puntos para su respectiva instalación.

En un entorno general, la acelerada incorporación de las capacidades de *REI* en los sistemas eléctricos demarca importantes avances hacia sistemas eléctricos más eficientes, con altos niveles de calidad del servicio y confiabilidad. Uno de los primeros retos aparece con la gran cantidad de información disponible gracias a la masificación de las infraestructuras de medición, donde se requieren métodos y herramientas para extraer información útil en la gestión optimizada de los sistemas eléctricos. La integración y sincronización de los sistemas SCADA con los medidores inteligentes es uno de los ejemplos más destacado de los avances en la monitorización. Además, este tipo de integraciones posibilitan la formulación de nuevas funciones avanzadas para el control y optimización de las redes eléctricas. Actualmente también es común las nuevas capacidades de los medidores inteligentes en el registro de las formas de onda de tensiones y corrientes, permitiendo la centralización y sincronización en el tiempo de este tipo de medidas. Este hecho abre múltiples perspectivas para la propuesta de nuevas herramientas útiles en la evaluación y gestión de la CPE.

Una de estas funciones avanzadas es la estimación de estado a frecuencia fundamental de los sistemas de distribución, tarea de gran relevancia debido a los cambios emergentes por la incorporación del concepto de *REI* ([Cruz et al., 2016](#); [Damavandi et al., 2015](#); [Primadianto and Lu, 2016](#)). Al mismo tiempo, en el análisis de las perturbaciones se aprovechan estas funciones avanzadas y se formulan nuevas metodologías para su diagnóstico y evaluación. Por ejemplo, en ([Albu et al., 2017](#)) se propone un método alternativo de bajo costo para la monitorización y control de la CPE, en términos de los parámetros de la tensión, y con capacidades operativas en tiempo real. En ([J. Boás Leite and Mantovani, 2016](#)) se plantea un algoritmo de estimación de estado en redes de distribución explotando una infraestructura avanzada de medición con capacidades de sincronización, alta precisión y resolución. Una novedosa aplicación de medidas sincronizadas se presenta en ([Topolanek et al., 2015](#)), siendo formulado un método para la localización de fallas a tierra en sistemas mediante una compensación de neutro en sus transformadores. La compensación es realizada con un resistor que incrementa la parte activa de la corriente de falla y reduce la incertidumbre en los resultados de localización de la falla.

A continuación se contextualizan algunos de los aspectos más relevantes en relación con la medición de las VTCD según los estándares IEC 61000-4-30 e IEEE 1159 ([IEEE-Std-1159](#),

2009; IEC 61000, 2008; ICONTEC, 2008):

- Un primer aspecto es el uso de medidores Clase A, caracterizados por una incertidumbre en la medición de la magnitud de las VTCD que no debe exceder el $\pm 0,2\%$, cuando se hace necesario garantizar una alta precisión en las medidas. Asimismo, se cuenta con los medidores Clase B, donde el error máximo no debe exceder el $\pm 2\%$. Este tipo de medidores son requeridos para la monitorización de las VTCD, donde con la información extraída se realiza la verificación del cumplimiento con los valores de referencia establecidos.
- Tanto para la medición Clase A y B, las tensiones eficaces con fines de caracterizar las VTCD se deben calcular usando el método $U_{rms(1/2)}$ y aplicado en cada canal de medida. Este método determina el valor eficaz de la tensión medida sobre un ciclo, comenzando en un cruce por cero de la fundamental y actualizando la ventana cada medio ciclo.
- La detección de las VTCD se basa en el uso de un umbral establecido, que puede ser un porcentaje de la tensión declarada para el sistema eléctrico o también un porcentaje de una tensión de referencia deslizante. Es imprescindible declarar el tipo de referencia usada en los estudios realizados.

Estos aspectos previamente enunciados son considerados en los estudios de esta tesis doctoral. De esta forma, considerando el uso de medidores Clase A y clase B, es posible implementar un modelo de error en las medidas a partir del conocimiento de la incertidumbre de los equipos, tal como se realiza en (Woolley et al., 2014). Este modelo de error será presentado y desarrollado a profundidad en la sección (4.2.1), siendo contextualizado en la construcción de un vector de medidas y el error asociado a las mismas.

2.5.1 Conexión de los medidores. Los medidores de la CPE suelen ser conectados para el sensado de tensiones LL o LT. De hecho, los estándares normativos no especifican un solo tipo de conexión, ni obligan a adoptar un tipo especial de conexión (IEC 61000, 2008). Por ejemplo, en trabajos del CIGRE / CIRED se recomienda la medición de tensiones LT en sistemas de baja y media tensión, con neutros sólidamente aterrizados (Bollen et al., 2013, 2014). Esto se debe a que estas tensiones son más representativas a la hora de evaluar el comportamiento y posibles daños sobre los equipos y dispositivos. Además, cuando los medidores son conectados LT, las tensiones eficaces LL pueden ser calculadas usando las relaciones matemáticas existentes en un sistema trifásico (Bollen et al., 2004). En otra situación distinta se da en sistemas no aterrizados, donde se plantea la medición de tensiones LL. En este sentido, otras investigaciones también soportan estas recomendaciones (Bollen, 2003; Didden et al., 2005).

En la Figura 5 se presenta un esquema de medición sobre un sistema ilustrativo de distribución de energía eléctrica con 8 nodos, 4,16 kV, aterrizado sólidamente a tierra. Son 4

los medidores instalados para el registro de las tensiones, teniendo en cuenta que el objetivo principal es la caracterización de las VTCD. La principal característica del sistema de monitorización es la medición de tensiones LT en el primario de los transformadores de distribución.

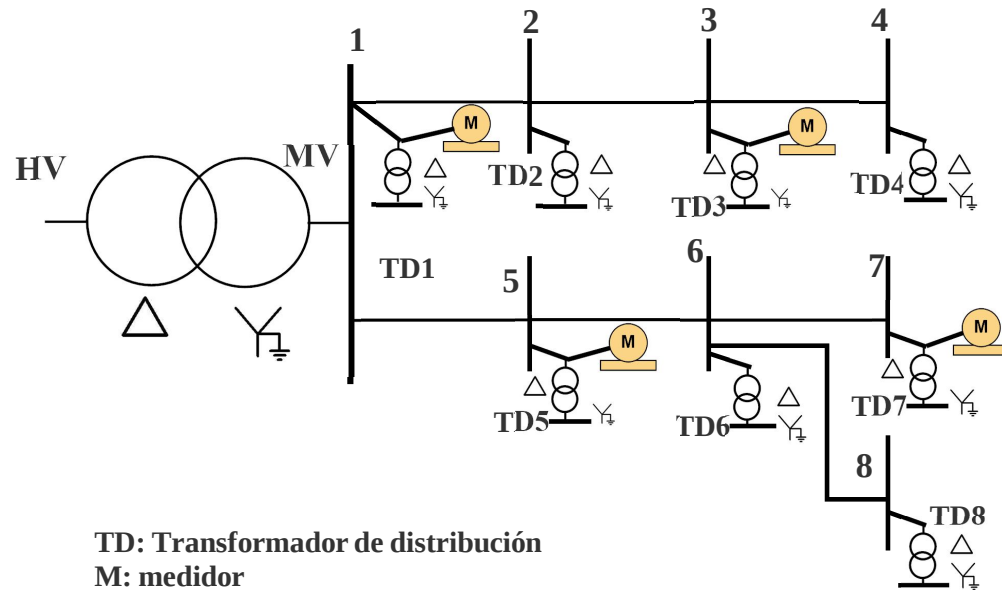


Figura 5.: Puntos de instalación de medidores de las VTCD.

La Figura 6 ilustra la forma de conexión del medidor en el primario del transformador. Esto conlleva unas ventajas importantes:

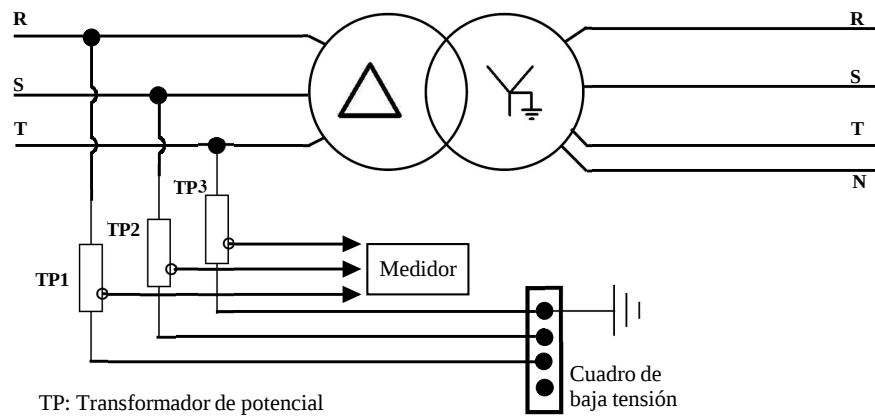


Figura 6.: Conexión del medidor.

- Se da la posibilidad de reconocer las fallas LT en el nivel de media tensión, que es justamente el nivel correspondiente a la instalación de todos los medidores. Por lo tanto, los nodos correspondientes al primario de los transformadores pueden ser considerados los puntos de acople común. Por ende, la extracción de información de las medidas y los índices calculados deben ser interpretados y analizados en los respectivos puntos de acople común.
- Teniendo en cuenta que todas las medidas son obtenidas en el mismo nivel de tensión, es posible aplicar la metodología de clasificación presentada en la Figura 3, y sin tener que considerar un análisis de propagación de las VTCD a través de los transformadores, y en específico la influencia del tipo de conexión de los transformadores (Blanco et al., 2011). En términos prácticos, las redes de media tensión se caracterizan por tener longitudes considerables, mientras comparativamente los alimentadores de baja tensión tienen longitudes que son significativamente menores. Por lo tanto, en el caso del estudio de las VTCD, los diagnósticos pueden ser realizados en el primario de los transformadores trifásicos de distribución.
- Los puntos para la instalación de las medidas de corriente deben ser seleccionados acorde a las necesidades de evaluación de la CPE que se requieran en el sistema eléctrico.

2.5.2 Ubicación de los medidores de VTCD. Es un hecho que en los sistemas eléctricos de distribución no resulta factible la instalación masiva de medidores de la CPE en todos los nodos la red, debido principalmente a los altos costos asociados a un sistema de monitorización de estas dimensiones, y sumado a los desafíos emergentes en cuanto a la gestión y análisis de la de información registrada. Por ende, una de las primeras tareas es la selección de los puntos estratégicos para la instalación de los medidores de las VTCD. Esta selección debe incorporar criterios con miras a satisfacer requerimientos adicionales para la caracterización de las VTCD, como pueden ser: tipo de observabilidad, número mínimo de medidores y consideraciones económicas.

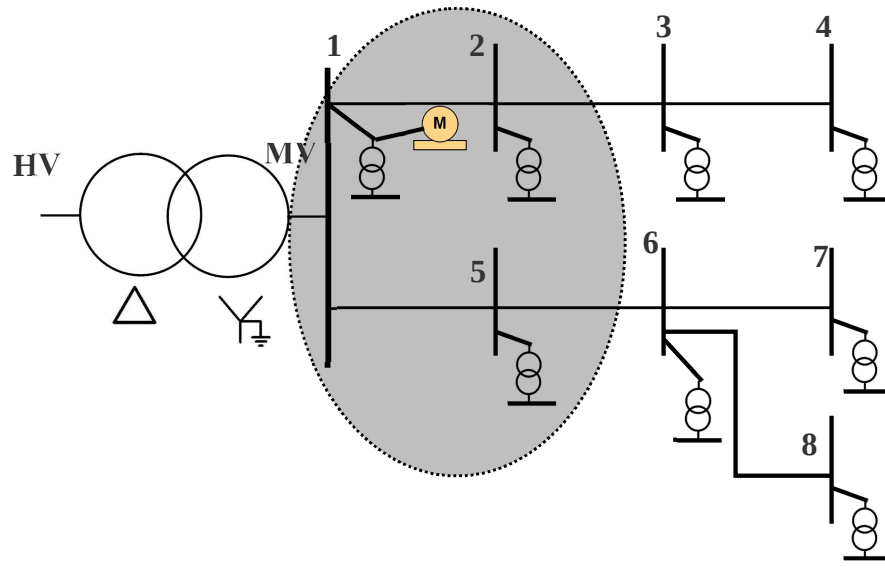
La observabilidad de las VTCD es el criterio comúnmente usado a la hora de determinar la ubicación de los medidores. En general, un sistema de monitorización es considerado óptimo cuando se garantiza una completa observabilidad del sistema eléctrico y el costo de este es mínimo. En otras palabras, el problema se traduce en determinar el número mínimo de medidores y su ubicación óptima, cumpliendo las restricciones de observabilidad en la red. Este enfoque para la ubicación óptima de medidores ha sido considerado en diferentes investigaciones (Chen et al., 2014; Avendaño-Mora and Milanović, 2012b; Nasiri and Seifi, 2016; Blanco Solano et al., 2015; Branco et al., 2015; Eldery et al., 2006; Espinosa-Juarez et al., 2015). Un análisis detallado de estos métodos puede ser encontrado en la sección (3.4), profundizando en el concepto de área de alcance de un medidor.

Para ejemplificar el concepto de observabilidad en el caso de los hundimientos de tensión, el mismo sistema ilustrativo de distribución es presentado en la Figura 7.a. Es notoria la representación de un área de alcance de detección del medidor, es decir, el área sombreada contiene los puntos en los cuales puede presentarse una falla de red y consecuentemente el medidor detectará un hundimiento de tensión. De la Figura 7.a se resalta que no todo el sistema eléctrico es observable, en lo que concierne a hundimientos de tensión, cuando se instala un único medidor en el nodo 1. La Figura 7.b evidencia que con los cuatro medidores instalados en los nodos 1, 3, 5 y 7, el sistema es completamente observable. De hecho, cuando un medidor es instalado en el extremo final de un alimentador radial, los cortocircuitos aguas arriba del punto de instalación generan hundimientos de tensión que son registrados en su totalidad por el medidor. Un último aspecto por resaltar es que las áreas de detección de medidores se caracterizan para un mismo valor de resistencia de falla y para un tipo determinado de falla. De acuerdo con esto, variando la resistencia de falla en cada tipo de falla de red, es posible obtener una gran cantidad de áreas de alcance, que de hecho son distintas entre sí.

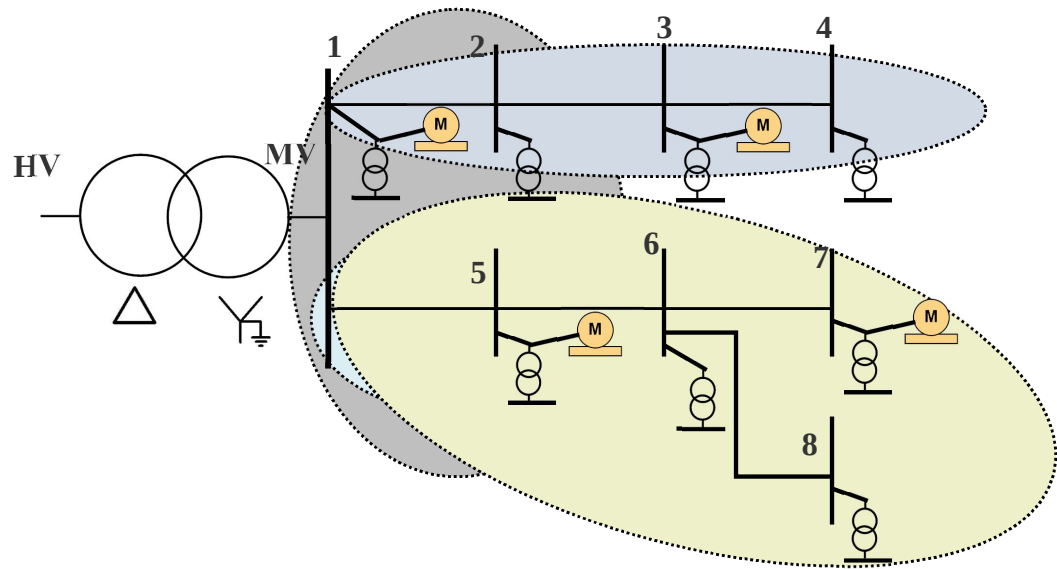
2.5.3 Sincronización de los medidores de VTCD. La creación de la Unidad de Medición Fasorial PMU⁵ (del inglés *Phasor Measurement Unit*) ha permitido la construcción de equipos de medida con alta precisión de las señales senoidales en las redes eléctricas, generando nuevas opciones de control y evaluación de la operación de la red. En sus inicios, gran parte de las aplicaciones de la medición sincronizada tuvo espacio en los sistemas de transmisión caracterizados por sus niveles de alta tensión (Albu et al., 2017). Sin embargo, las aplicaciones en niveles de media y baja tensión también están siendo impulsadas debido a las nuevas necesidades de la gestión operativa de los sistemas distribución que incorporan fuentes de generación distribuida, la existencia de nuevas cargas como los vehículos eléctricos, y en general los diferentes elementos asociados en el marco de una *red eléctrica inteligente* (Albu et al., 2017; Stastny et al., 2015). En este sentido, la sincronización de las medidas en redes de distribución impulsa la implementación de nuevas aplicaciones como: el sistema de gestión de la distribución de la energía, la localización de fallas de red, el aislamiento y restauración óptima de alimentadores y la estimación de estado a frecuencia fundamental.

Un ejemplo de ello se presenta en (Khairalla et al., 2015), donde se propone un algoritmo de localización de fallas basado en medidores inteligentes con capacidades de sincronización en las medidas. En (Mak and Farah, 2012) se describe la coordinación y sincronización de un sistema SCADA con medidores inteligentes, los cuales en conjunto con eficientes sistemas de comunicación, tienen como objetivo la optimización de la operación de la red de distribución en el marco de las REI.

⁵Dispositivo que mide las magnitudes instantáneas de tensión y corriente en un punto dado del sistema eléctrico, para generar una representación de la magnitud y fase de estas formas de onda con respecto a una referencia absoluta de tiempo.



(a)



(b)

Figura 7.: Ejemplo de observabilidad de hundimientos de tensión. a) Un medidor. b) 4 medidores.

Una de las aplicaciones más importantes de la medición sincronizada se materializa en los métodos emergentes para la estimación de estado de los sistemas de distribución ([J. Boás Leite](#)

and Mantovani, 2016; Majidi et al., 2017a). De forma específica, la adquisición de datos medidos y sincronizados, con alta precisión y resolución, potencian el desarrollo de nuevos métodos de estimación de estado para una gestión operativa eficiente. Otras importantes aplicaciones que hacen uso de la información suministrada por los medidores inteligentes con capacidades de sincronización son: la validación de modelos de los sistemas de distribución; la identificación topológica de la red, tomando en consideración el cierre y apertura de interruptores y reconectores; el diagnóstico con alta precisión de las perturbaciones electromagnéticas; la gestión de la generación distribuida; la estimación y la caracterización de la demanda.

No obstante, la aplicación de los sincrofasores en las redes distribución enfrenta sus propios retos: los ángulos de las tensiones se caracterizan por ser muy similares y por ende se manejan diferencias muy pequeñas que pueden conllevar a una alta sensibilidad en los errores; presencia de altos contenido de ruido en las medidas; las condiciones operativas desbalanceadas; los puntos de acople común con medidores instalados resultan ser pocos comparados con el total de nodos de la red; la difícil integración con distintos equipos de monitoreo y control.

A continuación se citan dos medidores de CPE con capacidades de sincronización, que resultan idóneos en la tarea de monitorización de las VTCD y que permitirían, por ejemplo, el registro de hundimientos y elevaciones de tensión de forma sincronizada en varios puntos de la red.

- ELSPEC (G4400 serie)⁶: tiene la capacidad de registrar y almacenar continuamente formas de onda sincronizadas, por periodos incluso superiores al año. Se caracteriza por ser de instalación fija y por una precisión Clase A exigida por la IEC 61000-4-30. Tiene una resolución que puede ser desde $\frac{1}{2}$ periodo, 10/12 periodos, 150/180 periodos, 10 minutos o hasta 2 horas, midiendo y analizando hasta 5000 parámetros de la potencia continuamente. Además presenta diferentes opciones en sus tasas de muestreo, que pueden ser 256, 512 y 1024 muestras/ciclo.
- PQube3⁷: este medidor incorpora un micro-sincrofasor que permite alcanzar un nivel de precisión en la sincronización en el orden de los microsegundos. Cuenta con una capacidad de 512 muestras/periodo en su modo de medición de la CPE, además del cumplimiento con la medición de acuerdo con los requerimientos de un equipo Clase A.

Ejemplo de medidas sincronizadas en un sistema de distribución El sistema ilustrativo de distribución es ahora presentado en la Figura 8, donde se han definido algunos puntos de falla. El sistema cuenta con un total de 8 nodos y 15 posibles puntos de falla denominadas $x_1 - x_{15}$.

⁶<http://elspec-ltd.com/metering-protection/G4400-Power-Quality-Analyzer/>

⁷<https://www.powerstandards.com/?product=pqube-3/highlights>

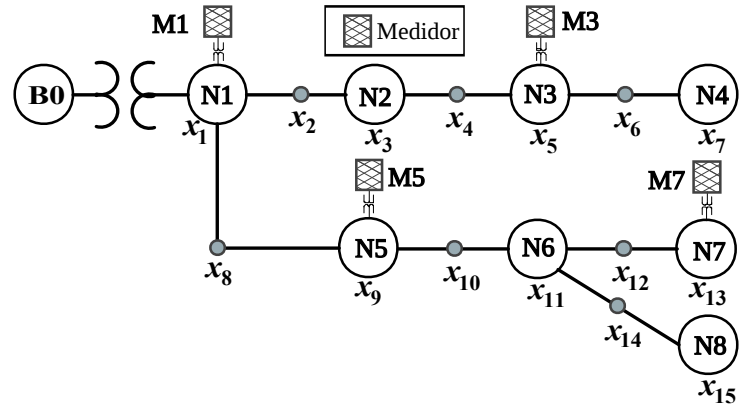


Figura 8.: Sistema ilustrativo de distribución.

Se intenta ejemplificar la diferencia entre un sistema de monitorización con y sin capacidades de sincronización en lo concerniente a la medición de las VTCD. La información para el modelado eléctrico del sistema son presentados en el Apéndice (A.1). En la Tabla 5 se hace referencia a 10 fallas LT, resaltando los puntos en falla y la respectiva resistencia de falla (R_f) usada en la simulación. La información consignada en esta tabla corresponde a los resultados de la monitorización de hundimientos de tensión usando medidas no sincronizadas, donde se restringe a una tarea de conteo de los hundimientos de tensión experimentados en los puntos de medida, contabilizando un hundimiento de tensión cuando la tensión residual sea inferior a un umbral predeterminado. Como se observa, el medidor M1 sólo registra un hundimiento de tensión ante la ocurrencia de todas las fallas de red, para el umbral de 0,9 pu, mientras el medidor M7 registra 8 hundimientos.

Tabla 5.: Fallas de red y resultados de la monitorización no sincronizada de hundimientos de tensión.

Punto de falla	R_f (Ω)	Medidas no sincronizadas		
x_3	0,25	$\leq 0,9 \text{ pu}$ $M1 \begin{bmatrix} 1 \\ 3 \\ 8 \\ 8 \end{bmatrix}$ $\leq 0,8 \text{ pu}$ $\begin{bmatrix} 0 \\ 3 \\ 3 \\ 6 \end{bmatrix}$ $\leq 0,7 \text{ pu}$ $\begin{bmatrix} 0 \\ 3 \\ 0 \\ 4 \end{bmatrix}$		
x_4	0,22			
x_5	1,0			
x_6	1,5			
x_7	2,0			
x_9	2,5			
x_{10}	1,8			
x_{11}	0,8			
x_{12}	0,5			
x_{14}	0,4			

De forma comparativa, la información recopilada por los medidores con sincronización permite conocer, para cada evento detectado, la tensión residual en pu registrada por cada uno de

los medidores, tal como se presenta en la Tabla 6. En los resultados se presentan las tensiones residuales medidas para las 10 fallas, siendo cada columna etiquetada con la respectiva falla. Por ejemplo, para la falla f_{x_3} que corresponde a la primera columna de la matriz de resultados, sólo el medidor M3 detecta la presencia de un hundimiento de tensión. No obstante, mediante la sincronización de todos los medidores, la marca de tiempo del hundimiento de tensión registrado en M3 permite acceder al registro de las tensiones residuales en todos los demás medidores, a pesar que ellos la tensión residual experimentada sea superior al 0,9 pu. Esta es la principal diferencia y ventaja en comparación con los sistemas clásicos de monitorización no sincronizada de VTCD.

En los próximos capítulos se realizará mención a este esquema de monitorización sincronizada de VTCD, con miras en su utilización en el estimador de estado de VTCD propuesto en esta Tesis Doctoral.

Tabla 6.: Fallas de red y resultados de la monitorización sincronizada de hundimientos de tensión.

Punto de falla	$R_f\ (\Omega)$	Medidas sincronizadas					
x_3	0,25	$M1$	f_{x_3}	f_{x_4}	f_{x_5}	f_{x_6}	f_{x_7}
x_4	0,22		0,91	0,85	0,95	0,96	0,97
x_5	1,0		0,19	0,29	0,56	0,96	0,97
x_6	1,5		0,91	0,85	0,95	0,83	0,87
x_7	2,0		0,91	0,85	0,95	0,71	0,68
x_9	2,5	$M1$	f_{x_9}	$f_{x_{10}}$	$f_{x_{11}}$	$f_{x_{12}}$	$f_{x_{14}}$
x_{10}	1,8		0,97	0,97	0,94	0,94	0,94
x_{11}	0,8		0,97	0,97	0,94	0,94	0,94
x_{12}	0,5		0,89	0,86	0,71	0,72	0,71
x_{14}	0,4		0,80	0,76	0,52	0,27	0,22

3

Antecedentes: Estimación de las VTCD y Ubicación Óptima de Medidores

En el presente capítulo se aborda de manera específica las técnicas, identificadas por medio de un estudio del estado del arte, de estimación de estado aplicadas a los hundimientos de tensión y las técnicas de ubicación óptima de medidores.

La sección (3.1) presenta un primer acercamiento al problema de estimación de estado en los sistemas eléctricos, abordando la ampliamente conocida e implementada estimación de estado a frecuencia fundamental. La evolución de las técnicas de estimación y su adaptación en el problema de estimación de estado de la CPE se presenta en la sección (3.2). Ya en la sección (3.3) se desarrolla una revisión rigurosa de uno de los métodos más representativo en la estimación del número de hundimientos de tensión en un sistema eléctrico. Este método considera únicamente las fallas de red como la causa de los hundimientos de tensión. De la misma manera, esta Tesis Doctoral también se enfoca en el análisis de hundimientos y elevaciones de tensión originas únicamente por fallas de red, esto debido a estadísticas que reportan que con valores superiores al 95 %, las fallas de red son las responsables de las VTCD experimentadas en los sistemas eléctricos.

La sección (3.4) muestra las alternativas de solución al problema de ubicación óptima de medidores y desarrolla a profundidad el método basado en el concepto de *área de alcance del medidor*. Las conclusiones, presentadas en la sección (3.5), de esta revisión del estado del arte son soportadas en implementaciones y análisis de resultados de los métodos que fueron identificados como los más relevantes en el marco de la investigación doctoral.

3.1 Estimación de estado en los sistemas eléctricos.

El concepto de estimación de estado y su aplicación en sistemas eléctricos, específicamente en sistemas de transmisión, se dio gracias a Fred Schweppe ([Schweppe and Wildes, 1970](#)). La

estimación de estado, en primera medida, está relacionada con el estado estable de un sistema eléctrico, haciendo referencia a las condiciones operativas del sistema que se representan por las tensiones nodales y sus respectivos ángulos. El proceso de estimación que ha sido aplicado por décadas, conocido también como estimación a frecuencia fundamental, busca utilizar un número limitado de medidas de la operación de régimen permanente del sistema, y así determinar su comportamiento a partir de la estimación de los fasores de tensión y corriente, en el dominio de la frecuencia, en todos los nodos y alimentadores del sistema eléctrico que no cuentan con medidores instalados. Consecuentemente, con los resultados de la estimación se pretende el análisis y control del sistema eléctrico, además de evitar las condiciones de inestabilidad, así como reducir y controlar las pérdidas de potencia.

El continuo desarrollo de los métodos de estimación de estado se impulsó gracias a la incorporación de herramientas de gestión de la energía en los sistemas de transmisión (J. Boás Leite and Mantovani, 2016). Uno de los principales retos en su momento consistió en que las metodologías de estimación de estado diseñadas para los sistemas de transmisión no eran aplicables en redes de distribución. Esto se debe principalmente a las características desbalanceadas y la operación radial de estas últimas, así también como la gran cantidad de nodos eléctricos que poseen.

La forma general del problema de estimación de estado se presenta en la Ecuación (3.1.1).

$$\begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_{11} & h_{12} & \cdots & h_{1n} \\ h_{21} & \cdots & & h_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ h_{m1} & h_{m2} & \cdots & h_{mn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_m \end{bmatrix} \quad (3.1.1)$$

donde:

- b*** vector de medidas y pseudo-medidas
- x*** vector de variables de estado (cantidades desconocidas)
- H*** matriz que relaciona las medidas con las variables de estado
- ε*** vector de errores en las mediciones

En las aplicaciones comerciales de los estimadores de estado en los sistemas de transmisión, los flujos de potencia activa y reactiva son las medidas principalmente utilizadas. De esta forma se busca estimar las magnitudes de tensiones nodales y sus ángulos, conllevando a que la matriz **H** esté compuesta por ecuaciones no lineales. La matriz **H** incorpora información del estado de los interruptores, seccionadores y de los *taps* en los transformadores, así también como los parámetros de las líneas, de los transformadores, bancos de condensadores y de reactancias. De forma complementaria, la estructura sobre-determinada de este tipo problema permite la detección de datos erróneos por medio de la redundancia del conjunto de medidas. El vector

b está compuesto por las medidas como tensiones y corrientes, además del uso de pseudo-medidas que no provienen de un equipo de medida, sino que son magnitudes calculadas a partir de predicciones estadísticas e información histórica.

El vector de error presentado en (3.1.1) introduce el hecho que las medidas están sujetas a fuentes de error, provenientes de los transformadores de medida, de los transductores, del proceso analógico-digital o del posible ruido introducido por los sistemas de comunicación. En esta concepción clásica del problema de estimación es importante aclarar que los eventos transitorios por fallas y eventos por conmutación no son tenidos en cuenta al aplicar este enfoque, debido principalmente a que se requiere un análisis en el dominio del tiempo para su estudio.

Retomando el contexto de los sistemas de distribución, la importancia de la estimación de estado radica en la oportunidad de la monitorización en tiempo real y en la implementación de un amplio conjunto de aplicaciones para la gestión de la distribución (Primadianto and Lu, 2016), entre ellas el control Volt/ Var, minimización de pérdidas de energía, la conmutación de condensadores, la reducción de la energía y demanda por reducción de tensión CVR (del inglés *Conservation Voltage Reduction*), el uso optimizado de los transformadores de distribución, la reconfiguración y restauración de alimentadores, el control de interruptores y reconectores, la gestión de la demanda y la gestión de la generación distribuida. A continuación se presentan las categorías más representativas en la estimación de estado a frecuencia fundamental con aplicaciones en sistemas de distribución (Primadianto and Lu, 2016).

- Estimación de estado estática, basada en WLS (del inglés *Weight Least Square*): En este conjunto se encuentra una variedad de propuestas algorítmicas, con diferencias en la selección de las variables de estado, en las simplificaciones para acelerar la estimación y en las técnicas para incorporar medidas heterogéneas. Teniendo en cuenta el tipo de medidas, se encuentran estimadores basados en tensiones nodales y los basados en corrientes de rama. Para el primer caso, las medidas reales de potencia y de corrientes de rama pueden ser convertidas dentro de equivalentes de corriente de rama haciendo más eficiente la operación del estimador (también las medidas de inyección de potencia en una barra y la magnitud de la tensión pueden ser convertidas a un equivalente de inyección de corriente). Para el segundo caso, el método ha sido ampliamente validado y es computacionalmente más eficiente en redes radiales. Las medidas de potencia y de magnitud de corriente son convertidas a modelos equivalentes usando corrientes de rama. Es frecuente que se asignen coeficientes de ponderación, comúnmente denominados pesos, a las medidas para considerar la incertidumbre en las mismas. (Lu et al., 1995; Deng et al., 2002; Therrien et al., 2013; Teng, 2002; Baran et al., 2009; Wang and Schulz, 2004; Muscas et al., 2015; Pau et al., 2013, 2015; Primadianto et al., 2015; Sarri et al., 2012) son algunos de los trabajos con este enfoque y con aplicación en sistemas

de distribución.

- Estimación de estado basada en el ajuste de carga: Este enfoque parte de la premisa de usar la información de las curvas de demanda del usuario para realizar un ajuste de los modelos de carga. Es decir, el objetivo consiste en determinar los valores de la carga, que bien puede ser una corriente o potencia inyectada, tal que estos valores correspondan con las medidas obtenidas. Un ejemplo es un flujo de carga donde las variables medidas son usadas en un proceso iterativo que busca un ajuste de las cargas, tomando como referencia de ajuste las medidas de tensión y potencia en la subestación. (Roytelman and Shahidehpour, 1993; Celik and Liu, 1999; Lubkeman et al., 2000; Ghosh et al., 1997; Simendic et al., 2005; Katic et al., 2013; Naka et al., 2003; Dzafic et al., 2013) son algunos de los trabajos más representativos en esta área de estudio.
- Estimación de estado robusta: La característica principal de un estimador robusto es su capacidad para identificar y eliminar la influencia de datos erróneos durante el procedimiento de solución. Para ello el estimador realiza una subvaloración de las medidas con niveles elevados de error, evitando la alteración en la estimación por las grandes desviaciones en las medidas. (Wu et al., 2013a; Li, 2011; Li et al., 2013; Wu et al., 2013b; Chilard and Grenard, 2013) son algunos de los trabajos con significados avances en estimadores estadísticamente robustos.
- Estimación de estado dinámica: Es comprendida como una estimación recursiva basada en un conjunto de medidas instantáneas, que son a su vez tomadas en una secuencia de tiempo. El filtro de Kalman extendido EKF (del inglés *Extended Kalman Filter*) es ampliamente aplicado en los procesos predictivos utilizados por estos estimadores de estado (Sarri et al., 2012; Chilard and Grenard, 2013; Valverde and Terzija, 2011).

3.2 Estimación de Estado de la CPE.

A partir de los conceptos previamente expuestos en relación con la aplicabilidad de la estimación de estado a frecuencia fundamental en los sistemas de distribución, es pertinente resaltar como el concepto de las *REI* está promoviendo cambios significativos tanto en la producción de la energía, en la operación, como en el consumo de energía eléctrica. Las perturbaciones de la CPE juegan un rol determinante en la productividad de procesos basados en energía eléctrica y en este sentido, emergen nuevos retos en la caracterización y evaluación de las perturbaciones de la CPE. Es justamente en este punto donde nacen las extensiones del concepto de estimación de estado hacia aplicaciones enfocadas en el área de la CPE, impulsadas además por la misma reducción de los costos de los sistemas de monitorización con capacidades de medición avanzada.

Uno de estos nuevos enfoques se denomina la *Estimación de Estado de la Calidad de la Potencia Eléctrica* (EECPE) y se consolida como el área de investigación que potencia el actuar de múltiples herramientas para el análisis de perturbaciones, generando mecanismos de evaluación que responden de forma integral a los requerimientos propios para la operación optimizada de una REI (Farzanehrafat and Watson, 2013; Tan et al., 2005). De hecho, en la concepción de una REI se hace indispensable que los niveles de la CPE sean tan satisfactorios como lo son otros de los factores operativos como el control de pérdidas o la regulación de tensión, convirtiéndose en un elemento fundamental en el futuro de las redes eléctricas bajo este modelo inteligente de operación.

Desde un punto de vista más específico, el concepto de EECPE nace de la necesidad de los usuarios de un sistema eléctrico, así como de los operadores de red, por conocer los niveles de la CPE en todos los puntos de acople común. Tomando como ejemplo los hundimientos de tensión, el objetivo es conocer los índices de impacto de esta perturbación en todos los puntos de acople común de los usuarios conectados a la red, con el propósito de evaluar las pérdidas económicas o la efectividad de posibles soluciones de mitigación que hayan sido implementadas. Además, este conocimiento permite la evaluación a fondo del funcionamiento de los equipos ante las VTCD y en general, evaluar la calidad del servicio prestado / adquirido.

De forma paralela, el continuo desarrollo tecnológico de los medidores de la CPE ha marcado importantes avances en el área, destacándose la medición sincronizada, permitiendo que la medición de formas de onda de tensión y corriente sea un insumo de gran importancia en el uso de las técnicas de estimación de estado. No obstante, desde un punto de vista práctico, los programas de monitorización son limitados debido a los costos que conllevaría una medición masiva de estas características en un sistema de distribución (Farzanehrafat and Watson, 2013; Tan et al., 2005). Consecuentemente, se ha impulsado el desarrollo de nuevas técnicas de simulación y modelamiento computarizado para la estimación de los niveles de la CPE en puntos no monitorizados en la red, a partir de un conjunto limitado de medidas en puntos estratégicamente seleccionados. Justamente este es el significado de la EECPE, donde a partir de un número limitado de medidas en determinados nodos del sistema eléctrico, es posible realizar estimaciones de los niveles de la CPE en nodos sin monitorización (Zambrano et al., 2017; Olguin et al., 2005; Hernández et al., 2013; Olguin et al., 2006). El tipo de modelado del sistema eléctrico, el nivel de incertidumbre en las medidas y la misma formulación matemática del estimador de estado son factores que influyen directamente en la precisión de un estimador de la CPE.

Actualmente en la EECPE, se reconocen principalmente tres enfoques:

- Estimación del número de hundimientos de tensión: El objetivo es determinar únicamente el número de eventos de tensión experimentados por un usuario, caracterizando su duración y magnitud (Hernández et al., 2013). Este enfoque es seleccionado para ser

detallado en la siguiente subsección, debido a que corresponde al tema de interés del presente trabajo de investigación doctoral. Es importante resaltar como en términos de la literatura técnica no se evidencia un enfoque direccionado a la estimación de estado del conjunto de las VTCD, ya que en términos de elevaciones de tensión no se han formulado trabajos específicos.

- Estimación de estado transitorio que busca la reconstrucción de las formas de onda de las perturbaciones electromagnéticas de carácter transitorio: Se fundamenta en la obtención de medidas sincronizadas y en realizar la estimación de las formas de onda de tensiones y corrientes en puntos no monitorizados. La estimación de estado transitorio tiene la particularidad de posibilitar la identificación de la probable causa. Su aplicación puede darse en hundimientos de tensión, y requiere la solución en el dominio del tiempo y por lo tanto una formulación dinámica para la representación de los componentes usando ecuaciones diferenciales. Generalmente el sistema de ecuaciones es sub-determinado debido a los costos de la monitorización y en su solución se aplica el método de descomposición en valores singulares SVD (del inglés *Singular Value Decomposition*)([Farzanehrafat, 2014](#)).
- Estimación de estado de las componentes armónicas: Se distingue principalmente por ser el proceso inverso a un análisis de penetración o flujo armónico, donde las fuentes armónicas son desconocidas y los niveles armónicos en el sistema son determinados a partir de un número limitado de medidas ([Farzanehrafat and Watson, 2013](#); [Almeida and Kagan, 2013](#); [K.C.Yu, 2005](#); [Zhang et al., 2011](#); [D'Antona et al., 2011](#); [Madtharad et al., 2005](#); [Yu and Watson, 2004](#); [Kanao et al., 2005](#); [Escamilla, 2015](#); [Watson and Farzanehrafat, 2014](#); [Cisneros-Magana and Medina, 2013](#)).

3.3 Estimación de estado de los hundimientos de tensión.

La estimación de estado de los hundimientos de tensión (EEHT) es considerada como una extensión de la estimación a frecuencia fundamental ([Farzanehrafat, 2014](#)). No obstante, existe una diferencia muy relevante entre estos dos enfoques: en la estimación a frecuencia fundamental se formula un sistema sobre-determinado de ecuaciones (más ecuaciones que variables de estado) ([A. Gómez Expósito, 2009](#)), mientras que por otro lado, la EEHT se realiza dando solución a un sistema sub-determinado de ecuaciones ([A. Gómez Expósito, 2009](#); [Farzanehrafat and Watson, 2013](#); [Tan et al., 2005](#); [Hernández et al., 2013](#)). La razón de esto proviene del concepto de observabilidad. En la estimación a frecuencia fundamental, existe un requerimiento elevado de medidas para garantizar la observabilidad del sistema eléctrico y la redundancia de las medidas, la cual es fundamental para la solución del sistema sobre-determinado de ecuaciones ([A. Gómez Expósito, 2009](#)). Por el contrario, la observabilidad de los hundimientos de tensión consiste en que, ante un hundimiento experimentado por al

menos un usuario, se requiere que la perturbación también sea detectada por al menos un medidor. Según la naturaleza de los hundimientos de tensión, estos se propagan por el sistema eléctrico y esto facilita su detección con la instalación de pocos medidores; claro está que esto depende del nivel de sensibilidad a la propagación de hundimientos del sistema, el cual a su vez responde exclusivamente a los parámetros eléctricos de la red.

Los enfoques para la EEHT pueden dividirse en los métodos basados en el modelado del sistema eléctrico y los métodos fundamentados tanto en el modelo como en las medidas en el sistema (Cruz et al., 2016). Los métodos basados únicamente en el modelo del sistema adoptan herramientas probabilísticas y el uso de un modelado probabilístico de las fallas de red; además se caracterizan por requerir un gran número de simulaciones para obtener resultados probabilísticos con ciertos grados de confianza (Zambrano et al., 2017; Olguin et al., 2005; Baptista et al., 2016). No obstante, su principal desventaja es que se puede llegar a estimaciones incorrectas de los hundimientos de tensión debido a las incertidumbres originadas por la variabilidad en las estadísticas de las fallas.

Un enfoque matemático distinto aparece cuando tanto el modelado de la red como un conjunto de medidas se usan para formular el problema de estimación. De hecho, el concepto de estimación de estado propiamente dicho es usado para problemas que consideran este enfoque. Es así como una de las primeras tareas en el presente trabajo de investigación doctoral es profundizar en los métodos de EEHT que se basan en los modelos de las redes de distribución y en las mediciones de los hundimientos.

En (Hernández et al., 2013) se presenta uno de los trabajos más destacados en la EEHT, ya que propone una formulación matemática formal del problema de estimación de estado usando la combinación modelo-medidas. De hecho, este es el único trabajo que puede considerarse como un problema convencional de estimación de estado aplicado en el área de la CPE. Teniendo en cuenta que este trabajo es el referente de mayor importancia en el tema, a continuación se realizará una descripción y ejemplificación del método propuesto por (Hernández et al., 2013), con miras en identificar y contextualizar sus limitantes.

El objetivo principal planteado por (Hernández et al., 2013) es la estimación del número de hundimientos de tensión experimentados en los puntos de acople común, formulando un problema sub-determinado con menor número de medidas que variables de estado o incógnitas. En la formulación del estimador se hace uso del método de "*puntos únicos de falla*" o FP (del inglés *Fault Positions*) (Avendaño-Mora and Milanović, 2012b; Olguin et al., 2005), que resulta útil en los estudios de cortocircuito requeridos para la implementación del estimador.

Los autores usan la técnica SVD para determinar el número de hundimientos de tensión experimentados por usuarios no monitorizados, usando un sistema sub-determinado de ecuaciones. Un aspecto por resaltar de la técnica SVD es que, a diferencia de los métodos probabilísticos, no utiliza un método iterativo para la solución del sistema de ecuaciones, evitando así los problemas de convergencia y siempre proporcionando una solución sin importar el

tamaño de la red.

En la Ecuación (3.3.1) se presenta la formulación matemática del estimador de hundimientos de tensión basado en SVD (EHT-SVD). Esta formulación se basa en un vector de medidas $\mathbf{b}$, una matriz de medidas $\mathbf{H}$ y un vector de estado $\mathbf{x}$. No obstante, en esta formulación se consideran dos simplificaciones que merecen ser resaltadas: un modelo lineal entre las medidas y el número de hundimientos estimado, tal como se evidencia en la Ecuación (3.3.4); en segundo lugar, no se consideran los errores en las medidas.

$$\underset{\text{minimizar}}{\left\| \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{H}^{k_1} \\ \mathbf{H}^{k_2} \\ \vdots \\ \mathbf{H}^{k_T} \end{bmatrix}}_{\mathbf{H}} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}}_{\mathbf{x}} - \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{b}^{k_1} \\ \mathbf{b}^{k_2} \\ \vdots \\ \mathbf{b}^{k_T} \end{bmatrix}}_{\mathbf{b}} \right\|_2^2} \quad (3.3.1)$$

3.3.1 Construcción del EHT-SVD. A continuación se profundiza en la construcción de los vectores y las matrices que hacen parte de la estructura matemática del problema, así como también se presentan ejemplos de implementación del estimador con el fin de evaluar su desempeño y soportar algunas de las conclusiones más importantes que serán presentadas en la sección (3.5).

Matriz de medidas ($\mathbf{H}$): es construida como una matriz binaria y en términos de un modelado estático, ya que no se actualiza a medida que las condiciones operativas cambian en el sistema eléctrico. Se construye a partir de un estudio de cortocircuito y se considera que caracteriza la respuesta en tensión de la red en un estado de falla. Sus dimensiones son $m \times n$, donde m es el número de nodos con medidores instalados y n es el número de puntos de falla definido en la red. Respecto a estos n puntos de falla, cada alimentador se divide en un número finito de segmentos para obtener los puntos de falla a lo largo de las líneas eléctricas. Consecuentemente, se simulan fallas de forma individual en los n puntos de falla predeterminados y se determinan las tensiones residuales en los m nodos con medidores instalados, para cada falla de red. Es común que se construya una matriz de medida de forma específica para cada tipo de falla (LT, LL, LLT, LLL). Finalmente para la construcción binaria, se toman las tensiones residuales calculadas en los nodos monitorizados y se realiza una comparación con un umbral k_t , generalmente 0,9 pu, tal como se muestra en la Ecuación (3.3.2). Usando T umbrales para la detección de hundimientos de tensión, es posible también obtener el mismo número T de matrices binarias de medida.

En la Tabla 7 se presentan las matrices de medida para fallas LT en todos los puntos

TABLA 7.: Matrices de medida del sistema de distribución de la Figura 8.

$$\mathbf{H}^{prim} = \begin{matrix} & x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_5 & x_6 & x_7 & x_8 & x_9 & x_{10} & x_{11} & x_{12} & x_{13} & x_{14} & x_{15} \\ \begin{matrix} M1 \\ M3 \\ M5 \\ M7 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,13 & 0,24 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,66 & 0,75 & 0,66 & 0,75 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$\mathbf{H}^{0,9} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{H}^{0,8} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{H}^{0,7} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

de falla y con 3 umbrales de detección aplicados: 0,9 - 0,8 - 0,7 pu. Por un lado, la matriz $\mathbf{H}^{prim}$ contiene las tensiones residuales en pu obtenidas en la primera etapa del análisis de cortocircuito, con fallas de red en todos los 15 puntos de falla definidos: 8 puntos son los nodos o puntos de acople común y los 7 restantes son los puntos medios de las líneas eléctricas. Por ejemplo, el valor de 0,82 (fila 1, columna 2) corresponde a la tensión residual registrada por el medidor $M1$ ante una falla LT, con resistencia de falla nula, ubicada en el punto x_2 . Las matrices $\mathbf{H}^{0,9}$, $\mathbf{H}^{0,8}$ y $\mathbf{H}^{0,7}$ son derivadas al aplicar las reglas presentadas en (3.3.2) sobre la matriz $\mathbf{H}^{prim}$.

$$H^{k_t}(m_i, p_j) = \begin{cases} 1, & \text{si la tensión residual en pu medida por } m_i \text{ es menor} \\ & \text{que el umbral } k_t, \text{ para una falla en el punto } p_j \\ 0, & \text{si la tensión residual en pu medida por } m_i \text{ es mayor} \\ & \text{que el umbral } k_t, \text{ para una falla en el punto } p_j \end{cases} \quad (3.3.2)$$

Matriz complementaria de medidas ($\mathbf{H}_{sn}$): esta matriz es construida siguiendo el mismo procedimiento aplicado para la matriz $\mathbf{H}$, siendo la única diferencia que $\mathbf{H}_{sn}$ es una matriz binaria que relaciona los s nodos o puntos de acople común sin monitorización con los n puntos de falla. La necesidad de esta matriz se explica a partir de su uso en conjunto con el

vector óptimo de estados $\mathbf{x}^*$, obtenido de la solución de (3.3.1), para la estimación final del número hundimientos en los nodos no monitorizados. Esto se encuentra materializado en la Ecuación (3.3.4). La Tabla 8 presenta las respectivas matrices complementarias para el sistema ilustrativo de distribución, aplicando fallas LT en los 15 puntos de falla y determinando las tensiones residuales en los 4 nodos ($N2$, $N4$, $N6$ y $N8$) sin monitorización.

Vector de medidas (b): es un vector con dimensiones $m \times 1$, donde cada elemento del vector corresponde al número de hundimientos de tensión registrados por los m medidores instalados, tomando un determinado umbral k_t . En relación con lo presentado en la sección 2.5.3, los autores de (Hernández et al., 2013) consideran que su sistema de monitorización no cuenta con capacidades de sincronización para la construcción del vector de medidas. Por lo tanto, ejemplos de vectores $\mathbf{b}$ son los presentados en la Tabla 5, construidos para el conjunto de fallas descrito en el sistema ilustrativo de distribución.

Problema de optimización: la formulación matemática del problema se presenta en (3.3.1) y su solución se basa en la técnica SVD que incorpora una notoria simplificación matemática en comparación con otros trabajos propuestos en el área de EEHT (Avendaño-Mora and Milanović, 2012b; Espinosa-Juárez et al., 2009; Wang et al., 2005; Espinosa-Juárez and Hernández, 2007).

TABLA 8.: Matrices complementarias del sistema de distribución de la Figura 8.

$$\mathbf{H}_{sn}^{prim} = \begin{matrix} & \begin{matrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_5 & x_6 & x_7 & x_8 & x_9 & x_{10} & x_{11} & x_{12} & x_{13} & x_{14} & x_{15} \end{matrix} \\ \begin{matrix} N2 \\ N4 \\ N6 \\ N8 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,18 & 0,31 & 0,40 & 0,47 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,33 & 0,50 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,00 & 0,00 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$\mathbf{H}_{sn}^{0,9} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{H}_{sn}^{0,8} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{H}_{sn}^{0,7} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

El vector solución $\mathbf{x}^*$ es determinado usando la Ecuación (3.3.3), donde $\mathbf{U}$, $\mathbf{W}$, y $\mathbf{V}$, son las matrices obtenidas de la descomposición en valores singulares de la matriz de medidas $\mathbf{H}$.

$$\mathbf{x}^* = \mathbf{V} \cdot \mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}' \cdot \mathbf{b} \quad (3.3.3)$$

Las componentes del vector óptimo de estado $\mathbf{x}^*$ están asignadas respectivamente a cada punto de falla, donde cada componente de $\mathbf{x}^*$ representa el número de fallas ocurridas en cada punto asociado y que en conjunto son la mejor aproximación de la cantidad de hundimientos registrados por los medidores. En consecuencia, es importante resaltar que las variables de estado en $\mathbf{x}^*$ corresponden al número de fallas estimadas y no al número de hundimientos de tensión. Por ende, se requiere de una segunda etapa para estimar el número de hundimientos en los nodos no monitorizados, tal como se presenta en la Ecuación (3.3.4).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{b}_s^{k_1} \\ \mathbf{b}_s^{k_2} \\ \vdots \\ \mathbf{b}_s^{k_t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{sn}^{k_1} \\ \mathbf{H}_{sn}^{k_2} \\ \vdots \\ \mathbf{H}_{sn}^{k_t} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x}^* = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{sn}^{k_1} \\ \mathbf{H}_{sn}^{k_2} \\ \vdots \\ \mathbf{H}_{sn}^{k_t} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{V} \cdot \mathbf{W}^{-1} \cdot \mathbf{U}' \cdot \mathbf{b} \quad (3.3.4)$$

Estimación de hundimientos de tensión: El vector $\mathbf{b}_s$ contiene el número estimado de hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados, para un umbral k_t predeterminado. La Ecuación (3.3.4) presenta el método de cálculo de $\mathbf{b}_s$, siendo una transformación lineal del vector $\mathbf{x}^*$ por medio de la matriz complementaria de medidas $\mathbf{H}_{sn}$. Es importante resaltar la importancia de la matriz complementaria de medidas, ya que permite el cálculo final del número de hundimientos de tensión en los nodos no monitorizados, siendo este el objetivo central del problema de estimación formulado.

La Tabla 9 presenta los resultados para el sistema ilustrativo de distribución tras aplicar el EHT-SVD, tomando como caso de estudio el conjunto de 10 fallas descrito en la Tabla 5, los vectores de medida de la Tabla 5, las matrices de medidas de la Figura 7 y la matrices complementarias de medidas de la Figura 8.

En primera instancia, al analizar los componentes del vector óptimo $\mathbf{x}^*$ obtenido, se evidencia claramente que no existe una representación real del número de fallas en cada punto de falla. De hecho, resulta difícil dar una interpretación a los valores negativos del vector $\mathbf{x}^*$, recordando que cada valor indica el número de fallas en el punto de falla respectivo. Respecto a los vectores $\mathbf{b}_s$ de estimación del número de hundimientos de tensión, se evidencia una aproximación a los valores reales, aunque se hacen notorios los errores para los umbrales 0,7 y 0,8 pu.

Algunas observaciones adicionales del EHT-SVD son:

TABLA 9.: Resultados del EHT-SVD aplicado al sistema ilustrativo de distribución.

$\min \left\ \begin{bmatrix} \mathbf{H}^{0,9} \\ \mathbf{H}^{0,8} \\ \mathbf{H}^{0,7} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_{15} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{b}^{0,9} \\ \mathbf{b}^{0,8} \\ \mathbf{b}^{0,7} \end{bmatrix} \right\ _2^2$															
Vector óptimo de estados															
$\mathbf{x}^* = \begin{bmatrix} -0,18 & 1,54 & 1,54 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & -0,18 & 0,00 & -0,52 & -0,52 & 0,69 & 2,28 & 0,69 & 2,28 \end{bmatrix}$															
Estimación de hundimientos $\begin{bmatrix} \mathbf{b}_s^{0,9} \\ \mathbf{b}_s^{0,8} \\ \mathbf{b}_s^{0,7} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{sn}^{0,9} \\ \mathbf{H}_{sn}^{0,8} \\ \mathbf{H}_{sn}^{0,7} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{x}^*$								Resultados de la estimación							
								$\mathbf{b}_s^{0,9} = \begin{bmatrix} 2,3 & 2,3 & 7,6 & 7,6 \end{bmatrix}$							
								$\mathbf{b}_s^{0,8} = \begin{bmatrix} 3,3 & 3,3 & 4,5 & 4,5 \end{bmatrix}$							
								$\mathbf{b}_s^{0,7} = \begin{bmatrix} 3,3 & 3,3 & 4,5 & 4,5 \end{bmatrix}$							
								$\mathbf{b}_{s-real}^{0,9} = \begin{bmatrix} 3 & 3 & 8 & 8 \end{bmatrix}$							
								$\mathbf{b}_{s-real}^{0,8} = \begin{bmatrix} 3 & 3 & 6 & 7 \end{bmatrix}$							
								$\mathbf{b}_{s-real}^{0,7} = \begin{bmatrix} 3 & 3 & 3 & 3 \end{bmatrix}$							

- Se evidencia en las Ecuaciones (3.3.3) y (3.3.4) que el problema de estimación de los hundimientos de tensión considera una respuesta lineal entre las medidas y las variables de estado. Sin embargo, los perfiles de tensión durante una falla son de naturaleza no lineal, ya que las tensiones residuales tienen una respuesta no lineal ante los diferentes valores de resistencia de falla (R_f) que pueden presentarse de manera aleatoria en la red. Por lo tanto, pueden derivarse resultados imprecisos de la Ecuación (3.3.4).
- La técnica SVD se fundamenta en la teoría de mínimos cuadrados y se basa en una solución aplicando la minimización a la norma Euclidiana del vector error en (3.3.1). Por consiguiente, el estimador propende por un vector óptimo de estado con la mayor cantidad de valores diferentes de cero, tal como se logra constatar en el vector $\mathbf{x}^*$ de la Tabla 9. Estos valores en el vector de estado indican el número de fallas y por lo tanto, una gran cantidad de valores diferentes de cero implicaría que las fallas de red se presentan con la misma probabilidad de ocurrencia en todos los puntos de la red. Este último aspecto conlleva a concluir que el vector óptimo $\mathbf{x}^*$ calculado usando SVD no representa la naturaleza probabilística real de las fallas en los sistemas eléctricos.
- Las matrices de medidas $\mathbf{H}$ y $\mathbf{H}_{sn}$ son construidas usando valores binarios para representar sus componentes. Esto conlleva a que hundimientos de tensión con tensiones residuales muy cercanas al 0,9 pu sean considerados de la misma manera que hundi-

mientos de tensión con tensiones residuales muy bajas, como por ejemplo cercanos al 0,1 pu. Este hecho también conlleva a resultados imprecisos en la Ecuación (3.3.4).

De acuerdo con lo previamente expuesto, el EHT-SVD puede resultar en imprecisiones en la estimación del número de hundimientos de tensión cuando es evaluado en condiciones reales de falla en las redes de distribución. En concreto, su bajo desempeño obedece a la linealidad de su modelo, a una representación binaria de las matrices sin una demostración matemática de la incidencia que tiene la magnitud de los hundimientos en el proceso de estimación y a la falta de un modelado de los errores propios de las medidas.

3.3.2 EHT-SVD aplicado en un sistema real de distribución. Con el propósito de evidenciar de una forma más contundente las limitantes del EHT-SVD, se realiza la aplicación del estimador en un sistema de distribución de 12,66 kV, tomado de la *Pacific Gas and Electric Company Distribution* (Rao et al., 2012). Se caracteriza por ser un sistema de distribución radial y balanceado, a mediana escala con 69 nodos, 73 alimentadores y cinco interruptores de enlace para reconfiguración. Este sistema ha sido utilizado en otros estudios enfocados en métodos de reconfiguración óptima y restauración del suministro de energía eléctrica (Chen et al., 2015a; Rao et al., 2012).

El procedimiento de simulación y validación contiene las siguientes etapas:

- Etapa 1: Consiste en el estudio de cortocircuito para determinar la respuesta del sistema eléctrico ante las fallas en diferentes puntos. Para ello se realizan fallas con $R_f = 0 \Omega$ en todos los puntos de falla predeterminados para el sistema eléctrico. En los métodos de localización de fallas se presentan errores típicos y razonables que van desde los 100 a 400 metros (Majidi et al., 2015; Trindade et al., 2014), siendo este el criterio propuesto en esta Tesis Doctoral que puede ser tomado en cuenta para la designación de los puntos de falla. En este sentido, el número de puntos de falla para el sistema eléctrico se determina aplicando un promedio de segmentación de 100 metros en todos los alimentadores. El resultado es 191 puntos de falla para este sistema de distribución de 69 nodos. Además, en el estudio de cortocircuito son considerados todos los tipos de fallas: LT, LL, LLT y LLL.
- Etapa 2: se define el número y la ubicación de los medidores de hundimientos de tensión instalados en el sistema eléctrico, los cuales proveen información del número de hundimientos experimentados. Para este caso de estudio y aplicando el método propuesto en (Olguin and Bollen, 2003), se instalan 8 medidores ubicados en los nodos 1-6-11-21-27-33-43-60. Consecuentemente, las matrices de medida son construidas, siendo 4 matrices de medidas $\mathbf{H}$ y 4 matrices complementarias $\mathbf{H}_{sn}$, para cada tipo de falla.
- Etapa 3: consiste en la construcción de los escenarios de validación. Tres escenarios (E_1 ,

E_2 y E_3) son generados por medio de simulaciones de Montecarlo para una ventana de tiempo anual, sobre los cuales será aplicado el EHT-SVD. La Tabla 10 presenta la información estadística usada para la generación de las fallas en las simulaciones de Montecarlo. Para el caso de la simulación del escenario E_{lp} , considerada la simulación a gran escala y donde los valores esperados son estadísticamente representativos, se toman en cuenta las probabilidades de ocurrencia de los escenarios E_1 , E_2 y E_3 con sus valores de R_f , así como las probabilidades de ocurrencia de las fallas, las probabilidad del tipo de falla y las de la cargabilidad del sistema. Adicionalmente, el número de simulaciones realizadas en el escenario E_{lp} cumple con un índice de confianza del 95 % y un error inferior al 1,5 % en los valores esperados, según los cálculos relacionados con esta teoría estadística (Bukaçi et al., 2016).

- Etapa 4: Se construye el vector de medida $\mathbf{b}$ en cada uno de los escenarios de validación. No se utiliza un modelo de error en las medidas y se consideran tres umbrales de detección de hundimientos de tensión: 0,9 pu, 0,8 pu y 0,7 pu.
- Etapa 5: Finalmente se da solución al problema de optimización presentado en (3.3.1). Se realiza la estimación del número de hundimientos de tensión experimentados con un umbral de 0,9 en pu en los 61 nodos no monitorizados del sistema eléctrico.

La Tabla 11 presenta los errores porcentuales en la estimación de los hundimientos para cada nodo y fase, calculados como se muestra en la Ecuación (3.3.5) ($j = 1, \dots, \# \text{nodos}$; $k = 1, \dots, 3$ que corresponde a las fases).

TABLA 10.: Datos estadísticos usados en las simulaciones de Montecarlo

Escenario (Prob.*)	R_f	Prob. de falla (fallas/año)	Tipo de falla	Cargabilidad	Total fallas simuladas
$E_1(10\%)$	$\mu = 2 \Omega$ $\sigma = 1 \Omega$	Pdf**: Poisson Nodos: 0,08 Líneas: 3,7	$LT = 73\%$ $LLT = 17\%$ $LL = 6\%$ $LLL = 4\%$	Base (1 pu)	1 año: 246 fallas
$E_2(65\%)$	$\mu = 10 \Omega$ $\sigma = 5 \Omega$				1 año: 261 fallas
$E_3(25\%)$	$\mu = 25 \Omega$ $\sigma = 5 \Omega$				1 año: 236 fallas
E_{lp}	----	----	----	0,70 pu : (28 %) 1,00 pu : (60 %) 1,25 pu : (12 %)	500 años: 128255 fallas

*Prob: probabilidad.

**Pdf: función de densidad de probabilidad.

μ : valor medio.

σ : desviación estándar.

Los escenarios anuales E_1 , E_2 y E_3 fueron implementados con el propósito de evaluar

el impacto de las resistencias de falla en la estimación. El escenario E_1 se destaca por un error promedio relativamente bajo e igual al 4,5 %, debido a los bajos valores de R_f . Por el contrario, el error promedio en el escenario E_3 , en la fase A donde se da la menor precisión en la estimación, es del 40 %, y con valor máximo hasta del 225 % y percentil-95 del 200 %. Los resultados en estos tres escenarios dan muestra del bajo rendimiento del EHT-SVD.

$$Err_{j,k} \% = \frac{\left| \#ht_{reales}^{(j,k)} - \#ht_{estimados}^{(j,k)} \right|}{\#ht_{reales}^{(j,k)}} \times 100 \quad (3.3.5)$$

El escenario E_{lp} muestra el desempeño global del EHT-SVD, encontrando los errores esperados y estadísticamente significativos en cada uno de los nodos sin monitorización. Estos valores de error representan, con un alto grado de confianza, la imprecisión del EHT-SVD aplicado al caso de estudio. De hecho, teniendo en cuenta que los errores son calculados a partir del número esperado de hundimientos, es posible afirmar que estos valores son los errores esperados del SARFI-90 en los nodos sin monitorización. Los resultados, con un error promedio del 24 % y valores máximos hasta del 95,7 %, demuestran las notorias limitaciones y la baja precisión del EHT-SVD debido a la influencia de los elevados valores de la resistencia de falla, que de hecho son muy comunes en los sistemas de distribución. Por consiguiente, se hace evidente la necesidad de nuevos métodos de estimación de hundimientos de tensión con mayor grado de robustez y precisión ante los efectos de la R_f .

De forma complementaria, otros trabajos en el área de la estimación de estado de hundimientos de tensión son presentados en la Tabla 12. Estos trabajos se caracterizan por su enfoque en la estimación de únicamente el número de hundimientos de tensión experimentados en nodos no monitorizados.

TABLA 11.: Errores porcentuales en los resultados del EHT-SVD aplicado al sistema de 69 nodos.

Nodo	Error (%)				Nodo	Error (%)			
	E_1 a-b-c	E_2 a-b-c	E_3 a-b-c	E_{lp}		E_1 a-b-c	E_2 a-b-c	E_3 a-b-c	E_{lp}
2	3-3-0	0-11-8	0-25-0	12,6	38	14-5-3	20-33-7	25-25-0	16,5
3	3-3-0	0-11-0	0-25-0	12,5	39	16-7-7	20-33-7	25-25-0	15,8
4	17-5-10	100-56-21	25-25-40	58,5	40	16-7-7	20-33-7	25-25-0	15,7
5	3-17-3	60-22-0	50-67-29	21,2	41	0-0-7	25-27-13	25-25-0	15,3
7	8-4-6	111-112-61	225-150-127	95,7	42	0-0-7	9-8-6	0-0-13	9,9
8	2-3-0	105-104-53	200-163-127	80,3	44	2-0-7	9-8-6	0-0-13	9,6
9	1-4-1	105-96-39	200-163-108	72,5	45	2-0-7	9-8-6	0-0-0	9,9
10	2-6-3	27-13-7	100-91-85	15,6	46	2-0-7	9-8-6	0-0-0	9,9
12	5-6-4	14-7-10	42-16-20	5,3	47	17-5-10	100-56-21	25-25-40	58,2
13	6-7-6	16-9-10	4-19-23	12,9	48	16-10-15	100-56-21	25-25-60	56,4
14	7-7-6	16-10-8	20-26-31	14,4	49	2-10-3	50-22-7	25-0-20	24,6
15	8-7-7	21-12-8	22-30-34	15,5	50	10-19-0	17-11-0	50-50-20	17,4
16	8-7-7	21-12-8	19-27-34	15,3	51	2-3-0	105-104-53	200-163-127	79,4
17	8-7-7	21-12-10	22-27-34	15,7	52	2-3-0	105-104-53	200-163-127	78,0
18	8-7-7	21-12-10	22-27-34	15,7	53	1-5-3	73-61-29	160-163-100	59,2
19	8-7-7	21-12-10	22-27-36	15,8	54	3-6-3	36-43-25	136-163-100	46,9
20	8-7-7	21-12-10	22-31-36	16,0	55	6-6-4	3-23-13	108-144-85	33,0
22	8-7-7	21-12-10	24-31-36	16,2	56	7-7-4	5-13-0	100-109-92	23,3
23	8-7-7	21-12-10	24-31-36	16,2	57	10-9-9	21-0-15	8-10-14	8,9
24	8-7-7	21-12-10	24-31-36	16,3	58	10-10-11	22-19-22	21-9-4	16,2
25	8-7-7	21-12-10	24-31-36	16,4	59	10-11-11	28-28-26	29-16-4	19,3
26	8-7-7	21-12-10	24-31-36	16,4	61	12-11-12	40-36-32	41-25-16	28,5
28	5-3-0	0-11-0	0-25-0	13,6	62	12-11-12	41-36-32	41-25-16	28,7
29	8-3-3	0-0-0	0-25-0	11,6	63	12-11-12	41-36-32	41-25-16	29,0
30	10-0-13	20-9-0	25-25-0	11,9	64	12-11-12	43-37-33	41-25-19	30,2
31	10-0-13	20-9-0	25-25-0	11,5	65	12-11-12	44-37-33	43-28-21	30,6
32	10-0-15	0-18-0	25-25-20	11,2	66	3-6-3	15-6-2	73-91-71	8,4
34	7-5-2	11-6-0	25-25-17	11,4	67	3-6-3	15-6-2	73-91-71	8,4
35	7-5-2	11-6-0	25-25-17	11,3	68	5-6-4	14-7-10	42-10-14	5,9
36	5-0-3	0-11-0	0-25-0	12,1	69	5-6-4	14-7-10	42-10-14	5,9
37	13-5-3	0-11-0	0-25-17	10,1					

TABLA 12.: Aspectos relevantes de los trabajos realizados en el área de EEHT

Referencia del estudio	Observaciones relevantes
(Lucio et al., 2011)	- Aplicación: Sistemas de transmisión. - Enfoque: estimación del número de hundimientos de tensión. - Formulación matemática: función objetivo lineal con restricciones lineales. - Técnica de solución: algoritmos genéticos. - Desventajas: modelado lineal del problema. Además, se supone la uniformidad en la distribución de fallas en las líneas eléctricas. Tampoco hay un reporte de pruebas donde se evalúe el impacto de las altas resistencias de falla.
(Espinosa-juárez and Hernández, 2007)	- Aplicación: Sistemas de transmisión. - Enfoque: estimación del número de hundimientos de tensión. - Formulación matemática: determinística basada en el planteamiento de un sistema sub-determinado de ecuaciones lineales con restricciones lineales. - Técnica de solución: Programación lineal entera. - Desventajas: modelado lineal del problema. Además se supone la uniformidad en la distribución de fallas en las líneas eléctricas. Tampoco hay un reporte de pruebas donde se evalúe el impacto de las altas resistencias de falla.
(Wang et al., 2005)	- Aplicación: Sistemas de distribución. - Enfoque: Estimación del número y las características de los hundimientos de tensión. Análisis individual aplicado a cada evento por falla de red. - Formulación matemática: optimización aplicada en el ajuste de curvas. - Técnica de solución: mínimos cuadrados. - Desventajas: solo para sistemas de distribución con operación radial. Se consideran aproximaciones lineales sobre los perfiles de tensión bajo falla. Los errores son significativos en sistemas de distribución de mediano y gran tamaño.
(Woolley et al., 2014)	- Aplicación: Sistemas de distribución. - Enfoque: Estimación del número y las características de los hundimientos de tensión con base en la localización exacta de las fallas, con un análisis individual de eventos. - Formulación matemática: determinística con base en ecuaciones de localización de fallas a partir de las medidas de las tensiones residuales durante la falla en un número limitado de nodos. - Técnica de solución: determinística. - Desventajas: fallas en múltiples puntos y con diferentes resistencias de falla, pueden generar conjuntos similares de tensiones residuales en los nodos medidos, conllevando a la múltiple estimación de la localización de la falla. Además, las ecuaciones de localización son altamente sensibles a los errores en las medidas, conllevando incluso a la localización de las fallas en puntos inexistentes en el sistema.
(Zambrano et al., 2017)	- Aplicación: Sistemas de transmisión. - Enfoque: estimación del número de hundimientos de tensión. - Formulación matemática: estimación probabilística combinando modelos matemáticos con información estadística tal como las estadísticas históricas de las fallas de red. - Técnica de solución: filtro bayesiano basado en la información de los hundimientos de tensión registrados en puntos no monitorizados. - Desventajas: el método está sujeto a altas imprecisiones debido a las incertidumbres probabilísticas propias de las fallas de red en los sistemas eléctricos. Además no es posible la aplicación de criterios de optimalidad para la evaluación de los resultados obtenidos.

3.4 Ubicación óptima de medidores de hundimientos de tensión

Los actuales sistemas de distribución están orientados hacia una continua modernización, destacándose la incorporación de nuevas y mejores tecnologías de monitorización y comunicación que abren caminos en la exploración de nuevas técnicas de gestión avanzada de la operación (Albu et al., 2017; Kabalci, 2016); entre estas técnicas se destaca la propuesta de nuevos estimadores de estado de VTCD.

Por un lado la instalación masiva de medidores en todos los nodos de un sistema de distribución no resulta factible desde un punto de vista económico, debido principalmente a los costos de los equipos de medición y a las infraestructuras de monitorización y comunicación requeridas. Por otro lado, la necesidad de evaluar los niveles de la CPE en nodos sin monitorización, han conllevado al desarrollo de trabajos de investigación en el área de la ubicación óptima de los medidores de hundimientos de tensión (Avendaño-Mora and Milanović, 2012a; Nasiri and Seifi, 2016; Espinosa-Juarez et al., 2015; Branco et al., 2015; Won and Moon, 2008; Eldery et al., 2006; Olguin et al., 2006; Kazemi et al., 2013; Ibrahim et al., 2012).

Uno de los trabajos referentes en el área es presentado en (Olguin and Bollen, 2003), donde se realiza la propuesta inicial del concepto "área de alcance del medidor" o MRA (del inglés *Monitor Reach Area*). El MRA es entendido como el área de una red eléctrica que puede ser observada por un medidor de hundimientos de tensión desde una ubicación predeterminada, tal como se ejemplificó en la Figura 7. Particularmente este concepto se asocia principalmente a la existencia de fallas dentro de la zona de alcance del medidor, siendo garantizada la tarea de detección y registro por dicho medidor.

En términos de modelado, el MRA se representa como una matriz binaria aplicando las reglas presentadas en (3.4.1). La tensión residual en cada nodo ante una falla de red es información útil para determinar la zona de alcance del medidor, siendo necesario almacenar en una matriz los elementos v_{ij} . Su construcción sigue el mismo procedimiento aplicado para las matrices $\mathbf{H}^{\text{prim}}$ y $\mathbf{H}_{sn}^{\text{prim}}$ presentadas en la sección (3.3), donde a partir de un estudio de cortocircuito se aplican reglas comparativas sobre la tensión residual v_{ij} (medida en el nodo i cuando se presenta una falla en el punto j), aplicando un umbral k_t que generalmente es igual a 0,9 pu. Asimismo, se aplica el método FP para la segmentación de las líneas eléctricas. En cuanto a la optimización, se debe garantizar que cada hundimiento experimentado en red sea registrado al menos por un monitor, para un punto de falla dado y para un umbral de detección establecido.

$$MRA_{(i,j)} = \begin{cases} 1, & \text{if } v_{ij} \leq k_t \text{ p.u en cualquier fase} \\ 0, & \text{if } v_{ij} > k_t \text{ p.u en todas las fases} \end{cases} \quad \forall i, j. \quad (3.4.1)$$

En la Ecuación (3.4.2) se define la representación del vector de estados, siendo $x_i = 1$ para indicar la instalación del medidor de hundimientos en el nodo i . Un valor cero indica que no

se instala el medidor.

$$x_i = \begin{cases} 1, & \text{si se instala un medidor en el nodo } i \\ 0, & \text{no se instala un medidor en el nodo } i \end{cases} \quad (3.4.2)$$

Finalmente, se establece el problema de optimización con el objetivo de minimizar el costo del conjunto de medidores a instalar, garantizando la observabilidad total de los hundimientos de tensión. Este problema de optimización se presenta en (3.4.3).

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i \\ \text{sujeto a} \quad & \sum_{i=1}^N MRA_{i,j} \cdot x_i \geq 1 \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \end{aligned} \quad (3.4.3)$$

En (3.4.3), c_i es el costo de instalación del medidor en el nodo i , N es el número total de nodos y N_{pf} es el número total de puntos de falla definido para el análisis de cortocircuito. Una observación importante es que se pueden obtener w problemas de optimización distintos, usando w valores distintos de R_f en el análisis de cortocircuito y obteniendo así w matrices MRA. Adicionalmente, para cada tipo de falla también puede ser construida una matriz MRA específica.

Con el propósito de evaluar el desempeño de este método, se aplica al mismo sistema de distribución de prueba de 69 nodos. El umbral de detección de los hundimientos seleccionado es 0,9 pu y se designan 5 valores diferentes de R_f (0, 5, 10, 20, 40 Ω). Por lo tanto, es posible construir un total de 20 problemas de optimización según (3.4.3) (4 matrices MRA acorde al tipo de falla $\times$ cada valor de R_f). Para todos los problemas de optimización se establece el mismo costo c_i en todos los puntos de instalación posibles. En la solución a estos 20 problemas de programación lineal entera-binaria, se dispone del paquete de optimización GAMS/CPLEX¹ con capacidad de resolver problemas de programación entera de gran escala con enorme cantidad de variables y restricciones. En la Tabla 13 se presentan los resultados obtenidos.

De estos resultados se deduce que se obtiene una configuración óptima de medidores distinta a medida que la MRA es caracterizada para una resistencia de falla de diferente valor. Esto se convierte en la principal limitante del método bajo estudio debido a que, en términos prácticos, debe ser seleccionado una única configuración óptima. Una primera idea intuitiva para seleccionar una única configuración óptima es tomar los resultados del caso con mayor R_f (3 / {14,34,65}), con base en la hipótesis que se con esta configuración se podría asegurar la observabilidad de los hundimientos de tensión para todos los casos con R_f de menor valor.

¹GAMS/CPLEX es un solver que se caracteriza por su capacidad de solución de problemas de programación lineal, cuadrática y mixta, de gran dimensión y con altos grados de dificultad. Se destaca por su alta velocidad en la solución de los problemas de optimización sin requerir una intervención significativa por parte del usuario.

TABLA 13.: Resultados de ubicación óptima de medidores en el sistema de 69 nodos.

Falla	Configuración de medidores (#medidores / {nodos de instalación})				
	Resistencia de falla R_f (Ω)				
	0 Ω	5 Ω	10 Ω	20 Ω	40 Ω
LT	1 / {27}	2 / {65,33}	3 / {33,42,60}	3 / {21,34,65}	2 / {16,64}
LL	1 / {7}	1 / {57}	1 / {61}	2 / {33,65}	3 / {14,34,65}
LLT	1 / {21}	2 / {65,33}	3 / {33,42,60}	3 / {21,34,65}	2 / {16,64}
LLL	1 / {57}	2 / {64,33}	3 / {33,42,60}	3 / {21,34,65}	2 / {16,64}
Sistema de monitorización seleccionado					
11 medidores / {14,16,21,33,34,42,57,60,61,64,65 }					

Los resultados demuestran que la hipótesis no es válida ([Edinson Cabezas-Jaimes, Jairo Blanco-Solano, Johann Farith Petit-Suárez, 2017](#)), y por el contrario sólo resta aplicar la unión de todas las diferentes soluciones obtenidas para conseguir una única configuración de medidores. En consecuencia, este enfoque puede conllevar a un número excesivo de medidores debido al impedimento de llegar a un único problema de optimización que considere los diferentes valores de resistencia de falla.

En este sentido, el trabajo propuesto por ([Nasiri and Seifi, 2016](#)) es uno de los referentes más importantes en la actualidad, que intenta dar solución a la problemática antes mencionada. La propuesta se basa en un enfoque probabilístico para el modelado de la matriz MRA, de forma que para una configuración de medidores se cuantifica la probabilidad de detectar los hundimientos de tensión originados en todos los puntos de falla predeterminados. Por consiguiente, para cada punto de falla existe una probabilidad de detección sobre los hundimientos de tensión generados.

En la Tabla 14 se presenta un análisis comparativo a partir de la revisión bibliográfica en el área de investigación de la ubicación óptima de medidores de hundimientos de tensión. De hecho, el trabajo presentado en ([Nasiri and Seifi, 2016](#)) se aborda en detalle en el capítulo (5), con el propósito de contextualizar el concepto de observabilidad probabilística de hundimientos de tensión, el cual es usado como fundamento para la nueva propuesta del método de ubicación óptima de medidores en esta Tesis Doctoral.

TABLA 14.: Aspectos relevantes de los trabajos realizados en el área de ubicación óptima de medidores

Referencia del estudio	Observaciones relevantes
(Kempner et al., 2014)	- Aplicación: Sistemas de distribución. - Formulación matemática: problema de programación lineal y entera, con matrices binarias de observabilidad usando MRA. Se incorpora un análisis para la priorización de nodos con alta sensibilidad para experimentar hundimientos. - Técnica de solución: algoritmo Branch and Bound para maximizar la observabilidad del sistema. - Desventajas: las matrices MRA están condicionadas a un único valor de R_f y no se presenta un criterio para determinar una única configuración óptima de medidores cuando se requiere evaluar diferentes valores de R_f. Algunos trabajos con características similares son presentados en (Olguin et al., 2006; Olguin and Bollen, 2003; Espinosa-Juárez et al., 2009).
(Avendaño-Mora and Milanović, 2012a)	- Aplicación: Sistemas de distribución. - Formulación matemática: problema de programación lineal. Combinación de un análisis estadístico con ecuaciones de localización de fallas basadas en impedancia. - Técnica de solución: Enfoque determinístico basado en el planteamiento de ecuaciones para determinar la localización de fallas con base en medidas de tensión. Se busca garantizar la localización de fallas con la instalación de medidores de hundimientos de tensión. - Desventajas: errores en la localización de fallas debido a la múltiple estimación en sistemas de distribución. Además, pueden resultar eventos que pueden no ser localizables, pero que si generan hundimientos de tensión y que además son experimentados por los usuarios. Algunos trabajos con características similares son presentados en (Chen et al., 2014; Jamali et al., 2017; Liao, 2009; Woolley et al., 2014).
(Kazemi et al., 2013)	- Aplicación: Sistemas de transmisión. - Formulación matemática: Se incorpora la teoría de regresión multivariable para definir un criterio estadístico que permita la selección entre muchos subconjuntos de solución posibles, con la intención de solucionar la dependencia de los umbrales de detección de los hundimientos de tensión en el método clásico basado en el MRA. - Técnica de solución: algoritmos genéticos para maximizar la observabilidad y minimizar la redundancia de los medidores a instalar. - Desventajas: el proceso de solución no está soportado en criterios de optimalidad que aseguren la mejor solución posible. Algunos trabajos con características similares son presentados en (Branco et al., 2015; Won and Moon, 2008).
(Ibrahim et al., 2012)	- Aplicación: Sistemas de transmisión y distribución. - Formulación matemática: problema de programación lineal y entera, con matrices binarias de observabilidad usando el MRA e incorporando un concepto topológico para la simplificación de las matrices. - Técnica de solución: algoritmos genéticos y "binary particle swarm optimization" para maximizar la observabilidad de hundimientos de tensión. - Desventajas: las matrices MRA están condicionadas a un único valor de R_f y no se presenta un criterio para determinar una única configuración óptima de medidores cuando se requiere evaluar diferentes valores de R_f.
(Nasiri and Seifi, 2016)	- Aplicación: Sistemas de transmisión y distribución. - Formulación matemática: problema de programación no lineal basado en matrices probabilísticas de MRA. Se propone una linealización del problema para facilitar su solución. - Técnica de solución: paquete de optimización CPLEX para solucionar el problema de programación entera para maximizar la observabilidad de hundimientos de tensión. - Desventajas: la formulación matemática original se basa en un problema de programación lineal con un alto grado de dificultad para solucionar.

3.5 Conclusiones del estado del arte

Un primer aspecto por destacar es que debido a las limitantes en cuanto a las tecnologías de monitorización, que hasta hace unos años era un inconveniente, las herramientas de análisis estaban limitadas en su aplicación a solo aquellos nodos eléctricos donde era posible la instalación de un medidor. En la actualidad, gracias al desarrollo acelerado de las tecnologías de medición y a la misma capacidad de los equipos de monitorización, surge una nueva perspectiva para la evaluación de los niveles de la CPE con base en métodos de estimación de estado. En este sentido, la estimación de hundimientos de tensión y la ubicación óptima de medidores son los dos enfoques investigativos más destacables. Un aspecto por resaltar es que los trabajos realizados se enmarcan de forma independiente en uno de estos dos enfoques, resolviendo su propio problema y sin explorar las posibles incidencias que mutuamente pueden darse entre los problemas abordados. Es decir, el problema de ubicación óptima de medidores se plantea y resuelve sin considerar la incidencia de su solución en el desempeño de un método de estimación de estado de hundimientos de tensión. Una de las principales contribuciones de esta tesis doctoral es demostrar cómo es posible la formulación de un método de estimación de estado de VTCD considerando la optimalidad en la ubicación de los medidores en función del mismo desempeño del estimador propuesto.

Respecto a la estimación de hundimientos de tensión:

- Los métodos de estimación de estado, basados en medidas de tensiones y corrientes a frecuencia fundamental, son tradicionalmente los más usados, explotando la formulación de un problema sobre-determinado, las ventajas de la técnica WLS y el modelado del error en las medidas. No obstante, en la realidad de la operación de los sistemas eléctricos se conciben problemas que no pueden ser formulados de manera sobre-determinada, debido a las limitantes en los sistemas de monitorización, como es el caso de los estimadores de las VTCD.
- Dentro de los trabajos en el área, la propuesta en ([Hernández et al., 2013](#)) se destaca por ser el único método con una formulación matemática de estimación de estado propiamente dicha, es decir, con base en un vector de medidas, un vector de estados y una matriz de transformación de estados a medidas. Esta es la razón por la cual se hizo énfasis en su presentación e implementación con fines de validación, ya que el propósito de este trabajo de investigación doctoral se enmarca en la búsqueda de un nuevo aporte materializado en un estimador de VTCD estrictamente basado en la formulación matemática de estimación de estados.
- Las ventajas de la técnica SVD en ([Hernández et al., 2013](#)) para dar solución al problema de estimación son la baja complejidad matemática y la rapidez de solución. No

obstante, los errores evidenciados en los resultados de la sección (3.3.2) tienen su origen en las simplificaciones de un modelado lineal del problema, la ponderación binaria de los eventos y la ausencia de un modelado del error en las medidas. Esto conlleva a la necesidad de nuevos planteamientos que incorporen un modelado más pertinente según el comportamiento real de los sistemas eléctricos.

- Los métodos de estimación basados en enfoques probabilísticos como el desarrollado por (Zambrano et al., 2017) y los basados en la localización exacta de la falla como (Woolley et al., 2014), mantienen los mismos desafíos clásicamente identificados, como lo son las incertidumbres en la estadísticas de las tasas de falla en la red y el efecto de las resistencias de falla, respectivamente. En especial esto último, conlleva a que el problema de localización de fallas sea difícil de tratar, debido principalmente a la múltiple estimación de los puntos de localización, con un desafío aún mayor en los sistemas de distribución con generación distribuida.
- Finalmente, en las diferentes propuestas de estimadores de estado se parte de la premisa que se cuentan con sistemas de monitorización con capacidades moderadas, donde la información registrada generalmente está limitada al conteo de eventos. No obstante, las nuevas capacidades en las tecnologías de medición avanzada pueden mejorar la calidad de las medidas y por ende, nuevos estimadores de VTCD pueden ser propuestos con el objetivo de aprovechar las ventajas de estos novedosos sistemas de monitorización.

Respecto a la ubicación óptima de medidores de hundimientos de tensión:

- Los trabajos que se caracterizan por la adaptación del concepto MRA, en general, carecen de un análisis riguroso de la influencia de la resistencia de falla en la optimalidad de una configuración de medidores a instalar. En la validación desarrollada en esta Tesis Doctoral se constata los cambios en la solución óptima del problema como respuesta a variaciones de la matriz MRA por la resistencia de falla o por el tipo de falla considerado. Por ende, en la selección de una única configuración de medidores, no se garantizan criterios de optimalidad en esta única solución debido a las múltiples configuraciones obtenidas, tal como se ejemplificó en la Tabla 13.
- La observabilidad de los hundimientos de tensión, en gran parte de los trabajos que abordan el MRA, se constituye como la única restricción establecida en el problema de ubicación óptima de medidores. Con esto se interpreta que los métodos de ubicación óptima no están siendo formulados en función de los nuevos requerimientos de las técnicas de gestión avanzada en los sistemas de distribución que pudiesen ser incorporadas aprovechando los grandes volúmenes información registrada. Por lo tanto, las capacidades de análisis y toma de decisiones no se fortalecen, debidos a los resultados limitados

que se alcanzan a pesar de las significativas inversiones realizadas en los sistemas de monitorización implementados.

- Algunas de las funciones de operación de los sistemas eléctricos que tienen incidencia notable sobre el problema de ubicación óptima no son consideradas en los trabajos realizados en el área. Un ejemplo de ello es la reconfiguración de red, teniendo en cuenta sus efectos directos en las capacidades de un sistema de monitorización y también en el desempeño de un estimador de estado. Además, los métodos de ubicación óptima de medidores requieren ser implementados en redes de distribución considerando sus características reales, como lo son los desbalances, la existencia de ramales trifásicos, bifásicos y monofásicos; además se requiere el análisis del impacto de la naturaleza estocástica de las fallas en la red y sus resistencias de falla.
- El enfoque diferencial identificado corresponde a la ubicación óptima de medidores con base en la localización de la fuente generadora de las fallas, con el propósito de maximizar los beneficios de los nuevos sistemas de monitorización inteligente, ya que permitiría la detección de hundimientos de tensión y la localización de fallas simultáneamente. En términos del modelado matemático, el componente diferencial de los trabajos se materializa a través de las restricciones de observabilidad como función de la localización de fallas. No obstante, este enfoque se enfrenta a los mismos problemas de múltiple estimación de los métodos para la localización de fallas basados en impedancia.

4

Estimador de Estado de las VTCD

En este capítulo se presenta la contribución principal del trabajo doctoral, que consiste en un estimador de estado de las VTCD que utiliza la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 para dar solución a un problema de la CPE presente en los sistemas de distribución con operación radial y también en los nuevos entornos de *REI*. Acorde con las conclusiones del estado del arte previamente planteadas, en este trabajo se propone un nuevo estimador de estado de las VTCD, con base en un sistema óptimo de medición, que en conjunto superen las limitantes previamente enunciadas. De hecho, el objetivo de la estimación de estado no solo se enfoca en hundimientos de tensión e interrupciones, sino que además se logra la estimación de las elevaciones de tensión, considerando las fallas de red como la causa generadora común para estas perturbaciones. Este último aspecto toma un gran valor sobre todo cuando se evidencia que no existen trabajos específicos en el área de estimación de las elevaciones de tensión.

En el contexto del trabajo doctoral, los aportes expuestos en este capítulo corresponden al cumplimiento del primer objetivo específico planteado en la investigación. Inicialmente, se parte de un análisis y contextualización de los principios de la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 presentado en la sección (4.1). En la sección (4.2) se desarrolla la propuesta inicial de estimación de los hundimientos e interrupciones de tensión, considerando las interrupciones como un caso particular de los hundimientos. Consecutivamente, en la sección (4.3) se contextualizan los cambios en el estimador con la intención de considerar también la estimación de las elevaciones de tensión. En el cierre de esta sección se destaca el denominado *estimador de estado de VTC basado en la norma- ℓ_1* .

Finalmente, la sección (4.4) presenta la aplicabilidad del estimador de VTCD propuesto en un entorno de *REI* delimitado, tomando en cuenta nuevas consideraciones derivadas de la operación de sistemas de distribución bajo el entorno de una *REI*, tales como: la existencia de generación distribuida, la operación topológica mallada y/o radial, flujo bidireccional

de potencia y la reconfiguración dinámica de la red, además de considerar la interconexión permanente con el sistema de transmisión de energía eléctrica sin la presencia de zonas con operación aislada. La razón por la cual se seleccionan estos aspectos es debido a que son factores de cambio en el comportamiento de las perturbaciones electromagnéticas, generando nuevas problemáticas por abordar y convirtiéndose en elementos diferenciadores con las propuestas ya formuladas de estimación de las VTCD en sistemas eléctricos.

4.1 Teoría de minimización de la norma- ℓ_1

La principal característica del estimador de estado de las VTCD propuesto en esta tesis es una formulación matemática basada tanto en el modelado del sistema de distribución como en el uso de medidas provenientes de un sistema de monitorización. De forma específica, el estimador procesa la información proporcionada, por un lado, por los procedimientos de simulación con base en el modelado del sistema de distribución, y por otro, las medidas de los hundimientos de tensión detectados y registrados por los medidores instalados. De hecho, el estimador propuesto en esta tesis doctoral se enmarca en la línea de investigación del trabajo desarrollado por (Hernández et al., 2013) y su propuesta del EHT-SVD, pero con una propuesta de un estimador más robusto y con mejores resultados ante las limitantes del EHT-SVD enunciadas en la sección (3.3).

En este sentido, para permitir una comparación de resultados entre el estimador propuesto y el basado en la técnica SVD, se implementa una versión modificada del EHT-SVD que consiste en la estimación de hundimientos experimentados en cada fase de la red de distribución, esto debido a la existencia de alimentadores monofásicos y bifásicos. Los resultados de estos estimadores, el propuesto y el EHT-SVD modificado, son comparables debido a que ambos cuentan con la formulación matemática propia de un problema de estimación de estados.

Las características novedosas del estimador de VTCD propuesto se fundamentan en su capacidad para aprovechar la naturaleza dispersa o *sparse*¹ de las fallas de red, las cuales se reconocen como las causas generadoras de esta clase de perturbaciones. Por lo tanto, un primer paso consiste en el análisis y contextualización de la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 y su potencial aplicabilidad en el problema de estimación de las VTCD.

Un gran número de los problemas abordados en las áreas de la ciencia y la tecnología se caracterizan por el hecho que parte de sus variables no son observables directamente y por el contrario requieren ser estimadas a partir de algunas cantidades observables. En términos matemáticos, este tipo de situaciones conllevan generalmente a sistemas sub-determinados de ecuaciones lineales. De hecho, en gran parte de los problemas resulta adecuado el modelado lineal entre las variables de interés y las cantidades medidas u observables (Sejeso, 2016).

¹Un vector puede considerarse disperso o *sparse* cuando contiene un pequeño número de elementos diferentes de cero en comparación con su dimensión.

En este sentido, las aplicaciones de la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 resultan apropiadas en estos problemas, en los cuales el número de variables observables son significativamente menores que las variables desconocidas, siendo a su vez esencial que las variables desconocidas tengan una naturaleza dispersa. En este contexto, estudios como (Yin and Xin, 2016; Sejeso, 2016; Ramirez et al., 2013; Farebrother, 2013; Wen et al., 2010; Fu et al., 2005; Kim et al., 2007; Wang and Yin, 2009; Zhang, 2009) se han enfocado en la búsqueda de la solución *dispersa* de un sistema sub-determinado de ecuaciones lineales, siendo este el núcleo de lo que se conoce hoy día como sensado compresivo CS (del inglés *compressive sensing*), la cual es una teoría emergente de gran relevancia en el procesamiento digital de señales.

CS es reconocida como una técnica novedosa que permite la reconstrucción de una señal *dispersa* a partir de un pequeño número de medidas (Majidi et al., 2017a; Candes and Wakin, 2008). Desde un punto de vista matemático, el problema de minimización de norma- ℓ_1 usado en CS puede ser visto como un conjunto sub-determinado de ecuaciones lineales que pueden reconstruir un vector *disperso* $\mathbf{x} \in R^n$, usando un vector de medidas $\mathbf{b} \in R^m$ y una matriz de sensado $\mathbf{A} \in R^{m \times n}$. De esta manera, la solución de mínima norma- ℓ_1 de un sistema sub-determinado de ecuaciones $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$ es la solución más dispersa del sistema. El grado de dispersión del vector es definido como el número de sus componentes que son diferentes de cero, es decir, que un vector se define como *d-sparse* si la cardinalidad del subconjunto de sus componentes diferentes de cero es menor o igual a d .

$$d = \{i, x_i \neq 0\} \quad (4.1.1)$$

El éxito del sensado compresivo está relacionado con la propiedad de *dispersión*, la cual está presente en una gran cantidad de señales del entorno real, como por ejemplo en imágenes médicas, imágenes astronómicas, imágenes de radares, entre otras (Candes and Wakin, 2008; Candès et al., 2011). En el área de los sistemas eléctricos y en especial en los últimos años, las aplicaciones basadas en CS también toman parte, principalmente para abordar problemas como la localización exacta de fallas, la identificación y clasificación de perturbaciones de la CPE, el almacenamiento optimizado de información en los sistemas de monitorización y la estimación de estado a frecuencia fundamental (Majidi et al., 2017a, 2016, 2015, 2017b).

De forma concreta, a continuación se presentan algunas características importantes de la minimización de la norma- ℓ_1 que deben ser resaltadas con miras en su aplicación en la estimación de VTCD.

- El sensado compresivo establece un elemento diferencial en relación con la teoría clásica de muestreo de señales que usa el teorema de Nyquist. Específicamente, el sensado compresivo establece un proceso de compresión en el cual se descartan muestras de valor mínimo o no relevantes, de forma que se logra una disminución en los requerimientos de almacenamiento y costo computacional. Por lo tanto, en una misma etapa de muestreo y

compresión, se seleccionan solo aquellas muestras que contienen información relevante, obteniendo así señales tipo *sparse*.

- El mayor número de aplicaciones de sensado compresivo se encuentra en el área de tratamiento de imágenes. En esta área es usual, como requerimiento inicial, el diseño de la matriz de sensado $\mathbf{A}$, siendo posible la selección de un conjunto de funciones que conformen una base apropiada para garantizar las mejores propiedades de la solución del problema de minimización de la norma- ℓ_1 . No obstante, en aplicaciones como las ya realizadas en sistemas eléctricos se evidencia que el diseño de la matriz de sensado estaría restringido a las leyes físicas que rigen la naturaleza del problema abordado. De esta manera, el principal reto en estas aplicaciones es lograr una representación *dispersa* del problema, con miras en aprovechar las ventajas de su estructura matemática.
- En cuanto al proceso de medición, surge el interrogante del número mínimo necesario de medidas que garanticen la reconstrucción, con una alta probabilidad de éxito, del vector *disperso*. En (Candes and Wakin, 2008) se presenta el enfoque probabilístico usado para dar respuesta a este interrogante. Esta condición es de gran importancia en la determinación de un sistema de monitorización de VTCD cuando se proyecta como insumo de un estimador de estado basado en el sensado compresivo.

4.1.1 El problema de minimización de la norma- ℓ_1 . La Ecuación (4.1.2) presenta el problema estándar conocido en la literatura como *Basis Pursuit* (BP), donde un vector *disperso* puede ser reconstruido usando algoritmos de minimización de norma- ℓ_1 , los cuales proporcionan una notoria dispersión del vector solución, esto en comparación con la solución de mínimos cuadrados o norma- ℓ_2 . La norma- ℓ_1 se define como $\|\mathbf{x}\|_1 = \sum_{i=1}^n |x_i|$.

$$\begin{aligned} &\text{minimizar } \|\mathbf{x}\|_1 \\ &\text{sujeto a } \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b} \end{aligned} \tag{4.1.2}$$

En la Figura 9 se ejemplifica la representación geométrica de las normas ℓ_1 y ℓ_2 , con restricciones de tipo lineal y en el dominio $\mathbb{R}^2$ (Sejeso, 2016). La línea sólida representa todos los puntos (x_1, x_2) que satisfacen la restricción $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$. Claramente el ángulo de orientación de esta línea obedece a las propiedades de la matriz de sensado $\mathbf{A}$. Las líneas punteadas representan el conjunto $\mathcal{F}_p = \{x : \|x\|_p \leq r\}$ para un radio r y $p = \{1, 2\}$ para las normas ℓ_1 y ℓ_2 , respectivamente. El hecho más importante por resaltar tiene que ver cómo el vector solución x^* tiende a los ejes de coordenadas para la norma- ℓ_1 , cumpliendo de esta manera con su característica *dispersa*.

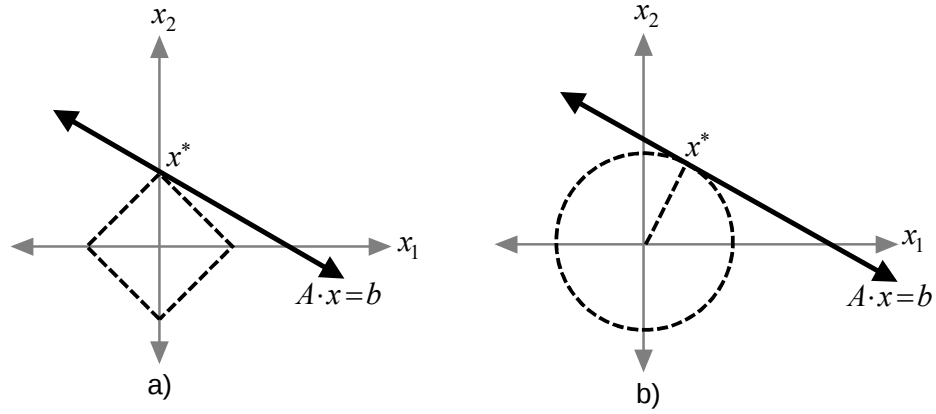


Figura 9.: Representación de normas. a) Norma- ℓ_1 . b) Norma- ℓ_2 .
Fuente: Adaptada de (Sejeso, 2016).

El problema de minimización de la norma- ℓ_2 es ampliamente aplicado por su enfoque de mínimos cuadrados. Con el propósito de evitar los problemas por sobreajustes, su solución se logra aplicando el método de regularización de Tikhonov, acorde a la Ecuación (4.1.3), siendo $\lambda > 0$ el parámetro de regularización del vector solución (Kim et al., 2007). La solución analítica es presentada en la Ecuación (4.1.4), donde $\mathbf{I}$ es la matriz identidad. Es importante notar en esta solución la propiedad de linealidad, donde el vector óptimo $\mathbf{x}^*$ se obtiene a partir de una combinación lineal del vector de medidas $\mathbf{b}$. Otra propiedad importante es la convexidad del problema, de manera que se garantiza la existencia de una única solución óptima, aunque muchas veces la existencia de una solución no garantiza estimaciones con una alta precisión (Sejeso, 2016). Esto se debe principalmente a que los estimadores de estado basados en mínimos cuadrados son altamente sensibles a los errores presentes en las mediciones.

$$\text{minimizar } \|\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2 + \lambda \cdot \|\mathbf{x}\|_2^2 \quad (4.1.3)$$

$$\mathbf{x}^* = (\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \lambda \mathbf{I})^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{b} \quad (4.1.4)$$

En lo que respecta a la norma- ℓ_1 , el problema presentado en la Ecuación (4.1.2) también se presenta como problema de optimización convexa. De hecho, la convexidad garantiza su solución y un gran número de algoritmos de minimización de norma- ℓ_1 abordan de manera eficiente su solución. En términos prácticos, la presencia de ruido en las medidas es muy común y por tanto este aspecto debe ser considerado en el modelado de los problemas de estimación. Para responder a este requerimiento, el problema BP puede ser modificado a su

forma estable, tal como se muestra en la Ecuación (4.1.5). El parámetro ε controla el nivel de precisión en la estimación.

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } \|\mathbf{x}\|_1 \\ & \text{sujeto a } \|\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2 \leq \varepsilon \end{aligned} \quad (4.1.5)$$

A su vez, el problema en (4.1.5) puede ser reformulado en su forma Lagrangiana, tal como se muestra en la Ecuación (4.1.6). En esta forma es denominado como el problema de mínimos cuadrados regularizado por la norma- ℓ_1 (ℓ_1 -LS del inglés ℓ_1 -regularized least square) (Majidi et al., 2017a; Kim et al., 2007). El parámetro de regularización λ mantiene un balance entre la precisión de la dispersión y la convergencia. De hecho, en el tratamiento de señales y el área estadística es común que un gran número de problemas sean formulados con base en una función objetivo compuesta por la combinación de dos términos: uno es el error cuadrático y otro es una regularización que controla el nivel de dispersión de la solución (Kim et al., 2007; Figueiredo et al., 2007).

$$\text{minimizar } \lambda \cdot \|\mathbf{x}\|_1 + \|\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2 \quad (4.1.6)$$

A diferencia de la minimización de norma- ℓ_2 , en el problema ℓ_1 -LS no se cuenta con una expresión determinística para determinar una solución. Por lo tanto, se abordan diferentes métodos numéricos en búsqueda de la solución, aplicando algoritmos eficientes que aprovechan los programas de optimización convexa para determinar una única solución óptima de (4.1.6).

Consecuentemente, en esta tesis doctoral se selecciona la formulación del problema ℓ_1 -LS con el propósito de reconstruir un vector *disperso* mientras se minimiza el error entre las medidas y los valores estimados, con aplicación en el área de estimación de las VTCD. La principal razón para esta selección es la posibilidad que se logra de aprovechar matemáticamente la estructura de un problema convexo con la posibilidad de incorporar los errores en las medidas, todo en busca de un vector solución con característica dispersa.

Una de las propiedades importantes del problema ℓ_1 -LS es su no linealidad, de manera que el vector $\mathbf{x}$ no logra ser representado como una combinación lineal del vector de medidas $\mathbf{b}$. Por otro lado y según la condición de optimalidad de primer orden del problema ℓ_1 -LS, existe una convergencia a cero del vector $\mathbf{x}$ para un valor finito del parámetro λ (Majidi et al., 2017a). Por consiguiente, el análisis sobre el parámetro λ se realiza para valores dentro de un rango finito, tal como se muestra en (4.1.7). Valores de $\lambda \geq \lambda_{max}$ implican una solución $\mathbf{x}^* = 0$. Para la aplicación del problema ℓ_1 -LS en la estimación de las VTCD, el valor de λ se determina mediante un análisis de sensibilidad de la respuesta de la función objetivo ante variaciones del mismo parámetro λ , en el intervalo según (4.1.7), seleccionando finalmente el valor de λ que minimiza la función objetivo.

$$0 < \lambda < \lambda_{max} \quad (4.1.7)$$

$$\lambda_{max} = \|2A^T b\|_{\infty}$$

4.1.2 Algoritmos de solución del problema ℓ_1 -LS. Dentro de los algoritmos más usados en la solución del problema ℓ_1 -LS y que son objeto de interés en este trabajo doctoral, se destacan:

- GPSR (del inglés *Gradient Projection for Sparse Recovery*): es propuesto por (Figueiredo et al., 2007) y da solución al problema ℓ_1 -LS por medio de una reformulación que busca un problema de programación cuadrática convexa con restricciones. El primer paso consiste en plantear una nueva formulación del problema ℓ_1 -LS en términos de programación cuadrática, partiendo de descomponer el vector $\mathbf{x}$ en su parte negativa y positiva, como se propone en la Ecuación (4.1.8).

$$\begin{aligned} |x_i| &= u_i + v_i, \quad i = 1, 2, \dots, n. \\ \text{donde,} \\ u_i &= \max\{+x_i, 0\}, \quad v_i = \max\{-x_i, 0\} \\ \text{cumpliéndose} \\ x &= u - v \end{aligned} \quad (4.1.8)$$

La linealización de la norma- ℓ_1 se establece según lo presentado en la Ecuación (4.1.9). El vector columna $\mathbf{1}_n$ contiene n componentes iguales a 1.

$$\begin{aligned} \|\mathbf{x}\|_1 &= \sum_{i=1}^n |x_i| = \sum_{i=1}^n u_i + \sum_{i=1}^n v_i \\ &= \mathbf{1}_n^T \mathbf{u} + \mathbf{1}_n^T \mathbf{v} \end{aligned} \quad (4.1.9)$$

Consecutivamente, a partir de (4.1.6) se plantea el nuevo problema de programación cuadrática con restricciones, como se muestra en (4.1.10).

$$\begin{aligned} &\text{minimizar} \quad \mathbf{c}^T \mathbf{z} + \mathbf{z}^T \mathbf{B} \mathbf{z} \\ &\text{sujeto a:} \quad \mathbf{z} \geq 0 \\ &\text{donde} \\ \mathbf{z} &= \begin{bmatrix} \mathbf{u} \\ \mathbf{v} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{B} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}^T \mathbf{A} & -\mathbf{A}^T \mathbf{A} \\ -\mathbf{A}^T \mathbf{A} & \mathbf{A}^T \mathbf{A} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{c} = \lambda \mathbf{1}_{2n} + \begin{bmatrix} -\mathbf{A}^T \mathbf{b} \\ \mathbf{A}^T \mathbf{b} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.1.10)$$

Con esta técnica se logra la transformación de un problema no diferenciable a uno diferenciable. La única desventaja es que su dimensión se duplica debido a la estrategia de linealización, aunque esto no conlleva a mayores dificultades en la operación del algoritmo. La solución de (4.1.10) se logra a través de un proceso iterativo, donde el

algoritmo de proyección del gradiente propuesto por (Figueiredo et al., 2007) opera así: en un primer paso se busca una solución en la dirección negativa del gradiente y ésta se proyecta de forma que todos los componentes negativos del vector son igualados a cero, esto para cumplir con la restricción del problema. El segundo paso es seleccionar un parámetro de escalamiento y actualizar la solución. Este proceso se repite hasta cumplir con los criterios de convergencia, además que el tamaño del paso de iteración sea tal que la función objetivo decrece en cada iteración.

- Algoritmos de punto interior: otro enfoque importante se basa en que el problema ℓ_1 -LS puede ser transformado a un problema cuadrático convexo con restricciones lineales de desigualdad. Dentro de los métodos estándar de optimización convexa se destacan los métodos de punto interior por su robustez en la solución del problema cuadrático formulado (Nemirovski, 2004; Wright, 1997; Ye, 2011; Kim et al., 2007). Los métodos estándar de punto interior se encuentran implementados en paquetes de software como MOSEK y CVX², los cuales tienen altas capacidades para problemas de grandes dimensiones. CVX se destaca porque es un sistema de modelado robusto para la solución de programas convexos DCP (del inglés *Disciplined Convex Program*). Además, CVX explota la estructura de un problema que puede ser reformulado como un problema convexo cuadrático con restricciones de frontera, tal como se muestra en la Ecuación (4.1.11). .

$$\begin{aligned}
 &\underset{x, u}{\text{minimizar}} && \|\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2 + \lambda \cdot \mathbf{1}_n^T \mathbf{u} \\
 &\text{sujeto a:} && \mathbf{x} - \mathbf{u} \leq 0 \\
 &&& -\mathbf{x} - \mathbf{u} \leq 0
 \end{aligned} \tag{4.1.11}$$

Las ventajas de esta nueva formulación radican en que la función objetivo es diferenciable y las restricciones son de tipo lineal. No obstante, la dimensión del problema se duplica debido a la misma transformación. Finalmente, su solución se logra aplicando el algoritmo SDPT3 contenido en CVX, el cual se basa en el método de punto interior "primal-dual" usando el paradigma "path-following" (CVX Research, 2013; Boyd and Vandenberghe, 2010; Tütüncü et al., 2003).

En el capítulo 6, que corresponde a los estudios en los sistemas de distribución, se evidenciará que usando GPSR y CVX se obtienen resultados similares en el proceso de estimación de VTCD, pero los algoritmos de CVX resuelven el problema ℓ_1 -LS en un tiempo menor, lo cual implica una notable ventaja en aplicaciones donde se requiere la toma de decisiones en tiempos muy cortos. Además, el autor de esta tesis doctoral reporta también algunos resultados en (Blanco-Solano et al., 2018), resolviendo el problema de estimación de hundimientos

²CVX está destinado para el modelado y solución de problemas de optimización convexa (CVX Research, 2013; Grant and Boyd, 2017).

de tensión, con base en la norma- ℓ_1 y usando un modelado simplificado, pero las dos herramientas de solución compiten en igualdad de condiciones. En los resultados se resalta una menor demanda de recursos computacionales por parte de CVX.

4.2 EEHT basado en la minimización de la norma- ℓ_1

Retomando el problema ℓ_1 -LS,

$$\text{minimizar } \lambda \cdot \|\mathbf{x}\|_1 + \|\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2 \quad (4.2.1)$$

es importante mencionar que de acuerdo con su fundamentación matemática, resulta conveniente en aplicaciones donde se cumple que $m \ll n$, siendo el vector $\mathbf{b}$ construido a partir de m medidas disponibles y n la dimensión del vector $\mathbf{x}$. Claramente con esta condición se llega a un sistema sub-determinado de ecuaciones. Por lo tanto, como primera medida se requiere que el planteamiento que $m \ll n$ sea analizado en el contexto de la estimación de los hundimientos de tensión. De hecho, los programas de monitorización de hundimientos de tensión se caracterizan por ser limitados debido a las restricciones económicas, aspecto que se encuentra en coherencia con que el número m de medidas disponibles es considerablemente menor al número de puntos de falla de una red, que para este caso corresponderían a las componentes del vector $\mathbf{x}$.

Paralelamente, las tecnologías de medición son mejoradas continuamente de manera que nuevas arquitecturas de monitorización tienden a utilizar de mejor manera las capacidades de los medidores inteligentes. Un ejemplo de esto son los micro-sincrofasores μ PMU (del inglés *Phasor Measurement Unit*), utilizados en diferentes aplicaciones para la gestión eficiente de los sistemas de distribución (Majidi et al., 2017a). De hecho, actualmente es posible la adquisición de equipos de monitorización de la CPE con capacidades de sincronización de las medidas y con grandes volúmenes de almacenamiento, tal como se citó en la sección (2.5.3). Por lo tanto, las principales limitaciones de los sistemas de monitorización de hundimientos de tensión pueden ser superadas por este tipo de avances en los nuevos equipos de medida. Asimismo, esto implica que el problema de EEHT puede ser reformulado para incluir estas características novedosas de los sistemas de monitorización.

En este punto, el primer reto en esta tesis doctoral es la formulación de un nuevo estimador de estado de hundimientos de tensión basado en la norma- ℓ_1 (EEHT- ℓ_1), caracterizado por un modelado *disperso* del problema y que aproveche desde un punto de vista matemático los atributos de la programación convexa en la solución del problema ℓ_1 -LS. En las siguientes subsecciones se detalla la propuesta e implementación de este EEHT- ℓ_1 .

4.2.1 Vector de medidas (b). En la actualidad los medidores de la CPE con capacidades de sincronización son una realidad, lo que se convierte en una oportunidad para dar valor

agregado a este tipo de información registrada en los sistemas eléctricos. Como un ejemplo de ello, ante una falla de red es posible registrar de manera sincronizada las tensiones residuales experimentadas en los puntos de medida. Este aspecto fue descrito con más detalle en la Tabla 5, donde se ejemplifica las características de las medidas sincronizadas obtenidas para cada falla de red que de forma individual se pueda presentar.

Por lo tanto, se propone como primer requerimiento que el vector de medidas $\mathbf{b}$ sea construido a partir de las tensiones residuales medidas entre línea-neutro, las cuales son registradas individualmente para cada falla de red presente en el sistema. Este aspecto es uno de los principales fundamentos del EEHT- ℓ_1 propuesto en esta tesis doctoral. Con base en la Figura 10, es posible argumentar que el objetivo de esta primer requerimiento es maximizar la dispersión del vector de estado $\mathbf{x}^*$.

Según el modelado de estimación propuesto por (Hernández et al., 2013), es importante recalcar que las componentes del vector $\mathbf{x}^*$ indican el número entero de fallas presentes en cada punto de falla. La Figura 10.a presenta el vector solución $\mathbf{x}^*$ usando SVD y con medidas no sincronizadas para el caso de estudio presentado en la Tabla 9. Claramente se demuestra que este vector $\mathbf{x}^*$ no tiene una característica *dispersa*, esto debido a las propiedades matemáticas del estimador basado en la norma- ℓ_2 . En la Figura 10.b se presenta el vector $\mathbf{x}^*$ real, es decir que representa el número real de fallas ocurridas en cada punto de falla. Para este caso se constata que el vector $\mathbf{x}^*$ tiene una característica *dispersa*, hecho que va en contra con la uniformidad del vector calculado con SVD y mostrado en la Figura 10.a. De hecho, esta es una de las principales conclusiones dadas en el Capítulo 3, ya que la solución obtenida por SVD no representa las características reales de las fallas en los sistemas eléctricos. Como un aporte importante, en (Blanco-Solano et al., 2018) se realizó un estudio comparativo de resultados en la EHT resolviendo el problema usando SVD y un enfoque de minimización de la norma- ℓ_1 , pero usando medidas de hundimientos no sincronizadas. A pesar del modelo simplificado del problema de estimación, los resultados demuestran un mejor desempeño con el enfoque de minimización de la norma- ℓ_1 . No obstante, de la Figura 10.b se infiere que si bien es cierto que el vector $\mathbf{x}^*$ real puede tener una característica *dispersa* para determinados escenarios de estudio, esta característica puede verse atenuada, como es el caso que en muchos puntos de la red se presenten fallas, conllevando a resultados no tan precisos similares a los obtenidos con el estimador basado en SVD.

Con el propósito de maximizar la característica *dispersa* del vector $\mathbf{x}^*$ y con ello asegurar una alta precisión en los resultados del EEHT- ℓ_1 , en la Figura 10.c se presenta el vector óptimo $\mathbf{x}^*$ real cuando se toman las tensiones residuales sincronizadas ante cada falla experimentada, que para este ejemplo es una falla monofásica en el punto x_3 de la red en estudio. Por lo tanto, el vector $\mathbf{x}^*$, idealmente, debe ser *1-sparse* ya que la ubicación de la falla es única cuando se analizan individualmente cada hundimiento de tensión experimentado.

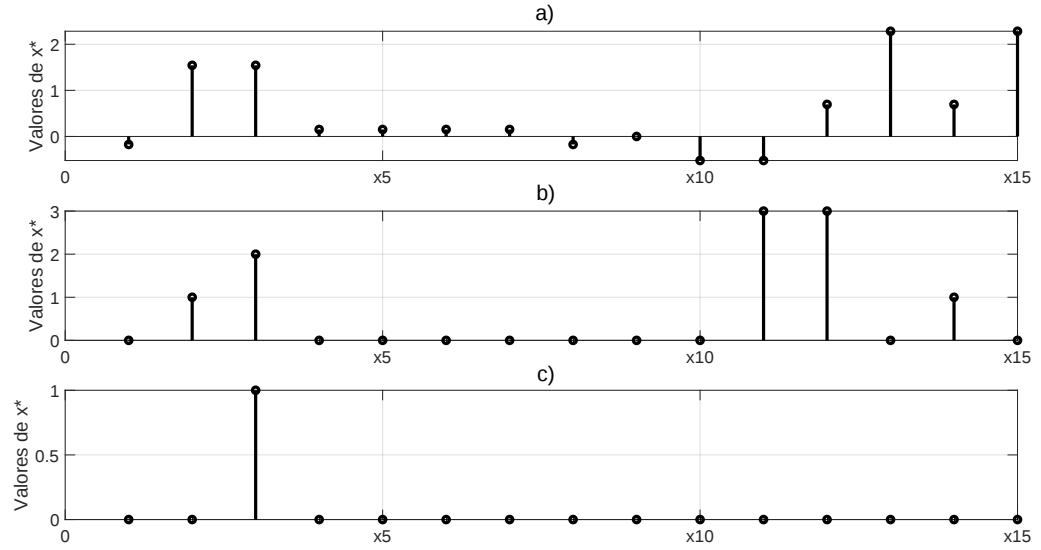


Figura 10.: Representación del vector $\mathbf{x}^*$. a) Usando SVD. b) Real sin medidas sincronizadas. c) Real con medidas sincronizadas.

La nueva interpretación del vector $\mathbf{x}^*$ indica que, para un conjunto de tensiones residuales medidas, el problema presentado en (4.1.6) es resuelto cada vez que ocurra una falla de red. Por ejemplo, si durante un año se presentan 100 fallas monofásicas, entonces el problema ℓ_1 -LS deberá ser resuelto 100 veces y la misma cantidad de vectores óptimos $\mathbf{x}^*$ deberían ser calculados. En este sentido, cada vector óptimo indicaría el punto más probable en falla, para cada hundimiento de tensión registrado. Asimismo, con este enfoque propuesto para el vector de medidas $\mathbf{b}$, solo se requieren mediciones de tensión lo cual resulta una notable ventaja ya que se reducen costos en los sistemas de monitorización y pueden evitarse los errores en las medidas de las corrientes, ya que en sistemas de distribución tienden a ser significativos por múltiples factores.

4.2.1.1 Número mínimo de medidores. De acuerdo con la teoría de CS y el fundamento de los algoritmos de minimización de la norma- ℓ_1 , una señal o vector *disperso* puede ser reconstruido con una alta probabilidad de éxito si el número m de medidas, que en caso de la estimación de hundimientos sería el número de medidores instalados, cumple con el teorema en (4.2.2) (Majidi et al., 2017a; Candes and Wakin, 2008).

$$m \geq C \cdot k \cdot \mu(A)^2 \cdot \log(n) \quad (4.2.2)$$

Esta expresión analítica indica que para una constante positiva C , existe una alta probabilidad que el vector $\mathbf{x}^*$ sea la solución única y con mayor dispersión del problema de minimización de norma- ℓ_1 ; la coherencia mutua $\mu(\mathbf{A})$ representa las características de la matriz de sensado

$\mathbf{A}$ y su incidencia en la recuperación de un vector *disperso* (Candes and Wakin, 2008; Sejeso, 2016); k indica el número de elementos diferentes de cero del vector *disperso* deseado, por lo cual es una información requerida antes de dar solución al problema de optimización; n es la dimensión del vector de estado.

Por ejemplo en (Majidi et al., 2017a) se plantea que para $C = 1,4$ se alcanza una probabilidad de éxito del 99,85 % en la reconstrucción del vector disperso $\mathbf{x}^*$, esto cuando se tiene una coherencia mutua cercana a la unidad y se busca una solución $1 - \text{sparse}$. De hecho, en la siguiente subsección se precisa el por qué un valor de $\mu(\mathbf{A})$ igual a 1 es acertado para el caso de las matrices de sensado construidas con el enfoque propuesto en esta tesis doctoral. Un elemento importante en este punto es que con base en el teorema en (4.2.2), aparece una restricción para el uso del EEHT- ℓ_1 de forma tal que puede ser incorporada en un nuevo problema de ubicación óptima de medidores, donde un número mínimo de medidores es necesario para garantizar una operación eficiente y confiable del estimador propuesto basado en la norma- ℓ_1 .

4.2.1.2 Ejemplo de construcción del vector de medidas Con el propósito de ejemplificar la construcción del vector de medidas con el nuevo enfoque propuesto, se considera el mismo sistema ilustrativo presentado en la Figura 8. El primer paso es determinar el número mínimo de medidores, resolviendo la Ecuación (4.2.2), siendo instalados 4 medidores, tal como se muestra en la Tabla 15. Estos cuatro medidores tienen como objetivos detectar los hundimientos de tensión con un umbral del 0,9 pu y registrar las tensiones trifásicas sincronizadas para cada evento detectado. En la Tabla 15 también se presentan los vectores de medida construidos para tres fallas simuladas en la red de estudio.

TABLA 15.: Tensiones residuales medidas en pu.

$m_{\geq (1,4) \cdot (1) \cdot (1) \cdot \log(15)}=3,79$		4 medidores instalados	
Falla / tipo / fase(s) / ubicación/ R_f			
Nodos medidos	F1 / LG /a / x_3	F2/ LL/ bc / x_7	F3/ LG/a / x_{10}
	$R_f=0,26 \Omega$	$R_f=0,1 \Omega$	$R_f=0 \Omega$
	$[V_a;V_b;V_c]$ pu	$[V_a;V_b;V_c]$ pu	$[V_a;V_b;V_c]$ pu
N1	[0,91;1,00;1,00]	[1,00;0,96;0,96]	[0,86;1,00;1,00]
N3	[0,20;1,00;1,00]	[1,00;0,55;0,52]	[0,86;1,00;1,00]
N5	[0,91;1,00;1,00]	[1,00;0,96;0,96]	[0,33;1,00;1,00]
N7	[0,91;1,00;1,00]	[1,00;0,96;0,96]	[0,00;1,00;1,00]
Vectores de medida b	Fase a [0,91;0,20;0,91;0,91]	Fase b [0,96;0,55;0,96;0,96] Fase c [0,96;0,52;0,96;0,96]	Fase a [0,86;0,86;0,33;0]

Para el caso de la falla F1, la tensión residual V_a es menor al 0,9 pu únicamente en el nodo N3, mientras en los demás nodos medidos las tensiones residuales superan este umbral de detección. Por lo tanto, con un sistema de monitorización sin capacidades de sincronización se registraría únicamente la existencia de un hundimiento en el nodo N3. Por otro lado, acorde a la propuesta de construcción del vector de medidas y al teorema en (4.2.2), las tensiones residuales registradas por los cuatro medidores son siempre requeridas para dar solución al problema en (4.1.6). En respuesta a esto, las capacidades de sincronización de los medidores permiten que si al menos un medidor detecta la tensión residual con magnitud inferior 0,9 pu, entonces las respectivas tensiones residuales en los demás medidores son también registradas de forma sincronizada, pese a que las tensiones en estos sean superiores al umbral de detección. Con esta nueva regla se construyen los vectores de medida en la Tabla 15.

Para la falla F2 se construyen dos vectores de medida, fase a y b , ya que en estas dos fases se experimentan tensiones residuales inferiores al 0,9 pu. Por lo tanto, el EEHT- ℓ_1 trabaja de forma individual sobre cada fase que experimenta un hundimiento de tensión. Este es uno de los componentes diferenciadores del estimador propuesto en esta tesis doctoral en contraste con los estimadores clásicos de hundimientos de tensión (presentados en la sección (3.3)), ya que estos últimos están limitados a la estimación de los hundimientos sólo en la fase que experimenta la menor de todas las tensiones residuales. En este punto se resalta nuevamente que la intención de aplicar el EEHT- ℓ_1 para cada falla de red radica en maximizar la característica *dispersa* del vector de estado a calcular, logrando resultados con un alto grado de precisión en la estimación de los hundimientos de tensión.

Otro aspecto importante es el error en las medidas, el cual no ha sido considerado en los diferentes trabajos de EEHT resaltados en la revisión del estado del arte. Los errores en las medidas son inevitables ya que se generan por diferentes causas como la calibración deficiente de los equipos, la influencia de los transductores, las comunicaciones y el ruido en las señales medidas. De hecho, otra de las propiedades más importantes del problema ℓ_1 -LS es su robustez ante medidas con errores, por lo cual resulta conveniente un modelado del error en las medidas de tensión y el cual debe ser incorporado en la construcción del vector de medidas.

De forma específica, el modelado del error se realiza con una distribución normal con media cero y donde el 99,7 % (3σ) de los datos constituyen la incertidumbre declarada en la medida (Jamali et al., 2017; Woolley et al., 2014; Singh et al., 2010). En consecuencia, al conocer un valor porcentual de error asociado a un medidor, denominado $\%em_i$, se determina la desviación estándar de la medida según la Ecuación (4.2.3) (Singh et al., 2010). A su vez, es importante resaltar la independencia de las funciones de distribución de probabilidad de los errores en cada medidor, ya que el error en un medidor no tiene influencia sobre el nivel de precisión de los demás. Este modelado estadístico del error resulta esencial en el proceso validación del desempeño del EEHT- ℓ_1 que se desarrollará en sistemas de distribución de

prueba en un entorno de simulación.

$$\sigma_i = \frac{br_i \times \%em_i}{3 \times 100} \quad (4.2.3)$$

En la Ecuación (4.2.3), br_i es el valor de la medida que se considera real, el cual es obtenido de los resultados de simulación con el software OpenDSS³. Respecto al error asociado a un medidor $\%em_i$ y tomando en cuenta las características de los medidores Clase A y B, en esta tesis doctoral se considera un error mínimo del $\pm 0,2\%$ y un máximo del $\pm 2\%$ en las medidas de tensión utilizadas para la estimación de las VTCD.

Para determinar la influencia del error en las medidas sobre el EEHT- ℓ_1 propuesto, las nuevas componentes del vector $\mathbf{b}$ se perturban al sumar un error aleatorio a las tensiones reales obtenidas del proceso de simulación, tal como se presenta en la Ecuación (4.2.4).

$$b_i = br_i(1 + \Delta b_i) \quad (4.2.4)$$

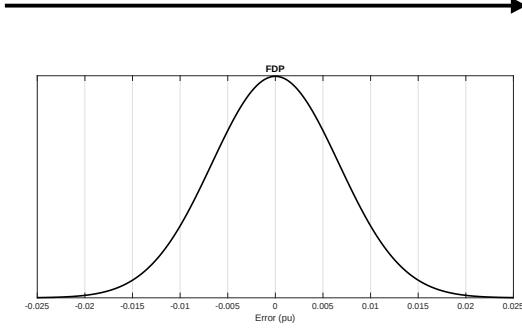
En esta expresión, b_i es el valor de la tensión en el vector de medidas y el Δb_i es randómicamente generado a partir de la función de distribución de probabilidad calculada según (4.2.3).

Como ejemplo, en la Tabla 16 se muestran los vectores de medida con error para cada una de las fallas descritas en la Tabla 15. Esto se logra después de considerar los valores reales de las medidas y agregar un valor aleatorio proveniente de la distribución normal del error con media cero y $\%em_i = \pm 2\%$. Estos vectores son finalmente usados para resolver el problema ℓ_1 -LS.

4.2.2 Matrices de sensado ($\mathbf{A}$, $\mathbf{A}_{sn}$ y $\mathbf{A}_{tn}$). Para dar solución al problema ℓ_1 -LS se requiere de un modelado del sistema eléctrico en función de la respuesta de la red ante las fallas, información que es almacenada en las matrices de sensado. Este entrenamiento se desarrolla a través de un estudio de cortocircuito, considerando una gran cantidad de puntos de falla y analizando la respuesta en tensión en todos los puntos predeterminados de la red. La definición de los puntos de falla en una red parte de aplicar una segmentación en los alimentadores para discretizar los puntos posibles de falla, método que ha sido ampliamente aplicado en otros trabajos (Nasiri and Seifi, 2016; Cruz et al., 2016; Hernández et al., 2013; Zambrano et al., 2017; Espinosa-Juarez et al., 2015).

³OpenDSS es una herramienta de simulación de sistemas eléctricos de distribución, creado principalmente como soporte para el desarrollo de análisis avanzados relacionados con las REI, la modernización de las redes y la investigación en energías renovables (Dugan and McDermott, 2011). Una de sus características más destacables es la capacidad de simulaciones secuenciales de flujo de carga. Como ventaja se resalta que es una plataforma de simulación de acceso libre, lo que facilita la adecuación y ajustes de los análisis ante futuros requerimientos.

TABLA 16.: Vectores $\mathbf{b}$ considerando el error en las medidas.

b (valores reales)	FDP del error	b (con error)
$\text{F1, } \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,91 \\ 0,20 \\ 0,91 \\ 0,91 \end{bmatrix}$	$b_i = br_i(1 + \Delta b_i)$ 	$\text{F1, } \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,914 \\ 0,210 \\ 0,919 \\ 0,914 \end{bmatrix}$
$\text{F2}^b, \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,96 \\ 0,55 \\ 0,96 \\ 0,96 \end{bmatrix}$		$\text{F2}^b, \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,951 \\ 0,555 \\ 0,970 \\ 0,963 \end{bmatrix}$
$\text{F2}^c, \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,96 \\ 0,52 \\ 0,96 \\ 0,96 \end{bmatrix}$		$\text{F2}^c, \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,967 \\ 0,525 \\ 0,958 \\ 0,962 \end{bmatrix}$
$\text{F3, } \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,86 \\ 0,86 \\ 0,33 \\ 0,00 \end{bmatrix}$		$\text{F3, } \mathbf{b} = \begin{bmatrix} 0,854 \\ 0,866 \\ 0,322 \\ 0,009 \end{bmatrix}$

En el estudio de cortocircuito, las fallas se dan en cada uno de los puntos de falla y con un mismo valor de R_f , generalmente igual a 0Ω , y se registran las tensiones residuales en todos los puntos de falla predeterminados. De la misma manera como se realizó una propuesta en la construcción del vector de medidas, en este trabajo doctoral se propone en lo que respecta a las matrices de sensado: las componentes de las matrices de sensado corresponden a las tensiones residuales en pu y no a valores binarios como se ha establecido en algunos de los trabajos previos en el tema ([Hernández et al., 2013](#); [Lucio et al., 2011](#)).

Consecuentemente, con la información del estudio de cortocircuito se construyen tres matrices de sensado: la matriz $\mathbf{A}$ relaciona los m nodos medidos con los n puntos de falla predeterminados; la matriz $\mathbf{A}_{sn}$ relaciona los s nodos sin medida con los n puntos de falla; la matriz $\mathbf{A}_{tn}$ relaciona los t puntos de falla únicamente en líneas con los n puntos de falla. Esta última matriz es también otro elemento innovador en el EEHT- ℓ_1 propuesto, de manera que en la siguiente subsección se contextualiza su aplicación. Asimismo, una matriz de sensado se construye para cada tipo de falla (LT, LL, LLT y LLL). Este conjunto de matrices de sensado constituyen el entrenamiento del EEHT- ℓ_1 a partir del modelado eléctrico de la red.

Es claro que si la resolución de la segmentación es alta, es decir, si se define una alta cantidad de puntos de falla, entonces se espera una mayor resolución en el sensado de la respuesta en tensión de la red ante las fallas. No obstante, esto conlleva a un esfuerzo computacional mayor. De hecho, este esfuerzo computacional es una seria limitación sobre todo en los enfoques probabilísticos para la estimación de los hundimientos de tensión ([Zambrano et al., 2017](#)). Tal como se resalta en ([Hernández et al., 2013](#)), la estimación basada en SVD sacrifica la precisión

de la estimación a medida que se incrementa la resolución del sensor. Por el contrario, este no es un problema para el EEHT- ℓ_1 propuesto, ya que acorde a su formulación, un mayor número de puntos de falla conlleva a un vector de estados de mayor dimensión, pero su característica *dispersa* se mantiene igual cuando se analiza individualmente cada hundimiento de tensión. La Figura 11 sustenta esta afirmación: la Figura 11.a presenta el sistema ilustrativo de prueba con una segmentación del 50 % de sus líneas, mientras en la Figura 11.b se aplica una segmentación del 25 %. También se presenta el vector de estado $\mathbf{x}$ real para ambos casos, considerando una falla en el nodo N2. Por un lado se destaca la mayor dimensión del vector cuando la segmentación es de más alta resolución; sin embargo, el objetivo sigue siendo la recuperación de un vector *1-sparse* para ambos casos, sin depender del nivel de resolución de la segmentación. Esto quiere decir que con base en las propuestas realizadas sobre la construcción del vector de medidas, es posible aplicar una alta resolución en el sensado para la construcción de las matrices sin alterar la naturaleza *dispersa* del vector de estado a estimar.

De hecho, en diferentes metodologías para la localización exacta de fallas se evalúan los errores en rangos, típicos y razonables, de 100 a 400 metros (Majidi et al., 2015; Trindade et al., 2014).

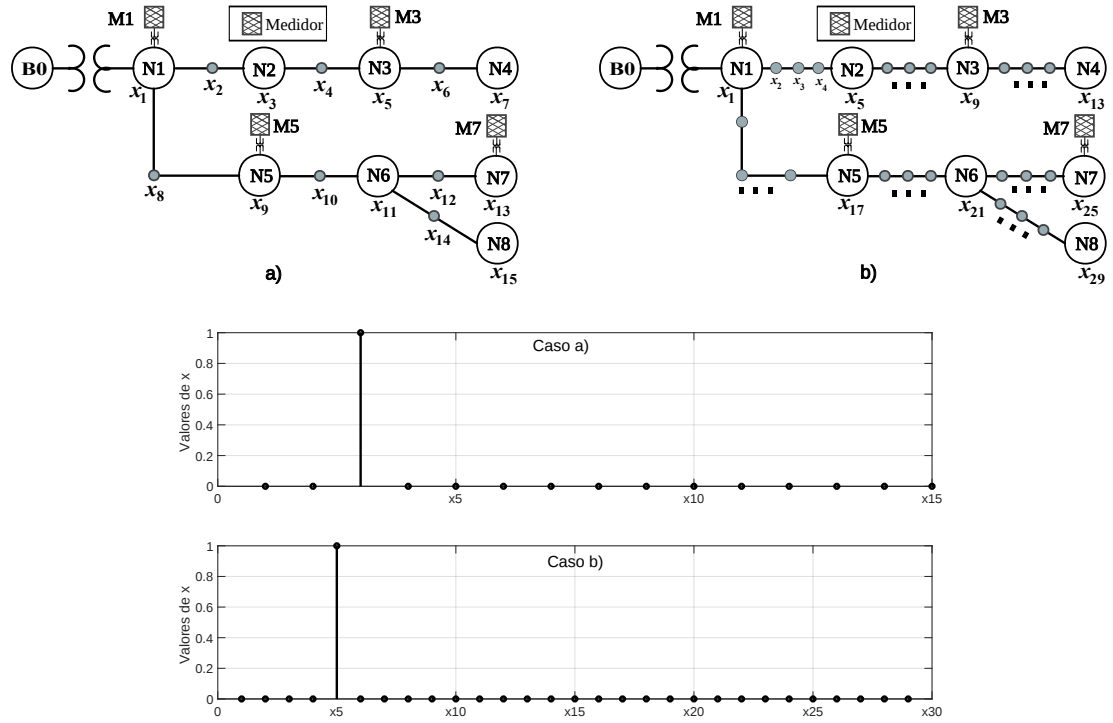


Figura 11.: Puntos de falla contra la dispersión del vector de estados. a) Segmentación del 50 %. b) Segmentación del 25 %.

Considerando las características de los sistemas de distribución y la posibilidad de aplicar

una alta resolución de sensado de fallas sin comprometer la robustez matemática del problema ℓ_1 -LS, en esta Tesis Doctoral se propone una longitud promedio de 100 m como el criterio para realizar la segmentación y definición de los puntos de falla en los sistemas de prueba evaluados.

Cuando se pretende dar solución al problema ℓ_1 -LS, se requiere de una matriz de sensado $\mathbf{A}$, la cual debe ser seleccionada previamente del conjunto de matrices de sensado construidas para los diferentes tipos de falla. Este es un reto adicional, ya que una primera tarea es identificar el tipo de falla (LT, LL, LLT o LLL) a partir del análisis de las tensiones residuales registradas por los medidores. En esta tarea existen ya trabajos como (Madrigal and Rocha, 2007; Bollen, 2003), planteando algoritmos para la caracterización de hundimientos de tensión con base en índices que computan las magnitudes y los ángulos de las tensiones residuales medidas. El marco de clasificación corresponde al mostrado en la Figura 3 para la respectiva asociación con un tipo de falla. En este trabajo doctoral se opta por el algoritmo *three-phase three-angle algorithm (TP-TA)* para la etapa de clasificación de los hundimientos y la respectiva asociación a un tipo de falla, debido principalmente a los buenos resultados reportados (Madrigal and Rocha, 2007).

La Tabla 17 presenta las matrices de sensado para fallas LT con $R_f = 0\Omega$ en el sistema ilustrativo de distribución. Las columnas de las matrices corresponden a los 15 puntos de falla definidos para el caso de la Figura 11.a. En la matriz $\mathbf{A}$, sus filas corresponden a los cuatro nodos con medidores instalados (N1, N3, N5 y N7). Por ejemplo, el elemento $A(3, 2) = 0,82$ indica que durante una falla monofásica y sólida a tierra en el punto x_2 , se registra una tensión residual de 0,82 pu en el medidor $M5$. En la matriz $\mathbf{A}_{sn}$, sus filas corresponden a los cuatro nodos sin medida (N2, N4, N6, N8). El elemento $A_{sn}(1, 5) = 0,31$ indica que ante una falla LT sólida en el punto x_5 , la tensión residual experimentada en el nodo N2 es igual a 0,31 pu. Respecto a la matriz $\mathbf{A}_{tn}$, sus filas corresponden a los puntos en las líneas que evidentemente no cuentan con medición alguna ($x_2, x_4, x_6, x_8, x_{10}, x_{12}, x_{14}$). El elemento $A_{tn}(2, 5) = 0,15$ indica que ante una falla LT sólida en el punto x_5 , resultará una tensión residual igual a 0,15 pu en el punto x_4 , que hace parte de la línea eléctrica entre los nodos N2-N3. De forma global es posible construir 3 matrices de sensado para cada tipo de falla. Para el ejemplo del sistema ilustrativo, se obtendría un total de 30 matrices de sensado acorde a los 10 tipos de fallas posibles ($LT_a, LT_b, LT_c, LL_{ab}, LL_{bc}, LL_{ca}, LLT_{ab}, LLT_{bc}, LLT_{ca}, LLL$). Esto resulta necesario y útil sobre todo en sistemas de distribución con alimentadores bifásicos y monofásicos.

TABLA 17.: Matrices de sensado considerando fallas LT en el sistema ilustrativo de distribución.

$$\begin{aligned}
\mathbf{A} &= \begin{bmatrix} 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,13 & 0,24 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,66 & 0,75 & 0,66 & 0,75 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 \end{bmatrix} \\
\mathbf{A}_{sn} &= \begin{bmatrix} 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,18 & 0,31 & 0,40 & 0,47 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,33 & 0,50 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,00 & 0,00 \end{bmatrix} \\
\mathbf{A}_{tn} &= \begin{bmatrix} 0,00 & 0,00 & 0,45 & 0,55 & 0,62 & 0,67 & 0,71 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,15 & 0,26 & 0,35 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,12 & 0,65 & 0,79 & 0,86 & 0,89 & 0,92 & 0,95 & 0,93 & 0,95 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,39 & 0,59 & 0,69 & 0,80 & 0,85 & 0,80 & 0,85 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,25 & 0,50 & 0,62 & 0,50 & 0,62 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,25 & 0,33 & 0,50 & 0,50 \\ 0,00 & 0,82 & 0,90 & 0,92 & 0,93 & 0,94 & 0,95 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,33 & 0,50 & 0,00 & 0,25 \end{bmatrix}
\end{aligned}$$

Previamente se había hecho referencia a la *coherencia mutua* de la matriz $\mathbf{A}$ en la Ecuación (4.2.2). En la teoría de CS se define la *coherencia mutua* $\mu(\mathbf{A})$ como el máximo valor absoluto normalizado de las correlaciones cruzadas entre las columnas de la matriz $\mathbf{A}$ (Yin and Xin, 2016), tal como se presenta en la Ecuación (4.2.5). En el tratamiento de señales esta propiedad resulta fundamental para garantizar la dispersión deseada en la solución, debido a la posibilidad de diseño de la matriz de sensado. Algo muy distinto ocurre en el problema de EEHT que se intenta resolver, ya que no es posible diseñar las matrices de sensado, sino que por el contrario se construyen a partir de los resultados de cortocircuito que están regidos por las leyes físicas en los sistemas eléctricos.

$$\mu(\mathbf{A}) = \max_{i \neq j} \frac{|A_i^T A_j|}{\|A_i\|_2 \|A_j\|_2} \quad (4.2.5)$$

Por ejemplo, tomando las columnas 4 y 5 de la matriz $\mathbf{A}$ presentada en la Tabla 17, el resultado es:

$$\frac{\left\| \begin{bmatrix} 0,92 & 0,00 & 0,92 & 0,92 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0,93 \\ 0,00 \\ 0,93 \\ 0,93 \end{bmatrix} \right\|}{\left\| \begin{bmatrix} 0,92 \\ 0,00 \\ 0,92 \\ 0,92 \end{bmatrix} \right\|_2 \left\| \begin{bmatrix} 0,93 \\ 0,00 \\ 0,93 \\ 0,93 \end{bmatrix} \right\|_2} = \frac{2,5668}{1,5935 \times 1,6108} = 1 \quad (4.2.6)$$

Para este ejemplo se demuestra una alta correlación entre las columnas seleccionadas, que conlleva al valor máximo posible de la coherencia mutua. Este hecho tiene una explicación

clara: las columnas 4 y 5 corresponden a las tensiones residuales por fallas en los puntos x_4 y x_5 , respectivamente; a su vez, la distancia eléctrica entre los puntos de falla se caracteriza por ser corta, por lo cual las tensiones residuales terminan siendo muy similares y altamente correlacionadas. Este comportamiento se da de forma general en todas las matrices de sensado de cualquier sistema eléctrico, más aún cuando se aplica una segmentación de 100 m que conlleva a altas correlaciones entre columnas. Por esta razón la *coherencia mutua* de la matriz de sensado en la aplicación de EEHT puede ser considerada igual a la unidad.

Un último aspecto por analizar es la construcción de las matrices de sensado usando una R_f normalmente de valor igual a 0Ω . De hecho, gran parte de los trabajos en la literatura realizan estudios de sensibilidad ante fallas usando por defecto una $R_f = 0\Omega$. No obstante, una discusión propuesta en esta tesis doctoral es que teóricamente es posible realizar el estudio de cortocircuito con un valor cualquiera de R_f , surgiendo así un interrogante: ¿Qué impacto genera el valor de R_f en la solución del EEHT- ℓ_1 ? Para dar solución a este interrogante, es importante mencionar que si el problema ℓ_1 -LS se encuentra mal condicionado, por las propiedades de la matriz $\mathbf{A}$, significa que pequeños cambios en las medidas puede conllevar a diferencias significativas en la solución *dispersa* del vector de estado (Sejeso, 2016). Por lo tanto, se propone que la matrices de sensado se seleccionen según la Ecuación (4.2.7), donde se busca la matriz de sensado con el menor número de condición ante la variación de R_f . Una vez es seleccionada la matriz $\mathbf{A}$ con menor número de condición, las matrices $\mathbf{A}_{sn}$, y $\mathbf{A}_{tn}$ son seleccionadas también para el mismo valor R_{f_q} .

$$\mathbf{A} = \{ \mathbf{A}_{R_{f_q}} \mid \text{cond}(\mathbf{A}_{R_{f_q}}) < \forall \text{cond}(\mathbf{A}_{R_{f_{i \neq q}}}) \}, R_f = \{R_{f_1}, R_{f_2}, \dots, R_{f_{max}}\} \quad (4.2.7)$$

Este análisis se aplica al sistema ilustrativo y la Figura 12 presenta el comportamiento del número de condición de la matriz $\mathbf{A}$ para diferentes valores de R_f . Para este ejemplo, el menor número de condición es igual a 15,87 y se da para una $R_f = 0\Omega$. Por lo tanto, las matrices de sensado que finalmente serán utilizadas por el EEHT- ℓ_1 son las mismas relacionadas en la Tabla 17.

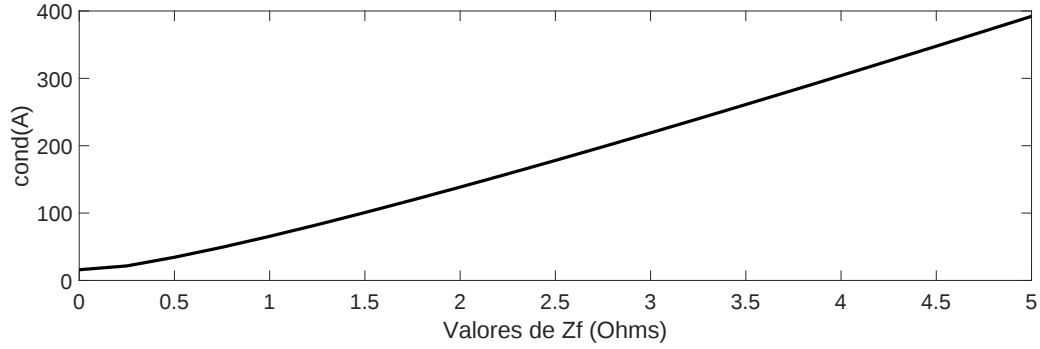


Figura 12.: Comportamiento del $\text{cond}(A)$ para fallas LT ante variaciones de R_f .

4.2.3 Vector óptimo de estados y la estimación de los hundimientos de tensión. El vector óptimo de estado $\mathbf{x}^*$ se encuentra dimensionado de acuerdo con los n puntos de falla predeterminados en el sistema de distribución, razón por la cual se interpreta que dicho vector es una indicación del punto de ubicación de la falla. Tal como se ha resaltado previamente, la naturaleza dispersa del vector de estado se maximiza cuando el vector $\mathbf{b}$ se construye para cada falla de forma individual usando medidas sincronizadas.

Respecto a la construcción del problema ℓ_1 -LS, se han descrito hasta el momento las características del vector de medidas $\mathbf{b}$ y de la matriz de sensado $\mathbf{A}$. Antes de dar solución al problema ℓ_1 -LS, se requiere el parámetro de regularización λ , el cual modula la característica *dispersa* del vector solución. La selección de este parámetro se basa en un análisis de sensibilidad sobre la función objetivo para valores de $\lambda \in [0, \lambda_{max}]$. El valor de λ_{max} se determina según la Ecuación (4.1.7).

Tomando como ejemplo la falla F1 de la Tabla 15, el valor de λ_{max} se calcula a partir de la matriz de sensado $\mathbf{A}$ presentada en la Figura 17 y el vector de medidas $\mathbf{b}$ de la Tabla 16.

$$\lambda_{max} = \left\| 2A^T \begin{bmatrix} 0,914 \\ 0,210 \\ 0,919 \\ 0,914 \end{bmatrix} \right\|_{\infty} = 5,32 \quad (4.2.8)$$

Los resultados del análisis de sensibilidad son presentados en la Figura 13. En la Figura 13.a se resalta como la función objetivo alcanza un valor constante de 1,595 cuando se tiende al límite de λ_{max} . De hecho este valor corresponde a la norma $\|\mathbf{b}\|_2$, lo cual demuestra que el vector $\mathbf{x}^*$ es igual a cero, tal como lo establecen los fundamentos teóricos presentados en (4.1.7). La Figura 13.b permite la identificación de un valor de $\lambda = 10^{-5}$ como el mejor candidato para dar solución al problema ℓ_1 -LS aplicado en el sistema ilustrativo de distribución. Es importante aclarar que este análisis de sensibilidad requiere ser aplicado para cada sistema

de distribución en el cual se pretenda aplicar el estimador de estado propuesto en esta Tesis Doctoral.

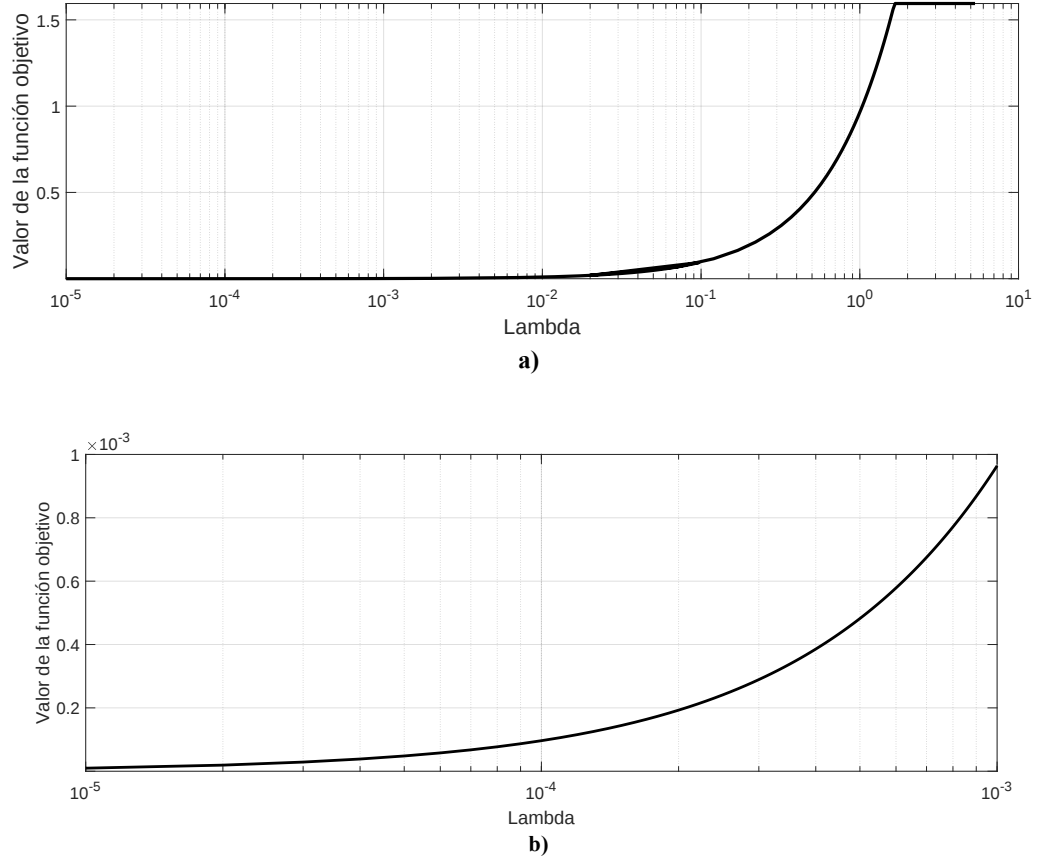


Figura 13.: Función objetivo vs λ . a) Rango $[0, \lambda_{max}]$. b) Rango $[0, 10^{-3}]$.

El autor de este trabajo doctoral propone una discusión alrededor de la solución del problema ℓ_1 -LS: es importante considerar que las componentes del vector óptimo $\mathbf{x}^*$ no siempre pueden indicar de forma correcta y adecuada la localización de la falla. La razón de esto es que la matriz $\mathbf{A}$ es construida a partir de un estudio de cortocircuito usando un valor constante de la R_f , el cual es igual para todos los puntos de falla. Por lo tanto, el sistema sub-determinado de ecuaciones $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$ puede no tener solución ante una falla con una R_f distinta a la usada en el análisis de cortocircuito previo. En este caso, el problema ℓ_1 -LS se ocupa de minimizar el error y obtiene un vector óptimo $\mathbf{x}^*$ que es k -sparse, con $k > 1$, donde sus componentes diferentes de cero no pueden ser asociadas a sólo un punto de falla.

En términos matemáticos, el sistema sub-determinado de ecuaciones $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b}$ tiene solución cuando el vector $\mathbf{b}$ pertenece al subespacio columna de la matriz $\mathbf{A}$. La técnica SVD permite la descomposición de la matriz $\mathbf{A}$, de manera que la matriz $\mathbf{U}$ contiene la información del

subespacio columna, tal como se detalla en la Ecuación (4.2.9).

$$\mathbf{A} = \mathbf{U} \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{V}^T \quad (4.2.9)$$

$$p = \text{rang}(\mathbf{A})$$

Las primeras p columnas de la matriz $\mathbf{U}$ corresponden al conjunto $\{\mathbf{u}_1, \mathbf{u}_2, \dots, \mathbf{u}_p\}$ de vectores linealmente independientes que generan el subespacio columna de $\mathbf{A}$. Por lo tanto y debido a la naturaleza estocástica de las fallas de red, y en específico de la R_f , existe una alta probabilidad que para muchas perturbaciones, el vector de medidas $\mathbf{b}$ no pertenezca al subespacio columna de $\mathbf{A}$. Esto es:

$$\exists \mathbf{b} : \mathbf{b} \notin \text{gen} \{\mathbf{u}_1, \mathbf{u}_2, \dots, \mathbf{u}_p\} \quad (4.2.10)$$

Para el caso del sistema ilustrativo de distribución, en la Figura 14 se presentan los resultados del vector óptimo $\mathbf{x}^*$ resolviendo el problema ℓ_1 -LS, para las fallas F1 y F3. El vector $\mathbf{x}^*$ calculado es 2 -sparse para los dos escenarios de falla evaluados. Esto implica que no es posible asociar un único punto de falla al hundimiento de tensión detectado y una lectura sobre el vector $\mathbf{x}^*$ no conlleva a una indicación adecuada del punto de falla. Convenientemente, el objetivo general del EEHT- ℓ_1 no corresponde a la estimación de un vector $\mathbf{x}^*$ para determinar la localización de la falla, sino que por el contrario el objetivo es determinar un vector $\mathbf{x}^*$ *disperso* que permita la estimación de los hundimientos de tensión experimentados en nodos sin monitorización.

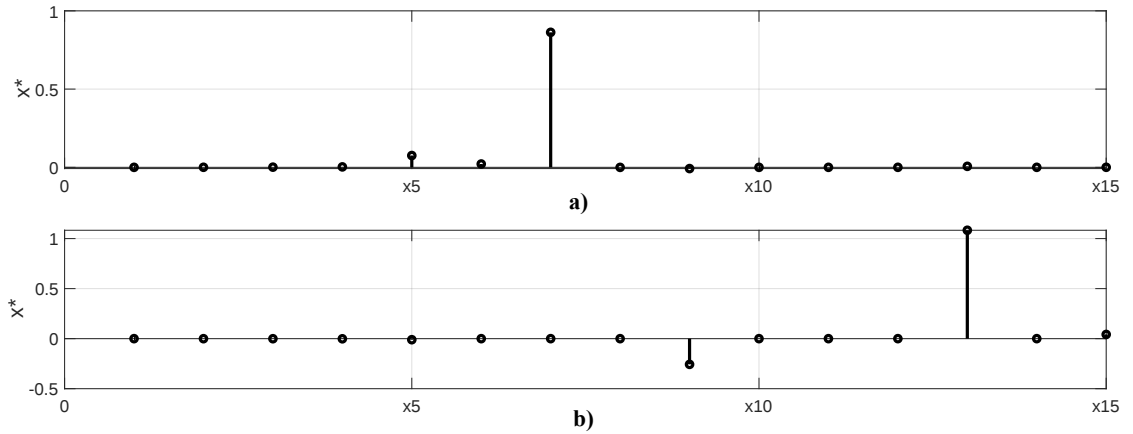


Figura 14.: Vectores óptimos calculados resolviendo el problema ℓ_1 -LS. a) Para F1. b) Para F3.

Precisamente, después de resolver el problema de programación convexa y encontrar el vector óptimo de estado $\mathbf{x}^*$, la siguiente etapa consiste en estimar todas las tensiones residuales

en los nodos no monitorizados; estas tensiones residuales son consignadas en un vector $\mathbf{b}_s$ y son calculadas acorde a la Ecuación (4.2.11). Asimismo, el uso de la nueva matriz $\mathbf{A}_{tn}$, que fue propuesta inicialmente como una matriz adicional de sensado en la subsección (4.2.2), permite la estimación de las tensiones residuales $\mathbf{b}_t$ en todos los puntos de falla definidos en el sistema. Este es un hecho muy importante, porque implica que es posible conocer los perfiles de tensión bajo un estado de falla en la red y con una resolución de deseada, que por ejemplo puede ser hasta de 100 m, lo cual resulta altamente novedoso.

$$\mathbf{b}_s = \mathbf{A}_{sn} \cdot \mathbf{x}^* \quad (4.2.11)$$

$$\mathbf{b}_t = \mathbf{A}_{tn} \cdot \mathbf{x}^* \quad (4.2.12)$$

Los resultados que se obtienen con las Ecuaciones (4.2.11) y (4.2.12) constituyen la principal diferenciación con cualquier otra metodología de EEHT existente en la literatura. El hecho de calcular las tensiones residuales en pu, permite aplicar un umbral deseado y así determinar el número de hundimientos de tensión experimentados en todos los nodos, y en cada fase individualmente, que no cuentan con un medidor instalado. Además, los vectores $\mathbf{b}_s$ y $\mathbf{b}_t$ son estimaciones de los perfiles de tensión de la red en régimen de falla, lo cual abre un camino de exploración de nuevas técnicas de localización de falla basadas en el siguiente principio: con una estimación precisa del perfil de tensión de la red durante la falla, el perfil de tensión provee información concluyente del punto de ubicación de la falla.

4.3 Estimador de estado de elevaciones de tensión

Otro de los aspectos innovadores presentados en este trabajo doctoral consiste en que la formulación matemática del EEHT- ℓ_1 permite su aplicación también a la estimación de las elevaciones de tensión originadas por fallas de red. Las diferencias sólo son procedimentales y son aplicables en la construcción de matrices de sensado y el vector de medidas. A continuación se exponen estas diferencias.

La matrices $\mathbf{A}^e$, $\mathbf{A}_{sn}^e$ y $\mathbf{A}_{tn}^e$, las cuales se denominan matrices de sensado de elevaciones de tensión, son construidas a partir del mismo estudio de cortocircuito utilizado en la caracterización de los hundimientos de tensión. No obstante, las componentes de las matrices corresponden a las tensiones residuales en las fases no falladas. Por ejemplo, para una falla en la fase a se construyen dos conjuntos de matrices de sensado de elevaciones de tensión, uno para cada fase b y c no falladas. Además, también se construyen y se identifican las matrices de sensado para cada tipo de falla (LT, LL, LLT y LLL). Ante la detección de una elevación de tensión, la selección de matrices de sensado a utilizar en el problema de optimización se realiza de la misma manera como se mencionó en la subsección (4.2.2). El vector de medidas de elevaciones de tensión $\mathbf{b}^e$ se construye ante la detección, por lo menos en un medidor,

de una tensión residual igual o superior al 1,1 pu, de manera que también se registran las tensiones residuales en los demás medidores sincronizados.

Consecuentemente, las matrices de sensado y el vector de medidas se usan en la construcción del problema y la respectiva estimación de las elevaciones de tensión, tal como se presenta en la Ecuación (4.3.1). De forma similar a los hundimientos de tensión, se busca un vector óptimo $\mathbf{x}^*$ disperso para la determinación de los vectores $\mathbf{b}_s^e$ y $\mathbf{b}_t^e$ que contienen las tensiones residuales y caracterizan las elevaciones de tensión en nodos no monitorizados y puntos de falla, respectivamente.

$$\text{minimizar } \lambda \cdot \|\mathbf{x}\|_1 + \|\mathbf{A}^e \cdot \mathbf{x} - \mathbf{b}^e\|_2^2$$

$$\mathbf{b}_s = \mathbf{A}_{sn}^e \cdot \mathbf{x}^* \quad (4.3.1)$$

$$\mathbf{b}_t = \mathbf{A}_{tn}^e \cdot \mathbf{x}^*$$

La Figura 15 muestra el diagrama de flujo del nuevo estimador de estado de VTCD basado en la norma- ℓ_1 (EEVTCD- ℓ_1). Se presenta de forma general el procedimiento computacional con la intención de clarificar la aplicación del EEVTCD- ℓ_1 . Principalmente se distinguen dos etapas: una inicial de característica estática, que consiste en la construcción del problema a partir de información y modelado de la red eléctrica; la segunda consiste en la solución dinámica del estimador. Este procedimiento se sigue y aplica en cada uno de los casos de estudio presentados en el Capítulo 6.

Para la etapa estática:

- A partir del modelamiento del sistema de distribución, se realiza el estudio de cortocircuito considerando todos los tipos de falla. La herramienta de simulación seleccionada para esta tarea es OpenDSS, debido a su robustez en la simulación y análisis de sistemas de distribución, al igual que a su alta velocidad de procesamiento que resulta en una notable ventaja en la construcción de las matrices de sensado (Dugan and McDermott, 2011). El número de puntos de falla se define aplicando una resolución de 100 m en la segmentación de las líneas. Para efecto de esta tesis doctoral, se realizará también un proceso de validación de resultados basado en simulación de Montecarlo y donde OpenDSS también resulta de gran utilidad.
- Consecuentemente se define el número y ubicación de los medidores de VTCD. A partir de una configuración de medidores y junto con los resultados del análisis de cortocircuito, se construyen las matrices de sensado, para cada tipo de falla y por fase. Además, el análisis de sensibilidad del número de condición de las matrices ante cambios de R_f , se realiza para seleccionar el mejor diseño de las matrices de sensado.



- Si se detecta una VTCD, entonces las tensiones residuales registradas por los medidores instalados son dispuestas como información de entrada al EEVTCD- ℓ_1 . Se evalúan en cada fase los umbrales 0,9 y 1,1 pu para hundimientos y elevaciones de tensión respectivamente, identificando aquellas fases sobre las cuales el estimador debe operar.
- A partir de la detección de los hundimientos y elevaciones de tensión, se aplica el algoritmo para la caracterización de los hundimientos de tensión propuesto por (Madrigal and Rocha, 2007). Este algoritmo permite la caracterización del tipo de hundimiento y la respectiva asociación a un tipo de falla. Teniendo en cuenta que todas las medidas de tensión son tomadas en el mismo nivel de tensión, es decir en el primario de los transformadores de distribución, entonces el tipo de hundimiento de tensión determinado corresponde al experimentado en el nivel de media tensión de la red.
- La selección de las matrices de sensado, para dar solución al EEVTCD- ℓ_1 , responde al

tipo de hundimiento de tensión determinado previamente. Consecuentemente, se resuelve el problema ℓ_1 -LS y se obtiene un vector óptimo con característica *dispersa*. Este vector óptimo posibilita el cálculo de las tensiones residuales en todos los nodos sin monitorización, así como en todos los puntos de falla predeterminados.

- Finalmente, se estima el número de hundimientos y elevaciones de tensión aplicando el conjunto de umbrales deseados, que pueden ser generalmente 0,9 pu y 1,1 pu. De forma complementaria, el índice SARFI resulta útil cuando el estimador es aplicado por un periodo de tiempo significativo (semana, mes, trimestre, año), acorde a las necesidades de diagnóstico. De este modo, el SARFI-90, SARFI-10 y SARFI-110 son los índices seleccionados para el diagnóstico de las VTCD en los sistemas de distribución.

4.4 Estimador de estado aplicado en el marco de las REI

La novedosa propuesta algorítmica del EEVTCD- ℓ_1 resulta también aplicable en un entorno de *REI*, de manera que no existen modificaciones en su formulación matemática. Este hecho resulta en una notable ventaja como herramienta de análisis tanto en sistemas de distribución clásicos con operación radial o las nuevas redes que cuentan con diversas fuentes de generación distribuida.

Inicialmente se requiere precisar cuáles son las funciones de operación de *REI* que serán consideradas en los estudios presentados en este trabajo doctoral.

- Existencia de generación distribuida (GD): la GD conlleva a cambios en la función de operación de la red, principalmente en cuanto a los flujos bidireccionales de potencia y los perfiles de tensión en la red. Se requiere un modelamiento de estos nuevos elementos, con el cual se logre un aceptable comportamiento de la respuesta de la GD ante fallas en la red, teniendo en cuenta que su influencia será incorporada en las respectivas matrices de sensado. En esta tesis doctoral se realiza énfasis sobre la GD que incorpora la tecnología de inversores como medio de acople con la red de corriente alterna, por lo cual resulta necesario evaluar el comportamiento de estas tecnologías ante condiciones de falla en la red de distribución. De hecho, sobre este tipo de tecnologías se han realizado estudios y experimentos en los cuales se concluye que los aportes de corriente de falla por parte del inversor son despreciables en comparación con los flujos propios de la subestación del sistema de distribución (Masaud and Mistry, 2017; Chen et al., 2015b; IEEE-Std-1547, 2009). No obstante, es posible incorporar un modelado de este tipo de GD para considerar los efectos que de forma agregada puedan darse por un número significativo de generadores conectados. OpenDSS cuenta con un modelo desarrollado específicamente para este tipo de tecnologías, denominado *Generator Model #7* que emula el comportamiento de una fuente de potencia constante con corriente limitada,

comportamiento aproximado a la naturaleza de un inversor. En la mayoría de trabajos, y en el mismo modelo dispuesto por OpenDSS, se reporta un valor generalizado del 200 % como la contribución máxima de corriente de una GD con inversor ante una condición de falla en la red (Masaud and Mistry, 2017; Keller and Kroposki, 2010; Turcotte and Katiraei, 2009).

- Flujo bidireccional de potencia: incluye el modo de operación mallada o radial con GD. Al igual que el caso anterior, el modelamiento y simulación de la red en OpenDSS permite la caracterización de la red con estas funciones de operación. Asimismo, las matrices de sensado son construidas incorporando la respuesta de la red bajo estas nuevas consideraciones.
- Reconfiguración dinámica: los cambios en la topología de red claramente modifican el estado estable y de falla de un sistema de distribución. Las tecnologías de información en tiempo real son de utilidad en este campo, ya que el conocimiento de la apertura o cierre de reconectores permite la caracterización también en tiempo real de la topología de la red.

Para cada una de estas novedades operativas, se clarifica y contextualiza el funcionamiento del EEVTCD- ℓ_1 propuesto:

- El estimador se adapta a la GD y al mismo flujo bidireccional de potencia debido a que en la construcción de las matrices de sensado se incorpora la respuesta de la red considerando estas novedades. Es decir, el estudio de cortocircuito aplicado a una red con estas características permite la construcción de las matrices de sensado incorporando la información relacionada a los aportes de la GD en cuanto a las niveles de cortocircuito. Adicionalmente es importante aclarar que no se requiere cambios en la teoría de medida ni tampoco se sacrifica la característica *dispersa* del vector de estado, ya que de la misma manera se está considerando fallas de red analizadas individualmente por medio de las medidas sincronizadas disponibles en la red eléctrica. Esto conlleva a concluir que el proceso algorítmico es el mismo presentado en la Figura 15.
- Respecto a la reconfiguración dinámica, se requiere la integración de otros sistemas de información que permitan el conocimiento en tiempo real de la topología de la red. En lo que respecta al estimador, únicamente requiere la información topológica real y actualizada de la red, de modo que pueda ser seleccionada la matriz de sensado acorde a la topología. De forma dinámica y ante un número N_R de reconfiguraciones de la red, el estimador selecciona N_R veces las matrices de sensado respectivas y da solución a la estimación de estado de las VTCD.

5

Ubicación óptima de medidores de VTCD

En este capítulo se presenta la segunda contribución de esta tesis doctoral, que corresponde a un método de ubicación óptima de medidores de VTCD. Como punto de partida, en la sección (5.1) se introduce el concepto de *área probabilística de alcance del medidor* y se evalúan las consideraciones matemáticas en relación con el problema de ubicación óptima de medidores.

El aporte al conocimiento en esta área se materializa en la sección (5.2), formulando un problema matemáticamente tratable mediante la inserción de una regla de observabilidad para el análisis simultáneo de hundimientos y elevaciones de tensión. Es así como resulta un problema de programación lineal entera y binaria, el cual también es propuesto en un entorno de *REI* en la sección (5.3). De manera similar, los aportes resaltados en este capítulo sustentan el cumplimiento del segundo objetivo específico planteado en el trabajo doctoral.

5.1 Área probabilística de alcance del medidor (APAM)

Como punto de partida importante, en (Nasiri and Seifi, 2016) es abordado el problema de monitorización de hundimientos de tensión desde una perspectiva probabilística con base en la resistencia de falla R_f como el parámetro de principal afectación en las tensiones residuales de un sistema de distribución. De forma similar al concepto del área de alcance de un medidor (AAM), el APAM considera un modelamiento de la observabilidad de hundimientos de tensión, pero con la diferencia que es de tipo probabilístico. La formulación del APAM se basa principalmente en dos principios que se presentan a continuación y sobre los cuales se realiza un análisis y discusión.

Tal como se enfatizó en la subsección (3.4), la influencia de la R_f en las características de los hundimientos de tensión se encuentra completamente determinada por medio de las ecuaciones de tensión y corriente que rigen la operación de un sistema eléctrico. Tomando

como ejemplo el sistema ilustrativo de la Figura 8, la Figura 16 presenta el comportamiento de la tensión residual en el nodo $N3$, a medida que la R_f aumenta para un cortocircuito LT en el nodo $N4$.

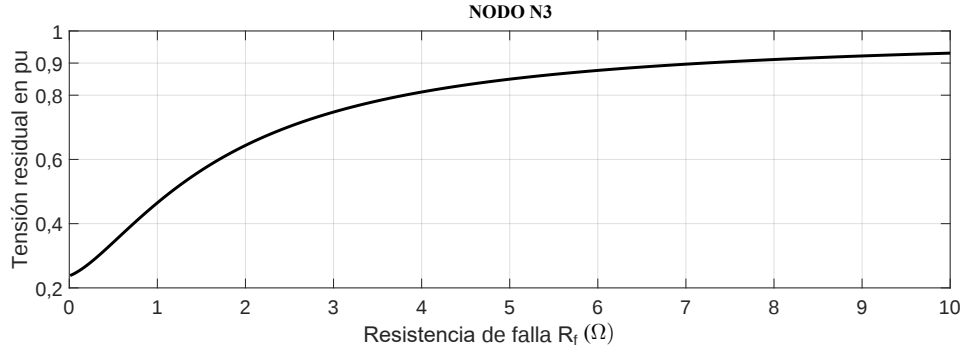


Figura 16.: Influencia de la R_f en el perfil de tensión residual.

Tomando como referencia el valor de 0,9 pu, es posible concluir que existe un valor crítico R_{fc} de la resistencia de falla, donde la ocurrencia de un cortocircuito con valores superiores a esta R_{fc} no originaría un hundimiento de tensión en un determinado nodo de observación. De forma general, esto puede ser expresado según la Ecuación (5.1.1), donde R_f es la resistencia de falla durante una perturbación cualquiera y k_t es el umbral de detección del hundimiento. Para el ejemplo del sistema ilustrativo, ante la ocurrencia de fallas LT en $N4$ y con una R_f superior a 7,25 Ω , valor determinado para R_{fc} , no se experimentarían hundimientos de tensión en el nodo $N3$.

La resistencia crítica puede ser calculada para cada punto de falla predeterminado en la red y también por cada tipo de falla. Estos valores de R_{fc} se representan en una matriz $\mathbf{R}_{FC}$, en donde las filas corresponden a los puntos de falla y las columnas a los nodos donde es posible la instalación de medidores. Tomando como ejemplo el sistema ilustrativo de la Figura 8, la matriz de resistencias críticas para fallas LT se presenta en (5.1.2). En esta matriz, el elemento $\mathbf{R}_{FC}(7, 3) = 7,25 \Omega$ corresponde al valor crítico identificado en la Figura 16. Adicionalmente, por cada tipo de falla también se requiere la construcción de las matrices $\mathbf{R}_{FC}$.

$$\{\exists R_{fc} \in R_f : \min(V_{abc}) = Vu\} \quad (5.1.1)$$

$$\mathbf{R}_{FC} = \begin{matrix} & \begin{matrix} N1 & N2 & N3 & N4 & N5 & N6 & N7 & N8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \\ x_{15} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 \\ 0,55 & 2,55 & 2,55 & 2,55 & 0,55 & 0,55 & 0,55 & 0,55 \\ 0,05 & 4,60 & 4,60 & 4,60 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,05 & 4,90 & 5,65 & 5,65 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,05 & 5,15 & 6,70 & 6,70 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,05 & 5,30 & 7,00 & 7,70 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,05 & 5,50 & 7,25 & 8,75 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 \\ 0,60 & 0,60 & 0,60 & 0,60 & 1,30 & 1,30 & 1,30 & 1,30 \\ 0,60 & 0,60 & 0,60 & 0,60 & 2,10 & 2,10 & 2,10 & 2,10 \\ 0,45 & 0,45 & 0,45 & 0,45 & 2,40 & 3,15 & 3,15 & 3,15 \\ 0,15 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & 2,55 & 4,20 & 4,20 & 4,20 \\ 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 2,70 & 4,70 & 6,25 & 4,70 \\ 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 2,75 & 5,05 & 8,35 & 5,05 \\ 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 2,70 & 4,70 & 4,70 & 6,25 \\ 0,05 & 0,05 & 0,05 & 0,05 & 2,75 & 5,05 & 5,05 & 8,35 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5.1.2)$$

En concreto, este primer principio propuesto por (Nasiri and Seifi, 2016) consiste en la determinación de estas resistencias críticas. El segundo principio se enfoca en evaluar las probabilidades de experimentar un hundimiento de tensión en un nodo de observabilidad determinado (probabilidad en el nodo i cuando se presenta una falla en el punto j), tal como se presenta en la Ecuación (5.1.3). Para esto requiere una caracterización probabilística, generalmente con una distribución normal, de la resistencia de falla en el sistema eléctrico objeto de estudio.

$$P_{ij}^{ohr} = P(\min[V_a, V_b, V_c] \leq k_t) = P(R_f \leq R_{fc}) = \int_0^{R_{fc}} P(R_f) dR_f \quad (5.1.3)$$

En una segunda parte se plantea el problema de optimización para la minimización del número de medidores, a la vez que se garantiza un umbral probabilístico de observabilidad de los hundimientos de tensión ($OPHT_{min}$). Del planteamiento de la optimización hecha en (Nasiri and Seifi, 2016), es importante resaltar que la restricción de observabilidad es de tipo no lineal y puede ser representada según la Ecuación (5.1.4), siendo K_1 y K_2 constantes y x_i la variable de estado que indica la instalación de un medidor.

$$K_1 \sum_{j=1}^{N_{pf}} \left(1 - \prod_{i=1}^N \left(1 - x_i \cdot P_{ij}^{ohr} \right) \right) + K_2 \geq OPHT_{min} \quad (5.1.4)$$

En este punto se propone una discusión sobre estas dos ecuaciones:

Primero, en la Ecuación (5.1.3) se plantea una igualdad entre dos probabilidades: la de

experimentar un hundimiento de tensión y que la resistencia de falla presente en una falla de red sea menor que la R_{fc} . Esta igualdad no es matemáticamente demostrable y por lo tanto conlleva a una imprecisión a la hora de asociar la misma probabilidad de las resistencias de falla a las probabilidades de obtener tensiones residuales inferiores al 0,9 pu. Tomando como ejemplo el sistema ilustrativo, es posible constatar que esta igualdad no se cumple. Para esto se realiza la comparación entre una distribución normal de la resistencia de falla que puede presentarse en el sistema, con una media $\mu = 2 \Omega$ y una desviación estándar $\sigma = 0,5 \Omega$, y la función de densidad de probabilidad (FDP) de la tensión medida en N3, con fallas LT en x_2 . La Figura 17.a corresponde a la FDP para la resistencia de falla, donde se resalta que la probabilidad $P(R_f \leq 2,55 = 0,8643)$ (siendo $2,55 \Omega$ la resistencia crítica para la tensión medida en N3 con fallas en x_2 , según (5.1.2)). A su vez, se realiza un total de 500 simulaciones de fallas LT en x_2 , con valores aleatorios de R_f tomados de su FDP, para finalmente construir la FDP de la tensión residual en N3, presentada en la Figura 17.b. En este punto se determina la probabilidad que la tensión residual sea menor al umbral de 0,9 pu ($P(V_{res} \leq 0,9) = 0,8$). Estos resultados evidencian que las dos probabilidades calculadas no son iguales y por ende se requiere una mejor interpretación del concepto de resistencia crítica de falla desde un enfoque probabilístico, principalmente cuando pretende ser asociada a la detección de los hundimientos de tensión.

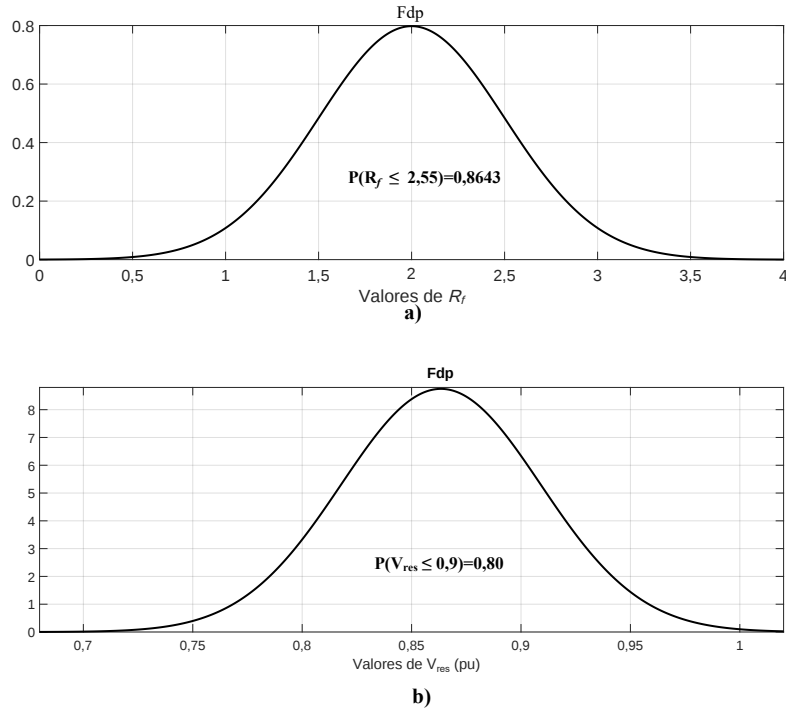


Figura 17.: Funciones de densidad de probabilidad. a) R_f . b) Tensión residual en N3..

Como segundo punto de discusión, la Ecuación (5.1.4) corresponde a la restricción del

problema de optimización propuesto en (Nasiri and Seifi, 2016) y según la formulación en la Ecuación (5.1.3), el índice $OPHT_{min}$ no es de naturaleza coincidente con las probabilidades P_{ij}^{oh} calculadas, ya que estas últimas relacionan las resistencias de falla con la R_{fc} , y $OPHT_{min}$ es un criterio restrictivo en relación con la probabilidad de observabilidad de las tensiones residuales menores o igual al 0,9 pu. Además, la formulación matemática para la minimización del número de medidores plantea una probabilidad condicional de sucesos independientes, de forma que el conjunto óptimo de medidores debe cumplir de forma conjunta con un índice $OPHT_{min}$ para todos los puntos de falla, causando que el resultado sea un número elevado de medidores. Esto implica que un nuevo método puede superar estas limitantes, planteando una nueva formulación del problema de ubicación óptima de medidores con base en el concepto APAM.

5.2 Método propuesto de ubicación óptima de medidores de VTCD

El nuevo método de ubicación óptima de medidores propuesto en esta tesis doctoral se basa en los siguientes tres principios:

1. Se requiere una primera etapa para la construcción de las FDP de las tensiones residuales para cada nodo del sistema. Estas FDP se obtienen aplicando el método de Montecarlo, que para esta aplicación permite el cálculo estadístico de las tensión residual en cierto nodo a partir de un modelado probabilístico de la R_f , similar a como se ejemplificó en la Figura 17.b. Con este procedimiento se determinan las FDP para los N nodos del sistema eléctrico relacionados con los N_{pf} puntos de falla. En el ejemplo ilustrativo, para fallas LT en la fase a , se construyen 120 FDP de tensión, donde a cada nodo le corresponden 15 FDP construidas por simulaciones de Montecarlo que son realizadas sobre los 15 puntos de falla predeterminados de la red. El número total de FDP por cada nodo del sistema eléctrico se calcula según la Ecuación (5.2.1), donde N_{tf} corresponde al número de tipos de fallas y N_{pf} corresponde al número de puntos de falla en los cuales se puede presentar cada tipo de falla.

$$\#FDP_{nodo_j} = N_{tf} \times N_{pf} \quad (5.2.1)$$

2. Para cada FDP determinada previamente se evalúa la probabilidad $P(V_{res} \leq 0,9)$. Esta información se almacena en una matriz $\mathbf{APAM}_{tf}$, que se construye de acuerdo a cada tipo de falla (tf).

Resulta importante considerar que es común encontrar alimentadores monofásicos y bifásicos en los sistemas de distribución, aspecto que debe ser considerado en la construcción de las matrices $\mathbf{APAM}$, ya que se puede llegar a una incorrecta condicionalidad probabilística de la observabilidad de hundimientos de tensión en determinados nodos

de la red. Para resolver este aspecto, esta tesis doctoral propone aplicar la siguiente regla:

- Para un nodo que no cuente con las tres fases porque corresponde a un alimentador monofásico o bifásico, entonces para aquellas fallas que no involucren la fase(s) existente(s) en el nodo de interés se asigna un valor de probabilidad igual a cero, ya que nunca se experimentaría el hundimiento de tensión con un posible medidor instalado en este nodo.

Por ejemplo, si se tiene un nodo N_i con solo la fase a , entonces ante una falla LL -fases bc -, el nodo N_i no experimenta un hundimiento de tensión y por lo tanto su probabilidad de observabilidad de este tipo de perturbación es nula. Al aplicar esta regla se logra garantizar que todas las matrices, y para cada tipo de falla, tengan igual dimensión a pesar de la existencia de asimetrías en los alimentadores, aspecto que resulta relevante para la siguiente etapa de formulación del problema de optimización.

En (5.2.2) se presenta la matriz $\mathbf{APAM}_{LTa}$ para el sistema ilustrativo, construida para fallas LT en la fase a . El elemento $\mathbf{APAM}_{LTa}(2, 3) = 0,80$ corresponde al resultado resaltado en la Figura 17.b. Por lo tanto, una matriz puede ser construida para cada tipo de falla.

$$\mathbf{APAM}_{LTa} = \begin{matrix} & \begin{matrix} N1 & N2 & N3 & N4 & N5 & N6 & N7 & N8 \end{matrix} \\ \begin{matrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \\ x_{15} \end{matrix} & \left[\begin{array}{cccccccc} 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,80 & 0,80 & 0,80 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,99 & 0,99 & 0,99 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,99 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,07 & 0,07 & 0,07 & 0,07 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,63 & 0,63 & 0,63 & 0,63 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,74 & 0,90 & 0,90 & 0,90 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,82 & 0,97 & 0,97 & 0,97 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,88 & 0,99 & 1,00 & 0,99 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,90 & 1,00 & 1,00 & 1,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,89 & 1,00 & 1,00 & 1,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,91 & 1,00 & 1,00 & 1,00 \end{array} \right] \end{matrix} \quad (5.2.2)$$

3. Se plantea la matriz $\mathbf{APAM}_T$ como la suma de todas las matrices individuales calculadas por tipo de falla, tal como se presenta en la Ecuación (5.2.3). Cada matriz individual $\mathbf{APAM}$ es ponderada por la probabilidad de ocurrencia P_{tf} del tipo de falla

respectivo, información que puede ser generalmente caracterizada para la red objeto de estudio cuando se cuentan con registros históricos de ocurrencias de falla. $\mathbf{APAM}_T$ se considera como la matriz de observabilidad general de hundimientos de tensión con un modelado de las incertidumbres en la naturaleza de las fallas de red.

$$\begin{aligned} \mathbf{APAM}_T = & P_{LT_a} \mathbf{APAM}_{LT_a} + P_{LT_b} \mathbf{APAM}_{LT_b} + P_{LT_c} \mathbf{APAM}_{LT_c} \\ & + P_{LL_{ab}} \mathbf{APAM}_{LL_{ab}} + P_{LL_{bc}} \mathbf{APAM}_{LL_{bc}} + P_{LL_{ca}} \mathbf{APAM}_{LL_{ca}} \\ & + P_{LLT_{ab}} \mathbf{APAM}_{LLT_{ab}} + P_{LLT_{bc}} \mathbf{APAM}_{LLT_{bc}} + P_{LLT_{ca}} \mathbf{APAM}_{LLT_{ca}} \\ & P_{LLL} \mathbf{APAM}_{LLL} \end{aligned} \quad (5.2.3)$$

En (5.2.4) se presenta la $\mathbf{APAM}_T$ del sistema ilustrativo de distribución, tomando como probabilidades de ocurrencia de cada tipo de falla: $P_{LT_a} = P_{LT_b} = P_{LT_c} = 0,24$; $P_{LLT_{ab}} = P_{LLT_{bc}} = P_{LLT_{ca}} = 0,06$; $P_{LL_{ab}} = P_{LL_{bc}} = P_{LL_{ca}} = 0,02$; $P_{LLL} = 0,04$. Es importante resaltar que los valores de la matriz mantienen una tendencia similar a los contenidos en las matrices que contemplan las fallas LT, ya que son las que tienen una mayor probabilidad y por ende mayor ponderación.

$$\mathbf{APAM}_T = \begin{matrix} & N1 & N2 & N3 & N4 & N5 & N6 & N7 & N8 \\ \begin{matrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \\ x_{15} \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 & 0,02 \\ 0,00 & 0,82 & 0,82 & 0,82 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,98 & 0,98 & 0,98 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 0,99 & 0,99 & 0,99 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 \\ 0,01 & 0,01 & 0,01 & 0,01 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & 0,15 & 0,15 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,66 & 0,66 & 0,66 & 0,66 & 0,66 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,77 & 0,91 & 0,91 & 0,91 & 0,91 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,82 & 0,97 & 0,97 & 0,97 & 0,97 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,88 & 0,99 & 1,00 & 0,99 & 0,99 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,91 & 1,00 & 0,99 & 0,99 & 0,99 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,89 & 0,99 & 0,99 & 1,00 & 1,00 \\ 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,00 & 0,91 & 1,00 & 1,00 & 1,00 & 1,00 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (5.2.4)$$

- La principal diferenciación con el trabajo de (Nasiri and Seifi, 2016), en términos de la formulación del problema de optimización, parte de la transformación de la $\mathbf{APAM}_T$ en una nueva matriz binaria $\mathbf{APAM}_{Tbin}$ tras aplicar la regla presentada en la Ecuación (5.2.5), para todo nodo i y punto de falla j . El índice $OPHT_{min}$ es el mismo analizado previamente, pero en esta propuesta no se usa como parte de una restricción del pro-

blema de optimización. Este índice $OPHT_{min}$ deseado para un sistema de distribución puede ser formulado de acuerdo con los requerimientos del operador de red. Por ejemplo, para un $OPHT_{min} = 0,95$, la matriz $APAM_{Tbin}$ identifica con un valor binario igual a 1 los nodos con una observabilidad mayor al 95 % de hundimientos de tensión experimentados por fallas en los respectivos puntos de falla predeterminados en la red.

$$\mathbf{APAM}_{Tbin}(j, i) = \begin{cases} 0, & \text{si } \mathbf{APAM}_T(j, i) < OPHT_{min} \\ 1, & \text{si } \mathbf{APAM}_T(j, i) \geq OPHT_{min} \end{cases} \quad (5.2.5)$$

5. El mismo procedimiento presentado hasta el momento para la construcción de la matriz $\mathbf{APAM}_{Tbin}$, la cual toma en cuenta los hundimientos de tensión, se aplica también para encontrar la matriz $\mathbf{APAM}_{Tbin}^e$ que caracteriza la observabilidad probabilística de las elevaciones de tensión producidas ante la ocurrencia de fallas de red, aplicando un índice de observabilidad $OPET_{min}$ predeterminado. Por lo tanto, se aplica el mismo análisis descrito en la etapa 1 para la construcción de las FDP de las tensiones residuales en las fases no falladas y para cada tipo de falla. Para cada FDP determinada se evalúa la probabilidad de experimentar una elevación de tensión: $P(V_{res} \geq 1, 1) = 1 - P(V_{res} < 1, 1)$, información que es consignada en las respectivas matrices. $\mathbf{APAM}_{Tbin}^e$ es construida aplicando las reglas mostradas en la Ecuación (5.2.6).

$$\mathbf{APAM}_{Tbin}^e(j, i) = \begin{cases} 0, & \text{si } \mathbf{APAM}_T^e(j, i) < OPET_{min} \\ 1, & \text{si } \mathbf{APAM}_T^e(j, i) \geq OPET_{min} \end{cases} \quad (5.2.6)$$

6. El siguiente paso consiste en la formulación del nuevo problema de ubicación óptima de medidores de VTCD, el cual es presentado en la Ecuación (5.2.7). Las primeras $2 \cdot N_{pf}$ restricciones aseguran la observabilidad de los hundimientos y elevaciones de tensión, con probabilidades de referencia $OPHT_{min}$ y $OPET_{min}$ respectivamente, que se puedan presentar por cortocircuitos en todos los puntos de falla predeterminados en la red. La restricción $2 \cdot N_{pf} + 1$ corresponde al número mínimo de medidores requeridos según la Ecuación (4.2.2), de acuerdo con la teoría de sensado compresivo y el fundamento de los algoritmos de minimización de la norma- ℓ_1 . Estas restricciones de tipo lineal permiten aprovechar las bondades de la programación lineal entera binaria (PLEB) en la solución del problema de ubicación óptima. De forma específica en esta tesis doctoral, el paquete GAMS/CPLEX se utiliza en la solución del problema de optimización descrito en (5.2.7). De hecho, CPLEX / GAMS es ampliamente aplicado por su robustez en la solución de problemas de PLEB, los cuales en la ubicación óptima de medidores pueden

ser de gran dimensión debido a la alta resolución aplicada en la definición de los puntos de falla en la red.

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i \\ \text{sujeto a } & \begin{cases} \sum_{i=1}^N \mathbf{APAM}_{Tbin}(j, i) \cdot x_i \geq 1 \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \\ \sum_{i=1}^N \mathbf{APAM}_{Tbin}^e(j, i) \cdot x_i \geq 1 \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \\ \sum x_i \geq m \end{cases} \end{aligned} \quad (5.2.7)$$

7. Una característica diferenciadora de esta novedosa formulación del problema de ubicación de medidores de VTCD es que, a diferencia de todos los métodos existentes en la literatura, por un lado da solución a la ubicación óptima de medidores considerando tanto hundimientos como elevaciones de tensión en un mismo problema; por otro lado, considera simultáneamente la observabilidad probabilística de las VTCD y una restricción adicional en relación al número mínimo de medidores requeridos. Estos nuevos elementos en la formulación del problema descrito en (5.2.7) son considerados como una segunda contribución en cuanto a la determinación de una configuración óptima de medidores, ya que se logra incorporar restricciones que potencian la aplicación de otras funcionalidades de evaluación y gestión de la red, como es justamente la estimación de estado de las VTCD. Esta contribución es una mejora notable respecto a otros trabajos, dando solución al problema de ubicación óptima de medidores considerando simultáneamente las implicaciones en la aplicación del EEVTCD- ℓ_1 propuesto en el Capítulo 4.

5.3 Ubicación óptima de medidores de VTCD en un entorno de REI

En el problema de ubicación óptima de medidores de VTCD cuando se cuentan con *REI* se debe considerar que:

1. En el caso de redes de distribución con generación distribuida, con operación radial y/o mallada, y por ende flujos bidireccionales de potencia, es importante precisar que estas novedades operativas no conllevan a la necesidad de una nueva formulación del problema de ubicación óptima de medidores, debido a que el análisis de caracterización de las FDP de las tensiones residuales se basa en un modelo de red que incorpora estas nuevas funciones de la operación.
2. Al considerar la reconfiguración dinámica en la red, surge el reto de encontrar una única configuración óptima para todas las N_R posibles topologías de operación de la red objeto de estudio. De hecho, los cambios topológicos de la red obligan a un análisis individual para cada topología operativa identificada, debido a las diferentes FDP de la tensión residual que son obtenidas cuando cambian las condiciones topológicas de la red. Para

ello, un punto de partida es la consideración que las tecnologías y sistemas de información instalados en la red permiten conocer de manera dinámica las diferentes topologías de operación de la red. Esta información permitiría seleccionar la matriz $\mathbf{APAM}_{Tbin}^{(r)}$ que corresponda a la respectiva topología r identificada. Con esta información y una asignación probabilística P_r a cada topología de operación posible, el nuevo problema de ubicación óptima de medidores de VTCD es propuesto en (5.3.1).

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^N c_i \cdot x_i \\ \text{sujeto a} \quad & \begin{cases} \sum_{r=1}^{N_R} P_r \left(\sum_{i=1}^N \mathbf{APAM}_{Tbin}^{(r)}(j, i) \cdot x_i \right) \geq 1 \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \\ \sum_{r=1}^{N_R} P_r \left(\sum_{i=1}^N \mathbf{APAM}_{Tbin}^{e(r)}(j, i) \cdot x_i \right) \geq 1 \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \\ \sum x_i \geq m \end{cases} \end{aligned} \quad (5.3.1)$$

Esta última formulación complementa los aportes de la tesis doctoral al problema de ubicación óptima de medidores de VTCD, alcanzando un único modelado del problema para su aplicación tanto a redes de distribución radiales como malladas, con incorporación de generación distribuida y a su vez considerando la reconfiguración dinámica.

Estudios en Redes de Distribución

En este capítulo se desarrolla la validación numérica del estimador de VTCD y del método de ubicación óptima de medidores propuestos en esta tesis doctoral, dando respuesta al tercer objetivo específico planteado en esta investigación. En la sección (6.1) se aplica el estimador y el método de ubicación óptima de medidores sobre tres sistemas eléctricos de prueba, todos con operación radial: *IEEE 34-bus*, *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7*.

En una segunda etapa, la sección (6.2) presenta los resultados del sistema de distribución *IEEE 123-bus*, adaptado dentro de un entorno de *REI* para la respectiva validación de los métodos propuestos. Asimismo, se aplica el estimador basado en la técnica SVD para presentar una comparación con todos los resultados del estimador propuesto en esta Tesis Doctoral.

6.1 Estimador de VTCD aplicado en sistemas de distribución con operación radial

El EEVTCD- ℓ_1 propuesto es aplicado sobre tres sistemas de distribución de prueba con el propósito de evaluar su desempeño y precisión en los resultados. Los sistemas *IEEE 34-bus*, *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7* se seleccionan debido a que son sistemas de prueba ampliamente utilizados en la validación del desempeño de nuevos métodos y algoritmos para el análisis de sistemas de distribución (Kersting, 2001; Electric Power Research Institute, 2016). Los tres sistemas de prueba son modelados en el software OpenDSS. El proceso de validación del EEVTCD- ℓ_1 se detalla a continuación.

1. *Etapas de simulación de fallas:* En esta primera etapa se utiliza el método de Montecarlo para generar de forma aleatoria un gran conjunto de fallas a partir de la información estadística de las mismas, desarrollando la simulación en OpenDSS de todas estas fallas generadas aleatoriamente. Los datos estadísticos de falla mostrados en la Tabla 18 son usados para todos los sistemas de distribución de prueba en esta tesis doctoral. Adicio-

nalmente, se considera la inclusión de variaciones probabilísticas de los perfiles de carga, los cuales son modelados también en OpenDSS y descritas en la Tabla 18.

2. *Etapa de aplicación del estimador EEVTCD- ℓ_1* : Para cada falla de red simulada en la etapa 1, se extraen las tensiones residuales correspondientes a todos los nodos y puntos de falla del sistema, almacenando este conjunto de tensiones residuales como las reales en el sistema de distribución. Consecutivamente, se seleccionan las tensiones residuales correspondientes a los nodos con medidor y se usan como entrada en el estimador, para la respectiva estimación de estado de las tensiones residuales en puntos no monitorizados. Estas tensiones residuales estimadas son finalmente evaluadas comparativamente con las tensiones residuales extraídas de OpenDSS que son consideradas reales.
3. *Etapa de validación de resultados*: Los índices SARFI-90 y SARFI-110 son formulados para la evaluación comparativa entre hundimientos y elevaciones de tensión respectivamente, tomando las cantidades estimadas y reales. El error en el SARFI-X es definido en la Ecuación (6.1.1), y puede ser calculado en todos los nodos no medidos y por cada fase. Con el método Montecarlo se determina el valor esperado del SARFI-X, tanto estimado ($SARFI - X_{estimado}$) por medio del EEVTCD- ℓ_1 , como el real ($SARFI - X_{real}$). Adicionalmente, la Ecuación (6.1.2) presenta el índice E_{tr} para determinar el error en las tensiones residuales estimadas en los puntos de falla predeterminados, validando la precisión en la estimación de los perfiles de tensión del sistema en condiciones de falla. Asimismo, es aplicado para todas las fases y puntos de falla.

$$E_{SARFI-X} (\%) = \frac{|SARFI - X_{real} - SARFI - X_{estimado}|}{SARFI - X_{real}} \times 100 \quad (6.1.1)$$

$$E_{tr} (pu) = |V_{j_{real}} - V_{j_{estimado}}|, \quad \forall j \in [1, 2, \dots, N_{pf}] \quad (6.1.2)$$

TABLA 18.: Estadísticas de falla en sistemas de distribución.
Fuente: Adaptado de (Avendaño-Mora and Milanović, 2012a).

Tasa de fallas/año		Probabilidad del tipo de falla	Cargabilidad	
Nodos	Líneas		Factor	Probabilidad
0,08	3,7	LT= 73 %	125 %	12 %
		LLT= 17 %	100 %	60 %
		LL= 6 %	70 %	28 %
		LLL= 4 %	—	—

6.1.1 Resultados en el sistema de distribución IEEE 34-bus. El diagrama unifilar del sistema de distribución es mostrado en la Figura 18. Como primer paso, se aplica una segmentación promedio de 100 m sobre los alimentadores del sistema de distribución, siendo

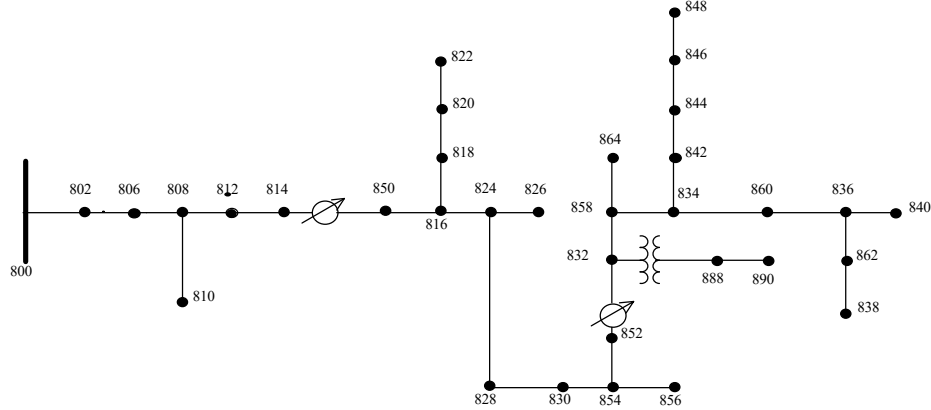


Figura 18.: Diagrama unifilar del sistema de distribución *IEEE 34-bus*.
Fuente: Tomado de (Kersting, 2001).

este el criterio utilizado para determinar los puntos de falla en la red. Por ejemplo, la línea comprendida entre los nodos 808 y 812 tiene una longitud de 11,43 km, por lo cual se establecen 114 segmentos para este tramo de línea. Debido a la existencia de alimentadores monofásicos, el número de puntos de falla es diferente para cada fase. En total se obtienen 230, 207 y 177 puntos de falla para las fases *a*, *b* y *c*, respectivamente.

La Tabla 19 presenta el modelado estadístico de la resistencia de falla y las respectivas simulaciones de Montecarlo a realizar para la evaluación del desempeño del estimador de estado. Se utiliza un FDP tipo normal para modelar el comportamiento de la resistencia de falla (R_f). Los escenarios I, II, III y IV son construidos considerando fallas de red durante un periodo anual, mientras el escenario V es la simulación a gran escala con un periodo de 500 años. Este número total de años se determina de manera que se cumpla con un índice de confianza del 95 % y un error inferior al 2,5 % en los valores esperados del índice SARFI-X (Bukaçi et al., 2016).

TABLA 19.: Datos de las simulaciones de Montecarlo.

Datos	Escenario I	Escenario II	Escenario III	Escenario IV
$R_f (\Omega)$	$\mu = 2$ $\sigma = 1$	$\mu = 25$ $\sigma = 5$	$\mu = 40$ $\sigma = 5$	$\mu = 60$ $\sigma = 10$
Fallas simuladas	N = 1 año			
	114	131	111	131
Escenario V: Simulación de Montecarlo de gran escala				
Probabilidad	0,1	0,65	0,15	0,1
Fallas simuladas	N = 500 años 56410 fallas			
Nivel de confianza y error	$1-\alpha=95\%$ $\varepsilon<1,5\%$			

Ubicación óptima de medidores en el IEEE 34-bus. El método de ubicación óptima de medidores propuesto en el Capítulo 5 es aplicado al sistema de distribución. La Tabla 20 presenta la ubicación de los 8 medidores determinados, luego de construir y dar solución al problema de optimización propuesto en (5.2.7). En la Tabla 20 también se presenta el número mínimo de medidores requeridos acorde al teorema en (4.2.2), el cual es calculado en relación con la fase con el mayor número de puntos de falla. En la determinación de esta configuración óptima de medidores, en específico en la construcción de las matrices PMRA, se utilizó una distribución de la resistencia de falla característica para el sistema, con una media igual a 40Ω y una desviación estándar de 5Ω . Es importante anotar que esta distribución de la resistencia de falla puede ser caracterizada directamente en la red objeto de estudio mediante la información histórica registrada. De no existir una información confiable, es posible asociar una FDP con valores relativamente elevados hasta de 60Ω (Avendaño-Mora and Milanović, 2012b), buscando que la configuración óptima de medidores tenga cobertura sobre fallas con elevada resistencia de falla.

Todos los costos c_i en el problema de optimización son considerados igual a la unidad, de manera que no se priorizan nodos para la instalación de los medidores. Esta configuración óptima de medidores se establece para garantizar un nivel igual o superior al 95 % de observabilidad de las VTCD.

TABLA 20.: Configuración óptima de medidores de VTCD para el sistema IEEE 34-bus.

Número mínimo de medidores	Nodos con medidor
$m \geq (1, 4) \cdot (1) \cdot (1) \cdot \log(230)$ $m \geq 7, 6$	802 – 808 – 850 – 830 – 832 – 834 836 – 890

De forma complementaria, se propone evaluar el criterio $N-1$ con el objetivo de caracterizar la robustez de la observabilidad cuando uno de los medidores instalados no se encuentre disponible. Estos resultados se presentan en la Tabla 21, donde los índices $TOHT_{95\%}$ y $TOET_{95\%}$ cuantifican la tasa observabilidad sobre una base del 95 % para hundimientos y elevaciones de tensión, respectivamente. Esta tasa de observabilidad se calcula según la Ecuación (6.1.3), donde N_{pf-ht}^{obs} y N_{pf-et}^{obs} corresponden al número de puntos de falla observables, para hundimientos y elevaciones de tensión respectivamente, cuando se presenta la contingencia $N-1$. De los resultados se destaca que la mayor reducción de la observabilidad de hundimientos es del 4,25 % para una única contingencia, ya que para todos los demás casos se mantiene la observabilidad predeterminada sobre el sistema. En el caso de las elevaciones de tensión, la mayor reducción de la observabilidad es del 15,71 % para sola una de las contingencias. Este análisis fortalece la toma de decisiones a la hora de implementar una configuración de medidores, evaluando su confiabilidad en la detección de las VTCD incluso ante contingencias.

$$TOHT_{95\%} = \frac{N_{pf-ht}^{obs}}{N_{pf}} \quad (6.1.3)$$

$$TOET_{95\%} = \frac{N_{pf-et}^{obs}}{N_{pf}}$$

De forma complementaria, se formulan los índices $IOHT$ y $IOET$ para cuantificar el desempeño global de la configuración óptima de medidores en la detección de hundimientos y elevaciones de tensión. Estos índices son calculados a partir de los resultados de la simulación de Montecarlo a gran escala. En la Ecuación (6.1.4) se definen estos índices, donde $htob$ es el número de éxitos en la detección de hundimientos de tensión ante las fallas de red ocurridas; $Th tob$ es el número total de fallas que generan hundimientos de tensión y que al menos un usuario experimenta. De forma similar se definen $etob$ y $Tetob$ para el caso de las elevaciones de tensión.

TABLA 21.: Observabilidad de VTCD ante contingencias $N-1$.

$N-1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$
802	100 %	100 %
808	100 %	100 %
850	100 %	100 %
830	100 %	100 %
832	100 %	84,29 %
834	100 %	100 %
836	100 %	100 %
890	95,75 %	100 %

$$IOHT (\%) = \frac{htob}{T_{htob}} \times 100 \quad (6.1.4)$$

$$IOET (\%) = \frac{etob}{T_{etob}} \times 100$$

Implementación y evaluación del EEVTCD- ℓ_1 en el IEEE 34-bus. Una vez establecida la configuración óptima de medidores, se procede a la aplicación del EEVTCD- ℓ_1 . Para ello se requiere la construcción de las matrices de sensado y la determinación del parámetro λ para dar solución a los problemas descritos en (4.2.1) y (4.3.1). Respecto a las matrices de sensado, mediante un análisis de sensibilidad se determina que un valor de $R_f = 5,5 \Omega$, permite obtener las matrices de sensado mejor condicionadas, principalmente para fallas LT y LLT que representan la mayor parte de la fallas experimentadas en los sistemas eléctricos. En este sentido, se considera el conjunto total de fallas de los escenarios I-II-III-IV para determinar el parámetro de regularización λ . A partir de este conjunto de 487 fallas, se construyen los vectores de medida y junto a la matriz de sensado $\mathbf{A}$, se calculan los diferentes valores de λ_{max} , según la Ecuación (4.1.7).

La Figura 19.a presenta la dispersión de estos valores de λ_{max} , de manera tal que se establece el intervalo $(10^{-5}, 13]$ para el análisis de sensibilidad del parámetro de regularización. No obstante, en la Figura 19.b se resalta que para valores de $\lambda > 4$, la solución del vector de estados converge a cero. Además, siguiendo el comportamiento de la función objetivo ante variaciones de λ , se selecciona finalmente un $\lambda = 10^{-5}$ como el parámetro de regularización a utilizar en los problemas (4.2.1) y (4.3.1).

Para dar una idea de la dimensión del problema de estimación a resolver en este caso de estudio, el EEVTCD- ℓ_1 resuelve un sistema subdeterminado de 10 ecuaciones y 230 variables de estado desconocidas, para la fase a .

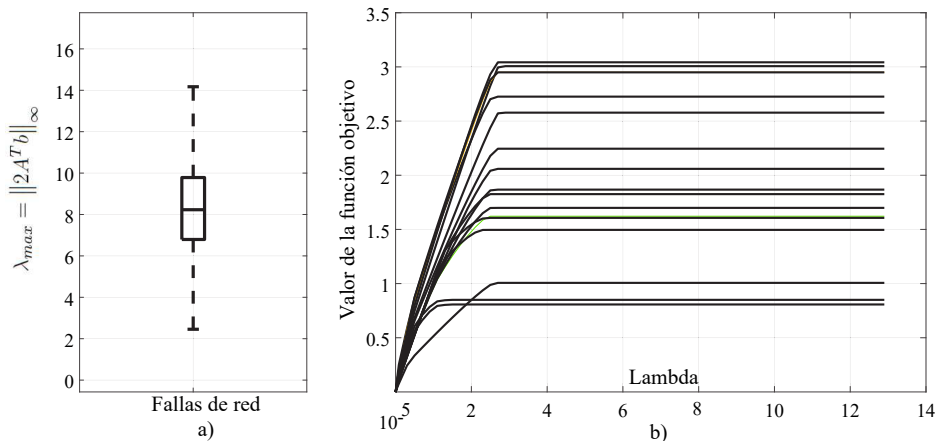


Figura 19.: Selección del parámetro de regularización. a) Valores de λ_{max} . b) Función objetivo contra λ .

Continuando con los resultados, la Tabla 22 presenta el número estimado de hundimientos de tensión, para un umbral de detección igual al 0,9 pu, un error en las medidas del $\pm 0,2\%$ y aplicando los dos estimadores: el EEVTCD- ℓ_1 y el EHT-SVD. Estos resultados son obtenidos para los dos escenarios considerados como extremos, ya que el escenario I presenta valores bajos de R_f y sus resultados demuestran una alta precisión en los dos estimadores. Precisamente, para este escenario se esperaba una alta precisión de los resultados del EHT-SVD, ya que las fallas de red consideradas tienen resistencias de falla muy similares al valor de R_f usado para la construcción de las matrices de sensado, y por ende el caso de validación es muy similar al de entrenamiento.

TABLA 22.: Estimación de hundimientos de tensión para los escenarios I y IV.

Nodo	Número de hundimientos de tensión					
	Escenario I			Escenario IV		
	Real ($a-b-c$)	EEVTCD- ℓ_1 ($a-b-c$)	EHT-SVD ($a-b-c$)	Real ($a-b-c$)	EEVTCD- ℓ_1 ($a-b-c$)	EHT-SVD ($a-b-c$)
800	49-48-46	49-48-46	49-48-45	21-28-18	21-28-18	34-30-32
806	49-48-46	49-48-46	49-48-46	40-37-25	40-37-25	31-39-34
810	- 49 -	- 49 -	- 50 -	- 65 -	- 65 -	- 54 -
812	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-46	58-65-46	52-54-35
814	53-51-47	53-51-47	53-51-47	60-65-46	60-65-46	52-54-35
816	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-46	58-65-46	52-54-35
818	53 - -	53 - -	53 - -	58 - -	58 - -	52 - -
820	53 - -	53 - -	53 - -	58 - -	58 - -	52 - -
822	53 - -	53 - -	53 - -	58 - -	58 - -	52 - -
824	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-46	58-65-46	52-54-35
826	- 51 -	- 51 -	- 51 -	- 65 -	65 - -	54 - -
828	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-46	58-65-46	52-54-35
838	- 51 -	- 51 -	- 51 -	- 65 -	- 65 -	- 54 -
840	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
842	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
844	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
846	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
848	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
852	53-51-47	53-51-47	53-51-47	60-67-46	60-67-46	52-54-35
854	53-51-47	53-51-47	53-51-47	59-65-46	59-65-46	52-54-35
856	- 51 -	- 51 -	- 51 -	- 65 -	65 - -	54 - -
858	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
860	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
862	53-51-47	53-51-47	53-51-47	58-65-45	58-65-45	52-54-35
864	53 - -	53 - -	53 - -	58 - -	58 - -	52 - -
888	53-51-47	53-51-47	53-51-47	59-66-46	59-67-46	52-54-35

Por otra parte, el escenario IV resulta interesante debido a las fallas de red con valores elevados de R_f . Los resultados del EEVTCD- ℓ_1 muestran nuevamente una alta precisión, mientras en los resultados del EHT-SVD se evidencian errores significativos. Por ejemplo, para el nodo 812, fase c , el número real de hundimientos experimentados es 46, mientras el EHT-SVD determina un total de 35 hundimientos, que conlleva a un error del 23,41 % en la estimación. Un comportamiento similar con grandes errores se denota en los demás nodos del sistema de distribución, evidenciando el bajo desempeño del EHT-SVD.

En los escenarios II y III se producen errores inferiores a los presentes en el escenario IV, por lo cual no se detallan en esta sección. No obstante, estos escenarios son utilizados en la simulación de Montecarlo a gran escala para generar fallas de red con una amplio espectro de variabilidad en sus características, principalmente en la R_f .

La Figura 20 presenta los errores en la estimación del índice SARFI-90 para el escenario IV, calculado según la Ecuación (6.1.1) para todos los nodos sin monitorización. La principal observación es que el EEVTCD- ℓ_1 opera con una alta precisión a pesar de los valores elevados de resistencia de falla del escenario evaluado, siendo su máximo error del 1,5 % en el nodo 888, fase b . Esto se convierte en una notable ventaja para la estimación de hundimientos de tensión ya que es común que las fallas en los sistemas de distribución contengan valores elevados de R_f . Por el contrario, los errores del EHT-SVD se incrementan notablemente antes fallas con altos valores de la R_f , alcanzando un error máximo del 77,7 % en la fase c del nodo 800; además, en la gran mayoría de los nodos restantes se alcanzan errores superiores al 10 %.

Un caso adicional de validación se plantea a continuación, donde para el mismo escenario IV se evalúa el comportamiento del error del SARFI-90, pero esta vez considerando un cambio significativo en las tensiones prefalla del sistema de distribución, esto debido a que los reguladores de tensión son ajustados en su posición neutral.

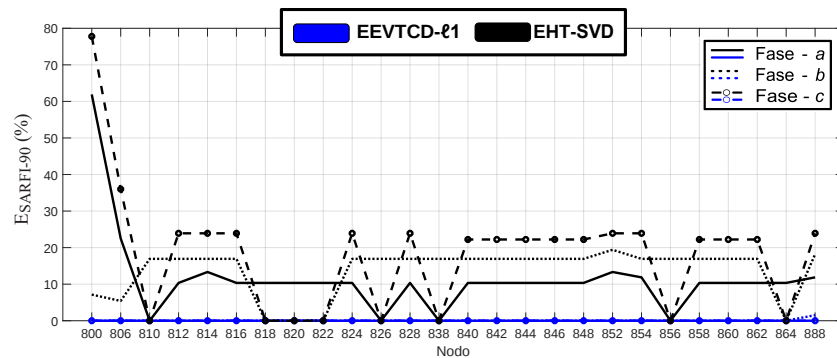


Figura 20.: Error del índice SARFI-90 para el escenario IV.

La Figura 21 presenta los errores, y comparando con los obtenidos en la Figura 20, es posible evidenciar como el EEVTCD- ℓ_1 mantiene su alta precisión en la estimación, mientras

los errores del EHT-SVD se incrementan en algunos nodos como el 800, que alcanza un error del 100 %. También es importante resaltar que el EEVTCD- ℓ_1 presenta un eficiente desempeño a pesar del modelado estático de las matrices de sensado, las cuales fueron obtenidas con los reguladores de tensión en operación.

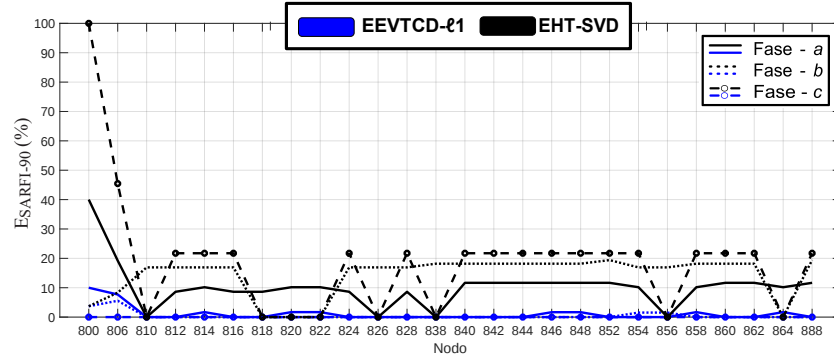


Figura 21.: Error del índice SARFI-90 para el escenario IV, sin regulación de tensión.

En la Tabla 23 se presentan, de forma similar, los resultados de la estimación del número de elevaciones de tensión aplicando el EEVTCD- ℓ_1 . Claramente no se reportan resultados con el EHT-SVD ya que este método no tiene un alcance para este tipo de VTCD, tal como se precisó en la revisión del estado del arte. Los resultados obtenidos ratifican el eficiente desempeño del estimador aplicado a las elevaciones de tensión, siendo éste un aspecto innovador en esta tesis doctoral, dada la no existencia de un único estimador con capacidad de operar simultáneamente con dos tipos de perturbaciones: hundimientos y elevaciones de tensión.

TABLA 23.: Estimación de elevaciones de tensión para los escenarios I y IV.

Nodo	Número de elevaciones de tensión			
	Escenario I		Escenario IV	
	Real ($a-b-c$)	EEVTCD- ℓ_1 ($a-b-c$)	Real ($a-b-c$)	EEVTCD- ℓ_1 ($a-b-c$)
800	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0
806	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0
810	- 0 -	- 0 -	- 0 -	- 0 -
812	0-2-0	0-2-0	0-0-0	0-0-0
814	0-10-0	0-11-0	0-0-0	0-0-0
816	6-18-11	6-18-10	2-9-2	2-10-2
818	6 - -	6 - -	2 - -	2 - -
820	2 - -	1 - -	- 0 -	- 0 -
822	0 - -	0 - -	- 0 -	- 0 -
824	5-17-11	5-17-11	2-6-1	2-6-1
826	- 17 -	- 17 -	- 6 -	- 6 -
828	5-17-12	5-17-12	2-5-1	2-6-1
838	- 48 -	- 49 -	- 28 -	- 28 -
840	46-49-48	46-49-48	25-28-39	25-28-38
842	46-49-48	46-49-48	25-28-39	25-28-39
844	46-48-48	46-49-48	25-28-39	25-28-39
846	46-50-48	46-49-48	25-28-39	25-28-39
848	46-50-48	46-49-48	25-28-39	25-28-39
852	3-24-1	4-24-1	0-4-0	0-4-0
854	3-24-6	3-24-6	0-6-1	0-6-1
856	- 24 -	- 24 -	- 6 -	- 6 -
858	46-50-48	46-50-48	25-29-39	25-29-39
860	46-49-48	46-49-48	25-28-39	25-28-39
862	46-49-48	46-49-48	25-28-39	25-28-38
864	46 - -	46 - -	25 - -	25 - -
888	21-32-26	21-32-25	21-18-24	22-19-27

Sobre el escenario V se concentra el mayor interés, ya que se tiene como objetivo principal evaluar el desempeño del EEVTCD- ℓ_1 aplicando el método de simulación de Montecarlo, donde con una cantidad suficiente de fallas de red es posible reconstruir las FDP de las tensiones residuales y de los índices SARFI-X y así caracterizar sus errores con estadísticos de confianza. Para este escenario se simularon un total de 500 años equivalentes a 56410 fallas de red. Este número de fallas simuladas garantiza un nivel de confianza del 95 % en los valores esperados de las funciones de distribución de probabilidad, y con error inferior al 1,5 %.

Acorde con la Tabla 19, los escenarios I-II-III-IV son asignados de forma aleatoria con probabilidades del 0,1, 0,65, 0,15 y 0,1 respectivamente. Además, tres condiciones de cargabilidad son asignadas aleatoriamente en cada simulación, siendo del 70 %, 100 % y 125 % de la carga

base del sistema de distribución, con probabilidades del 0,28, 0,6 y 0,12, respectivamente. Consecutivamente, se construyen las funciones de densidad de probabilidad para los índices SARFI-90 y SARFI-110, tomando por un lado los valores extraídos de OpenDSS considerados como reales, y por otro los valores estimados usando el EEVTCD- ℓ_1 y el EHT-SVD. Con estas FDP se determinan los valores esperados de los índices SARFI-X y de las tensiones residuales en puntos de falla, para finalmente calcular los errores acorde a las Ecuaciones (6.1.1) y (6.1.2).

La Figura 22.a destaca los errores esperados del índice SARFI-90 para cada nodo o punto de acople común no monitorizado, considerando un error en las mediciones del $\pm 0,2\%$. La figura 22.b presenta los resultados cuando el error en las mediciones se incrementa hasta un $\pm 2\%$. De forma interesante, los resultados del EEVTCD- ℓ_1 se caracterizan por su alta precisión, con errores inferiores al 2% en la cuantificación de los valores esperados del SARFI-90 en los nodos no monitorizados. Los errores significativos del EHT-SVD dan muestra de su bajo rendimiento ante escenarios de falla con alta resistencia, siendo la condición más natural y común en los sistemas de distribución.

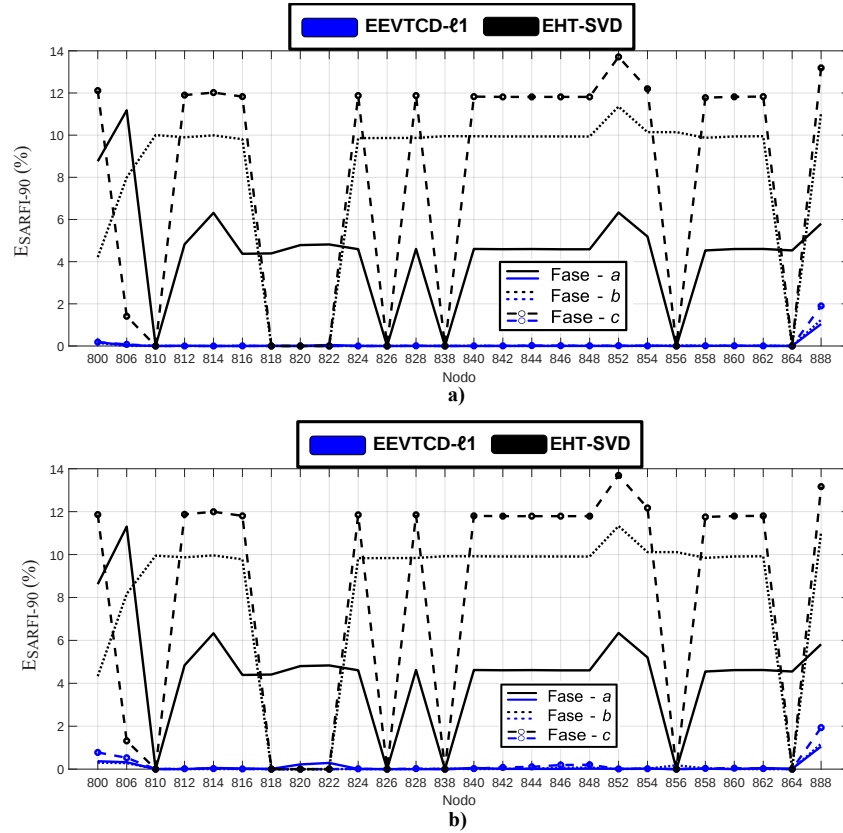


Figura 22.: Error del SARFI-90 para la simulación de Montecarlo del escenario V. a) Medidas con error de hasta el $\pm 0,2\%$. b) E Medidas con error de hasta el $\pm 2\%$.

Una observación adicional es que los errores en las medidas no generan cambios significativos en los valores estimados por ambos métodos, que para el caso del EHT-SVD se debe a que el vector de medidas se construye con valores enteros de hundimientos de tensión experimentados. Para el caso del EEVTCD- ℓ_1 , los errores en las medidas no son influyentes debido a que justamente el tipo el modelado del problema considera el error en las medidas para encontrar el vector óptimo de estado. Los resultados de la estimación del número de elevaciones de tensión por medio del índice SARFI-110 son presentados en la Figura 23. De la misma manera que para los hundimientos de tensión, en general se evidencian bajos errores del EEVTCD- ℓ_1 en la tarea de la estimación de las elevaciones de tensión en los nodos no monitorizados, aunque claramente el nivel de sensibilidad al error en las medidas tiene un mayor impacto en la estimación de las elevaciones de tensión.

La Tabla 24 presenta los principales estadísticos de los errores en la estimación de las VTCD tomando el caso con mayor error en las medidas igual al $\pm 2\%$.

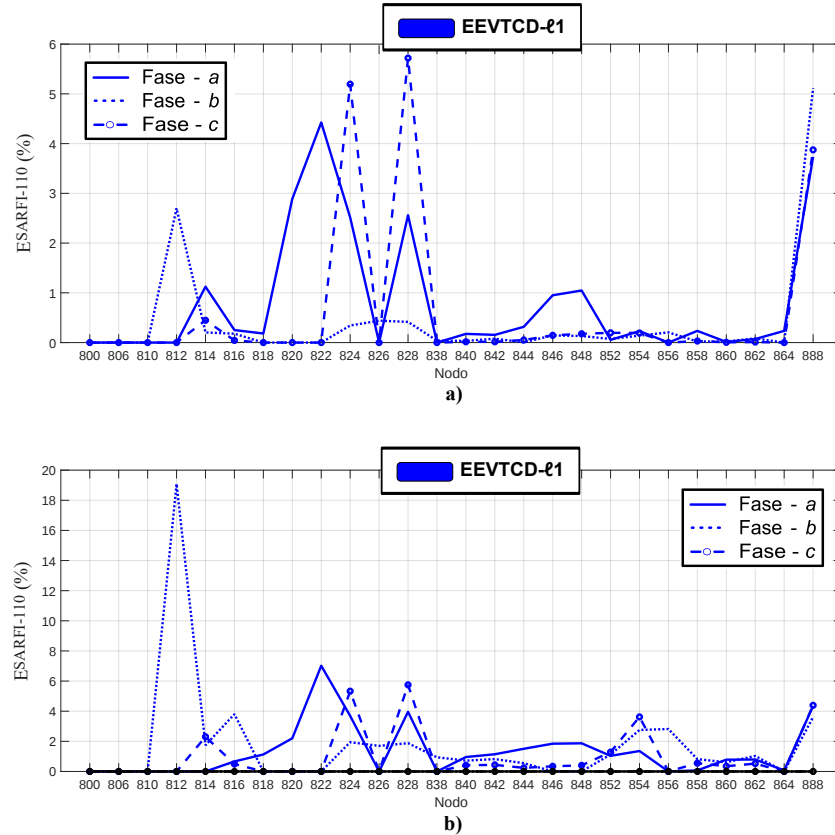


Figura 23.: Error del índice SARFI-110 para la simulación de Montecarlo del escenario V. a) Medidas con error de hasta el $\pm 0,2\%$. b) Medidas con error de hasta el $\pm 2\%$.

El valor promedio (μ), la desviación (σ) y el percentil-95 (P_{95}) de los errores demuestran la capacidad del estimador propuesto en esta tesis doctoral para reconstruir con alta precisión

TABLA 24.: Errores en la estimación de VTCD en el sistema IEEE 34-bus.

Fases	$E_{SARFI-90} \%$						$E_{SARFI-110} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1			EHT-SVD			EEVTCD- ℓ_1		
	μ	σ	P_{95}	μ	σ	P_{95}	μ	σ	P_{95}
F_a	0,119	0,237	0,365	5,34	1,65	8,50	1,56	1,76	4,33
F_b	0,101	0,256	0,299	9,69	1,32	11,0	2,08	3,96	3,79
F_c	0,227	0,473	0,951	11,4	2,58	13,2	1,46	1,93	5,39

los perfiles de tensión bajo falla en puntos no monitorizados. Por el contrario, los errores del EHT-SVD con valores superiores al 10 % dan evidencia de su limitada precisión ante una posible implementación en sistemas reales de distribución.

Por otra parte, se requiere evaluar la capacidad de detección de la configuración óptima de medidores diseñada para este sistema de distribución. Para esto, se toma el mismo escenario V con 56410 fallas y se calculan los índices de observabilidad definidos en la Ecuación (6.1.4). Los resultados son: $IOHT = 100 \%$ y $IOET = 99,86 \%$, valores que validan que la configuración óptima de medidores seleccionada garantiza una observabilidad que puede considerarse muy cercana a la ideal. También es importante resaltar nuevamente que en este escenario de validación se aplicaron cuatro FDP de R_f , mostradas en la Tabla 19, y las cuales no son iguales a la FDP de la R_f usada para la determinación de la configuración de medidores. Esto garantiza que los escenarios evaluados sean diferentes al escenario de entrenamiento.

Consideraciones computacionales de los resultados. Con fines comparativos, también se realiza la estimación de las VTCD en el escenario V pero esta vez usando el algoritmo GPSR para la solución del problema de optimización en 4.2.1. El proceso de ejecución de todos los algoritmos desarrollados e implementados en esta tesis doctoral se da sobre un equipo de cómputo con las siguientes características: Procesador Intel(R) Core(TM) i7-2600 3,4 GHz, RAM 8 GB, 64 bits. En la Tabla 25 se presenta el valor promedio y el percentil-95 de los tiempos empleados por CVX y GPSR en la solución de la estimación de las VTCD para el escenario de Monte Carlo a gran escala. Para los dos casos se obtienen resultados similares en la estimación de las VTCD, pero el algoritmo GPSR tiene tiempos de ejecución más elevados. La razón de ello es que GPSR opera de forma más eficiente cuando las matrices de sensado tienen propiedades como la ortogonalidad y una coherencia mutua cercana a cero, características no presentes en las matrices de sensado construidas en el problema de estimación de VTCD. Esta es la razón principal por la cual se seleccionan los algoritmos de CVX para dar solución a los problemas de estimación propuestos en esta tesis doctoral.

Finalmente, las tensiones residuales estimadas en todos los puntos de falla en el escenario V son validadas usando el índice E_{tr} , propuesto en la Ecuación (6.1.2). La Figura 24 muestra la dispersión del índice E_{tr} para cada fase considerando todos los puntos de falla. En la Figura

TABLA 25.: Tiempos de ejecución en la solución de la estimación de VTCD.

	CVX	GPSR
Tiempo (s)	Promedio: 0,2568 s $P_{95}=0,265$ s	Promedio: 0,2667 s $P_{95}=0,3940$ s

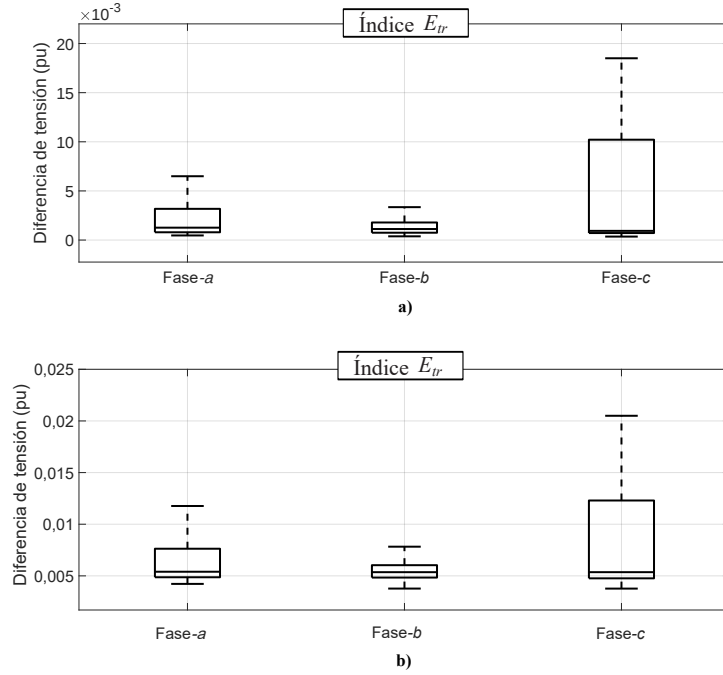


Figura 24.: Diferencias de tensión entre valores reales y estimados con un error máximo en las medidas: a) $\pm 0,2\%$. b) $\pm 2\%$.

24.a se consignan los resultados para un error en las medidas del $\pm 0,2\%$, mientras en la Figura 24.b para un error máximo del $\pm 2\%$. Es de esperarse que en Figura 24.b se reflejen errores un tanto mayores debido a las medidas perturbadas, aunque el valor esperado de estos errores no superan el 1% . Los estadísticos de estos errores esperados se presentan en la Tabla 26. Estos bajos errores dan explicación de la precisión de los resultados en la estimación de los índices SARFI-X, ya que estos últimos son determinados por medio de la reconstrucción de los perfiles de tensión bajo falla. Estos errores obtenidos validan la alta precisión del EEVTCD- ℓ_1 en la estimación de los perfiles de tensión residual en condiciones de falla del sistema de distribución, a pesar del elevado número de puntos de falla definidos para la red.

6.1.2 Resultados en los sistemas de distribución IEEE 123-bus y EPRI-Ckt7. El mismo proceso de validación de resultados del EEVTCD- ℓ_1 es aplicado sobre los dos sistemas de distribución: IEEE 123-bus y EPRI-Ckt7. Una diferencia importante de estos dos sistemas respecto al sistema IEEE 34-bus, es que un hundimiento de tensión puede ser experimentado

TABLA 26.: Errores esperados en la estimación de los perfiles de tensión residual.

Fases	Error en la medidas del $\pm 0,2\%$		Error en la medidas del $\pm 2\%$	
	$\mu(\%)$	$P_{95}(\%)$	$\mu(\%)$	$P_{95}(\%)$
F_a	0,419	2,00	0,834	2,50
F_b	0,181	0,507	0,598	0,989
F_c	0,163	0,046	0,571	0,944

sólo por unos cuantos usuarios finales de energía eléctrica debido a la existencia de múltiples alimentadores y derivaciones en los sistemas de distribución. Es decir, el sistema *IEEE 34-bus* se caracteriza por su alta sensibilidad a los hundimientos de tensión, ya que una falla de red puede generar un hundimiento de tensión impactando gran parte de los usuarios del sistema, mientras las áreas de impacto son significativamente menores y limitadas en los sistemas *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7*.

Tanto para el *IEEE 123-bus* y el *EPRI-Ckt7* se realiza la simulación de Montecarlo con los datos estadísticos presentados en la Tabla 27. El número de puntos de falla definidos obedece a un criterio de segmentación de 100 m, aplicado a cada alimentador de los sistemas de distribución. La Tabla 28 presenta el número de puntos de falla establecidos, así como el número mínimo de medidores a instalar acorde a la cantidad de puntos de falla. Las configuraciones óptimas de los medidores a instalar se determinan aplicando el mismo método propuesto en esta Tesis Doctoral en (5.2), garantizando una observabilidad probabilística de VTCD igual o superior al 95 % para cada red de distribución. La Tabla 29 muestra el comportamiento de la observabilidad de los hundimientos y elevaciones de tensión, cuantificada por los índices $TOHT_{95\%}$ y $TOET_{95\%}$, ante contingencias *N-1*. Para los dos sistemas se observa la robustez de la configuración de medidores en la detección de hundimientos de tensión, ya que ante la no disponibilidad de un medidor, se mantiene una completa observabilidad en la mayoría de los casos. Respecto a la observabilidad de elevaciones de tensión, en el sistema *IEEE 123-bus* se llega a una reducción máxima de la observabilidad del 12,5 %, mientras para el *EPRI-Ckt7* la observabilidad se reduce hasta en un 26,32 %. Sin embargo, en todos los demás casos se mantiene una observabilidad de las elevaciones de tensión superior al 93 %.

Respecto a la estimación de estado y en específico en la aplicación del EEVTCD- ℓ_1 en los dos sistemas de distribución objeto de estudio, el parámetro de regularización seleccionado es igual a $\lambda = 10^{-5}$, valor para el cual la función objetivo del problema de optimización alcanza su valor mínimo. Este valor se determina realizando el mismo análisis de sensibilidad aplicado y detallado para el sistema de distribución *IEEE 34-bus*.

Los resultados reportados a continuación se obtienen considerando un error máximo en las medidas del $\pm 2\%$, esto con el objetivo de evaluar el desempeño del estimador ante la

TABLA 27.: Datos de la simulación de Montecarlo para los sistemas *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7*.

Datos	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Rf (Ω)	$\mu = 1$ $\sigma = 0,2$	$\mu = 5$ $\sigma = 1$	$\mu = 10$ $\sigma = 2$
Probabilidad	0,65	0,25	0,1
Escenario IV: Simulación de Montecarlo de gran escala			
Sistema	IEEE 123-bus	EPRI-Ckt7	
Fallas simuladas	N = 500 años		
	193973 fallas	31976 fallas	
Nivel de confianza y error	$1 - \alpha = 95 \%$ $\varepsilon < 2,5 \%$		

TABLA 28.: Configuración óptima de medidores de los los sistemas *IEEE 123-bus* y *EPRI-Ckt7*.

Sistema de prueba	Puntos de falla	Número mínimo de medidores	Nodos con medidor
IEEE 123-bus	$ph_a=130$	$m \geq 1,4 \cdot (1) \cdot (1) \cdot \log(131)$ $m \geq 6,8$	150–8–28–40–50–57
	$ph_b=113$		56–61–66–79–82–91
	$ph_c=131$		300–450
EPRI-Ckt7	$ph_a=241$	$m \geq 1,4 \cdot (1) \cdot (1) \cdot \log(241)$ $m \geq 7,7$	1–158676–181891
	$ph_b=223$		181894–152566
	$ph_c=234$		181939–181991
			181998–182030
			232292–221728

TABLA 29.: Observabilidad de VTCD ante contingencias $N - 1$.

Fuente: autor.

<i>IEEE 123-bus</i>			<i>EPRI-Ckt7</i>		
$N - 1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$	$N - 1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$
150	100 %	97, 12 %	1	100 %	99, 25 %
8	100 %	87, 05 %	158676	100 %	97, 74 %
28	100 %	97, 12 %	181891	100 %	93, 98 %
40	100 %	93, 53 %	181894	100 %	96, 24 %
50	100 %	99, 28 %	152566	100 %	98, 5 %
57	100 %	98, 56 %	181939	100 %	96, 24 %
56	100 %	95, 68 %	181991	99, 66 %	93, 98 %
61	100 %	95, 68 %	181998	100 %	98, 5 %
66	99, 43 %	94, 96 %	182030	100 %	98, 5 %
79	100 %	99, 28 %	232292	100 %	73, 68 %
82	97, 14 %	100 %	221728	100 %	96, 24 %
91	100 %	95, 68 %			
300	100 %	97, 12 %			
450	100 %	97, 12 %			

presencia de altos contenidos de error en las medidas, considerando que los medidores de los parámetros de calidad corresponden a los de Clase B según lo establecido por la IEC 61000-4-30. Las matrices de sensado del sistema *IEEE 123-bus* se construyen con una $R_f = 1 \Omega$, valor que garantiza el menor número de condición adecuado para estas matrices. Un valor de $R_f = 1 \Omega$ es usado también para la construcción de las matrices de sensado del sistema *EPRI-Ckt7*.

En la Figura 25.a se presenta la dispersión de los errores obtenidos en la estimación del SARFI-90 en nodos sin monitorización, aplicando el EEVTCD- ℓ_1 en el sistema *IEEE 123-bus*. A su vez, la Figura 25.b relaciona los errores con el EHT-SVD. De forma complementaria, la Tabla 30 resalta las estadísticas de estos errores. El índice $E_{SARFI-90}$ se calcula para todos los nodos sin medición, que corresponden a 79, 67 y 77 nodos para la fase a , b y c , respectivamente. Los resultados del índice $E_{SARFI-110}$ son presentados en la Figura 26 y son complementados en la Tabla 31. En el Apéndice B se presenta de forma detallada los valores de los índices $E_{SARFI-90}$ y $E_{SARFI-110}$ para cada nodo y fase del sistema eléctrico. En cuanto al EEVTCD- ℓ_1 , los errores promedio del $E_{SARFI-90}$ están por debajo del 1,5 %. De hecho, el 95 % de los errores calculados no superan un 5 % en la fase a , en la cual se presentan los errores más significativos. En las fases b y c los errores son significativamente menores. Por otro lado, los errores aplicando el EHT-SVD alcanzan valores promedio hasta del 35 % en la estimación de los hundimientos de tensión. La estimación de las elevaciones de tensión se logra con errores esperados hasta del 6,5 %.

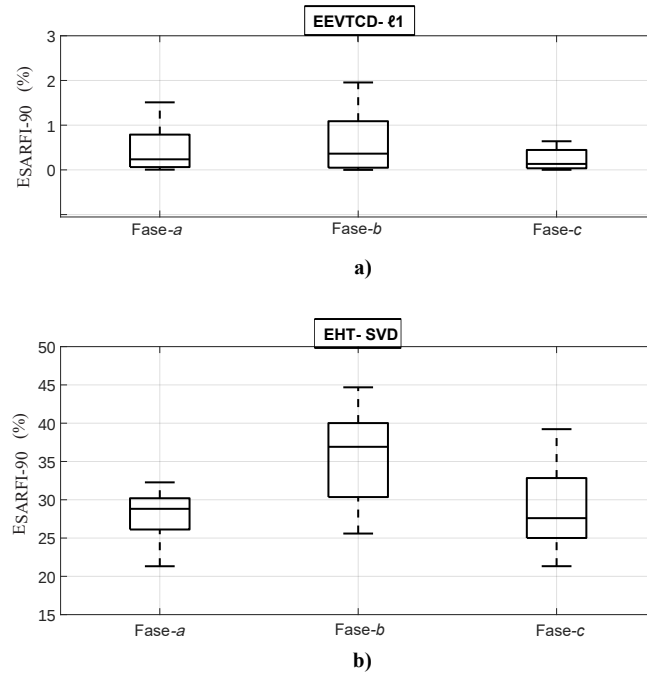


Figura 25.: Errores en el SARFI-90 para el sistema *IEEE 123-bus* utilizando: a) EEVTCD- ℓ_1 , b) EHT-SVD.

TABLA 30.: Errores en el SARFI-90 para el sistema *IEEE 123-bus*.

Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
	μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
F_a	1,374	4,091	4,994	F_a	28,7	9,19	36,67
F_b	0,43	0,492	1,188	F_b	35,5	6,94	43,6
F_c	0,349	0,449	1,601	F_c	29,3	6,11	38,2

De forma similar, los resultados para el sistema *EPRI-Ckt7* se presentan en la Figura 27 y en la Tabla 32. Este sistema de distribución se caracteriza por una baja tasa de ocurrencia de elevaciones de tensión originadas por las fallas de red, ante el bajo acoplamiento magnético entre líneas, por lo cual solo se presentan y analizan los resultados en relación con los hundimientos de tensión. Se resalta la obtención de errores hasta del 33 % en los resultados del EHT-SVD, en contraste con los errores obtenidos con el EEVTCD- ℓ_1 que no superan un error promedio del 1,5 % en las tres fases de la red. La comparación de estos resultados demuestra la robustez del EEVTCD- ℓ_1 y su alta precisión en la estimación de las VTCD. Además, los resultados del EHT-SVD dan nuevamente evidencia de sus limitantes y baja precisión cuando es aplicado a sistemas de distribución con características más diversas y complejas.

Finalmente, la Figura 28 y la Tabla 33 dan evidencia de la precisión del EEVTCD- ℓ_1 en la reconstrucción de la tensiones residuales en todos los puntos de falla, para los dos sistemas

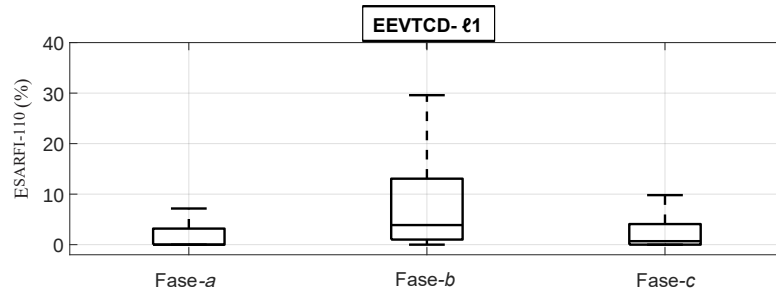


Figura 26.: Errores en el SARFI-110 para el sistema *IEEE 123-bus*.

TABLA 31.: Errores en el SARFI-110 para el sistema *IEEE 123-bus*.

Fases	$E_{SARFI-110} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1		
	μ	σ	P_{95}
F_a	5,535	27,7	13,81
F_b	6,551	10,53	28,95
F_c	2,79	6,325	8,770

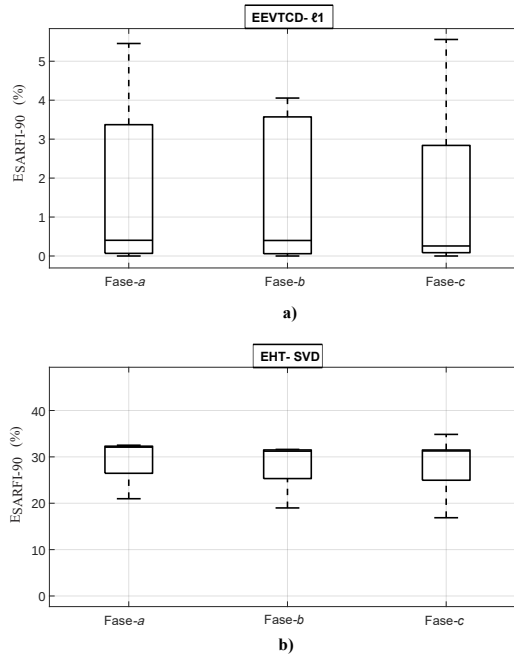
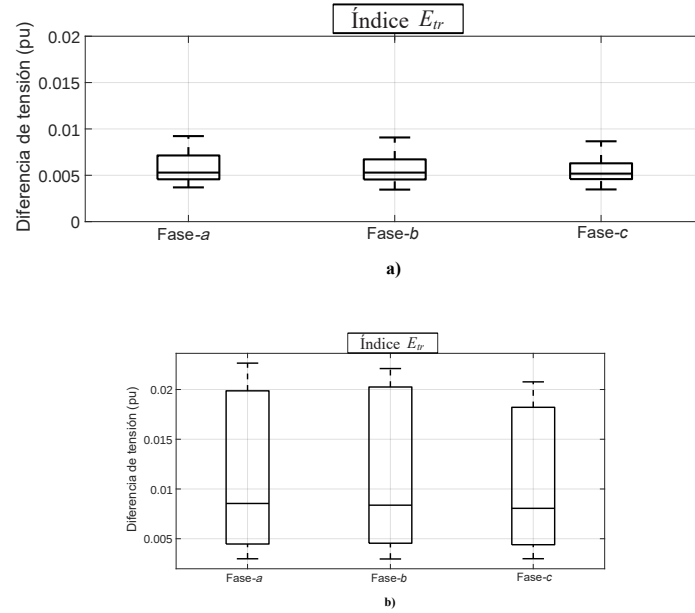


Figura 27.: Errores en el SARFI-90 para el sistema *EPRI-Ckt7* utilizando: a) EEVTCD- ℓ_1 . b) EHT-SVD.

TABLA 32.: Errores en el SARFI-90 para el sistema *EPRI-Ckt7*.

Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
	μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
F_a	1,5	1,9	5,3	F_a	28,9	7,0	32,5
F_b	1,3	1,6	4,0	F_b	27,9	6,9	31,6
F_c	1,2	1,6	4,2	F_c	27,8	6,8	31,7

Figura 28.: Errores en las tensiones residuales estimadas con el EEVTCD- ℓ_1 . a) *IEEE 123-bus*. b) *EPRI-Ckt7*.

de distribución objeto de estudio. En general, los resultados obtenidos en estos dos casos de estudio demuestran el alto desempeño del estimador de VTCD propuesto, el cual se basa fundamentalmente en la estimación eficiente de las perfiles de las tensiones residuales del sistema de distribución bajo condiciones de falla. Para los dos sistemas de distribución se logra la estimación de las tensiones residuales con errores promedio inferiores a un 1,0 %, aproximadamente. La robustez del estimador se soporta en estos resultados, los cuales son producto de escenarios de estudio que han considerado todos los tipos de fallas, la variabilidad de las resistencias de falla, las variaciones de las tensiones prefalla, la operación en condiciones desbalanceadas y la aplicación en redes de distribución de tamaños considerables.

6.1.3 Implicación práctica de los resultados. A continuación se exponen algunas implicaciones prácticas que resaltan el alcance de los resultados presentados en esta Tesis Doctoral.

Respecto al método propuesto de ubicación óptima de medidores es importante resaltar

TABLA 33.: Errores esperados en la estimación de los perfiles de tensión residual con el EEVTCD- ℓ_1 .

Fases	<i>IEEE 123-bus</i>		Fases	<i>EPRI-Ckt7</i>	
	EEVTCD- ℓ_1			EEVTCD- ℓ_1	
	μ (%)	P_{95} (%)		μ (%)	P_{95} (%)
F_a	0,863	2,22	F_a	1,087	2,238
F_b	0,753	0,868	F_b	1,029	2,144
F_c	0,768	1,712	F_c	0,989	2,044

su adaptabilidad en un escenario práctico, mediante el desarrollo de cada una de las etapas presentadas en la sección 5.2. Es importante destacar en este contexto los elementos asociados a su implementación práctica:

- Para la construcción de las matrices PMRA, se requieren dos fuentes de información: una es el modelado del sistema de distribución y la segunda es la información complementaria como el número mínimo de medidores requeridos, el modelado estadístico de las impedancias de falla históricamente caracterizadas en el sistema de distribución y las restricciones de ubicación de medidores por características propias de la red eléctrica. En el contexto de las etapas de análisis, el punto de partida es una simulación de Montecarlo para la construcción de las FDP de los N nodos del sistema eléctrico relacionados con los N_{pf} puntos de falla predeterminados en la red. Ante una implementación práctica en un sistema de distribución, siempre será requerida esta simulación de Montecarlo, por lo cual un requerimiento importante consiste en las plataformas de simulación necesarias para desarrollarla.
- Con el objetivo de garantizar un correcto desempeño de la configuración óptima de medidores, resulta conveniente el modelado estadístico de las impedancias de falla en el sistema de distribución objeto de estudio. Teóricamente puede ser seleccionado unos valores elevados de impedancia de falla que den cobertura sobre un amplio espectro de fallas, pero esto puede conllevar a un exceso en la exigencia de observabilidad de las VTCD y que nunca sea requerida en condiciones reales del sistema de distribución. En este sentido, un conocimiento previo de las impedancias de falla, generalmente de tipo estadístico, resulta de utilidad para un ajuste de la observabilidad probabilística de las VTCD y su consecuente determinación de la configuración óptima de medidores. Adicionalmente, otra limitante que debe ser considerada para la implementación práctica del método de ubicación óptima de medidores corresponde a las capacidades de sincronización de los equipos y la respectiva gestión de las señales eléctricas que son sensadas y almacenadas. De hecho, el éxito en la estimación de las VTCD depende en gran medida de la sincronización de las medidas de las VTCD en los diferentes equipos instalados en el sistema eléctrico.

- Resulta pertinente destacar cómo el modelado del problema ofrece unas importantes ventajas a la hora de la implementación práctica del método. En función de la toma de decisiones convergen: el factor financiero y la calidad de información disponible ante la decisión de inversión en un sistema de monitorización. Una de las ventajas más significativas es que el método propuesto integra todo el conjunto de las VTCD en un único objetivo de observabilidad, lo cual resulta en justificable ante una inversión en un sistema de monitorización de las características descritas en esta tesis doctoral. Adicionalmente, la evaluación de las contingencias N-1 resulta en una información complementaria muy relevante para entender las limitantes reales asociadas a una configuración de medidores que una empresa pretenda instalar.
- Finalmente es importante destacar a partir de los resultados obtenidos, que la cantidad de medidores a instalar, en relación con el número de nodos del sistema eléctrico, corresponde a un 23,5 %, un 11,4 % y un 4,6 % para los sistemas *IEEE 34-bus*, *IEEE 123-bus* y el *EPRI-Ckt7*, respectivamente. En relación con esto, estudios realizados por el CIGRE/CIREN se han enfocado justamente en cuantificar los índices porcentuales de instalación de medidores en los sistemas eléctricos del mundo ([Bollen et al., 2014](#)). En estos estudios se toma un referente de instalación del 10 %, pero como se evidenció en los resultados reportados en esta Tesis Doctoral, este índice debe responder a un análisis particularizado y más riguroso en cada sistema eléctrico con miras hacia una verdadera optimización del desempeño de los sistemas de monitorización a instalar. Gracias a las bondades de este método de ubicación óptima de medidores, es posible determinar el sistema de monitorización que armoniza el factor financiero y una alta exigencia en sus capacidades de detección de las VTCD.

En lo que respecta al estimador de estado de las VTCD propuesto y sus implicaciones prácticas:

- La información requerida para la implementación del estimador de las VTCD proviene directamente del modelado del sistema de distribución, ya que las matrices de sensado requieren ser construidas mediante estudios de cortocircuito sobre el sistema eléctrico. En la puesta en funcionamiento del estimador de las VTCD, sólo se requiere la gestión de la información proveniente del sistema de monitorización, que consiste en las magnitudes de las tensiones de nodo, durante un estado de falla y debidamente sincronizadas. Esto conlleva a una gestión sobre las VTCD detectadas y registradas por el sistema de monitorización, de manera que el acceso a los datos sincronizados sea de alta precisión. De esta manera, cada vez que un conjunto de tensiones ingrese al estimador, se tendrá la estimación de las tensiones residuales en todos los nodos sin medida y en puntos de falla predeterminados en el sistema de distribución. Aquí puede anotarse un requerimiento adicional, que sería la plataforma de gestión de la información de salida del estimador,

que permita cuantificar los índices de calidad de potencia y su integración con otras áreas operativas para la toma de decisiones.

- Las simulaciones de Montecarlo reportadas en la aplicación del estimador de estado de las VTCD no hacen parte de una implementación práctica. El objetivo de las simulaciones de MonteCarlo realizadas en esta Tesis Doctoral es la validación probabilística del eficiente desempeño del estimador, ya que fue posible la cuantificación de los errores esperados en el desempeño del estimador para cada uno de los sistemas eléctricos objeto de estudio. Tal como se mencionó en el ítem anterior, con la debida construcción de las matrices de sensado, el estimador se encuentra en condiciones de recibir como información de entrada las tensiones residuales y generar los respectivos estimados de las variaciones de tensión.
- En el sistema *IEEE 34-bus* se presentaron inicialmente cuatro escenarios de análisis, enmarcados en una ventana de tiempo anual. Este tipo de escenarios corresponde lo que podría ser una ventana de análisis en una aplicación práctica. No obstante, debido a la relevante capacidad del estimador en el análisis individualizado de los eventos o fallas de red, no existen limitantes para que una ventana de análisis pueda ser diaria, semanal, mensual, trimestral, o la que se desee. Esto en realidad depende de las normatividades aplicables a la gestión operativa de los sistemas eléctricos, pero lo destacable es que el estimador se convierte en una herramienta muy versátil para que el operador de red tome la decisión del tipo de análisis que le interese.
- Finalmente, es importante destacar otra de las bondades del estimador en relación con su novedosa capacidad de reconstruir las perfiles de tensión bajo falla, lo que conllevó a que en esta Tesis Doctoral se haya dado un primer paso en la generación de nuevo conocimiento en el área de la localización de fallas de red mediante la aplicación de la teoría de la minimización de la norma- ℓ_1 . Si la aplicación del estimador se orienta hacia un análisis cercano al tiempo real para explotar su novedosa capacidad en la localización de fallas de red, es claro que los requerimientos son aún mayores en el sentido de la comunicación y la misma obtención de las VTCD detectadas por el sistema de monitorización. No obstante, en los resultados reportados en esta tesis se evidenció que el tiempo promedio del estimador para los sistemas de distribución objeto de estudio fue de 0,26 s, tiempo que resulta aceptable ante una implementación real. Además, requiere sólo el uso de medidas de tensión, evitando los errores de las corrientes eléctricas que son significativos debido a los dispositivos de sensado y los propios transductores, factores que en la práctica conllevan a una estimador de VTCD con alta precisión.

6.2 Estimador de VTCD aplicado en un entorno de REI

Un nuevo caso de estudio es el sistema *IEEE 123-bus*, donde se considera la incorporación de fuentes de generación distribuida, con operación radial y también mallada. El dimensionamiento de la generación distribuida y la selección de las topologías de operación son propuestas en un estudio de reconfiguración del sistema eléctrico (Marques et al., 2018). Para esta tesis doctoral, se selecciona un total de tres casos de reconfiguración. La Tabla 34 detalla las características de los tres nuevos escenarios operativos del sistema de distribución, los cuales fueron obtenidos en (Marques et al., 2018) para la minimización de las pérdidas de energía.

Los puntos de interconexión de la generación distribuida y la ubicación de los interruptores se muestran en la Figura 29. Para los tres casos, la generación distribuida está representada por 6 fuentes de generación con acoplamiento a la red por medio de inversores, conectadas a los nodos 23, 47, 65, 76, 89, 108; además todas las fuentes están dimensionadas a un valor de 300 kW. El sistema de distribución es modelado en OpenDSS, donde se resalta que las fuentes de generación distribuida son representadas por el modelo *Generator Model #7*. Las probabilidades asignadas a cada escenario, las cuales indican el estado probable de operación del sistema con las respectivas características descritas en la Tabla 34, son requeridas principalmente para el diseño de la configuración óptima de medidores a instalar, considerando dentro del problema de optimización las diferentes novedades en la operación: operación radial y mallada, flujos bidireccionales de potencia por la GD y la reconfiguración dinámica.

TABLA 34.: Descripción de los escenarios con generación distribuida y reconfiguración.

Escenario / Probabilidad	Generación distribuida	Interruptores abiertos	Interruptores cerrados	Topología
R1 / 0.6	6 fuentes / 300 kW c/u	sw7, sw8	sw1,sw2, sw3, sw4, sw5, sw6	Radial
R2 / 0.3	6 fuentes / 300 kW c/u	sw4	sw1,sw2, sw3, sw5, sw6, sw7, sw8	Radial y mallada
R3 / 0.1	6 fuentes / 300 kW c/u	sw5	sw1,sw2, sw3, sw4, sw6, sw7, sw8	Radial y mallada

6.2.1 IEEE 123-bus con generación distribuida. El escenario R1 es objeto de estudio en esta sección. Este escenario contempla la misma configuración topológica de la red para los estudios presentados en la sección (6.1.2). Lo nuevo en este análisis es la inserción de

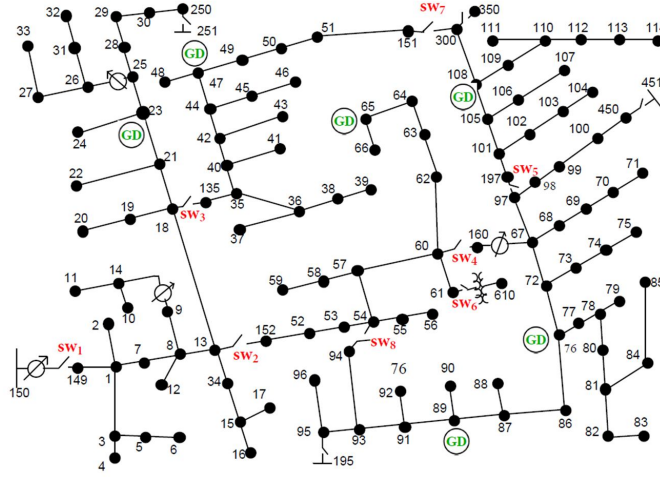


Figura 29.: Sistema *IEEE 123-bus* modificado.
Fuente: Adaptado de (Marques et al., 2018).

fuentes de generación distribuida, y por ende se establecen flujos bidireccionales de potencia sin la aparición de trayectorias malladas en el sistema. Por lo tanto, el objetivo es evaluar el desempeño del $\text{EEVTCD-}\ell_1$ ante la presencia de la generación distribuida. La configuración de medidores se mantiene igual a la calculada en la sección 6.1.2 y presentada en la Tabla 28, es decir, se instalan 14 medidores en los nodos 150, 8, 28, 40, 50, 57, 56, 61, 66, 79, 82, 91, 300, 450. Consecutivamente, en la etapa de aplicación del $\text{EEVTCD-}\ell_1$ se mantiene el mismo parámetro de regularización $\lambda = 10^{-5}$ y el error máximo considerado en las medidas es del $\pm 2\%$. Las matrices de sensado se construyen con una $R_f = 1\ \Omega$, valor que garantiza un número de condición adecuado para estas matrices y considerando por supuesto la generación distribuida en el modelado del sistema.

En la Tabla 35 se presenta de forma comparativa, con el caso base sin generación distribuida evaluado en la sección (6.1.2), la dispersión de los errores obtenidos en la estimación del SARFI-90, aplicando los dos estimadores: el $\text{EEVTCD-}\ell_1$ y EHT-SVD. Asimismo, los resultados del índice $E_{\text{SARFI-110}}$ son presentados en la Tabla 36. Se muestra de manera interesante que al incorporar las fuentes de generación distribuida, los errores se ven incrementados en el EHT-SVD. Por el contrario, el $\text{EEVTCD-}\ell_1$ propuesto en esta tesis doctoral mantiene una alta precisión en este nuevo escenario operativo, con errores promedio del $E_{\text{SARFI-90}}$ y $E_{\text{SARFI-110}}$ que están por debajo del 1% y del 2% respectivamente.

La Tabla 37 sintetiza los errores en los resultados de estimación de las tensiones residuales, tanto en nodos no monitorizados como en los puntos de falla preestablecidos. Nuevamente los bajos valores de los errores obtenidos demuestran el eficiente desempeño del estimador

TABLA 35.: Errores en el SARFI-90 para el sistema *IEEE 123-bus* con GD.

Con generación distribuida

Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
	μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
F_a	0,729	1,794	3,737	F_a	34,81	8,349	41,61
F_b	0,314	0,230	0,796	F_b	40,19	8,302	46,55
F_c	0,628	1,055	2,950	F_c	33,40	6,565	42,55

Sin generación distribuida

Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
	μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
F_a	1,374	4,091	4,994	F_a	28,7	9,19	36,67
F_b	0,43	0,492	1,188	F_b	35,5	6,94	43,6
F_c	0,349	0,449	1,601	F_c	29,3	6,11	38,2

TABLA 36.: Errores en el SARFI-110 para el sistema *IEEE 123-bus* con GD.

Fases	$E_{SARFI-110} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1		
	μ	σ	P_{95}
F_a	0,737	2,029	5,10
F_b	1,952	4,283	5,15
F_c	1,560	3,186	7,30

TABLA 37.: Errores en las tensiones residuales estimadas aplicando el EEVTCD- ℓ_1 con GD.

Fases	<i>IEEE 123-bus</i>	
	EEVTCD- ℓ_1	
	μ (%)	P_{95} (%)
F_a	0,857	1,42
F_b	0,707	0,69
F_c	0,668	0,69

de VTCD propuesto, además de resaltar su aplicabilidad en sistemas de distribución que incorporan la generación distribuida.

6.2.2 IEEE 123-bus con reconfiguración dinámica y generación distribuida. Inicialmente se requiere determinar la configuración óptima de medidores de las VTCD. El reto en este punto consiste en considerar los tres posibles escenarios topológicos de operación del sistema y lograr una única configuración óptima de medidores. También resulta importante resaltar que en los escenarios R2 y R3, el sistema de distribución posee trayectorias malladas debido a la operación de los interruptores mencionados en la Tabla 34. Para ello, la primera etapa es la caracterización de las FDP de las tensiones residuales en los tres escenarios de reconfiguración (R1, R2 y R3) y con GD. Esta información se utiliza para la construcción del problema de optimización propuesto en (5.3.1), cuya solución se da con el solver GAMS/CPLEX. Es importante recordar que en el problema de optimización en (5.3.1) propuesto en esta tesis doctoral, converge por un lado la información de la probabilidad que el sistema opere en una topología predeterminada, y por otro la información consignada en las matrices probabilísticas de observabilidad determinadas para cada una de las posibles topologías de operación.

La configuración óptima de medidores tras resolver el problema de optimización se detalla en la Tabla 38, la cual es calculada para garantizar una observabilidad del 95 % de las VTCD considerando la operación en cualquiera de los tres escenarios topológicos posibles.

TABLA 38.: Configuración óptima de medidores para el sistema *IEEE 123-bus* (Reconfiguración y GD).

Puntos de falla	Número mínimo de medidores	Nodos con medidor
$ph_a=130$	$m \geq 1,4 \cdot (1) \cdot (1) \cdot \log(131)$ $m \geq 6,8$	150–23–28–40–49–151
$ph_b=113$		56–63–66–86–83–89
$ph_c=131$		300–450

Comparativamente con los resultados de la Tabla 28, que corresponde al caso sin generación distribuida ni reconfiguración, en este nuevo caso de análisis se obtiene una configuración

óptima de medidores con el mismo número de equipos pero con una ubicación en puntos diferentes. De forma particular para este caso, se logró mantener el mismo número de medidores necesarios ante la consideración de diferentes topologías operativas.

La Tabla 39 presenta los resultados de los índices $TOHT_{95\%}$ y $TOET_{95\%}$ que cuantifican la reducción de la observabilidad de hundimientos y elevaciones de tensión, sobre una base del 95 %, cuando se presenta la contingencia $N - 1$ en la disponibilidad de medidores, y para cada una de las posibles topologías de operación.

TABLA 39.: Observabilidad de VTCD ante contingencias para el sistema *IEEE 123-bus* (Reconfiguración y GD).

Escenario R1			Escenario R2		
$N - 1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$	$N - 1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$
150	100 %	98,01 %	150	100 %	95,04 %
23	100 %	98,01 %	23	100 %	94,33 %
28	100 %	94,04 %	28	100 %	90,07 %
40	100 %	95,36 %	40	100 %	91,49 %
49	100 %	98,01 %	49	100 %	93,62 %
151	100 %	97,35 %	151	100 %	95,04 %
56	100 %	94,04 %	56	100 %	92,2 %
63	100 %	97,35 %	63	100 %	94,33 %
66	100 %	92,72 %	66	100 %	93,62 %
86	100 %	98,01 %	86	100 %	95,04 %
83	100 %	90,07 %	83	100 %	81,56 %
89	100 %	93,38 %	89	100 %	95,04 %
450	100 %	95,36 %	450	100 %	91,49 %
300	100 %	96,03 %	300	100 %	95,04 %

Escenario R3		
$N - 1$	$TOHT_{95\%}$	$TOET_{95\%}$
150	100 %	94,08 %
23	100 %	93,42 %
28	100 %	90,79 %
40	100 %	90,79 %
49	100 %	94,08 %
151	100 %	94,08 %
56	100 %	93,42 %
63	100 %	93,42 %
66	100 %	93,42 %
86	100 %	94,08 %
83	100 %	88,16 %
89	100 %	94,08 %
450	100 %	92,76 %
300	100 %	94,08 %

De forma interesante, para los hundimientos de tensión se mantiene el 100 de la observabilidad de diseño ante la contingencia $N - 1$. No obstante, en la observabilidad de elevaciones de tensión se alcanza una reducción hasta del 18,44 %, ante la no operación del medidor conectado en el nodo 83 en el escenario topológico R2.

En relación con los demás parámetros utilizados en la solución del problema de estimación de las VTCD, se usa un $\lambda = 10^{-5}$ y un error máximo en las medidas del ± 2 %. Las matrices de sensado para cada uno de los escenarios de reconfiguración se construyen con una $R_f = 1 \Omega$.

En la Tabla 40 se presentan los estadísticos principales de los errores del SARFI-90, aplicando el EEVTCD- ℓ_1 y el EHT-SVD, para cada uno de los escenarios de reconfiguración y considerando la configuración óptima de medidores determinada previamente. Los resultados del caso de reconfiguración R2 se destacan por presentar los errores promedio más elevados. No obstante, para el EEVTCD- ℓ_1 los errores esperados no superan 1,5 %, mientras para el EHT-SVD los errores promedio del SARFI-90 superan el 40 %. Adicionalmente, los resultados del índice $E_{SARFI-110}$ son presentados en la Tabla 41.

TABLA 40.: Errores en el SARFI-90 para el sistema IEEE 123-bus (Reconfiguración y GD).

$R1 \implies$	Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
		EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
		μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
	F_a	0,860	1,647	4,978	F_a	35,81	14,96	45,21
	F_b	0,598	0,926	2,832	F_b	40,28	10,33	58,45
F_c	1,223	1,956	6,267	F_c	34,03	11,19	42,42	
$R2 \implies$	Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
		EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
		μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
	F_a	1,274	2,955	8,551	F_a	40,42	22,39	50,91
	F_b	0,676	1,162	3,586	F_b	43,49	26,23	58,12
F_c	1,968	4,194	12,52	F_c	37,28	26,94	42,92	
$R3 \implies$	Fases	$E_{SARFI-90} \%$			Fases	$E_{SARFI-90} \%$		
		EEVTCD- ℓ_1				EHT-SVD		
		μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
	F_a	0,990	1,747	5,330	F_a	39,47	15,53	52,07
	F_b	0,631	0,745	2,314	F_b	41,43	12,84	58,80
F_c	1,289	2,094	7,284	F_c	35,63	14,33	45,32	

La Tabla 42 sintetiza los errores en los resultados de estimación de las tensiones residuales, tanto en nodos no monitorizados como en los puntos de falla predefinidos. Nuevamente los errores obtenidos demuestran el alto desempeño del estimador de VTCD propuesto, además de resaltar su aplicabilidad en sistemas de distribución que incorporan la generación distribuida.

TABLA 41.: Errores en el SARFI-110 para el sistema *IEEE 123-bus* (Reconfiguración y GD).

Fases	R1			Fases	R2		
	$E_{SARFI-110} \%$				$E_{SARFI-110} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1				EEVTCD- ℓ_1		
	μ	σ	P_{95}		μ	σ	P_{95}
F_a	1,231	3,878	5,070	F_a	0,080	0,393	0,147
F_b	1,585	3,550	4,639	F_b	1,975	2,022	4,099
F_c	3,277	5,72	11,84	F_c	2,902	5,942	15,00

Fases	R3		
	$E_{SARFI-110} \%$		
	EEVTCD- ℓ_1		
	μ	σ	P_{95}
F_a	0,989	2,356	5,908
F_b	1,405	1,796	4,894
F_c	3,442	4,783	12,61

TABLA 42.: Errores en las tensiones residuales estimadas aplicando el EEVTCD- ℓ_1 (Reconfiguración y GD).

Fases	R1		Fases	R2		Fases	R3	
	EEVTCD- ℓ_1			EEVTCD- ℓ_1			EEVTCD- ℓ_1	
	μ (%)	P_{95} (%)		μ (%)	P_{95} (%)		μ (%)	P_{95} (%)
F_a	0,884	1,297	F_a	0,854	1,765	F_a	0,833	1,368
F_b	0,871	0,759	F_b	1,052	0,718	F_b	0,906	0,895
F_c	0,741	0,900	F_c	1,632	1,048	F_c	0,824	1,125

Conclusiones

En esta tesis se han desarrollado dos contribuciones importantes para el análisis y toma de decisiones de los problemas de las VTCD en los sistemas de distribución: un estimador de estado de las VTCD que utiliza la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 y un método de ubicación óptima de medidores, considerando en un mismo problema la naturaleza de las VTCD. En consecuencia, las conclusiones más relevantes del trabajo de investigación son:

- La importancia de abordar el tema de las VTCD se encuentra justificada en las elevadas pérdidas económicas en los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, teniendo en cuenta que en investigaciones rigurosas se ha concluido que las VTCD son responsables de cerca del 50 % de los problemas de la CPE. Los argumentos expuestos alrededor de los impactos de las VTCD sobre los usuarios finales y sobre los mismos sistemas eléctricos, conlleva a concluir sobre la necesidad del desarrollo de nuevas herramientas para el diagnóstico y análisis de este tipo de perturbaciones. Específicamente, estos requerimientos corresponden a la inexistencia de información de los niveles de la calidad de potencia en los puntos de acople común de los usuarios, ya que los sistemas de monitorización instalados en la actualidad son muy limitados. Consecuentemente, no es posible desarrollar estrategias de evaluación, seguimiento y control, ni tampoco la implementación de soluciones de mitigación efectivas ante la falta de información para la toma de decisiones. A su vez, este tipo de necesidades se hacen aún más prioritarias en los nuevos escenarios operativos impulsados por las *REI*, para las cuales se requieren novedosas herramientas de gestión optimizada, prestando interés en los problemas de la CPE.
- Los avances en las tecnologías de monitorización han impulsado las tareas de diagnóstico de los sistemas de distribución en los últimos años, conllevando a la apertura de

nuevos enfoques para dar solución a los problemas clásicamente abordados. Una de las principales conclusiones en este tema es el rol de la sincronización de las medidas con aplicaciones en los sistemas de distribución. De hecho, las contribuciones de esta tesis toman como punto de partida la capacidad de sincronización de los medidores de las VTCD. Las capacidades matemáticas de los métodos propuestos se fortalecen debido al tipo y calidad de la información registrada por medidores con capacidades de sincronización, en lo que respecta a las tensiones residuales experimentadas en la red ante condiciones de falla.

- La revisión del estado del arte destaca las principales limitantes de los métodos de estimación de las VTCD y de ubicación óptima de medidores. En el contexto de análisis de las VTCD, se resalta como las condiciones reales de operación de los sistemas de distribución conllevan que un problema de estimación de estados posea una característica sub-determinada, debido a las limitantes en los sistemas de monitorización. Las simplificaciones de un modelado lineal del problema y la ponderación binaria de los eventos son factores determinantes en los resultados imprecisos del EHT-SVD. Los resultados obtenidos tras las implementaciones realizadas de este estimador ratifican su bajo desempeño y la necesidad de nuevos planteamientos que incorporen un modelado más pertinente según el comportamiento real de las fallas de red en los sistemas de distribución. Por otro lado, los métodos de ubicación óptima de medidores carecen de un análisis riguroso de la influencia de la resistencia de falla en la optimalidad de una configuración de medidores seleccionada. Los resultados obtenidos con la implementación de un método de ubicación óptima de medidores basado en el concepto MRA permitió validar los cambios en la solución óptima del problema como respuesta a las variaciones de la resistencia de falla o el tipo de falla. Por ende, en la selección de una única configuración de medidores, no se garantizan criterios de optimalidad en esta única solución debido a las múltiples configuraciones obtenidas. De forma general, en la revisión realizada se identificaron y validaron las limitantes de los métodos propuestos en la literatura, con el deseo de relacionar cómo las contribuciones de esta tesis doctoral dan solución a este conjunto de limitantes identificadas.
- La propiedades del estimador de VTCD toman ventaja de la teoría de minimización de la norma- ℓ_1 , gracias a un previo análisis de cada uno de los elementos que lo constituyen, contextualizando y argumentando los criterios de diseño del problema de optimización. Específicamente, el vector de medidas se construye aprovechando la sincronización de las medidas e individualmente ante la ocurrencia de una falla, de manera tal que adquiere un rol muy importante en el problema de optimización, ya que maximiza la naturaleza dispersa del vector de estado. Esta se convierte en una de las bases matemáticas más importantes del modelado propuesto para la estimación de las VTCD, ya que la aplica-

bilidad del problema ℓ_1 -LS guarda una coherencia física con la realidad de las VTCD originadas por las fallas de red. Este es quizás uno de los aspectos más diferenciales del estimador propuesto en relación con otros trabajos en el área, en los cuales el modelamiento del problema no garantiza una correspondencia con las características reales de los fenómenos o perturbaciones estudiadas.

- Como respuesta a la estrategia propuesta de diseño del vector de medidas, las matrices de sensado se fundamentan en un análisis de cortocircuito con una alta resolución para la respectiva caracterización de la respuesta de tensión de la red ante la ocurrencia de fallas. La maximización de la dispersión del vector de estado también requiere que las matrices de sensado contengan información de las tensiones en pu y no binarias. A diferencia de cualquier otro método propuesto en la literatura, las matrices de sensado pueden ser construidas con un nivel de resolución muy alto, gracias a las propiedades del problema ℓ_1 -LS seleccionado, ya que se mantiene la característica dispersa del vector de estado y no se incurre en el incremento en los errores de estimación. También se destaca la capacidad del EEVTCD- ℓ_1 para reconstruir los perfiles de tensión de un sistema de distribución ante una condición de falla, evaluando simultáneamente la existencia de hundimientos y elevaciones de tensión en los nodos o puntos de acople común sin monitorización. Además, se llega a conocer los perfiles de tensión residual en las líneas gracias a la metodología de segmentación de la red y a la robustez del estimador para desarrollar la estimación con un nivel de resolución tan alta. De hecho, este último aporte se convierte en un nuevo interés de investigación en el futuro, que consiste en el estudio de una nueva técnica de localización de fallas basada en el análisis único de los perfiles de tensión estimados. La principal ventaja ante la implementación del EEVTCD- ℓ_1 propuesto radica en su adaptabilidad en la estimación de hundimientos y elevaciones de tensión con base en la misma formulación matemática, así como con aplicación en redes radiales o en redes con generación distribuida y reconfiguración dinámica.
- El método propuesto de ubicación óptima de medidores incorpora el concepto probabilístico de alcance de los medidores, tanto para hundimientos como para elevaciones de tensión. En este sentido se logra dar solución a una de las limitantes identificadas en los trabajos previos en el área. No obstante, en la formulación del problema de optimización se aplica un análisis más riguroso en la caracterización de las probabilidades en las tensiones residuales, aspecto abordado de forma incorrecta en uno de los trabajos referentes en el área. Además, se propone un problema de programación lineal que permite la aplicación en sistemas de distribución de gran dimensión e incluso incorporando las funciones de operación de una REI.
- Los casos de estudio fueron evaluados principalmente con los mayores niveles de error en

las medidas, con el fin caracterizar el desempeño del EEVTCD- ℓ_1 propuesto y también realizar el comparativo con los resultados del EHT-SVD. Los bajos errores del EEVTCD- ℓ_1 demuestran su capacidad para reconstruir con alta precisión los perfiles de tensión bajo falla en puntos no monitorizados en sistemas eléctricos con alta y baja sensibilidad a la propagación de las VTCD, características propias de los sistemas de distribución objeto de estudio. Por el contrario, los errores significativos del EHT-SVD dan evidencia de sus limitantes ante una posible implementación en sistemas reales de distribución.

- Los métodos propuestos se consolidan como un producto de interés para empresas de distribución de energía eléctrica, con proyección hacia una importante aplicación para el diagnóstico, caracterización y valoración de las redes eléctricas. Sus resultados están asociados al mejoramiento en la gestión de la red, contribuyendo a una mejor confiabilidad y calidad del servicio prestado.

Trabajos futuros

1. IMPLEMENTACIÓN DEL ESTIMADOR DE VTCD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL: como principal reto se plantea la puesta en marcha de la infraestructura necesaria para la implementación de la monitorización sincronizada, el flujo de información de las medidas de las VTCD y de la información operativa necesaria para caracterizar las topologías de operación de las redes, debido a la reconfiguración dinámica. Además, la caracterización de las fuentes de generación renovable que se encuentren interconectadas a las redes de distribución resulta importante, principalmente en busca de cuantificar el impacto que pueden tener en las condiciones de falla de la red.
2. ANÁLISIS Y DETECCIÓN DE DATOS ERRÓNEOS: una de las capacidades más importantes de los estimadores de estado basados en WLS es la detección de datos erróneos dentro de un conjunto dado de medidas. En la estimación de VTCD basada en la minimización de la norma- ℓ_1 se requiere desarrollar también esta técnica de análisis para un control en la precisión de los resultados de la estimación, ya que el estimador puede resultar altamente sensible al error debido al mal funcionamiento de un medidor y, más aún, debido a la poca cantidad de medidores instalados.
3. INCORPORACIÓN DE LOS NIVELES DE INMUNIDAD DE LOS CLIENTES: El estimador de VTCD propuesto puede ser complementado con la información específica de inmunidad de los clientes, de manera que con los niveles estimados de la calidad de la potencia es posible realizar una evaluación de impacto sobre los equipos de forma específica para los clientes. Este tipo de análisis provee valoraciones más detalladas y particulares, aptas incluso para evaluar si las medidas de mitigación adoptadas son eficientes.

4. FORMULACIÓN DE UN MÓDULO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS A PARTIR DE LOS RESULTADOS DEL ESTIMADOR DE VTCD: uno de los hallazgos secundarios más importantes del estimador propuesto corresponde a la reconstrucción de los perfiles de tensión bajo falla con una alta resolución (100 m), la cual resulta lo suficientemente útil en las tareas de restablecimiento del servicio en los sistemas de distribución. Con esta información se puede llegar a la formulación de estrategias de análisis sobre estos perfiles de tensión y la consecuente localización de fallas, con la gran ventaja que se realizaría la localización utilizando únicamente medidas de tensión.

Proyectos de investigación

Durante la ejecución del trabajo de investigación se llevaron a cabo los siguientes proyectos:

- Proyecto VIE-DIEF: "Estimación de las Variaciones de Tensión de Corta Duración en Sistemas de Distribución en el Marco de las Redes Eléctricas Inteligentes". Vicerrectoría de Investigación y Extensión de la Universidad Industrial de Santander. 2016-2017. Investigadores: Dr. Johann F. Petit Suárez; Ing. Jairo Blanco Solano.
- E. Cabezas Jaimes. "Ubicación Óptima de Monitores de Hundimientos de Tensión en Redes de Distribución de Energía Eléctrica incorporando Restricciones de Localización Relativa de Fallas en la Red ". Universidad Industrial de Santander. Tesis de Maestría (Participación como director del trabajo). 2018.
- Y. Blanco Solano y C. Fuentes Supúlveda. " Método de Estimación de Estado de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica incorporando Unidades de Medición Fasorial (PMU)". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como codirector del trabajo). 2018.
- J. Castro Torres y K. Melo Rojas. "Modelado y Simulación para la Estimación de Estado de las Componentes Armónicas en Sistemas de Distribucion de Energía Eléctrica ". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2016.
- M. Cabrales Pérez. " Modelado y Simulación para la Estimación de Estado de los Hundimientos de Tensión en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2016.
- J. Garrido García y N. Ardila Sánchez. " Método para la Localización de Fallas de Red a partir de la Instalación de Medidores Inteligentes en los Sistemas Eléctricos de Distribución". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2016.

- L. Álvarez Bechara y L. Vesga Romero. "Localización Óptima de Monitores de Calidad de Potencia para la Estimación de Estado de Hundimientos de Tensión en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2016.
- A. Vera Abril y R. Osma Pastrana. "Evaluación de Modelos de Fuente de Generación Fotovoltaica y Eólica para la Estimación de Estado de la Calidad de la Potencia en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2016.
- D. Almeida Arguello y S. Velandia Cáceres. "Localización Óptima de Monitores de Calidad de Potencia para la Estimación de Estado Armónico en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2015.
- D. Pinto Arguello y L. Rivera Pinzón. "Evaluación de Modelos de Carga para la Estimación de Estado de la Calidad de la Potencia en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica". Universidad Industrial de Santander. Tesis de pregrado (Participación como director del trabajo). 2015.

Publicaciones científicas realizadas

Publicaciones en congresos:

- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordóñez Plata, G. *Voltage Sag State Estimation Based on L1-Norm Minimization Methods in Radial Electric Power Distribution Systems*. IX International Symposium On Power Quality, Universidad Industrial de Santander. November. Bucaramanga, Colombia, 2017.
- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordóñez Plata, G. *Optimal placement of voltage sag monitors in smart distribution systems: Impact of the dynamic network reconfiguration*. In 2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), pp. 361–365, 2015.
- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordóñez Plata, G. *Impact of the Dynamic Network Reconfiguration on Optimal Placement of Monitors for Harmonic State Estimation*. VIII International Symposium On Power Quality, Federico Santamaría University. November. Valparaíso, Chile, 2015.
- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordóñez Plata G. *Algorithm for relative location of voltage sags and capacitor switching transients based on Measurements Only*. In 16th

IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power. IEEE Power & Energy Society- University Politehnica of Bucharest, Rumania, 2014.

- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordóñez Plata G. *A New Algorithm for Relative Location of Voltage Sags Based on Voltage Measurements Only*. VII Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica SICEL. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. 2013.

Publicaciones en revistas:

- Blanco-Solano, J., Petit Suárez, J. F., and Ordóñez Plata, G. *Methodology for relative location of voltage sag source using voltage measurements only*. Revista DYNA, Universidad Nacional de Colombia, 94–100, 2015.
- Ortiz-Silva, N., Blanco-Solano, J., Petit Suárez, J. F., and Ordóñez Plata, G. *A new method to characterize power quality disturbances resulting from expulsion and current-limiting fuse operation*. Revista DYNA, Universidad Nacional de Colombia, 177–184, 2015.
- Edinson Cabezas-Jaimes, Blanco-Solano, J., Johann Farith Petit-Suárez, Ordóñez-Plata, G. *Optimal Placement of Voltage Sag Meters in Distribution Networks using Fault Location Constraints*. UIS Ingenierías, 16(2), 253–261, 2017.
- Blanco-Solano, J., Kagan, N., Almeida, C. F. M., Petit-Suárez, J. F., and Ordóñez-Plata, G. *Voltage Sag State Estimation Based on L1-Norm Minimization Methods in Radial Electric Power Distribution Systems*. UIS Ingenierías, 1–7. (Accepted, June-2018).

Bibliografía

- A. Gómez Expósito, A. Conejo, C. C. n. (2009). *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*. CRC Press Taylor and Francis Group.
- Albu, M. M., Sânduleac, M., and Stănescu, C. (2017). Syncretic Use of Smart Meters for Power Quality Monitoring in Emerging Networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(1):485–492.
- Almeida, C.-F. and Kagan, N. (2013). Harmonic State Estimation Through Optimal Monitoring Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(1):467–478.
- Aung, M. T., Milanovic, J. V., and Gupta, C. P. (2004). Propagation of asymmetrical sags and the influence of boundary crossing lines on voltage sag prediction. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(4):1819–1827.
- Avendaño-Mora, M. and Milanović, J. V. (2012a). Generalized formulation of the optimal monitor placement problem for fault location. *Electric Power Systems Research*, 93:120–126.
- Avendaño-Mora, M. and Milanović, J. V. (2012b). Monitor placement for reliable estimation of voltage sags in power networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(2):936–944.
- Baggini, A. (2008). *Handbook of Power Quality*. John Wiley & Sons Ltd, England.
- Baptista, J. E. R., Rodrigues, A. B., and da Silva, M. d. G. (2016). Two Probabilistic Methods for Voltage Sag Estimation in Distribution Systems. In *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, pages 1–7, Genoa.

- Baran, M. E., Jung, J., and McDermott, T. E. (2009). Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. In *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5.
- Blanco, J. (2012). Diseño de una metodología para la valoración de eventos causados por fallas de red e inserción de bancos de condensadores en sistemas de distribución de energía eléctrica. Master's thesis, Universidad Industrial de Santander.
- Blanco, J., Leal, R., Jacome, J., Petit, J. F., Ordonez Plata, G., and Barrera Nunez, V. A. (2011). The influence of transformers, induction motors and fault resistance regarding propagation voltage sags. *Revista Ingeniería e Investigación*, 31(2):139–147.
- Blanco-Solano, J., Kagan, N., Almeida, C. F. M., Petit-Suárez, J., and Ordóñez-Plata, G. (2018). Voltage Sag State Estimation Based on L1-Norm Minimization Methods in Radial Electric Power Distribution Systems. *UIS Ingenierías*, pages 1–7.
- Blanco Solano, J., Petit, J. F., and Ordonez Plata, G. (2015). Optimal placement of voltage sag monitors in smart distribution systems: Impact of the dynamic network reconfiguration. In *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, pages 361–365.
- Bollen, M. (1999). *Understanding Power Quality Problems, Voltage Sags and Interruptions*. Piscataway, NJ: IEEE Press Series on Power Engineering.
- Bollen, M., Castel, R., Friedl, W., Villa, F., Baumann, P., Esteves, J., Larzeni, S., StrÅ¶m, L., Beyer, Y., Faias, S., and Trhulj, J. (2013). Guidelines for good practice on voltage quality monitoring. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pages 1–4.
- Bollen, M. H., Goossens, P., and Robert, A. (2004). Assessment of voltage dips in HV-networks: Deduction of complex voltages from the measured RMS voltages. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(2):783–790.
- Bollen, M. H. J. (2003). Algorithms for characterizing measured three-phase unbalanced voltage dips. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 18(3):937–944.
- Bollen, M. H. J., Milanović, J. V., and Cukalevski, N. (2014). Power quality monitoring. *Renewable Energy and Power Quality Journal-International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, 1(12):1037–1045.
- Bollen, M. H. J., Styvaktakis, E., and Gu, I. Y. H. (2000). Analysis of voltage dips for event identification. In *Power Quality: Monitoring and Solutions , IEE Seminar on*, pages 1–4.

- Boyd, S. and Vandenberghe, L. (2010). *Convex Optimization*. Cambridge University Press.
- Branco, H. M., Oleskovicz, M., Delbem, A. C., Coury, D. V., and Silva, R. P. (2015). Optimized allocation of power quality monitors in transmission systems: A multiobjective approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:156–166.
- Bukaçi, E., Korini, T., Periku, E., Allkja, S., and Sheperi, P. (2016). Number of iterations needed in Monte Carlo Simulation using reliability analysis for tunnel supports. *Journal of Engineering Research and Applications.*, 6(6-3):60–64.
- Candes, E. and Wakin, M. (2008). An Introduction To Compressive Sampling. *IEEE Signal Processing Magazine*, 25(2):21–30.
- Candès, E. J., Eldar, Y. C., Needell, D., and Randall, P. (2011). Compressed sensing with coherent and redundant dictionaries. *Applied and Computational Harmonic Analysis*, 31(1):59–73.
- CEER (2016). 6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply. Technical report.
- Celik, M. K. and Liu, W. H. E. (1999). A practical distribution state calculation algorithm. In *IEEE Power Engineering Society. 1999 Winter Meeting (Cat. No.99CH36233)*, volume 1, pages 442–447 vol.1.
- Chen, K., Wu, W., Zhang, B., and Sun, H. (2015a). Robust restoration decision-making model for distribution networks based on information gap decision theory. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2):587–597.
- Chen, L. P., Xu, W. T., and Cao, K. J. (2014). Optimal placement of voltage sag monitors based on fault location principle. *POWERCON 2014 - 2014 International Conference on Power System Technology: Towards Green, Efficient and Smart Power System, Proceedings*, (Powercon):2069–2074.
- Chen, P.-C., Malbasa, V., Dong, Y., and Kezunovic, M. (2015b). Sensitivity Analysis of Voltage Sag Based Fault Location With Distributed Generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(4):2098–2106.
- Chen, W., Ding, C., Wang, L., and Zhu, X. (2016). Economic Analysis of Voltage Sag Loss and Treatment Based on On-Site Data. In *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2016)*, pages 10–13.
- Chilard, O. and Grenard, S. (2013). Detection of measurements errors with a distribution network state estimation function. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pages 1–4.

- CIGRE/CIRED C4.107, J. W. G. (2011). Economic Framework for Voltage Quality. *CIGRE*, pages 1–151.
- Cisneros-Magana, R. and Medina, A. (2013). Time domain transient state estimation using singular value decomposition poincare map and extrapolation to the limit cycle. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53:810 – 817.
- Cruz, I. B. N. C., Lavega, A. P., and Orillaza, J. R. C. (2016). Overview of Methods for Voltage Sag Performance Estimation. In *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on*, pages 508–512, Belo Horizonte, Brazil.
- CVX Research, I. (2013). CVX: Matlab software for disciplined convex programming.
- Damavandi, M. G., Member, S., and Krishnamurthy, V. (2015). Active Distribution Systems. 6(4):1–11.
- D’Antona, G., Muscas, C., Pegoraro, P., and Sulis, S. (2011). Harmonic source estimation in distribution systems. *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, 60(10):3351–3359.
- Deng, Y., He, Y., and Zhang, B. (2002). A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 17(4):1057–1062.
- Di, F. and Lijun, T. (2015). Voltage Sag State Estimation Based on Hybrid Particle Swarm Optimization Algorithm. In *2015 IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, pages 1735–1740.
- Didden, M., De Jaeger, E., D’haeseleer, W., and Belmans, R. (2005). How to connect a voltage sag-measuring device: Phase to phase or phase to neutral? *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2 I):1174–1181.
- Dugan, R. C. and McDermott, T. E. (2011). An open source platform for collaborating on smart grid research. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, (Ivvc):1–7.
- Dzafic, I., Gilles, M., Jabr, R. A., Pal, B. C., and Henselmeyer, S. (2013). Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4839–4848.
- Edinson Cabezas-Jaimes, Jairo Blanco-Solano, Johann Farith Petit-Suárez, G. O.-P. (2017). Optimal Placement of Voltage Sag Meters in Distribution Networks using Fault Location Constraints. *UIS Ingenierías*, 16(2):253–261.

- Eldery, M. A., Member, S., El-saadany, E. F., Member, S., Salama, M. M. a., and Vannelli, A. (2006). A novel power quality monitoring allocation algorithm. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(2):768–777.
- Electric Power Research Institute (2016). EPRI Test Circuits.
- EPRI (2003). Voltage Sag Prediction Model Using Distribution Power Quality Phase II Data. Technical report, Palo Alto, CA.
- Escamilla, A. C. (2015). *Modelling Non-linear and Distributed Elements in Transient State Estimation*. PhD thesis, University of Canterbury, New Zealand.
- Espinosa-juárez, E. and Hernández, A. (2007). A Method for Voltage Sag State Estimation in Power Systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 22(4):2517–2526.
- Espinosa-Juarez, E., Hernandez, A., Olguin, G., Branco, H. M. G. C., Oleskovicz, M., Delbem, A. C. B., Coury, D. V., and Silva, R. P. M. (2015). An Approach Based on Analytical Expressions for Optimal Location of Voltage Sags Monitors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(4):156–166.
- Espinosa-Juárez, E., Lucio, J., and Hernández, A. (2009). Analysis of distributed generation impact on the optimal location of voltage sag monitors by applying genetic algorithms. *CERMA 2009 - Electronics Robotics and Automotive Mechanics Conference*, pages 107–112.
- Farebrother, R. W. (2013). *L1-Norm and Linf-Norm Estimation*. Springer.
- Farzanehrafat, A. (2014). *Power Quality State Estimation*. Ph.d dissertation, University of Canterbury.
- Farzanehrafat, A. and Watson, N. (2013). Power quality state estimator for smart distribution grids. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(3):2183–2191.
- Figueiredo, M., Nowak, R., and Wright, S. J. (2007). Gradient projection for sparse reconstruction: application to compressed sensing and other inverse problems. *IEEE JOURNAL OF SELECTED TOPICS IN SIGNAL PROCESSING*, vol(4):586–597.
- Fu, H., Ng, M. K., Nikolova, M., Barlow, J., and Ching, W.-k. (2005). Fast Algorithms for l1 Norm / Mixed l1 and l2 Norms for Image Restoration. pages 843–851.
- Ghosh, A. K., Lubkeman, D. L., Downey, M. J., and Jones, R. H. (1997). Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1):45–51.

- Grant, M. C. and Boyd, S. P. (2017). The CVX Users ' Guide. Technical report.
- Hernández, A., Espinosa-juárez, E., and Castro, R. M. D. (2013). SVD Applied to Voltage Sag State Estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(2):866–874.
- Ibrahim, A. A., Mohamed, A., Shareef, H., and Ghoshal, S. P. (2012). Optimization Methods for Optimal Power Quality Monitor Placement in Power Systems: A Performance Comparison. *Przeglad Elektrotechniczny*, 88(9a):272–276.
- ICONTEC (2008). NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. (571):60.
- IEC 61000 (2008). IEC 61000-4-30 Testing and measurement techniques:Power quality measurement methods. page 134.
- IEEE Standard 1564 (2014). *IEEE Guide for Voltage Sag Indices IEEE*.
- IEEE-Std-1159 (2009). Ieee recommended practice for monitoring electric power quality. pages c1–81.
- IEEE-Std-1547 (2009). Ieee standard for interconnecting distributed resources with electric power system. ieee standard 1547.2.
- J. Blanco R. Leal, J. J. J. P. G. O. and Barrera, V. (2011). The influence of transformers, induction motors and fault resistance regarding propagation voltage sags. *Revista Ingeniería e Investigación*, 31(2):139–147.
- J. Boás Leite and Mantovani, J. R. S. (2016). Distribution system state estimation using the hamiltonian cycle theory. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1):366–375.
- Jamali, S., Bahmanyar, A., and Bompard, E. (2017). Fault location method for distribution networks using smart meters. *Measurement*, 102:150–157.
- Kabalci, Y. (2016). A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57:302–318.
- Kanao, N., Yamashita, M., Yanagida, H., Mizukami, M., Hayashi, Y., and Matsuki, J. (2005). Power system harmonic analysis using state-estimation method for japanese field data. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 20(2):970–977.
- Katic, N., Fei, L., Svenda, G., and Yongji, Z. (2013). Field testing of distribution state estimator. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, pages 1–4.

- Kazemi, A., Mohamed, A., Shareef, H., and Zayandehroodi, H. (2013). Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow's Cp. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 53:564–575.
- K.C.Yu, K. (2005). *Harmonic State Estimation and Transient State Estimation*. PhD thesis, University of Canterbury, New Zealand.
- Keller, J. and Kroposki, B. (2010). Understanding Fault Characteristics of Inverter-Based Distributed Energy Resources. (January).
- Kempner, T. R., Oleskovicz, M., and Santos, A. Q. (2014). Optimal allocation of monitors by analyzing the vulnerability area against voltage sags. In *Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2014 IEEE 16th International Conference on*, pages 536–540.
- Kersting, W. H. (2001). Radial distribution test feeders. *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2(WINTER MEETING):908–912.
- Kersting, W. H. (2002). *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Press.
- Khairalla, M., Abdrabou, A. M., Dahir, A., and Gaouda, A. M. (2015). Fault Location Based on Smart Meters Time Synchronized Measurements. In *Smart Grid and Renewable Energy (SGRE), 2015 First Workshop on*, pages 1–6.
- Kim, S.-J., Koh, K., Lustig, M., Boyd, S., and Gorinevsky, D. (2007). An Interior-Point Method for Large-Scale L1-Regularized Least Squares. *IEEE Journal of Selected Topics in Signal Processing*, 1(4):606–617.
- Li, H. (2011). An improved state estimator in distribution systems. In *2011 IEEE International Conference on Computer Science and Automation Engineering*, volume 3, pages 30–34.
- Li, W., Mi, B., Huang, C., and Xiong, X. (2013). Distribution network state estimation based on node voltage of variable weights. In *2013 5th International Conference on Modelling, Identification and Control (ICMIC)*, pages 163–167.
- Liao, Y. (2009). Fault location observability analysis and optimal meter placement based on voltage measurements. *Electric Power Systems Research*, 79(7):1062–1068.
- Lu, C. N., Teng, J. H., and Liu, W. H. E. (1995). Distribution system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1):229–240.

- Lubkeman, D. L., Zhang, J., Ghosh, A. K., and Jones, R. H. (2000). Field results for a distribution circuit state estimator implementation. In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, volume 1, pages 102 vol. 1–.
- Lucio, J., Espinosa-Juaárez, E., and Hernaández, a. (2011). Voltage sag state estimation in power systems by applying genetic algorithms. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 5(2):223.
- Madrigal, M. and Rocha, B. H. (2007). A Contribution for Characterizing Measured Three-Phase Unbalanced Voltage Sags Algorithm. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, 22(3):1885–1890.
- Madtharad, C., Premrudeepreechacharn, S., Watson, N. R., and Saeng-Udom, R. (2005). An optimal measurement placement method for power system harmonic state estimation. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(2):1514–1521.
- Majidi, M., Arabali, A., Member, S., and Member, L. S. (2015). Fault Location in Distribution Networks by Compressive Sensing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(4):1761–1769.
- Majidi, M., Etezadi-Amoli, M., H. Livani, and Fadali, M. (2016). Distribution systems state estimation using sparsified voltage profile. *Electric Power Systems Research*, 136:69–78.
- Majidi, M., Livani, H., and Etezadi-Amoli, M. (2017a). Distribution system state estimation using compressive sensing. *Electrical Power and Energy Systems*, 88:175–186.
- Majidi, M., Member, S., Etezadi-amoli, M., Member, L. S., Fadali, M. S., and Member, S. (2017b). A Sparse-Data-Driven Approach for Fault Location in Transmission Networks. *IEEE Transactions on smart grid*, 8(2):1–9.
- Mak, S. T. and Farah, N. (2012). Synchronizing SCADA and Smart Meters operation for advanced smart distribution grid applications. In *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT 2012*, pages 1–7.
- Marques, R. C., Eichkoff, H. S., and Mello, A. P. C. D. (2018). Analysis of the Distribution Network Reconfiguration using the OpenDSS ® Software. In *Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, pages 1–6. IEEE.
- Masaud, T. M. and Mistry, R. D. (2017). Fault current contribution of Renewable Distributed Generation: An overview and key issues. *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2016*, pages 229–234.
- Melo, M. O. B. C. and Cavalcanti, G. (2012). Evaluation of the impacts of electric power quality costs in industrial production: Case studies in Northeast Brazil. In *2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pages 470–475.

- Mora, J. M. A. (2012). *Monitor Placement for Estimation of Voltage Sags in Power Systems*. Ph.d dissertation, University of Manchester.
- Muscas, C., Pau, M., Pegoraro, P. A., and Sulis, S. (2015). An efficient method to include equality constraints in branch current distribution system state estimation. *EURASIP Journal on Advances in Signal Processing*, 2015(1):17.
- Naka, S., Genji, T., Yura, T., and Fukuyama, Y. (2003). A hybrid particle swarm optimization for distribution state estimation. In *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, volume 2.
- Nasiri, S. and Seifi, H. (2016). Robust probabilistic optimal voltage sag monitoring in presence of uncertainties. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(16):4240–4248.
- Nemirovski, A. (2004). Interior Point Polynomial Time Methods in Convex Programming. *Spring*, 42(16):3215–3224.
- NTC-5000 (2011). Norma Técnica Colombiana 5000: Calidad de la potencia eléctrica (CPE), Definiciones y términos fundamentales, Actualización 2011.
- Olguin, G., Aedo, M., Arias, M., and Ortiz, A. (2005). A Monte Carlo simulation approach to the method of fault positions for stochastic assessment of voltage dips (sags). *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2005:1–6.
- Olguin, G. and Bollen, M. (2003). Optimal dips monitoring program for characterization of transmission system. In *Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE*, volume 4, pages –2490 Vol. 4.
- Olguin, G., Vuinovich, F., and Bollen, M. H. J. (2006). An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1):378–384.
- Patne, N. R. and Thakre, K. L. (2010). Effect of transformer on stochastic estimation of voltage sag due to faults in the power system: A PSCAD/EMTDC simulation. *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, 18(1):43–58.
- Pau, M., Pegoraro, P. A., and Sulis, S. (2013). Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 62(9):2419–2429.
- Pau, M., Pegoraro, P. A., and Sulis, S. (2015). Performance of three-phase wls distribution system state estimation approaches. In *2015 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, pages 138–143.

- Primadianto, A., Lin, W. T., Huang, D., and Lu, C.-N. (2015). Requirements of State Estimation in Smart Distribution Grid. In *23rd International Conference on Electricity Distribution*, number June, pages 15–18.
- Primadianto, A. and Lu, C.-N. (2016). A Review on Distribution System State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5):1–1.
- Ramirez, C., Kreinovich, V., and Arguez, M. (2013). Why L1 is a Good Approximation to L0: A Geometric Explanation. *Journal of Uncertain Systems*, 7:1–5.
- Rao, R. S., Ravindra, K., Satish, K., and Narasimham, S. V. L. (2012). Power Loss Minimization in Distribution System Using Network Reconfiguration in the Presence of Distributed Generation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1):1–9.
- Rönnerberg, S. and Bollen, M. (2016). Power quality issues in the electric power system of the future. *The Electricity Journal*, 29(10):49–61.
- Roytelman, I. and Shahidehpour, S. M. (1993). State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 8(4):2009–2015.
- Salim, F., Nor, K. M., Said, D. M., and Rahman, A. A. A. (2014). Voltage sags cost estimation for Malaysian industries. In *IEEE International Conference on Power and Energy, PECon*, pages 41–46.
- Sarri, S., Paolone, M., Cherkaoui, R., Borghetti, A., Napolitano, F., and Nucci, C. A. (2012). State estimation of active distribution networks: Comparison between wls and iterated kalman-filter algorithm integrating pmus. In *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, pages 1–8.
- Savner, J. S. and Das, D. (2007). Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4):2473–2480.
- Scheweppe, F. C. and Wildes, J. (1970). Power system static-state estimation, part i: Exact model. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-89(1):120–125.
- Sejeso, M. M. (2016). *An L1-norm Solution of Under-determined Linear Algebraic Systems Using a Hybrid Method*. Master thesis, University of the Witwatersrand, Johannesburg, South Africa.
- Simendic, Z. J., Vladimir, C., and Svenda, G. S. (2005). In-field verification of the real-time distribution state estimation. In *CIREN 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, pages 1–4.

- Singh, R., Pal, B., and Jabr, R. (2010). Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(1):50.
- Stastny, L., Franek, L., and Bradac, Z. (2015). Time synchronized low-voltage measurements for smart grids. *Procedia Engineering*, 100(January):1389–1395.
- Tan, T. L., Chen, S., and Choi, S. (2005). An overview of power quality state estimation. In *Power Engineering Conference, 2005. IPEC 2005. The 7th International*, pages 1–276.
- Teng, J. H. (2002). Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems. *IEEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 149(6):667–672.
- Therrien, F., Kocar, I., and Jatskevich, J. (2013). A unified distribution system state estimator using the concept of augmented matrices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3390–3400.
- Topolanek, D., Lehtonen, M., Adzman, M. R., and Toman, P. (2015). Earth fault location based on evaluation of voltage sag at secondary side of medium voltage/low voltage transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 9(14):2069–2077.
- Trindade, F. C. L., Freitas, W., and Vieira, J. C. M. (2014). Fault location in distribution systems based on smart feeder meters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(1):251–260.
- Turcotte, D. and Katiraei, F. (2009). Fault contribution of grid-connected inverters. *2009 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2009*, pages 1–5.
- Tütüncü, R. H., Toh, K. C., and Todd, M. J. (2003). Solving semidefinite-quadratic-linear programs using SDPT3. *Mathematical Programming, Series B*, 95(2):189–217.
- Valverde, G. and Terzija, V. (2011). Unscented kalman filter for power system dynamic state estimation. *IET Generation, Transmission Distribution*, 5(1):29–37.
- Wang, B., Xu, W., and Pan, Z. (2005). Voltage sag state estimation for power distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2):806–812.
- Wang, H. and Schulz, N. N. (2004). A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1):207–213.
- Wang, Y. and Yin, W. (2009). Sparse Signal Reconstruction via Iterative Support Detection. *Office*, 3(3):462–491.

- Watson, N. R. and Farzanehrafat, A. (2014). Three-phase transient state estimation algorithm for distribution systems. *IET Generation, Transmission Distribution*, 8(10):1656–1666.
- Wen, Z., Yin, W., Goldfarb, D., and Zhang, Y. (2010). A Fast Algorithm for Sparse Reconstruction Based on Shrinkage, Subspace Optimization, and Continuation. *SIAM Journal on Scientific Computing*, 32(4):1832–1857.
- Won, D.-j. and Moon, S.-i. (2008). Optimal Number and Locations of Power Quality. *Ieee Transactions on Power Delivery*, 23(1):288–295.
- Woolley, N. C., Avendaño-Mora, M., Woolley, A. P., Preece, R., and Milanovic, J. V. (2014). Probabilistic estimation of voltage sags using erroneous measurement information. *Electric Power Systems Research*, 106:142–150.
- Wright, S. (1997). *Primal-Dual Interior-Point Methods*. Society for Industrial and Applied Mathematics.
- Wu, J., He, Y., and Jenkins, N. (2013a). A robust state estimator for medium voltage distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1008–1016.
- Wu, J., He, Y., and Jenkins, N. (2013b). A robust state estimator for medium voltage distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1008–1016.
- Ye, Y. (2011). *Interior Point Algorithms: Theory and Analysis*. Wiley, New York.
- Yi, T., Jie, H., Hao, L., and Lei, W. (2016). Method for voltage sag source location based on the internal resistance sign in a single-port network. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(7):1720–1727.
- Yin, P. and Xin, J. (2016). Iterative L1-minimization for non-convex compressed sensing. Technical Report 1.
- Yu, K. K. C. and Watson, N. R. (2004). Three-phase harmonic state estimation using svd for partially observable systems. In *2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004.*, volume 1, pages 29–34 Vol.1.
- Zambrano, X., Hernandez, A., Izzeddine, M., and De Castro, R. M. (2017). Estimation of Voltage Sags from a Limited Set of Monitors in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(2):656–665.
- Zhang, Y. (2009). Your ALgorithms for L1 Optimization.
- Zhang, Y., Xu, Y., and Xu, Y. (2011). Research on power system harmonic state estimation. In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on*, pages 596–600.

Apéndices

A

Información de los casos de estudio

A.1 Información del sistema ilustrativo de distribución

Sistema de transmisión: Nodo B0

Capacidad de cortocircuito (MVA): 2200, trifásica.

Subestación: Nodos B0-B1

Transformador: 5 MVA, 115 kV (delta)- 4.16 kV (Y)-aterrizado.

$z = 0,5 + j 3 \%$

Impedancias de línea:

A continuación se presenta la impedancia total de secuencia positiva y cero en Ω de las líneas eléctricas del sistema de distribución. Se desprecia la admitancia paralelo asociada a los efectos capacitivos en las líneas.

Línea B1-B2 $z_1=0.347+j 1.014$ $z_0=0.347+j 1.014$	LíneaB5-B6 $z_1=0.173+j 0.507$ $z_0=0.173+j 0.507$
Línea B2-B3 $z_1=0.173+j 0.507$ $z_0=0.173+j 0.507$	Línea B6-B7 $z_1=0.347+j 1.014$ $z_0=0.347+j 1.014$
Línea B3-B4 $z_1=0.173+j 0.507$ $z_0=0.173+j 0.507$	Línea B6-B8 $z_1=0.347+j 1.014$ $z_0=0.347+j 1.014$
Línea B1-B5 $z_1=0.139+j 0.405$ $z_0=0.139+j 0.405$	

A.2 Sistemas de distribución tomados del IEEE

Son sistemas de distribución de prueba propuestos en el IEEE para ser utilizados en la validación de las nuevas propuestas metodológicas para la solución de problemas en estas redes. Estos sistemas son implementados en OpenDSS y poseen las siguientes características:

1. Sistema IEEE 69 nodos: un sistema de distribución radial y balanceado, a mediana escala con 69 nodos, 73 alimentadores y cinco interruptores de enlace para reconfiguración. Las cargas consideradas son de tipo industrial y comercial. La información para su modelamiento es tomada de [Savier and Das \(2007\)](#).
2. Sistema IEEE de 34 nodos: sistema eléctrico localizado en Arizona con una tensión nominal de 24,9 kV. Se caracteriza por ser de gran longitud, ligeramente cargado, contiene dos reguladores de tensión, y por tener cargas desequilibradas tanto concentradas como distribuidas, así como dos bancos de condensadores con fines de compensación.
3. Circuito IEEE de 123 nodos: sistema eléctrico operado a una tensión nominal de 4,16 kV. Posee líneas aéreas y subterráneas, cargas desbalanceadas y concentradas, bancos de condensadores y cuatro reguladores de tensión.

Para el modelamiento de estos dos últimos sistemas descritos se utiliza la información disponible en [Kersting \(2002\)](#). Esta información consiste en:

- Configuración de las líneas señalando longitudes de los tramos y la identificación de los nodos
- Matrices de impedancia de las configuraciones de línea
- Especificaciones de los transformadores
- Especificaciones de los reguladores de tensión
- Tipo, consumo en kVA por fase y nodo de conexión de las cargas
- Especificaciones de los bancos de condensadores y puntos de conexión

A.3 Sistema de distribución tomado del EPRI

El sistema *EPRI-Ckt7* corresponde a un modelo de un sistema real de distribución de energía eléctrica de 12,5 kV, que se encuentra de acceso libre en formato OpenDSS. Cuenta con 5694 clientes conectados, 14 alimentadores conectados en la subestación, un 39 % de carga tipo residencial y una subestación transformadora de 19,32 MVA. El modelado del sistema se encuentra disponible en la librería de sistemas de distribución de OpenDSS, la cual por defecto está contenida en el paquete de instalación del software.

B

Resultados adicionales de los casos de estudio

A continuación se presentan en detalle los resultados de los errores del SARFI-90 y SARFI-110 para los sistemas de distribución usados como casos de estudio en esta Tesis Doctoral. Esto tiene como propósito que los resultados presentados a lo largo de esta tesis puedan ser replicados por los investigadores interesados en este estudio. Estos resultados corresponden únicamente a las simulaciones de Montecarlo a gran escala, por ser estadísticamente representativos para los estudios de validación.

B.1 Sistema *IEEE 34-bus*

TABLA 43.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *IEEE 34-bus* (error del $\pm 0,2\%$ en las medidas).

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
800	0.1762%	8.7625%	800	0.1474%	4.2121%	800	0.1845%	12.1136%
806	0.0403%	11.1773%	806	0.0045%	7.9917%	806	0.0764%	1.4109%
812	0.0122%	4.8241%	810	0.0041%	10.0057%	812	0.0000%	11.8997%
814	0.0000%	6.3154%	812	0.0000%	9.8982%	814	0.0000%	12.0203%
816	0.0000%	4.3725%	814	0.0000%	9.9898%	816	0.0051%	11.8281%
818	0.0082%	4.3921%	816	0.0041%	9.8063%	824	0.0000%	11.8773%
824	0.0041%	4.5911%	824	0.0041%	9.8615%	828	0.0102%	11.8773%
820	0.0041%	4.7854%	826	0.0000%	9.8651%	854	0.0051%	12.1983%
822	0.0489%	4.8164%	828	0.0041%	9.8688%	858	0.0102%	11.7788%
828	0.0041%	4.6028%	854	0.0000%	10.1434%	860	0.0102%	11.8191%
854	0.0162%	5.1908%	858	0.0122%	9.8761%	842	0.0051%	11.8146%
858	0.0041%	4.5326%	860	0.0000%	9.9385%	840	0.0051%	11.8281%
860	0.0122%	4.5989%	842	0.0000%	9.9385%	862	0.0051%	11.8281%
842	0.0041%	4.5911%	840	0.0081%	9.9495%	844	0.0203%	11.8146%
840	0.0000%	4.6028%	862	0.0122%	9.9495%	846	0.0152%	11.8146%
862	0.0041%	4.6028%	844	0.0041%	9.9385%	848	0.0102%	11.8146%
844	0.0041%	4.5989%	846	0.0041%	9.9385%	852	0.0149%	13.7132%
846	0.0041%	4.5872%	848	0.0081%	9.9349%	888	1.9009%	13.1909%
848	0.0041%	4.5872%	856	0.0244%	10.1434%			
852	0.0000%	6.3304%	852	0.0040%	11.3569%			
888	1.0395%	5.8020%	888	1.2422%	11.0754%			
864	0.0041%	4.5326%	838	0.0041%	9.9495%			

TABLA 44.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *IEEE 34-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
800	0.3671%	8.6205%	800	0.2998%	4.3301%	800	0.7777%	11.8632%
806	0.3224%	11.3027%	806	0.2803%	8.1680%	806	0.5291%	1.3169%
812	0.0000%	4.8404%	810	0.0123%	9.9485%	812	0.0203%	11.8743%
814	0.0561%	6.3314%	812	0.0041%	9.8697%	814	0.0253%	11.9949%
816	0.0286%	4.3889%	814	0.0041%	9.9613%	816	0.0102%	11.8027%
818	0.0123%	4.4085%	816	0.0082%	9.7778%	824	0.0152%	11.8519%
824	0.0082%	4.6074%	824	0.0041%	9.8329%	828	0.0254%	11.8519%
820	0.2199%	4.8017%	826	0.0000%	9.8366%	854	0.0202%	12.1730%
822	0.2891%	4.8327%	828	0.0041%	9.8403%	858	0.0356%	11.7533%
828	0.0000%	4.6191%	854	0.0203%	10.1150%	860	0.0457%	11.7937%
854	0.0243%	5.2070%	858	0.0367%	9.8476%	842	0.0813%	11.7892%
858	0.0204%	4.5490%	860	0.0081%	9.9100%	840	0.0254%	11.8027%
860	0.0041%	4.6152%	842	0.0122%	9.9100%	862	0.0254%	11.8027%
842	0.0122%	4.6074%	840	0.0041%	9.9210%	844	0.1067%	11.7892%
840	0.0571%	4.6191%	862	0.0000%	9.9210%	846	0.1931%	11.7892%
862	0.0490%	4.6191%	844	0.0244%	9.9100%	848	0.2033%	11.7892%
844	0.0122%	4.6152%	846	0.0611%	9.9100%	852	0.0099%	13.6883%
846	0.0122%	4.6035%	848	0.0733%	9.9064%	888	1.9359%	13.1659%
848	0.0286%	4.6035%	856	0.1787%	10.1150%			
852	0.0160%	6.3464%	852	0.0000%	11.3288%			
888	1.0556%	5.8181%	888	1.1819%	11.0472%			
864	0.0204%	4.5490%	838	0.0204%	9.9210%			

TABLA 45.: Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del *IEEE 34-bus* (error del $\pm 0,2\%$ en las medidas).

Fase a		Fase b		Fase c	
Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1
800	0.0000%	800	0.0000%	800	0.0000%
806	0.0000%	806	0.0000%	806	0.0000%
812	0.0000%	810	0.0000%	812	0.0000%
814	1.1236%	812	2.6992%	814	0.4479%
816	0.2516%	814	0.2035%	816	0.0438%
818	0.1822%	816	0.1785%	824	5.1948%
824	2.5156%	824	0.3434%	828	5.7194%
820	2.8890%	826	0.4397%	854	0.1926%
822	4.4250%	828	0.4156%	858	0.0310%
828	2.5603%	854	0.1403%	860	0.0052%
854	0.2303%	858	0.0218%	842	0.0156%
858	0.2350%	860	0.0223%	840	0.0156%
860	0.0129%	842	0.0777%	862	0.0104%
842	0.1550%	840	0.0335%	844	0.0521%
840	0.1747%	862	0.0838%	846	0.1453%
862	0.0712%	844	0.0056%	848	0.1764%
844	0.3167%	846	0.1441%	852	0.1962%
846	0.9510%	848	0.1329%	888	3.8746%
848	1.0465%	856	0.2049%		
852	0.0546%	852	0.0721%		
888	3.7339%	888	5.1151%		
864	0.2350%	838	0.0392%		

TABLA 46.: Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del *IEEE 34-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas)

Fase a		Fase b		Fase c	
Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1
800	0.0000%	800	0.0000%	800	0.0000%
806	0.0000%	806	0.0000%	806	0.0000%
812	0.0000%	810	0.0000%	812	0.0000%
814	0.0000%	812	19.0874%	814	2.3033%
816	0.6649%	814	1.7413%	816	0.4958%
818	1.1295%	816	3.8045%	824	5.3276%
824	3.6908%	824	1.9417%	828	5.7490%
820	2.2025%	826	1.6995%	854	3.6210%
822	7.0160%	828	1.8760%	858	0.5530%
828	3.9602%	854	2.7558%	860	0.3488%
854	1.3585%	858	0.8177%	842	0.4370%
858	0.0699%	860	0.6125%	840	0.4114%
860	0.7826%	842	0.8210%	862	0.5207%
842	1.1430%	840	0.7206%	844	0.2395%
840	0.9578%	862	1.0276%	846	0.3426%
862	0.7959%	844	0.5506%	848	0.4047%
844	1.5059%	846	0.0055%	852	1.2862%
846	1.8442%	848	0.0055%	888	4.3908%
848	1.8684%	856	2.8173%		
852	1.0371%	852	1.1254%		
888	4.3498%	888	3.6148%		
864	0.0699%	838	0.9402%		

B.2 Sistema *IEEE 123-bus*TABLA 47.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *IEEE 123-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 1.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTC-D-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTC-D-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTC-D-L1	EHT-SVD
149	0.7890%	61.6185%	149	1.0736%	44.6853%	149	1.2612%	62.0465%
1	1.2682%	24.2536%	1	1.0887%	25.5886%	1	1.0786%	22.9187%
7	0.2111%	29.4153%	2	1.5509%	26.0240%	3	1.2251%	24.5313%
9	0.2471%	30.4455%	7	0.3622%	33.6607%	7	0.2948%	29.1049%
13	0.0455%	31.5469%	12	0.2425%	35.2396%	4	1.1916%	24.7372%
14	20.9671%	8.4799%	13	0.0112%	36.2155%	5	0.1820%	24.9810%
18	0.0562%	26.8478%	18	0.0620%	36.7744%	6	1.6835%	25.1651%
11	21.0679%	8.9337%	21	0.0686%	36.7926%	13	0.0183%	31.4520%
10	20.9217%	8.7084%	22	0.0729%	36.8848%	34	0.0274%	31.5146%
19	0.1358%	27.1223%	23	0.0553%	36.7940%	18	0.0018%	32.2896%
21	0.0459%	27.0418%	25	0.0664%	36.7926%	15	0.0255%	31.5558%
20	0.1998%	27.3049%	29	0.0487%	36.7898%	16	0.0091%	31.6331%
23	0.0373%	27.1865%	30	0.0265%	36.8024%	17	0.0073%	31.5995%
25	0.0085%	27.3885%	250	0.0000%	36.8094%	21	0.0252%	32.4456%
26	5.0104%	25.9174%	35	0.0154%	36.9669%	23	0.0395%	32.6094%
27	4.9910%	25.9525%	36	0.0088%	37.0170%	24	0.0860%	32.7459%
33	4.9195%	26.1175%	38	0.0242%	37.0849%	25	0.0573%	32.7990%
29	0.3274%	27.5368%	39	0.1474%	37.1361%	26	1.6147%	21.3249%
30	0.5453%	27.5197%	42	0.0088%	37.1900%	27	1.6017%	21.3464%
250	0.6685%	27.5246%	43	0.0658%	37.2975%	31	1.6136%	21.4797%
35	0.0320%	27.6308%	44	0.0307%	37.2576%	29	0.2432%	32.9035%
36	0.0319%	27.8631%	47	0.0153%	37.3539%	30	0.4716%	32.9790%
37	0.0251%	26.3213%	48	0.0088%	37.3731%	250	0.6163%	32.9826%
42	0.0300%	21.3984%	49	0.0197%	37.4143%	32	1.6013%	21.5716%
44	0.0050%	21.7502%	51	0.0263%	37.4568%	35	0.0270%	32.4006%
45	0.0628%	21.9739%	151	0.1291%	37.4718%	41	0.5212%	32.5767%
47	0.0793%	22.0512%	52	0.0288%	36.6834%	42	0.0162%	32.6276%
46	0.2013%	22.1001%	53	0.0199%	36.9461%	44	0.0197%	32.7170%
48	0.0528%	22.1220%	54	0.0330%	37.1195%	47	0.0322%	32.8362%
49	0.1138%	22.1733%	55	0.0066%	37.1292%	48	0.0340%	32.8579%
51	0.4579%	22.2464%	58	0.8219%	37.8797%	49	0.0304%	32.9167%
151	0.7922%	22.2528%	60	1.1881%	39.8112%	51	0.1161%	33.0006%
52	0.1564%	19.7726%	59	1.9555%	37.9202%	151	0.3035%	33.0137%
53	0.1383%	21.3184%	62	1.0708%	40.0147%	52	0.0018%	32.1794%
54	0.1530%	22.3206%	63	0.9761%	40.1529%	53	0.0880%	32.6167%
55	0.1200%	22.3806%	64	0.7292%	40.4771%	54	0.0661%	33.0149%
60	1.1217%	28.2512%	65	0.4198%	40.6206%	55	0.0071%	33.0161%
62	0.9999%	28.4849%	67	1.5927%	28.8978%	60	0.6403%	37.7652%
63	0.8860%	28.6297%	72	1.0675%	29.2342%	62	0.5868%	38.1571%

TABLA 48.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *IEEE 123-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 2.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
64	0.5585%	28.7450%	97	1.1396%	29.0673%	63	0.5534%	38.3876%
65	0.2380%	28.8899%	76	0.8225%	29.4264%	64	0.4455%	38.7817%
67	0.8212%	29.2365%	77	0.3636%	29.3252%	65	0.1863%	39.2211%
68	0.7569%	29.4954%	86	0.4093%	29.9713%	67	0.5216%	24.7417%
72	0.6195%	29.3413%	78	0.2772%	29.2832%	72	0.3460%	24.9645%
97	0.5334%	29.4954%	80	0.8464%	60.7442%	97	0.3822%	24.9179%
69	0.5866%	29.8141%	81	0.2469%	60.5581%	73	0.2885%	25.3571%
70	0.4308%	30.0588%	83	0.2834%	60.3386%	76	0.2339%	24.9915%
71	0.3193%	30.2048%	87	0.1538%	30.2585%	74	0.2000%	25.7089%
76	0.4198%	29.5068%	89	0.0804%	30.3520%	75	0.2075%	25.8718%
77	0.1640%	29.4903%	90	0.0633%	30.3876%	77	0.0980%	24.9900%
86	0.2078%	29.9185%	93	0.0486%	30.5146%	86	0.1021%	24.9179%
78	0.1208%	29.4802%	95	0.0219%	30.6024%	78	0.0620%	25.0080%
80	1.5109%	62.5571%	96	0.0922%	30.6748%	80	0.0739%	25.0455%
81	0.4612%	62.4839%	98	0.9600%	29.1236%	81	0.0040%	25.1382%
83	0.2340%	62.3805%	99	0.6085%	29.3252%	84	0.1206%	25.8337%
87	0.0464%	30.1762%	100	0.4574%	29.3584%	83	0.1440%	24.9615%
88	0.0214%	30.1998%	197	1.1396%	29.0673%	85	0.3822%	26.0967%
89	0.0071%	30.2919%	101	0.9946%	29.1341%	87	0.0440%	24.9990%
93	0.0160%	30.4282%	105	0.7981%	29.1868%	89	0.1099%	25.0245%
94	0.1615%	30.5480%	106	0.7407%	29.4595%	92	0.1198%	25.0784%
95	0.0409%	30.4443%	108	0.5610%	29.0743%	93	0.0520%	25.0185%
98	0.4231%	29.5563%	107	0.6831%	29.7958%	95	0.0140%	24.9900%
99	0.2070%	29.5703%	135	0.0620%	36.7744%	98	0.2859%	24.9810%
100	0.1134%	29.5551%	152	0.0112%	36.2155%	99	0.1798%	25.0440%
197	0.5334%	29.4954%	160	1.1881%	39.8112%	100	0.0838%	25.1337%
101	0.3487%	29.6792%	611	0.0400%	32.6775%	197	0.3822%	24.9179%
105	0.2114%	29.9260%				101	0.2637%	25.0604%
108	0.0624%	30.2235%				102	0.2149%	25.3542%
109	0.6665%	31.2014%				105	0.1758%	25.0484%
110	1.0646%	31.7201%				103	0.1228%	25.7030%
111	1.1166%	31.8474%				104	0.0355%	26.0443%
112	1.1340%	31.8510%				108	0.1018%	25.1143%
113	1.2463%	32.1829%				135	0.0018%	32.2896%
114	1.3018%	32.2733%				152	0.0183%	31.4520%
135	0.0545%	26.8478%				160	0.6403%	37.7652%
152	0.0455%	31.5469%				611	0.0431%	37.7704%
160	1.1217%	28.2512%						
611	0.0258%	28.2599%						

TABLA 49.: Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del *IEEE 123-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 1.

Fase a		Fase b		Fase c	
Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1	Nodo	EEVTCD-L1
149	0.0000%	149	0.0000%	149	0.0000%
1	0.0000%	1	0.4548%	1	0.0000%
7	0.0000%	2	1.0986%	3	0.0000%
9	0.0000%	7	9.3097%	7	9.8056%
13	0.0000%	12	2.4773%	4	0.0000%
14	0.0000%	13	1.6789%	5	0.0000%
18	0.3072%	18	0.8484%	6	0.0000%
11	0.0000%	21	0.9179%	13	6.8340%
10	0.0000%	22	0.4545%	34	6.4489%
19	2.6930%	23	1.4581%	18	8.0817%
21	11.4879%	25	1.9354%	15	7.0524%
20	0.0000%	29	2.0810%	16	7.2004%
23	9.4165%	30	1.6930%	17	7.1677%
25	0.5948%	250	1.6831%	21	6.7809%
26	0.0000%	35	0.3995%	23	3.3858%
27	0.0000%	36	0.2036%	24	4.1611%
33	0.0000%	38	0.1043%	25	0.2073%
29	0.4891%	39	0.1395%	26	0.0000%
30	0.0886%	42	0.4160%	27	0.0000%
250	0.0000%	43	1.0368%	31	0.0000%
35	0.0000%	44	0.3340%	29	4.8712%
36	0.0000%	47	0.6436%	30	8.1500%
37	0.0000%	48	1.1016%	250	9.7528%
42	5.9680%	49	1.9262%	32	0.0000%
44	6.4474%	51	3.9700%	35	3.2604%
45	6.8167%	151	4.9556%	41	1.6357%
47	4.3559%	52	0.8601%	42	0.4533%
46	7.1551%	53	0.8570%	44	0.4418%
48	3.3146%	54	0.8210%	47	0.6939%
49	0.4819%	55	0.7939%	48	0.7613%
51	0.7301%	58	0.3945%	49	0.8146%
151	1.3635%	60	5.7693%	51	0.4885%
52	0.0000%	59	0.5235%	151	0.4670%
53	0.0000%	62	5.6656%	52	9.2027%
54	0.0000%	63	5.2571%	53	0.6877%
55	8.2569%	64	4.0060%	54	1.3205%
60	1.6065%	65	2.2662%	55	4.0470%
62	4.0270%	67	56.4977%	60	2.6311%
63	3.8440%	72	41.7935%	62	1.8658%

TABLA 50.: Errores del SARFI-110 en nodos no monitorizados del *IEEE 123-bus* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 2.

Fase a		Fase b		Fase c	
Nodo	EEVTC-D-L1	Nodo	EEVTC-D-L1	Nodo	EEVTC-D-L1
64	3.1341%	97	3.8784%	63	1.7129%
65	0.3134%	76	26.1612%	64	1.0663%
67	0.0000%	77	3.1944%	65	0.4018%
68	0.0000%	86	13.4746%	67	0.0000%
72	0.0000%	78	1.7966%	72	0.0000%
97	0.0000%	80	4.6512%	97	0.0000%
69	0.0000%	81	3.1598%	73	0.0000%
70	0.0000%	83	4.7214%	76	0.0000%
71	0.0000%	87	7.9100%	74	0.0000%
76	0.0000%	89	6.7294%	75	0.0000%
77	0.0000%	90	6.7959%	77	0.0000%
86	0.0000%	93	2.9191%	86	50.7491%
78	241.6985%	95	7.0117%	78	0.0000%
80	36.2526%	96	6.9076%	80	3.1774%
81	8.4098%	98	5.3214%	81	1.0843%
83	13.8038%	99	10.3171%	84	0.1332%
87	13.8659%	100	11.8708%	83	2.3654%
88	14.0104%	197	3.8784%	85	0.0460%
89	4.1616%	101	12.9220%	87	8.6249%
93	2.8946%	105	25.0623%	89	2.1256%
94	2.6920%	106	27.5534%	92	0.6490%
95	3.6115%	108	29.5903%	93	0.7179%
98	0.0000%	107	29.4222%	95	0.9494%
99	0.0000%	135	0.8484%	98	0.0000%
100	0.0000%	152	1.6789%	99	0.0000%
197	0.0000%	160	5.7693%	100	0.0000%
101	0.0000%	611	2.0092%	197	0.0000%
105	0.0000%			101	0.0000%
108	0.0000%			102	0.0000%
109	0.0000%			105	0.0000%
110	0.0000%			103	0.0000%
111	0.0000%			104	0.0000%
112	0.0000%			108	0.0000%
113	0.0000%			135	8.0817%
114	0.0000%			152	6.8340%
135	0.3072%			160	2.6311%
152	0.0000%			611	2.6311%
160	1.6065%				
611	0.0000%				

B.3 Sistema *EPRI-Ckt7*

TABLA 51.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 1.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
318405	1.9362%	46.9818%	318405	2.8095%	42.7123%	318405	2.6933%	34.8479%
318412	1.9362%	46.9818%	318412	2.8095%	42.7123%	318412	2.6933%	34.8479%
318414	1.9362%	46.9818%	318414	2.8095%	42.7123%	318414	2.6933%	34.8479%
157345	3.7738%	0.2783%	157345	2.9935%	0.7116%	157345	2.5757%	1.7325%
157346	3.7738%	0.2783%	157346	2.9816%	0.6994%	157346	2.5757%	1.7325%
165442	3.6170%	0.0555%	165442	2.8509%	0.9788%	165442	2.6479%	1.4046%
298160	1.0396%	4.4447%	298160	1.1433%	4.6087%	298160	0.6716%	3.0276%
165448	2.4385%	8.4739%	165448	1.9603%	7.7616%	165448	1.3150%	6.5960%
275354	4.3951%	20.9755%	275354	2.7427%	18.9890%	275354	3.0311%	18.8502%
165449	4.5067%	21.6287%	165449	2.8577%	19.6964%	165449	3.1684%	19.5763%
165450	4.5316%	21.6491%	165450	2.8770%	19.7123%	165450	3.1861%	19.5910%
165453	5.1234%	23.5898%	165453	3.4563%	21.8672%	165453	4.1135%	21.9149%
165454	5.2431%	23.6998%	165454	3.5945%	22.0102%	165454	4.1969%	22.0117%
165451	4.9987%	23.4209%	165451	3.2639%	21.6174%	165451	3.8947%	21.6788%
238402	5.2894%	23.7644%	238402	3.6680%	22.0853%	238402	4.2378%	22.0738%
165455	5.4478%	24.0344%	165455	4.0363%	22.5921%	165455	4.3195%	22.3554%
165456	5.4239%	24.0152%	165456	4.0363%	22.5921%	165456	4.3195%	22.3554%
165452	5.3307%	23.8996%	165452	3.9225%	22.3842%	165452	4.1626%	22.1564%
283563	5.4412%	24.0088%	283563	4.0188%	22.5624%	283563	4.2949%	22.3212%
165457	5.4553%	24.0472%	165457	4.0547%	22.6069%	165457	4.3279%	22.3623%
165458	5.0429%	23.5249%	165458	3.3913%	21.8068%	165458	4.0280%	21.8525%
165459	5.0599%	23.5249%	165459	3.3820%	21.7992%	165459	4.0280%	21.8525%
165460	5.0832%	23.5574%	165460	3.4190%	21.8370%	165460	4.0451%	21.8664%
165461	5.2658%	23.8610%	165461	3.6795%	22.2500%	165461	4.0916%	22.1633%
165463	5.2614%	23.9253%	165463	3.6856%	22.3246%	165463	4.1141%	22.2389%
165462	5.2343%	23.9510%	165462	3.7218%	22.3693%	165462	4.1634%	22.3075%
165465	5.2445%	23.9253%	165465	3.6856%	22.3246%	165465	4.1141%	22.2389%
165466	5.2658%	23.8610%	165466	3.6788%	22.2649%	165466	4.0997%	22.1771%
165467	4.5990%	25.7562%	165467	3.9903%	24.7233%	165467	3.8144%	24.1605%
165468	4.3206%	25.8662%	165468	3.9008%	24.8351%	165468	3.7428%	24.3884%
165475	4.1766%	26.2304%	165475	3.9848%	25.1757%	165475	3.6977%	24.7822%
165476	4.1684%	26.2304%	165476	3.9848%	25.1757%	165476	3.6974%	24.7887%
165477	4.1510%	26.2486%	165477	3.9660%	25.1826%	165477	3.6961%	24.8143%
273626	4.2264%	26.2184%	273626	3.9685%	25.1341%	273626	3.6575%	24.7308%
165469	4.1526%	26.0730%	165469	3.8472%	24.9745%	165469	3.5369%	24.5697%
165480	3.7316%	26.2848%	165480	3.6345%	25.1549%	165480	3.2713%	24.7694%
165478	3.4874%	26.4293%	165478	3.5447%	25.2931%	165478	3.0851%	24.9361%
165479	3.2353%	26.5911%	165479	3.3008%	25.3826%	165479	2.8309%	25.1211%
165484	3.5023%	26.4593%	165484	3.5711%	25.3207%	165484	3.0923%	24.9681%

TABLA 52.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 2.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-LI	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-LI	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-LI	EHT-SVD
165483	3.5023%	26.4593%	165483	3.5711%	25.3207%	165483	3.0925%	24.9617%
261839	3.5105%	26.4593%	261839	3.5711%	25.3207%	261839	3.0925%	24.9617%
261838	3.5105%	26.4593%	261838	3.5711%	25.3207%	261838	3.0925%	24.9617%
165486	3.2350%	26.5971%	165486	3.3275%	25.4033%	165486	2.8474%	25.1339%
165485	3.2429%	26.6031%	165485	3.3364%	25.4101%	165485	2.8389%	25.1339%
165487	3.1159%	26.9068%	165487	3.0364%	25.5337%	165487	2.5841%	25.3749%
165488	3.2018%	26.9839%	283952	2.7536%	25.7182%	283952	2.3293%	25.6646%
165489	3.2018%	26.9839%	165500	2.2692%	26.2462%	165500	1.9210%	26.4345%
165491	3.2399%	27.0371%	165501	2.2692%	26.2462%	165501	1.9210%	26.4345%
165490	3.3174%	27.1138%	165495	2.2425%	26.2261%	165495	1.9046%	26.4222%
165494	3.3482%	27.1492%	165503	2.2692%	26.2462%	165503	1.9041%	26.4406%
165492	3.3713%	27.1728%	165504	0.5109%	31.0941%	165504	0.4067%	31.1122%
165493	3.3870%	27.1845%	181883	0.0339%	31.3221%	181883	0.0857%	31.4072%
283952	2.7982%	27.1492%	181889	0.0932%	31.3978%	181889	0.0311%	31.4499%
165500	2.2965%	27.6698%	181890	0.0932%	31.3978%	181890	0.0233%	31.4499%
165501	2.2965%	27.6698%	181892	0.0424%	31.4501%	181892	0.0467%	31.4872%
165495	2.2808%	27.6582%	181884	0.0424%	31.3920%	181884	0.0623%	31.4446%
165503	2.3043%	27.6756%	181886	0.0932%	31.3978%	181886	0.0311%	31.4499%
165504	0.6491%	32.0100%	181888	0.0763%	31.4153%	181888	0.0545%	31.4713%
181883	0.0376%	32.2656%	181885	0.0169%	31.4385%	181885	0.0778%	31.4819%
181889	0.0451%	32.3317%	181887	0.0085%	31.4443%	181887	0.0778%	31.4819%
181890	0.0451%	32.3317%	181893	0.0932%	31.3978%	181893	0.0389%	31.4606%
181892	0.0826%	32.3724%	181895	0.0339%	31.4559%	181895	0.0778%	31.4872%
181884	0.0225%	32.3114%	181896	0.0508%	31.4559%	181896	0.0856%	31.4872%
181886	0.0451%	32.3317%	181897	0.0593%	31.4559%	181897	0.0933%	31.4872%
181888	0.0676%	32.3571%	181910	0.4909%	31.5023%	181908	0.0078%	31.4926%
181885	0.0676%	32.3673%	181911	0.5416%	31.5139%	181903	0.0078%	31.4926%
181887	0.0676%	32.3673%	181916	0.6261%	31.5255%	181904	0.0156%	31.4926%
181893	0.0376%	32.3317%	181915	0.6261%	31.5255%	181905	0.1244%	31.4979%
181895	0.1577%	32.3724%	181912	0.6515%	31.5255%	181909	0.1711%	31.5032%
181896	0.1652%	32.3724%	181913	0.7276%	31.5255%	181907	0.1711%	31.5032%
181897	0.1952%	32.3724%	181914	0.7276%	31.5255%	181906	0.2177%	31.5032%
181898	0.1051%	32.3977%	181917	0.0340%	31.2346%	181917	0.0624%	31.3484%
181899	0.1876%	32.4079%	181920	0.0340%	31.2346%	181920	0.0624%	31.3484%
181900	0.2101%	32.4130%	181918	0.0255%	31.2346%	181918	0.0701%	31.3484%
181901	0.2176%	32.4130%	181919	0.0340%	31.2346%	181919	0.0468%	31.3270%
181902	0.2401%	32.4231%	181925	0.0085%	31.2404%	181925	0.0701%	31.3484%
181917	0.0527%	32.1585%	181926	0.0085%	31.2346%	181926	0.0701%	31.3484%
181920	0.0527%	32.1585%	181927	0.0085%	31.2346%	181927	0.0701%	31.3484%

TABLA 53.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 3.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
181918	0.0377%	32.1585%	181928	0.0085%	31.2404%	181928	0.0624%	31.3484%
181919	0.0904%	32.1585%	181924	0.0340%	31.2346%	181924	0.0468%	31.3270%
181925	0.0753%	32.1687%	255317	0.0170%	31.2054%	181933	0.2263%	31.2573%
181926	0.0979%	32.1585%	181929	0.0170%	31.1703%	181934	0.2263%	31.2573%
181927	0.0979%	32.1636%	181936	0.0765%	31.1703%	255317	0.0624%	31.2788%
181928	0.0753%	32.1738%	181932	0.0766%	31.1410%	181929	0.2107%	31.2734%
181924	0.0904%	32.1585%	181940	0.1444%	31.2463%	181936	0.2029%	31.2627%
255317	0.1732%	32.1533%	181937	0.0000%	31.2404%	181932	0.2108%	31.2412%
181929	0.1884%	32.1278%	181938	0.1444%	31.2463%	181940	0.0546%	31.3484%
181936	0.2714%	32.0971%	181941	0.1359%	31.2463%	181937	0.0312%	31.3484%
181932	0.3091%	32.0869%	181945	0.1021%	31.1351%	181938	0.0078%	31.3484%
181940	0.0226%	32.1738%	181942	0.1872%	31.1175%	181941	0.0857%	31.3484%
181937	0.0527%	32.1687%	181969	0.2298%	31.1234%	181943	0.2031%	31.1929%
181938	0.0151%	32.1738%	181970	0.2213%	31.1175%	181944	0.2031%	31.1929%
181941	0.0151%	32.1738%	181971	0.2722%	31.1586%	181945	0.1796%	31.2036%
181945	0.3093%	32.0510%	181972	0.2722%	31.1586%	181942	0.1953%	31.1875%
181942	0.3771%	32.0561%	181973	0.2890%	31.2054%	181957	0.2342%	31.2358%
236964	0.3696%	32.0561%	181974	0.2890%	31.2054%	181958	0.2341%	31.2680%
181946	0.4071%	32.0920%	181968	0.2213%	31.1175%	181967	0.2185%	31.2788%
181953	0.4071%	32.0971%	181979	0.2722%	31.1586%	181966	0.2340%	31.2949%
181947	0.3995%	32.0920%	181976	0.2806%	31.1761%	181965	0.2496%	31.3056%
181950	0.4071%	32.0971%	181977	0.3060%	31.2054%	181959	0.2574%	31.3109%
181948	0.4071%	32.0971%	181978	0.3060%	31.2054%	181963	0.2575%	31.2680%
181951	0.4071%	32.0971%	181975	0.2890%	31.2054%	181964	0.2575%	31.2734%
181952	0.4071%	32.0971%	181982	0.2890%	31.2054%	181960	0.2575%	31.2734%
181954	0.3466%	32.1278%	181980	0.2890%	31.2171%	181961	0.2575%	31.2734%
181949	0.3466%	32.1278%	181981	0.2722%	31.1586%	181962	0.2497%	31.2734%
181955	0.3466%	32.1278%	261881	0.5108%	31.0999%	181969	0.2656%	31.1821%
181956	0.3241%	32.1124%	181987	0.0338%	31.5487%	181970	0.2656%	31.1821%
236966	0.3166%	32.0920%	181988	0.0338%	31.5487%	181971	0.2812%	31.2036%
181969	0.4073%	32.0510%	181985	0.0085%	31.3163%	181972	0.2812%	31.2036%
181970	0.4073%	32.0510%	181986	0.0255%	31.3396%	181973	0.3356%	31.2573%
181971	0.4298%	32.0766%	181989	0.0507%	31.5487%	181974	0.3356%	31.2573%
181972	0.4298%	32.0766%	181992	0.0338%	31.5545%	181968	0.2656%	31.1821%
181973	0.4746%	32.1380%	181990	0.0592%	31.5545%	181979	0.2812%	31.2036%
181974	0.4671%	32.1380%	181993	0.0340%	31.2171%	181976	0.2889%	31.2144%
181968	0.4073%	32.0510%	181994	0.0679%	31.2638%	181977	0.3278%	31.2520%
181979	0.4298%	32.0766%	181995	0.1104%	31.2871%	181978	0.3278%	31.2520%
181976	0.4447%	32.0971%	181996	0.0934%	31.3046%	181980	0.3433%	31.2734%

TABLA 54.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 4.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
181977	0.4596%	32.1227%	181997	0.1103%	31.3280%	181981	0.2812%	31.2036%
181978	0.4596%	32.1227%	181999	0.0934%	31.3046%	261881	0.4145%	31.1229%
181980	0.4670%	32.1431%	182000	0.1103%	31.3280%	181987	0.1087%	31.6361%
181981	0.4223%	32.0766%	182001	0.1103%	31.3280%	181988	0.1087%	31.6361%
261881	0.6416%	32.0100%	182002	0.1103%	31.3280%	181985	0.0778%	31.4446%
181987	0.0375%	32.4788%	182003	0.0594%	31.3046%	181986	0.0700%	31.4499%
181988	0.0300%	32.4839%	182004	0.0933%	31.3280%	181989	0.1087%	31.6414%
181985	0.0752%	32.2452%	182005	0.0339%	31.3280%	181992	0.1009%	31.6521%
181986	0.1053%	32.2758%	182006	0.0339%	31.3280%	181990	0.0854%	31.6521%
181989	0.0225%	32.4839%	210023	0.0255%	31.3280%	181993	0.1014%	31.3163%
181992	0.0150%	32.4991%	182012	0.0509%	31.3862%	181994	0.0623%	31.3591%
181990	0.0075%	32.4991%	182013	0.0593%	31.3862%	181995	0.0468%	31.3698%
181993	0.0904%	32.1482%	182015	0.0593%	31.4153%	181996	0.0857%	31.4019%
181994	0.0527%	32.1789%	182016	0.0678%	31.4094%	181997	0.1012%	31.4126%
181995	0.0527%	32.1942%	182011	0.0424%	31.3862%	181999	0.1012%	31.4019%
181996	0.0527%	32.1942%	182014	0.0593%	31.4036%	182000	0.1012%	31.4126%
181997	0.0226%	32.2044%	182018	0.0508%	31.4153%	182001	0.1012%	31.4126%
181999	0.0753%	32.1942%	182019	0.0593%	31.4327%	182002	0.1012%	31.4126%
182000	0.0226%	32.2044%	182020	0.0678%	31.4617%	182003	0.1168%	31.4019%
182001	0.0226%	32.2044%	182017	0.0085%	31.4907%	182004	0.1090%	31.4286%
182002	0.0226%	32.2044%	182022	0.0085%	31.4965%	182005	0.1168%	31.4286%
182003	0.1054%	32.1942%	182021	0.0085%	31.4965%	182006	0.1090%	31.4286%
182004	0.0000%	32.2095%	182024	0.0169%	31.5023%	210023	0.0701%	31.4286%
182005	0.0000%	32.2095%	182025	0.0169%	31.5023%	182012	0.1089%	31.4819%
182006	0.0226%	32.2095%	182023	0.0169%	31.5023%	182013	0.1167%	31.4819%
210023	0.0903%	32.2095%	215930	0.0254%	31.5139%	182015	0.1089%	31.5032%
182012	0.0677%	32.2758%	182027	0.0169%	31.5023%	182016	0.1011%	31.5032%
182013	0.0677%	32.2758%	247589	0.0509%	31.3862%	182011	0.0934%	31.4766%
182015	0.0751%	32.3114%	182148	0.1184%	31.5718%	182014	0.1011%	31.4872%
182016	0.0902%	32.3114%	182149	0.1099%	31.5718%	182018	0.0933%	31.5032%
182011	0.0451%	32.2758%	182153	0.1269%	31.5545%	182019	0.0622%	31.5032%
182014	0.0526%	32.3012%	182152	0.1015%	31.5429%	182020	0.0466%	31.5405%
182018	0.0827%	32.3165%	182154	0.1015%	31.5429%	182017	0.0155%	31.5671%
182019	0.0676%	32.3165%	215932	0.0508%	31.5313%	182022	0.0233%	31.5671%
182020	0.0150%	32.3368%	182155	0.0508%	31.5313%	182021	0.0233%	31.5671%
182017	0.0075%	32.3622%	182156	0.0508%	31.5313%	182024	0.0000%	31.5724%
182022	0.0075%	32.3622%	182157	0.0930%	31.5892%	182025	0.0000%	31.5724%
182021	0.0075%	32.3622%	182158	0.0930%	31.5892%	182023	0.0078%	31.5724%
182024	0.0075%	32.3876%	182159	0.0930%	31.5892%	215930	0.0155%	31.5937%

TABLA 55.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 5.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
182025	0.0075%	32.3876%	182160	0.0845%	31.5950%	182027	0.0078%	31.5777%
182023	0.0075%	32.3876%	182161	0.0676%	31.6123%	247589	0.1011%	31.4819%
215930	0.0225%	32.3977%	182162	0.0930%	31.6123%	182148	0.0620%	31.6892%
182027	0.0000%	32.3876%	189961	0.5361%	31.1293%	182149	0.0543%	31.6839%
247589	0.0526%	32.2758%	189960	0.5277%	31.1234%	182153	0.0620%	31.6839%
182148	0.0675%	32.4687%	189962	0.5277%	31.1234%	182152	0.0698%	31.6627%
182149	0.0525%	32.4586%	189963	0.5107%	31.1117%	182154	0.0698%	31.6627%
182153	0.0300%	32.4434%	189950	0.5360%	31.1410%	215932	0.0388%	31.6414%
182152	0.0075%	32.4231%	189949	0.5275%	31.1468%	182155	0.0388%	31.6414%
182154	0.0075%	32.4231%	189948	0.5529%	31.1644%	182156	0.0388%	31.6414%
215932	0.0150%	32.4231%	194050	0.5529%	31.1644%	182157	0.0853%	31.7050%
182155	0.0150%	32.4231%	194061	0.5613%	31.1703%	182158	0.0930%	31.7050%
182156	0.0150%	32.4231%	194060	0.5529%	31.1644%	182159	0.0853%	31.7050%
182157	0.0899%	32.4991%	194059	0.5360%	31.1410%	182160	0.0930%	31.7050%
182158	0.0899%	32.4991%	202181	2.9939%	0.6994%	182161	0.0465%	31.7156%
182159	0.0899%	32.4991%	182007	0.0255%	31.3338%	182162	0.0233%	31.7156%
182160	0.0974%	32.5041%	253843	3.8225%	23.5666%	189961	0.4222%	31.1337%
182161	0.1049%	32.5142%	233811	0.0254%	31.5139%	189960	0.4222%	31.1337%
182162	0.1049%	32.5142%	221729	0.0424%	31.3396%	189962	0.4222%	31.1337%
189960	0.6415%	32.0151%	221730	0.2036%	31.3396%	189963	0.4222%	31.1337%
189962	0.6415%	32.0202%	233812	0.0254%	31.5139%	194058	0.4377%	31.1552%
189963	0.6415%	32.0151%	182026	0.0423%	31.5139%	194053	0.4299%	31.1552%
189951	0.6339%	32.0254%	232294	0.1015%	31.5429%	194052	0.4299%	31.1552%
194048	0.6414%	32.0305%	232497	3.9078%	25.0579%	194051	0.4299%	31.1552%
194049	0.6488%	32.0407%	261837	3.9174%	25.0509%	194065	0.4299%	31.1552%
194054	0.6339%	32.0254%	243937	3.9331%	10.9223%	194064	0.4299%	31.1552%
194055	0.6488%	32.0407%	315933	3.7315%	22.1677%	194063	0.4299%	31.1552%
194056	0.6487%	32.0510%	238403	3.6488%	22.0853%	194062	0.4377%	31.1552%
194057	0.6487%	32.0561%	243936	3.9548%	11.5888%	202181	2.5872%	1.7325%
202181	3.7738%	0.2783%	157347	2.9812%	0.7116%	182007	0.0311%	31.4339%
182007	0.1430%	32.2146%	253842	3.5932%	26.0428%	253843	5.5548%	17.9318%
253843	5.0652%	16.2226%	247590	0.0678%	31.3862%	221729	0.0856%	31.4392%
221729	0.1129%	32.2197%	255318	0.0170%	31.2054%	221730	0.0156%	31.4392%
221730	0.0301%	32.2248%	255322	0.0763%	31.3862%	232294	0.0698%	31.6627%
232293	0.0075%	32.4231%	255334	0.0763%	31.3862%	232497	3.6255%	24.6858%
232294	0.0075%	32.4231%	255335	0.0763%	31.3862%	261837	3.6011%	24.6600%
232497	4.2042%	26.1760%	255418	0.0170%	31.1703%	243937	2.4512%	10.1301%
261837	4.2370%	26.1760%	255419	0.0170%	31.1703%	315933	4.1928%	22.0876%
236963	0.3696%	32.0561%	181935	0.0425%	31.1878%	238403	4.2463%	22.0807%

TABLA 56.: Errores del SARFI-90 en nodos no monitorizados del *EPRI-Ckt7* (error del $\pm 2\%$ en las medidas).
Parte 6.

Fase a			Fase b			Fase c		
Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD	Nodo	EEVTCD-L1	EHT-SVD
236965	0.3166%	32.0920%	261836	3.9085%	25.0440%	243936	2.5744%	10.6241%
243937	3.6682%	11.9498%	261880	0.5108%	31.0999%	157347	2.5641%	1.7325%
315933	5.2716%	23.7773%	280598	3.9256%	25.0718%	253842	5.5585%	16.8760%
238403	5.2890%	23.7708%	280596	3.9252%	25.0787%	247590	0.0933%	31.4819%
243936	3.5652%	12.8847%	280597	3.9252%	25.0787%	255318	0.0702%	31.2895%
157347	3.7738%	0.2783%	280600	3.9341%	25.0856%	255322	0.0701%	31.4392%
253842	5.0838%	15.5125%	283565	4.0184%	22.5698%	255334	0.1011%	31.4819%
247590	0.0601%	32.2758%	283566	4.0092%	22.5624%	255335	0.1167%	31.4819%
255318	0.1732%	32.1533%	283567	4.0180%	22.5773%	255418	0.2107%	31.2734%
255322	0.0827%	32.3063%	283954	2.7887%	25.7591%	255419	0.2107%	31.2734%
255334	0.0526%	32.2758%	283955	2.7887%	25.7591%	181935	0.2185%	31.2788%
255335	0.0677%	32.2758%	283956	2.8114%	25.8883%	261836	3.6096%	24.6600%
255418	0.1884%	32.1278%	287274	3.8561%	24.9815%	261880	0.4145%	31.1229%
255419	0.1884%	32.1278%	287275	3.8829%	25.0023%	280598	3.6337%	24.6922%
181935	0.1884%	32.1278%	298159	1.1427%	4.6649%	280596	3.6252%	24.6922%
261836	4.2370%	26.1760%	298161	1.7730%	6.8271%	280597	3.6252%	24.6922%
261880	0.6416%	32.0100%	298162	1.7291%	6.7089%	280600	3.6252%	24.6922%
280598	4.2042%	26.1760%				283565	4.2773%	22.3212%
280596	4.2042%	26.1760%				283566	4.2861%	22.3212%
280597	4.2042%	26.1760%				283567	4.2773%	22.3212%
280600	4.2042%	26.1760%				283954	2.3440%	25.7336%
282273	0.0075%	32.4231%				283955	2.3522%	25.7398%
282274	0.0075%	32.4231%				283956	2.4247%	25.8461%
282275	0.0075%	32.4231%				287274	3.5534%	24.5826%
283565	5.4492%	24.0152%				287275	3.5531%	24.5890%
283566	5.4492%	24.0152%				298159	0.6928%	3.1449%
283567	5.4239%	24.0152%				298161	1.3928%	5.6353%
283954	2.8521%	27.2198%				298162	1.4048%	5.5442%
283955	2.8521%	27.2198%						
283956	2.8502%	27.2669%						
287274	4.1680%	26.0912%						
287275	4.1759%	26.0973%						
298159	1.1757%	4.5864%						
298161	2.1007%	7.2392%						
298162	2.1338%	7.1436%						
232294	0.0075%	32.4231%						
232497	4.2042%	26.1760%						
261837	4.2370%	26.1760%						
236963	0.3696%	32.0561%						