

Método de estimación de estado de sistemas de distribución de energía eléctrica  
incorporando unidades de medición fasorial (PMU)

Yeison Isnardo Blanco Solano, Carlos Alfredo Fuentes Sepúlveda

Trabajo de Grado para Optar el título de ingeniero electricista.

Director

Dr. Gabriel Ordóñez Plata.

Codirector

M. Sc. Jairo Blanco Solano

Universidad Industrial de Santander

Facultad de ingeniería físico-mecánicas

Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones

Bucaramanga

2018

### **Agradecimientos**

Agradezco a Dios por cuidar de mí y guiarme para poder superar todas las dificultades de salud y todas aquellas que se presentaron durante el transcurso del tiempo, a mi padre Isaías Blanco y mi madre María Emma Solano por su amor, apoyo incondicional y por todo el sacrificio para poder brindarme la oportunidad de lograr mi sueño de ser un profesional en la prestigiosa Universidad Industrial de Santander. Mis padres son mis mejores maestros y agradezco todas las enseñanzas que me han dado durante toda mi vida. A mis hermanos Jairo, Claudia Patricia, Hilda y Sarita quien es el angelito que intercede por mí en el cielo. Ustedes me brindaron su apoyo para poder lograr alcanzar este triunfo. A mis sobrinos Karina, Juan David, Julián Daniel, María Juliana que han formado parte de mi vida. A mis profesores, amigos y compañeros que me acompañaron en el proceso para lograr esta meta. A todos muchas gracias.

Yeison.

Agradezco al Padre Celestial por ser la luz que ilumina mi camino. A mis padres Joaquín Fuentes y Zoraida Sepulveda que fueron los que incondicionalmente estuvieron a mi lado durante estos largos y difíciles años de universidad, y de quienes aprendí como afrontar las dificultades que la vida me ha puesto. Mis hermanos Jesús David y Jairo Alonso, de quienes me apoyaron para llegar a este momento en mi vida. Mis sobrinos Emanuel, Mariana, Maximiliano y Emily quienes con sus travesuras descargan las energías negativas y el estrés de la cátedra. Mis Profesores de quienes aprendí lo hermosa que es la ingeniería eléctrica. Por último, a mis grandes amigos quienes en las derrotas me levantaban para continuar y en las victorias celebraban conmigo. A todos ellos muchas gracias.

Carlos.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción .....	1
1. Generalidades del proyecto .....	4
1.1 Antecedentes .....	4
1.2 Planteamiento del problema.....	8
1.3 Motivación y justificación .....	10
1.4 Objetivos del trabajo de grado .....	11
1.4.1 Objetivo General.....	11
1.4.2 Objetivos específicos .....	12
1.5 Estructura del documento .....	12
2. Revisión de las metodologías para la estimación de estado .....	15
2.1 Introducción a la estimación de estados.....	15
2.2 Metodología de estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados.....	17
2.3 Métodos de estimación de estado .....	20
2.3.1 Estimación de estado en tiempo real.....	20
2.3.2 Estimadores de estado usando pseudo mediciones.....	21
2.3.3 Estimadores de estados basados en tensiones de nodos.....	21
2.3.4 Estimadores de estado basados en corrientes ramales.....	22
2.4 Estimadores de estado basados en algoritmos de minimización de norma L1 .....	23

2.5 Observaciones .....	24
<b>3. Métodos dsse aplicando wls. ....</b>	<b>25</b>
3.1 Sistema de prueba implementado .....	25
3.1.1 Simulación de flujo de carga en OpenDSS.....	28
3.1.2 Extracción de datos del software OpenDSS. ....	30
3.2 Método DSSE aplicando WLS con medidas de corrientes de rama y tensiones de fase .....	30
3.2.1 Definición de variables de estado. ....	31
3.2.2 Construcción del vector de medidas. ....	31
3.2.4 Proceso de simulación.....	35
3.2.5 Resultados de simulación.....	36
3.3 Métodos DSSE aplicando WLS con mediciones de potencias activa y reactiva de rama y tensiones de fase. ....	38
3.3.1 Definición de las variables de estado.....	38
3.3.2 Construcción del vector de medidas. ....	39
3.3.3 Medidas en términos de las variables de estado. ....	39
3.3.4 Proceso de simulación.....	41
3.3.5 Resultados de la simulación.....	42
3.4 Observaciones.....	45
<b>4. Método DSSE incorporando PMUs .....</b>	<b>47</b>
4.1 Introducción a algoritmos de minimización de norma L1. ....	47
4.1.1 Descripción del Toolbox CVX basada en la programación convexa. ....	48

4.2 Estimación de estado usando algoritmos de norma L1 y medición fasorial.....	49
4.2.1 Ubicación de las PMUs.....	49
4.2.2 Representación de las medidas en término de las variables de estado. ....	49
4.2.3 Proceso de simulación.....	51
4.2.4 Resultados de la simulación.....	53
4.3 Estimación de estados usando algoritmos de norma L1 y medición fasorial para un perfil de carga de 24 horas.....	56
4.3.1 Resultados de la simulación para un perfil de carga de 24 horas. ....	57
4.4 Estimación de estado usando algoritmos de minimización de norma L1 y medición fasorial con metodologías OPP.....	62
4.4.1 Programación Entera Lineal Binaria.....	63
4.4.2 Resultados de simulación.....	64
4.4 Observaciones .....	67
5. Conclusiones.....	70
Referencias bibliográficas.....	74

**Lista de Tablas**

	<b>Pag</b>
Tabla 1 Parámetros eléctricos del sistema de 69 nodos.....	26
Tabla 2 Estadísticos de los errores en pu de la magnitud para las tensiones estimadas. ....	57
Tabla 3 Estadísticos de los errores en radianes del ángulo para las tensiones estimadas.....	59

**Lista de Figuras**

	Pág.
Figura 1. Distribución Gaussiana.....	15
Figura 2. Topología del sistema de 69 nodos. .	28
Figura 3 Diagrama de flujo para la estimación de estado basada en WLS.....	36
Figura 4 Comparación de la magnitud de las tensiones en pu estimadas por WLS y los datos obtenidos por OpenDSS..	37
Figura 5 Error de la estimación de estado de la magnitud de la tensión con WLS..	38
Figura 6 Diagrama de flujo para la estimación de estado WLS con potencias activa y reactiva. .....	42
Figura 7 Comparación de las magnitudes de las tensiones en pu estimada por WLS con medidas de potencia y los datos obtenidos por OPENDSS.....	43
Figura 8 Comparación de los ángulos de las tensiones en pu estimada por WLS con medidas de potencia y los datos obtenidos por OPENDSS. ....	43
Figura 9 Error de la estimación de estado de la magnitud de la tensión con WLS usando medidas de potencia.....	44
Figura 10 Error de la estimación de estado del ángulo de la tensión con WLS usando medidas de potencia. ....	44
Figura 11 Diagrama de flujo que describe el proceso planteado en Matlab para la estimación de estado fasorial-Norma L1. ....	52
Figura 12 Comparación de la magnitud de las tensiones en pu estimada por algoritmos de norma L1.....	53

Figura 13 Comparación de los ángulos de fase de las tensiones en radianes estimada por norma L1.....	54
Figura 14 Error de la estimación de la magnitud de tensión utilizando Norma L1. ....	54
Figura 15 Error de estimación estado del ángulo de fase de la tensión utilizando Norma L1.. .....	55
Figura 16 Curvas de demanda, de un operador de red para estratos residenciales 1,2,3 y 4 ..	56
Figura 17 Comparación de la magnitud de la tensión del nodo 13 en pu (norma L1 vs OpenDSS).....	61
Figura 18 Comparación de la magnitud de la tensión del nodo 40 en pu (norma L1 vs OpenDSS).....	62
Figura 19 Comparación de resultados de la magnitud de las tensiones en pu usando la norma L1 con. ....	65
Figura 20 Comparación de resultados del ángulo de fase de las tensiones en radianes usando el algoritmo de norma L1. ....	65
Figura 21 Error de estimación de la magnitud de tensión utilizando la norma L1 con 19 unidades de medición fasorial.. ....	66
Figura 22 Error de estimación del ángulo de fase utilizando la norma L1 con 19 unidades de medición fasorial.. ....	67

**Lista de Apéndices**

Apéndice A .....	78
Apéndice B.....	82

## Glosario

### A

Análisis de la observabilidad

Análisis de la observabilidad

Proceso en el cual se determina si un sistema es observable a partir de un grupo de variables observadas., 6

### C

CPE

CPE

Calidad de la potencia eléctrica., 7

CVR

CVR

del inglés Conservation voltage reduction, Ahorro de energía por reducción del nivel eficaz de tensión, 2

### D

DMS

DMS

del inglés Distribution management system, denominación en inglés del concepto relacionada a la gestión de los sistemas de distribución eléctrica., 2

DSSE

DSSE

del ingles Distribution system state estimation , concepto referente a la estimacion de estado., 8

**E**

Estimador de estado

Estimador de estado

Algoritmo que permite conocer el estado parcial o total de un sistema a partir de un la observacion de un grupo de variables del mismo., 5

**M**

MATLAB

MATLAB

Software matematico., 10

**O**

OpenDSS

OpenDSS

Software de análisis de sistemas de distribución disponibles., 3

OPP

OPP

del ingles Optimal PMU placement, algoritmos de posicionamiento optimo de equipos de medicion fasorial ., 13

**P**

PMUs

PMUs

del inglés Phasor measurement unit, dispositivo de medición fasorial de variables  
eléctricas., 2

Pseudo mediciones

Pseudo mediciones

Información extraída de un sistema por medio de un análisis estadístico, 20

**R**

Regularización por minimización de la norma L1

Regulación por minimización de norma L1

es un algoritmo que permite dar solución a un sistema de ecuaciones lineales sub-  
determinado, 22

REI

REI

Red eléctrica inteligente, 1

**S**

SCADA

SCADA

del inglés Supervisory control and data acquisition, software para ordenadores que permite  
controlar y supervisar procesos industriales a distancia., 1

Smart meters

Smart meters

Concepto que reúne las operaciones de medición en una red eléctrica inteligente, 5

Sobre-determinado

Sobre-determinado

En la matemática un sistema de ecuaciones es sobre-determinado cuando este presenta una mayor cantidad de ecuaciones que variables., 15

Sub-determinado

Sud-determinado

En la matemática un sistema de ecuaciones es sud-determinado cuando presenta una menor cantidad de ecuaciones que de variables., 15

## V

Varianza

Varianza

Medida de dispersión definida como la esperanza del cuadrado de la desviación de dicha variable respecto a su media., 17

## W

WLS

WLS

del inglés Weight least squares, mínimos cuadrados ponderados, 3

### Resumen

**Título:** Método de estimación de estado de sistemas de distribución de energía eléctrica incorporando unidades de medición fasorial (pmu)<sup>1</sup>.

**Autor:** Yeison Isnardo Blanco Solano, Carlos Alfredo Fuentes Sepulveda<sup>2</sup>

**Palabras clave:** Operación, Control, Estimación De Estado.

#### Descripción:

En este trabajo se realiza la implementación de dos métodos de estimación de estado de sistemas de distribución basados en WLS y un método que incorpora la información obtenida a través de PMUs y resuelto mediante un problema de minimización de norma L1. Los métodos DSSE son importantes para el monitorización y control permitiendo la gestión óptima y confiable de los sistemas de distribución. Los métodos son implementados y evaluados sobre un sistema de 69 nodos con operación radial que es reportado en el IEEE. En una primera etapa se desarrolla la revisión de los métodos de estimación seleccionados identificando los datos de entrada requeridos, las formulaciones matemáticas de sus algoritmos y el proceso de solución. La solución de los estimadores de estado busca obtener la magnitud de la tensión de fase-neutro y su ángulo, según corresponda a la cantidad de medidas y las especificaciones computacionales de cada método. En el proceso de validación de los métodos y la solución de estimación de estado se desarrolla en MATLAB. A su vez, la solución del flujo de carga es realizado mediante OpenDSS para conocer el estado real del sistema de distribución, de esta manera se obtienen las medidas necesarias para la entrada de cada método de estimación y de igual manera, se utilizan para obtener los errores en las variables de estado estimadas respecto al estado real del sistema. Se estableció que la metodología DSSE por minimización de norma L1, tiene grandes ventajas sobre las metodologías basadas en WLS, esto debido a la reducida cantidad de equipos de medida necesarios, también por la calidad de los resultados obtenidos. Se piensa en un futuro que la estimación de estado por minimización de norma L1 permitirá tener control y supervisión sobre sistemas RIE.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de ingenierías Fisicomecánicas. Escuela ingeniería eléctrica, electrónica y telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata. Profesor Titular Laureado. Codirector: Jairo Blanco Solano. Profesor Cátedra Asistente

**Abstract**

**Title:** Method of estimation of state of distribution systems of electrical energy incorporating units of measurement phasor (pmu)<sup>3</sup>.

**Author:** Yeison Isnardo Blanco Solano, Carlos Alfredo Fuentes Sepulveda<sup>4</sup>

**Keywords:** Operation, Control, State Estimation.

**Description:**

In this work, the implementation of two methods of estimation of the state of distribution systems based on WLS and a method that incorporates the information obtained through PMUs and solved by a problem of minimization of L1 Norm. DSSE methods are important for monitoring and control allowing optimal and reliable management of distribution systems. The methods are implemented and evaluated on a system of 69 bus with radial operation that is reported in the IEEE. In the first stage, the review of the selected estimation methods is developed by identifying the required input data, the mathematical formulations of its algorithms and the solution process. The solution of the state estimators seeks to obtain the magnitude of the phase-neutral voltage and its angle, as appropriate to the quantity of measurements and the computational specifications of each method. In the process of validation of the methods and the solution of estimation of State is developed in MATLAB. In turn, the solution of the load flow is made by OpenDSS to know the real state of the distribution system, in this way the necessary measures are obtained for the entry of each estimation method and in the same way, they are used to obtain the Errors in the status variables estimated in relation to the actual state of the system. It was established that the methodology DSSE by minimization of standard L1, has great advantages over the methodologies based on WLS, this due to the reduced quantity of equipment of measurement necessary, also by the quality of the obtained results. It is thought in a future that the estimate of state by minimization of L1 Norm will allow to have control and supervision on systems RIE.

---

<sup>3</sup> Degree work

<sup>4</sup> Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Electric, Electronic and Telecommunications School. Director Gabriel Ordoñez Plata. Professor Titular Laureado. Codirector: Jairo Blanco Solano. Professor Cátedra Asistente

## **Introducción**

La creciente evolución de los sistemas de distribución de energía eléctrica, la introducción de la generación distribuida con energías renovables y el almacenamiento de energía, son algunos de los aspectos más influyentes y que conllevan a nuevos retos por afrontar en la operación y control de estos sistemas eléctricos, así también como en los esquemas de monitorización a implementar. Los primeros sistemas de distribución de energía eléctrica eran monitorizados mediante un sistema SCADA (del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*), el cual se basaba en información básica del estado de los interruptores dentro de la red (Periñan & Expósito, 1999) , (Gamiz Juarez, Romero Ramos, & de La Villa Jaen, 2016). Con el transcurso del tiempo y después de múltiples inconvenientes y limitantes en la operación, surgen las primeras metodologías en estimación de estado que se fundamentan en la observabilidad de las variables del sistema, tales como los valores eficaces de las tensiones en los nodos y las corrientes por los elementos, complementado algunas veces con mediciones de las variaciones de las señales tensión en tiempo real y datos estadísticos de la demanda.

En este sentido, el futuro ya trae consigo una serie de ventajas tecnológicas y nuevos desafíos ante las actuales configuraciones operativas de los sistemas de distribución de energía eléctrica, las cuales incorporan el concepto de Red Eléctrica Inteligente (REI). De esta forma, surge la necesidad de implementar la estimación de estado en las redes de distribución de energía eléctrica como respuesta a las problemáticas presentadas en la actualidad, tales como son las sobre-tensiones y sub-tensiones de régimen permanente, experimentadas por los clientes de la red (Primadianto, Lin, & Lu, 2015). De igual manera, los avances en el campo de las

mediciones eléctricas han permitido el desarrollo de equipos como las unidades de medición fasorial PMUs (del inglés *Phasor Measurement Unit*) que logran medir la magnitud y el ángulo de fase de los fasores de las componentes fundamentales de las tensiones, como también de las corrientes, en los sistemas de distribución. Adicional a esto, estas mediciones pueden ser sincronizadas en tiempo real, por lo que facilita la estimación de estado para una REI o cualquier sistema de distribución actual (Primadianto et al., 2015), (Lozano M, Castro A, & Ramírez P, 2012), (Chen, Chung, Wen, Li, & Teng, 2017).

Los métodos de DSSE (del inglés *Distribution System State Estimation*) pueden llegar hasta la supervisión de la red de distribución en tiempo real y proporcionar el estado / condición inicial para muchas aplicaciones de gestión del sistema de distribución de energía eléctrica DMS (del inglés *Distribution Management System*).

La formulación de un estimador de estado de alta precisión resulta determinante en las operaciones de la red supervisada, dando apertura a importantes aplicaciones en el DMS, tales como el control Volts VAR, la conmutación optimizada de bancos de condensadores, la minimización de pérdidas de energía, la eficiencia y ahorro de energía por reducción del nivel de la tensión eficaz CVR (del inglés *Conservation Voltage Reduction*), la optimización del uso de los transformadores de potencia del sistema de distribución de energía eléctrica, la reconfiguración de alimentadores y la restauración del servicio, el control de interruptores y reconectores, y la gestión de la demanda (Primadianto & Lu, 2016).

Por estas razones, es relevante la investigación en esta área, con el propósito inicial de realizar una comparación y verificación del desempeño de dos de los más relevantes métodos de estimación de estado: el método de mínimos cuadrados ponderados o comúnmente denominado

WLS (del inglés *Weight Least Squares*) y un nuevo método basado en la minimización de la norma L1, donde se emplea la información obtenida a través de equipos de medición fasorial (Majidi, Etezadi-Amoli, & Livani, 2017). El proceso de simulación y validación se realiza en un sistema de distribución de prueba de 69 nodos disponible en la literatura técnica del IEEE (Savir & Das, 2007). Este sistema de distribución de energía eléctrica es implementado en el software de modelado y simulación OpenDSS, el cual es ampliamente utilizado en la actualidad en labores de investigación y de consultoría; debido a que esta herramienta requiere una baja capacidad de cómputo y resulta muy versátil para la simulación de sistemas tradicionales y REI. Adicionalmente, los algoritmos de estimación de estado son implementados en la plataforma Matlab, que se encuentra licenciada por la Universidad Industrial de Santander.

## **1. Generalidades del proyecto**

El capítulo trata información de los antecedentes de la estimación de estados, su evolución hasta el día de hoy y las nuevas propuestas para el futuro. De igual forma se aborda el problema que se evaluara durante la realización del proyecto, el planteamiento de los objetivos y de forma general el desarrollo del libro.

### **1.1 Antecedentes**

La evolución de los sistemas eléctricos a un entorno donde se enmarca lo sostenible, viene dando como resultado una incorporación masiva de nuevos agentes generadores de energía eléctrica, así también como cargas con características particulares. Dado que la estimación de estado de un sistema eléctrico se basa en la utilización y conversión de la información proporcionada por medidores y algunas fuentes de conocimiento adicionales, es posible obtener una aproximación bastante acertada del estado del sistema eléctrico.

El concepto de estimación de estado fue introducido por el profesor Fred Schweppe del Massachussets Institute of Technology (MIT), un ingeniero eléctrico quien mencionó que la estimación de estado se puede definir como un algoritmo para el procesamiento de datos que utiliza medidas redundantes e información adicional para realizar un estimado del sistema eléctrico. De forma general, la estimación de estado de un sistema eléctrico busca determinar el valor de las variables de estado de un sistema eléctrico que, para el caso particular, son los valores eficaces y ángulos de fase de las componentes fundamentales de tensiones y corrientes. El método busca la solución con base en mediciones de variables de estado del sistema y la información de la posición de los dispositivos de conmutación, tales como interruptores, seccionadores, reconectadores (recloser) y demás elementos eléctricos del sistema.

Esto quiere decir que, con la medición de un número limitado de los valores eficaces y ángulos de fase de las componentes fundamentales de tensiones y corrientes, es posible conocer o estimar otro conjunto de los valores eficaces y ángulos de fase de las componentes fundamentales de tensiones y corrientes desconocidas debido a que no tiene asociado un equipo de medida, y que comúnmente se denominan las variables de estado. El profesor Schweppe además realizó una implementación para darle solución a un conjunto de ecuaciones no lineales utilizando un algoritmo iterativo de mínimos cuadrados ponderados WLS (Periñan & Expósito, 1999). En términos prácticos, un estimador de estado es una herramienta utilizada por los centros de control de las redes de energía eléctrica para la monitorización del sistema eléctrico, que puede ser muy aproximado a un análisis en tiempo real. Sin embargo, es claro que para tal situación se hace necesario que los modelos del sistema eléctrico sean lo más fiables posible. El continuo avance de la tecnología ha marcado a su vez diversos cambios en los métodos de estimación de estado. Por ejemplo, en (Baran, Jung, & McDermott, 2009) la estimación de estado es basada en las corrientes de rama por alimentadores y medidas de tensión; en (Baran & Kelley, 1995) se resalta la utilización de los flujos de potencia por los alimentadores ; en (E Manitsas, Singh, Pal, & Strbac, 2008) la evolución de los métodos considerando pseudo mediciones de las corrientes de alimentadores ramales y en (Sarri et al., 2012) se plantea el uso de los avances tecnológicos que incorporan unidades de medición avanzada (Smart Meters) y la sincronización de medidas.

Un estimador de estado se estructura con base en algunas funciones tales como (Gamiz Juarez et al., 2016):

Pre-filtrado de medidas: Busca realizar una valoración y comprobación de las mediciones, buscando así las que sean claramente erróneas; un ejemplo de ellas son magnitudes de tensión negativas y flujos de potencia desbordados. De esta manera, una vez identificadas las mediciones erróneas, serán descartadas para el proceso de estimación.

Procesar la topología de la red: Basado en el estado de los dispositivos de conmutación de la red y la disposición física del sistema, es posible caracterizar la topología presente en la red a la hora de la realización de la estimación de estado.

Análisis de la observabilidad: En esta etapa se determina si es posible obtener el estado del sistema con las medidas disponibles; en pocas palabras se establece si el total del sistema es observable o por contrario solo un subconjunto de éste.

Estimación del estado: Calcula el estado de la red, partiendo de las medidas, parámetros y conectividad de la red. La solución serán variables estimadas, las cuales deben satisfacer que sea la mejor solución posible estadísticamente, de tal manera que sus resultados sean acordes con las medidas obtenidas y con las variables reales en el sistema.

Detección de errores: La función tiene la capacidad de detectar posibles errores no gaussianos del conjunto de medidas obtenido, lo cual permitirá la eliminación del error por medio de las propiedades estadísticas propias de la estimación.

Con respecto a la medición fasorial, tiene sus inicios a principios de los 1970s, donde el mejoramiento del relé de distancia, que incorpora las componentes simétricas a través de mediciones de los fasores de las componentes fundamentales de tensiones y corrientes utilizando la Transformada Discreta de Fourier (Lozano M et al., 2012), conllevó a impulsar el desarrollo de la medición fasorial. En la actualidad empresas como ABB, AREVA y SEL ofrecen las

PMUs, las cuales son unidades de medición fasorial con grandes cualidades como: la elevada precisión en la adquisición de fasores de tensiones y corrientes de forma sincronizada; la observación del estado dinámico del sistema eléctrico de potencia y muchas características que hacen que la PMU sea un producto comercial. Las unidades de medición fasorial cumplen criterios técnicos consignados en estándares como el IEEE 1344-1995 e IEEE Std C37.118.1™-2011, donde se establece los métodos de medición y comunicación de estos equipos (Power & Society, 2011).

En términos de la estimación de estado, en (Rincón Ballesteros, 2013) se aborda la estimación de estado aplicado en sistemas de potencia; en (Alimardani, Therrien, Atanackovic, Jatskevich, & Vaahedi, 2015) la estimación de estado en sistemas de distribución de energía eléctrica ha sido abordada y más recientemente en (Majidi et al., 2017), la incorporación de medidas fasoriales para la estimación en sistemas distribución de energía eléctrica con novedosos métodos.

En la Universidad Industrial de Santander se encuentran antecedentes en la estimación del estado armónico en una red de distribución de energía eléctrica, la cual se enfoca en las metodologías existentes y su valoración (Castro & Melo, 2016). Por lo tanto, en el marco de este proyecto se ha evidenciado la necesidad de investigar sobre el tema de la estimación de estado, debido a la importancia para los centros de control de las redes eléctricas en los temas de despacho, calidad de la potencia y los marcos regulatorios propios de los sistemas eléctricos.

## 1.2 Planteamiento del problema

La incorporación de unidades de generación renovables en las redes de distribución de energía eléctrica, así también como micro-generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía, hacen parte de las características más importantes que describen el futuro de las REI. De igual forma, la integración de estos nuevos elementos conlleva a problemas más severos de la CPE (Calidad de la Potencia Eléctrica), como lo son las sobretensiones y hundimientos de tensión experimentados por los usuarios finales. Por ende, en un entorno de estas características se llegaría a niveles deficientes de la calidad en el servicio de energía suministrado, sin ser fácil el funcionamiento adecuado y confiable del sistema. En un moderno sistema de distribución de energía eléctrica, la estimación de estado toma un papel muy importante debido a que los operadores de la red pueden realizar estimaciones de las pérdidas de energía, determinar la reconfiguración óptima de la red, evitar que las líneas se sobrecarguen, y así mismo mejorar la capacidad de monitorización, control y distribución económica de los sistemas y finalmente mejorar la CPE (Deng, He, & Zhang, 2002).

A su vez, en las redes de distribución de energía eléctrica, las medidas de la magnitud de los valores eficaces de las tensiones y corrientes generalmente son limitadas. Este conjunto de medidas limitadas determina lo que se conoce como observabilidad, siendo parcial o totalmente observable un sistema acorde a la ubicación de las medidas y la topología de la red. En la mayoría de los casos, la observabilidad de la red no se logra a menos que se utilicen pseudo-medidas, que son valores obtenidos con base en datos históricos existentes; por ejemplo, la potencia generada en las centrales de generación y la demanda en subestaciones eléctricas (Periñan & Expósito, 1999). Los métodos comúnmente usados y conocidos para la DSSE (del

inglés *Distribution System State Estimation*) estáticos hacen uso fundamentalmente de las magnitudes de los valores eficaces de las tensiones y corrientes medidas; además se fundamentan en la teoría de WLS, siendo este enfoque el más generalizado y al cual se han dedicado esfuerzos considerables por minimizar los requisitos computacionales (Primadianto & Lu, 2016). Desde un punto de vista matemático, son básicamente métodos iterativos para dar solución a un sistema de ecuaciones sobre-determinado, y por ende la solución a la estimación de estados.

La necesidad de este trabajo de grado surge como respuesta a los cambios originados por la acelerada evolución de las redes de distribución de energía eléctrica, donde un aspecto importante es la opción que tienen los clientes de participar en el mercado energético como consumidores, y al mismo tiempo como auto generadores, con la posibilidad de inyectar potencia al sistema de distribución de energía eléctrica. Esto conlleva a que los operadores de la red requieran inversiones significativas en sistemas avanzados de monitorización y control con el fin de mantener la confiabilidad, fiabilidad y seguridad de sus redes.

De esta forma se define que el objeto de este trabajo de grado es la estimación de estado aplicada en sistemas de distribución de energía eléctrica, con énfasis en la comparación de métodos WLS y la aplicación de un método novedoso que incluya las medidas provenientes de unidades de medición fasorial PMU. En cuanto a la solución del problema previamente identificado, los métodos DSSE que serán abordados se presentan a continuación.

La diferenciación entre los dos enfoques obedece a la selección de las variables de estado y a los modelos de carga.

DSSE estático basado en WLS: los métodos DSSE basados en las tensiones nodales como variables de estado tienen variaciones dependiendo de las medidas tomadas del sistema. Para la solución se implementa: la estimación de estado de sistema de distribución de energía eléctrica con mediciones de baja precisión de tensiones de fase y corrientes ramales (Chen et al., 2017) y la estimación de estado de sistemas de distribución de energía eléctrica con medidas de potencia activa y reactiva de ramales y tensiones de fase (Deng et al., 2002).

Métodos DSSE dinámicos: estos métodos utilizan información de SCADA, IEDs (del inglés *Intelligent Electronic Device*) y PMUs para la realización de la estimación de estado. Las variables de estado son las tensiones fasoriales de los nodos del sistema, tomando mediciones de la magnitud y el ángulo de algunas de las variables de estado mediante unidades fasoriales como lo menciona (Majidi et al., 2017).

La validación de los resultados de los métodos de estimación de estado se realizará a través del software MATLAB, en el cual se implementarán los algoritmos para cada método de estimación objeto de estudio y la solución práctica estará dada sobre un sistema de 69 nodos del IEEE. Mediante el programa de simulación OpenDSS se obtendrá la solución del flujo de carga del sistema de prueba, lo cual permitirá conocer los valores de entrada necesarios para la estimación de estado y de igual manera la comparación de la estimación con los valores considerados como reales obtenidos también del software OpenDSS.

### **1.3 Motivación y justificación**

En los últimos años se evidencia que los equipos de medición usados para la obtención de variables eléctricas han avanzado notablemente en sus capacidades tecnológicas, principalmente

en la reducción en sus incertidumbres en la medida, almacenamiento de datos, análisis de datos, ventanas de observación de la medida, sincronización, entre otras. Uno de los ejemplos más importante son los equipos de medición fasorial (Pmu), los cuales permiten obtener las estimaciones de parámetros de variables eléctricas, de tal manera que son expresadas de forma fasorial (magnitud y fase) y esto permite conocer el estado de un sistema eléctrico, debido a que estos equipos permiten la sincronización en tiempo entre ellos.

La justificación o motivación para realizar este trabajo es básicamente proponer que las informaciones proporcionadas por las nuevas tecnologías de medición fasorial sean utilizadas en nuevas metodologías de estimación de estado que incluyan algoritmos y métodos que sean innovadores para la operación eficiente de los sistemas eléctricos. Este tipo de trabajo de grado permite incursionar en el área de estimación de estados de un sistema de distribución, y con el desarrollo de este, se incursiona en procesos novedosos que no solo se utilicen en la estructura actual del sistema de distribución, sino también en el ámbito de la implementación de las nuevas de tecnologías de la medición de variables eléctricas.

#### **1.4 Objetivos del trabajo de grado**

Basado en el planteamiento del problema es pertinente formular el alcance general del proyecto y sus actividades específicas para lograrlo de tal forma que quedara plateado en los objetivos.

##### **1.4.1 Objetivo General**

Implementar un método para la estimación de estado de sistemas de distribución de energía eléctrica abordando un modelado matemático que incorpore la información proporcionada por las unidades de medición fasorial (Pmu).

### 1.4.2 Objetivos específicos

- Implementar un método basado en la teoría de mínimos cuadrados ponderados para la estimación de las variables de tensión y corriente en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- Estimar las variables de estado de un sistema de distribución de energía eléctrica implementando un modelado matemático que incorpore las mediciones proporcionadas por unidades de medición fasorial.
- Evaluar comparativamente los resultados obtenidos en un caso de estudio, realizando simultáneamente una validación con los resultados de flujos de carga en el software OpenDSS.

### 1.5 Estructura del documento

El documento se ha estructurado en cinco (5) capítulos. El Capítulo 1 relacionado con las generalidades del proyecto. Los otros cuatro (4) capítulos son descritos brevemente a continuación:

**1.5.1 Capítulo 2:** se realiza una revisión de la teoría propuesta en artículos, libros y revistas sobre temas como la definición de la estimación de estados y mínimos cuadrados, buscando dar la claridad necesaria, antes del abordaje de las formulaciones metodológicas de la estimación de estado utilizando WLS, sus características, variables de estimación, variables de entrada a las metodologías, restricciones, condiciones y modelos matemáticos. Al finalizar el capítulo se presentan algunas observaciones sobre la información analizada.

**1.5.2 Capítulo 3:** Se implementan dos métodos DSSE basados en WLS, donde sus algoritmos matemáticos son implementados en MATLAB. Durante la estimación de estado se ha seleccionado un sistema de distribución del IEEE, con 69 nodos el cual es descrito más a detalle en el desarrollo del capítulo. Las mediciones de entrada para la estimación de estado de cada uno de los métodos serán extraídas de la solución del flujo de carga de OpenDSS, donde será implementado el sistema seleccionado. Igualmente, al finalizar el capítulo se realiza las observaciones comparativas sobre las dos metodologías seleccionadas.

**1.5.3 Capítulo 4:** Se menciona brevemente el método de minimización de norma L1, utilizando una forma regularizada y sus respectivas aplicaciones. A continuación, se realiza la selección de conjunto de nodos para la instalación de las PMUs. Estos nodos son seleccionados aplicando un criterio cualitativo del sistema eléctrico; además en la selección del número de medidores se incorpora una restricción del mínimo de PMUs necesarias, siendo una de las características establecidas por la metodología implementada. El paso siguiente es estimar el estado del sistema eléctrico utilizando el software MATLAB; los resultados de la simulación en OpenDSS son comparados con los obtenidos por el algoritmo de estimación.

Además, se utiliza una metodología de OPP (del inglés *Optimal PMU Placement*) para la determinación de número de unidades fasoriales y su localización, que consiste en un sistema de monitorización diferente al usado para los resultados presentados previamente. Con este nuevo conjunto de PMUs instaladas se realiza nuevamente la

estimación de estado del sistema y se verifican los posibles cambios con respecto a las anteriores estimaciones.

**1.5.4 Capítulo 5:** En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas del desarrollo del trabajo de grado. Además, se resaltan los beneficios de los nuevos métodos de estimación y sus ventajas con respecto a los clásicos. De forma complementaria, se propondrá una serie de recomendaciones respecto a las metodologías de estimación y de OPP para futuros trabajos de investigación.

## 2. Revisión de las metodologías para la estimación de estado

Los métodos DSSE seleccionados son mostrados durante el desarrollo del capítulo, es pertinente mostrar las bases de cada método seleccionado, su matemática que los define y además sus mediciones necesarias para su solución.

### 2.1 Introducción a la estimación de estados

La estimación de estado es un proceso algorítmico que tiene como objetivo determinar las variables desconocidas de un sistema a partir de la observación y medición de un conjunto de ellas; generalmente es aplicable cuando las variables tienen un comportamiento probabilístico de distribución Gaussiana, tal como se presenta en la Figura 1 (Periñan & Expósito, 1999), (Gamiz Juarez et al., 2016).

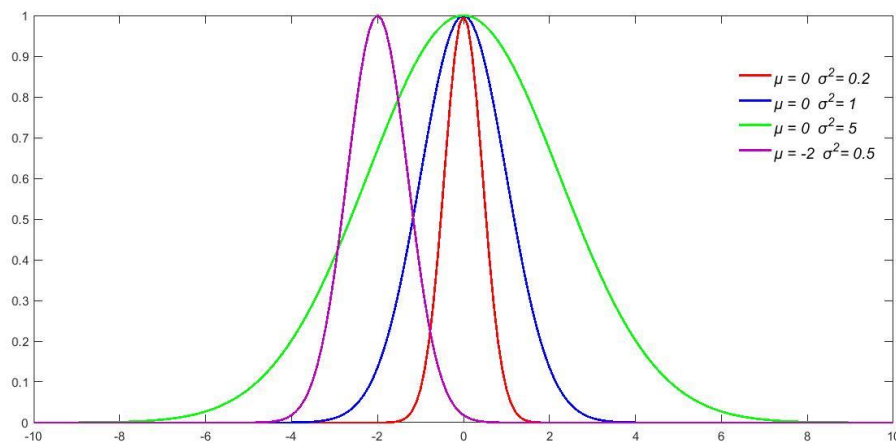


Figura 1. Distribución Gaussiana. Fuente autores.

Esto indica que la solución determinada por la estimación de estado es un conjunto de datos agrupados con una desviación estándar, que dependen de la incertidumbre asociada a las medidas realizadas sobre el sistema de estudio.

Inicialmente la estimación de estado por WLS se solventa en la solución a un sistema de ecuaciones sobre-determinado<sup>5</sup> mediante la metodología de mínimos cuadrados ponderados, los problemas presentados en la aplicación de dicho método son evidenciados cuando el conjunto de variables observadas es reducido y computacionalmente cuando el mismo presentaba una gran cantidad de variables. La solución a esta problemática está en la implementación las pseudo-mediciones, la medición virtual, computadoras más robustas y la formulación de algoritmos como el implementado en este libro de minimización de norma L1. Este último permite la solución a un sistema de ecuaciones sub-determinado<sup>6</sup>, de esta forma da respuesta al problema de tener un grupo reducido de variables observadas (Periñan & Expósito, 1999).

El proceso de estimación de estado tiene una gran variedad de campos de aplicación, desde reacciones químicas, procesos de ingeniería civil, problemas de matemática relacionados con probabilidad, monitorización de redes de suministro de agua potable, dinámica de equipos mecánicos y en la ingeniería eléctrica para la monitorización y detección de fallas en sistemas eléctricos de distribución y transmisión.

---

<sup>5</sup> Sobre-determinado: En la matemática un sistema de ecuaciones es sobre-determinado cuando este presenta mayor cantidad de ecuaciones que de variables.

<sup>6</sup> Sub-determinado: En la matemática un sistema es sub-determinado cuando existe una mayor cantidad de variables que de ecuaciones, lo que indica que el sistema tiene infinitas soluciones.

## 2.2 Metodología de estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados.

Los mínimos cuadrados ordinarios es una metodología de la estadística que permite conocer los parámetros de un sistema a través de un modelo de regresión lineal. Esto se da al minimizar el error entre los valores de las variables observadas y los resultados obtenidos por el modelamiento del sistema.

Para la estimación de estado en redes eléctricas de distribución aplica un caso particular, y es el de mínimos cuadrados ponderados (WLS). Este diverge de los planteamientos iniciales pues contiene una matriz que solo presenta las varianzas de cada parámetro observado.

Quien introduce la estimación de estado en el proceso de control y supervisión de las redes eléctrica fue el profesor Fred Schweppe de la *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) (Gamiz Juarez et al., 2016), al ver la dificultad con la que se operaban el sistema; de ahí nacen las metodologías clásicas de la estimación donde se apoyan del método WLS, que ya con el tiempo han logrado evolución para que se puedan hacer este proceso en tiempo real, con ayuda de tele medidas con equipos como el PMU y con pseudo medidas.

El primer paso en el planteamiento metodológico del estimador es elegir el tipo de medidas sobre el sistema, como lo pueden ser, medidas de tensión o corrientes de inyección en las barras, corrientes por ramales, o puede implementarse las pseudo medidas basadas en estudios de carga, medición virtual, estudios de curvas de consumo de potencia en usuarios, etc. El paso siguiente es relacionar estas variables del sistema por medio de funciones matemáticas, en lo posible que sean lineales, pues este proceso es una regresión lineal y se necesita el mayor ajuste posible. Este planteamiento matemático se representa como:

$$w = h(x) + er \quad (1)$$

De esta forma se establece el planteamiento inicial de la estimación de estado,  $\mathbf{W}$  es un vector que contiene las medidas obtenidas en el sistema para el instante de tiempo en el cual se está desarrollando la estimación;  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  será el vector que relaciona las variables de estudio o como se la llama en ingeniería, son las ecuaciones de estado; estas en la mayoría de los casos resultan de una multiplicación matricial de la forma  $\mathbf{Ax}$ , donde  $\mathbf{A}$  es la matriz de coeficientes y  $\mathbf{x}$  el vector de estados; y por último un vector error, el cual tiene como objetivo ser minimizado dentro de la solución del problema, pues este contiene la diferencia entre el valor medido y el valor estimado.

$$w = Ax + er \quad (2)$$

Lo siguiente es establecer la matriz de varianzas, dicha matriz contiene las varianzas asociadas a cada una de las mediciones, de forma diagonal, relleno con valores de cero todos los espacios diferentes a la diagonal de esta.

$$R = \begin{bmatrix} \sigma_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \sigma_2 & \vdots \\ 0 & \cdots & \sigma_n \end{bmatrix} \quad (3)$$

Hasta este punto, el problema de estimación de estado por mínimos cuadrados ponderados está definido, ya se cuenta con un sistema de ecuaciones sub-determinado, es decir que contiene más ecuaciones que variables. Para darle solución al problema basta con aplicar un método numérico, que por lo general es el ya conocido Newton Raphson, de esta manera el problema de estimación de estados se soluciona por un método iterativo, es aquí donde se evidencian las problemáticas que presenta el algoritmo, y cuando el sistema de estudio tiene una gran cantidad de variables, se da la necesidad de utilizar una CPU robusta que pueda establecer la solución a la estimación.

Para aplicar Newton Raphson, se hace necesario desarrollar el Jacobiano del sistema.  $H(x)$  es una matriz que contiene las derivadas de parciales de cada una de las ecuaciones de estado.

$$H(x) = \frac{dh(x)}{dx} \quad (4)$$

Al ser este un proceso iterativo, es necesario determinar los valores iniciales. Como el propósito es conocer las tensiones en los nodos del sistema de distribución, los valores iniciales serán la tensión fase-tierra, base del problema. Posteriormente se desarrolla el proceso de calcular los incrementos en cada una de las iteraciones y es ahí donde se evalúan las matrices antes mencionadas y se realiza la multiplicación; para lo cual se desarrolla el despeje mostrado en las ecuaciones 5 y 6.

$$A(x^k)\Delta x^k = -H^T(x^k)R^{-1}[W - h(x^k)] \quad (5)$$

$$A(x^k) = H^T(x^k)R^{-1}H(x^k) \quad (6)$$

Con la Ecuación 8 se determina el valor  $x^{k+1}$  para la siguiente iteración.

$$\Delta x^k = -H^T(x^k)R^{-1}[w - h(x^k)] * inv(A(x^k)) \quad (7)$$

$$x^{k+1} = x^k - \Delta x^k \quad (8)$$

De tal manera se llega al resultado de la estimación de estado. Se presentan problemas al ser un proceso iterativo pero que con el transcurso del avance tecnológico hoy se cuenta en los centros de control, con CPU que logran realizar el procesamiento de datos en microsegundos y de esta forma se puede desarrollar la supervisión de sistemas de distribución y de transmisión de energía eléctrica, además de convertirse en una aliado para determinar: fallas del sistema, mediciones de variables en nodos donde no se disponen de medidores, analizar errores, facilitar

los mercados de energía entre otras de las tantas aplicaciones que tiene la estimación de estado en los procesos del sector eléctrico.

### **2.3 Métodos de estimación de estado**

Los métodos de estimación de estado han evolucionado de igual manera que los equipos de medición presentes en los sistemas eléctricos, ya para este siglo se cuenta con una gran cantidad de equipos que envían los datos en tiempo real, así mismo como medidores de consumo de energía eléctrica en el hogar, que intercambian información cada hora. De esta forma es posible tener una gran información del sistema para desarrollar procesos de estimación de estado. De tal manera que es posible clasificar los métodos de estimación de estado según los procesos de adquisición de información sobre el sistema

**2.3.1 Estimación de estado en tiempo real.** Como indica, este método se caracteriza por ser desarrollado en tiempo real con equipos de medición sincronizados por un sistema SCADA que permite conocer el estado de los interruptores y reconectores de las subestaciones del mismo sistema de potencia; esto permite ver los cambios en la topología, a lo ya mencionado se agrega la información de las mediciones de tensión en los nodos, corriente rama o de inyección en los nodos, potencia activa y reactiva por las líneas, todas ellas son enviadas al centro de cómputo donde se desarrolla la estimación y se logra tener una mayor supervisión sobre el funcionamiento del sistema (Lozano M et al., 2012).

Con el surgimiento de la medición fasorial (PMU) (Power & Society, 2011), y la sincronización de estos equipos en el tiempo, se ha permitido disminuir la incertidumbre y además conocer los desfases de las mediciones de las componentes fundamentales de la tensión y la corriente, lo cual enriquece la información del estimador.

Se plantea en los sistemas de distribución de energía eléctrica, la medición sincronizada de baja precisión (Castro & Melo, 2016) esto para disminuir los costos de la instalación de equipos PMU pero de igual manera tener la supervisión sobre los anteriormente nombrados. Las telemedidas de potencia consumida por los usuarios del sistema de distribución de energía eléctrica también tiene cabida en este tipo de estimadores, pues la información de estos es enviada a los centros de control con un mayor intervalo de tiempo (Deng et al., 2002) esto agrega un error tanto de la medición más uno relacionado al desfase en tiempo con el cual llega la información(Deng et al., 2002) .

**2.3.2 Estimadores de estado usando pseudo mediciones.** Los estimadores basados en pseudo mediciones buscan caracterizar los usuarios de un sistema de distribución a través de curvas de demanda establecidas por el operador de la red mediante estudios de carga realizados a los mismos usuarios del sistema. Con dicha información y por medio de una distribución Gaussiana se obtienen un aproximado de las potencias inyectadas en cada nodo (Savier & Das, 2007), y con la información de las mediciones de tensión de algunos nodos del sistema, se realiza la estimación de estado (Efthymios Manitsas, Singh, Pal, & Strbac, 2012).

Entonces en este proceso lo que se busca es complementar el déficit de la información obtenida a partir de las mediciones, por medio de aproximaciones en las cargas conectadas, lo que conlleva a tener un sistema más eficiente en la instalación de equipos de medición pero que a su vez tiene mayores errores entorno a la estimación que se desarrolla (E Manitsas et al., 2008).

**2.3.3 Estimadores de estados basados en tensiones de nodos.** Esta estrategia de estimación busca medir y determinar las tensiones de los nodos del sistema. Las variables de estado son las

corrientes de inyección en los nodos donde existen cargas, como se muestra en la ecuación (9), la  $Z_{bus}$  es determinada con la información topológica de la red, de tal manera  $I_{bus}$  es el vector que representan las inyecciones de potencia en cada uno de los nodos en el sistema (Ke Li, 1996).

El planteamiento del problema es puramente lineal, esto lo que permite es mejorar el proceso de estimación para que el mismo converja de una manera más rápida. La Ecuación (9) muestra la relación matricial del sistema eléctrico.

$$[V_{bus}] = [Z_{bus}] * [I_{bus}] \quad (9)$$

La  $I_{bus}$  se obtiene a partir del modelamiento de las cargas presentes en el sistema, lo anterior, con ayuda de las curvas desarrolladas por los operadores de red y en otros casos con las metodologías planteadas en algunas referencias bibliográficas como en (Singh, Pal, & Jabr, 2010).

Con la medición fasorial (PMU), se ha permitido enriquecer a la información obtenida del sistema, agregando a la estimación datos de los desfases en las tensiones nodales (Deng, He, & Zhang, 2000).

**2.3.4 Estimadores de estado basados en corrientes ramales.** Los estimadores basados en corrientes de rama permiten de forma lineal relacionar las tensiones de los nodos y las corrientes por cada tramo, esto al final, tiende a facilitar la estimación de estado (Deng et al., 2000). La relación matricial que se utiliza para obtener las corrientes de los ramales se presenta en (10).

$$[I_{ij}] = [Y_{ij}] * [v_i - v_j] \quad (10)$$

Donde  $I_{ij}$  es la corriente entre el nodo  $i$  y el nodo  $j$ ,  $Y_{ij}$  la admitancia entre los nodos anteriores.

De igual manera que en los casos anteriores, se utilizan aproximaciones de carga para reducir la cantidad de equipos de medición presentes en el sistema, aunque existen metodologías que plantean la utilización de equipos de baja precisión (Chen et al., 2017), puestos en cada uno de los ramales del sistema de distribución de energía eléctrica, lo cual genera una complejidad en el tratamiento de las señales pues es necesario invertir en un sistema de comunicación que permita sincronizar todos los equipos.

Este tipo de estimadores cobran importancia en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica; debido a que la dirección de las potencias en todo tiempo es la misma y permite que los equipos no generen mediciones erróneas generando afectaciones en el proceso de estimación de estado.

#### **2.4 Estimadores de estado basados en algoritmos de minimización de norma L1**

La regularización por minimización de la norma L1 es un algoritmo que permite dar solución a un sistema de ecuaciones lineales sub-determinado, esto debido a que hay más variables o incógnitas que ecuaciones. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$Ax = b \quad (11)$$

Donde  $A$  es una matriz de  $m \times n$  tal que  $m \ll n$ , esto dado que es un sistema subdeterminado, y la respuesta al problema está en minimizar la siguiente ecuación:

$$\text{minimizar } (\|Ax - b\|_2^2 + \lambda \|x\|_1) \quad (12)$$

Donde  $\lambda > 0$ , y el cual es elegido por un análisis de sensibilidad. Ahora, siendo el vector  $x$  un conjunto de variables con distribución normal gaussiana, el objetivo del problema está en encontrar una solución particular que obedezca a ser quien con mayor probabilidad tiende a presentarse.

Esta metodología de estimación de estado, se solventan en algoritmos de minimización de norma, por lo que requiere herramientas alternativas como la programación convexa, lo que al final se traduce en una reducción significativa del tiempo y capacidad de computo necesaria para realizar la estimación.(Majidi et al., 2017).

## 2.5 Observaciones

- Los modelos clásicos de estimación de estado han presentan problemáticas que, a través del tiempo, que se han resuelto apoyándose en varios casos con la ayuda de la pseudo medición, gracias a que hoy en día se puede obtener más información acerca de la demanda en potencia de los usuarios.
- El algoritmo de mínimos cuadrados se complica cuando crece el número de variables de estado presentes en el problema, de tal manera que esto implica un aumento en la inversión en sistemas de cómputo para la aplicación de dicha metodología.
- Para sistemas de distribución no radiales las metodologías de corriente de rama basadas en WLS quedan desvirtuadas debido a la bidireccionalidad que presenta la corriente por los ramales del sistema, lo cual es común en las modernas redes de distribución de energía eléctrica y en los sistemas de distribución de energía eléctrica con una topología en anillo.
- Para las metodologías que involucran medición de potencia activa y reactiva, los algoritmos de WLS y minimización de norma L1 presentan dificultades, pues su modelamiento se hace por medio de ecuaciones no lineales, en dado caso algunos autores proponen el desarrollo de un modelo lineal aproximado, cerca al punto de operación estable del sistema de distribución.

### **3. Métodos DSSE aplicando WLS.**

Los métodos DSSE estáticos basados en WLS mencionados en la sección anterior son aplicados durante el desarrollo del capítulo, mostrando las medidas necesarias, ecuaciones necesarias para el desarrollo de los métodos iterativos y el tiempo aproximado para dar solución al problema de estimación de estados.

#### **3.1 Sistema de prueba implementado**

Para realizar las pruebas del algoritmo, se tiene el sistema eléctrico mostrado en la Figura 2, que es un sistema radial de 69 nodos, balanceado, con las siguientes características (Savier & Das, 2007):

- Para el estudio del sistema eléctrico se tomó una tensión nominal línea-línea de 13800 V, modificada con respecto a (Savier & Das, 2007). Su frecuencia es de 60 Hz, operación radial y subestación representada en el nodo 1.
- Las características de las líneas y cargas asociadas a cada nodo son las mostradas en la Tabla 1.
- El sistema tiene 69 nodos trifásicos, que serían un total de 207 variables de estado asociadas a las tensiones fasoriales.
- El sistema tiene 69 corrientes netas inyectadas en cada nodo, lo que corresponde a un total 207 variables de estado asociadas a las corrientes fasoriales.
- El equipo utilizado para la simulación cuenta con un procesador Inter Core 2 Duo a 2.20 GHz con memoria RAM de 3GB.

Tabla 1 Parámetros eléctricos del sistema de 69 nodos.

Elemento	Inicio	Final	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	P (kW)*	Q (kVAR)*
1	1	2	0,0005	0,0012	0	0
2	2	3	0,0005	0,0012	0	0
3	3	4	0,0015	0,0036	0	0
4	4	5	0,0251	0,0294	0	0
5	5	6	0,366	0,1864	2,6	2,2
6	6	7	0,381	0,1941	40,4	30
7	7	8	0,0922	0,047	75	54
8	8	9	0,0493	0,0251	30	22
9	9	10	0,819	0,2707	28	19
10	10	11	0,1872	0,019	145	104
11	11	12	0,7114	0,2351	145	104
12	12	13	1,03	0,34	8	5
13	13	14	1,044	0,345	8	5,5
14	14	15	1,058	0,3496	0	0
15	15	16	0,1966	0,065	45,5	30
16	16	17	0,3744	0,1238	60	35
17	17	18	0,0047	0,0016	60	35
18	18	19	0,3276	0,1038	0	0
19	19	20	0,2106	0,069	1	0,6
20	20	21	0,3416	0,1129	114	81
21	21	22	0,014	0,0046	5	3,5
22	22	23	0,1591	0,0526	0	0
23	23	24	0,3463	0,1145	28	20
24	24	25	0,7488	0,2475	0	0
25	25	26	0,3089	0,1021	14	10
26	26	27	0,1732	0,0572	14	10
27	3	28	0,0044	0,0108	26	18,6
28	28	29	0,064	0,1565	26	18,6
29	29	30	0,3978	0,1315	0	0
30	30	31	0,0702	0,0232	0	0
31	31	32	0,351	0,116	0	0
32	32	33	0,839	0,2816	14	10
33	33	34	1,708	0,5646	19,5	14

ELEMENTO	INICIO	FINAL	R ( $\Omega$ )	X ( $\Omega$ )	P (kW)*	Q (kVAR)*
35	3	36	0,0044	0,0108	26	18,55
36	36	37	0,064	0,1565	26	18,55
37	37	38	0,1053	0,123	0	0
38	38	39	0,0304	0,0355	24	17
39	39	40	0,0018	0,0021	24	17
40	40	41	0,7283	0,8509	1,2	1
41	41	42	0,31	0,3623	0	0
42	42	43	0,041	0,0478	6	4,3
43	43	44	0,0092	0,01116	0	0
44	44	45	0,1089	0,1373	39,22	26,3
45	45	46	0,009	0,0012	39,22	26,3
46	4	47	0,0034	0,0084	0	0
47	47	48	0,0851	0,2083	79	56,4
48	48	49	0,2898	0,7091	384,7	274,5
49	49	50	0,0822	0,2011	384,7	274,5
50	8	51	0,0928	0,0473	40,5	28,3
52	9	53	0,174	0,0886	4,35	3,5
53	53	54	0,203	0,1034	26,4	19
54	54	55	0,2842	0,1447	24	17,2
55	55	56	0,2813	0,1433	0	0
56	56	57	1,59	0,5337	0	0
57	57	58	0,7837	0,263	0	0
58	58	59	0,3042	0,1006	100	72
59	59	60	0,3861	0,1172	0	0
60	60	61	0,5075	0,2585	1244	88
61	61	62	0,0974	0,0496	32	23
62	62	63	0,145	0,0738	0	0
63	63	64	0,7105	0,3619	227	162
64	64	65	1,041	0,5302	59	42
65	11	66	0,2012	0,0611	18	13
66	66	67	0,0047	0,0014	18	13
67	12	68	0,7394	0,2444	28	20
68	68	69	0,0047	0,0016	28	20

*Nota \* las cargas de potencia activa y reactiva son conectadas en el nodo final mencionado en cada línea de la tabla. Adaptado de (Savier & Das, 2007)*

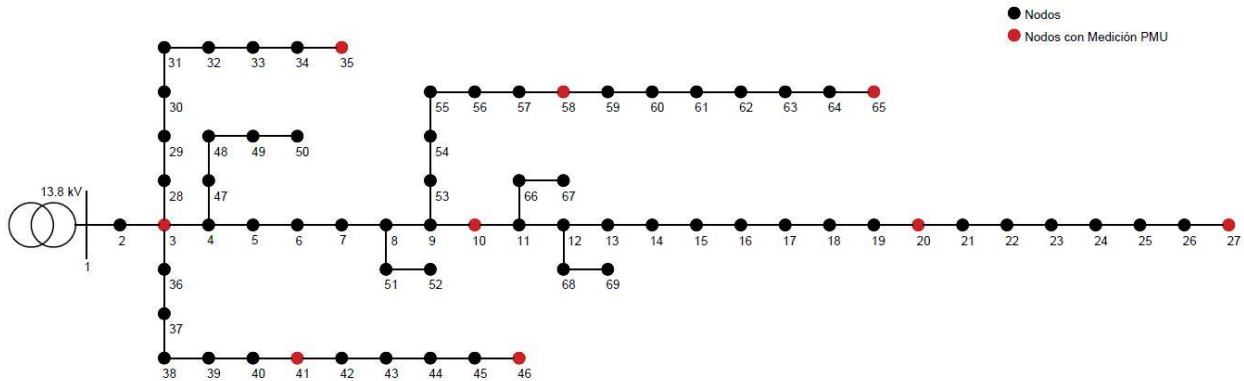


Figura 2. Topología del sistema de 69 nodos. Adaptado de (Savier & Das, 2007).

**3.1.1 Simulación de flujo de carga en OpenDSS.** El software OpenDSS es una herramienta importante para el modelamiento y simulación de redes de distribución de energía eléctrica, tanto convencionales como REI. OpenDSS es altamente usado en investigaciones y consultorías para análisis de redes de distribución de energía eléctrica; la versatilidad que presenta el software le permite al usuario la simulación estática y dinámica de sistemas de distribución que incorporen generación distribuida, de tal forma, el usuario encuentra la posibilidad de hacer análisis de armónicos lo cual es una de las herramientas nativas del software. Cuenta con la posibilidad de modelar cargas con modelos de potencia constante o impedancia constante; adicional a esto, las cargas presentan modelos monofásicos, bifásicos y trifásicos en  $\Delta$  o Y, siendo útil para investigaciones relacionadas con el desbalance de carga y el comportamiento de máquinas industriales ante esta problemática. También incorpora la opción de algoritmos de control y supervisión de sistemas de distribución, de tal manera que el usuario puede simular la automatización que presenta la red. En términos de medición, el software tiene objetos como

medidores de energía, sensores y Monitores, que se emplean para el registro del consumo de los usuarios; adicionalmente también permite simular las curvas de demanda de los usuarios convirtiendo a una solución dinámica (Roger Dugan, 2014). Algunos trabajos publicados en revistas de alto impacto resaltan el uso de OpenDSS en sus investigaciones(Hariri, Newaz, & Faruque, 2017)(Zhao & Mutale, 2016).

OpenDSS un software libre y con un requerimiento computacional altamente optimizado. Fue desarrollado por la EPRI (del inglés *Electric Power Research Institute*), una Institución dedicada a la investigación de sistemas de distribución y de transmisión, sin ánimo de lucro y financia por el gobierno de los Estados Unidos y una gran cantidad de empresas del sector eléctrico a nivel mundial que se benefician de los desarrollos que en esta se realizan; además cuenta ya con cerca de 900 patentes. OpenDSS se presenta como un programa en texto plano, entonces esto permite que el usuario programe las líneas de código desde cualquier editor de texto como WordPad o Notepad++. Recientemente EPRI hizo el lanzamiento de una versión gráfica, OpenDSS Graphical asemejándose al entorno de un sistema SCADA y permitiendo al usuario hacer una mejor descripción de la red de distribución. Adicionalmente, esta herramienta cuenta con una interfaz de programación con Matlab lo que posibilita el intercambio de información entre los dos programas. En este trabajo de grado se opta por usar la plataforma Matlab tanto para la solución de los métodos de estimación de estado implementados, como para la ejecución y extracción de resultados desde OpenDSS (Dugan & Institute, 2016).

En el Apéndice A se muestra en detalle las líneas de código implementadas en OpenDSS para el modelamiento del sistema de 69 nodos. Es aconsejable guardar en una carpeta vacía este

archivo, para posteriormente ser ejecutados de tal forma que al momento de exportar los datos de la simulación sean almacenados en la misma carpeta que contiene el archivo.

**3.1.2 Extracción de datos del software OpenDSS.** Después de la solución del flujo de carga en OpenDSS, resulta necesario la extracción de los resultados. Por defecto existen dos modos de extracción que son: archivos con extensiones “.csv y .txt” directamente desde OpenDSS con la información requerida y la interfaz con el programa MATLAB que permite obtener matrices con la solución del flujo de carga. En este trabajo se realiza la extracción de los datos mediante el uso de una interfaz con el programa de Matlab, la cual importa desde OpenDSS los datos de tensiones fasoriales de línea y de fase, el valor en por unidad de las tensiones, las corrientes fasoriales, potencia activa y reactiva de cada ramal y elementos como transformadores y cargas.

En el Apéndice B se muestra a detalle las líneas de código implementadas en el software Matlab para la conexión con la interfaz para la ejecución de OpenDSS.

### **3.2 Método DSSE aplicando WLS con medidas de corrientes de rama y tensiones de fase**

La estimación de estado por corrientes de rama y tensiones nodales de fase, presentado en (Chen et al., 2017), es puesto en práctica en esta sección. Para ser desarrollado requiere la información de las 67 corrientes de rama del sistema de prueba y adicional a esto, nueve tensiones nodales. La ubicación de las medidas de tensión se realizó aplicando los siguientes criterios:

- Los medidores serán ubicados en nodos que tengan carga asociada de preferencia, de tal forma que el punto no sea de solo paso si no que sea de conexión de carga a la red.
- Si el nodo no tiene carga asociada, se puede considerar un punto de agrupación de carga para ramales que su total de nodos no superen el valor de 4.

- Para ramales extensos que tienen asociados un número considerable de nodos se puede considerar que los puntos de medida deberán estar al final del ramal y en un punto intermedio del mismo.
- El nodo de la subestación no será medido, debido a que se puede considerar que la tensión en la barra puede mantenerse constante y cercana a la nominal.

**3.2.1 Definición de variables de estado.** Las variables de estado seleccionadas para la aplicación de este método son la magnitud de las tensiones fase-neutro del sistema implementado, lo cual corresponde a un total de 207 variables de estado. No obstante, como el sistema se considera balanceado, las variables están asociadas a una sola fase, con lo cual se tienen 69 variables de estado.

**3.2.2 Construcción del vector de medidas.** La construcción del vector de medidas se realiza tomando la información necesaria de los resultados del flujo de carga en OpenDSS. Estas medidas son: la magnitud de la corriente de la fase A en amperes de todos los ramales y la magnitud de la tensión nodal fase-neutro que tienen la asociación del equipo medida tal como se observa en la Figura 2. El número total de medidas de corriente es 68, y corresponde al número de ramales con el que cuenta el sistema, y 9 medidas de la magnitud tensión de la fase A de los nodos con equipos de medición instalados.

Ante el desconocimiento de las varianzas de las medidas debido que la solución al flujo de potencia fue realizada en OpenDSS, es pertinente utilizar lo mencionado en (Periñan & Expósito, 1999), que para el grupo que pertenecen las medidas como lo son la corriente tienen un valor constante a 0,02 y este valor es utilizado para la estimación de estados.

**3.2.3 Medidas en términos de las variables de estado.** Para la estimación de estado utilizando WLS es necesario expresar las medidas en término de las variables de estado.

En un primer paso, se definen las tensiones de fase de manera fasorial:

$$\vec{V}_i = Vm_i \angle \alpha_i \quad (13)$$

$$\vec{V}_j = Vm_j \angle \beta_j \quad (14)$$

Las admitancias ramales son definidas como cantidades complejas:

$$\vec{Y}_{ij} = Ym_{ij} \angle \theta_{ij} \quad (15)$$

Donde:

$Vm$ = Magnitud de tensión fase-neutro.

$Ym$ = Valor de la admitancia del ramal.

$\alpha, \beta$ = ángulos de fase de las tensiones de la fase A del sistema.

$i$ = Nodo donde sale la corriente de ramal.

$j$ =Nodo donde ingresa la corriente de ramal.

La corriente del ramal por definición es:

$$\vec{I}_{ij} = (\vec{V}_i - \vec{V}_j) * \vec{Y}_{ij} \quad (16)$$

Operando la ecuación (16) se obtiene:

$$\vec{I}_{ij} = \vec{V}_i * \vec{Y}_{ij} - \vec{V}_j * \vec{Y}_{ij} \quad (17)$$

$$\vec{I}_{ij} = (Vm_i \angle \alpha_i) * (Ym_{ij} \angle \theta_{ij}) - (Vm_j \angle \beta_j) * (Ym_{ij} \angle \theta_{ij}) \quad (18)$$

$$\vec{I}_{ij} = (Vm_i * Ym_{ij} \angle \alpha_i + \theta_{ij}) - (Vm_j * Ym_{ij} \angle \beta_j + \theta_{ij}) \quad (19)$$

La ecuación (19) se expresa en forma rectangular como:

$$\vec{I}_{ij} = (Vm_i * Ym_{ij} * \cos(\alpha_i + \theta_{ij}) + Vm_i * Ym_{ij} * \sin(\alpha_i + \theta_{ij}) * j) - (Vm_i * Ym_{ij} * \cos(\beta_j + \theta_{ij}) + Vm_i * Ym_{ij} * \sin(\beta_j + \theta_{ij}) * j) \quad (20)$$

Agrupando la ecuación (20) en sus componentes se obtiene que:

$$\vec{I}_{ij} = (Vm_i * Ym_{ij} * \cos(\alpha_i + \theta_{ij}) - Vm_i * Ym_{ij} * \cos(\beta_j + \theta_{ij})) - (Vm_i * Ym_{ij} * \sin(\alpha_i + \theta_{ij}) - Vm_i * Ym_{ij} * \sin(\beta_j + \theta_{ij}))j \quad (21)$$

Debido a que el sistema eléctrico de prueba seleccionado se considera balanceado y las variables de estado son las tensiones de fase-neutro de las barras, y que el ángulo de referencia en la subestación de la fase A es igual a 0, se tiene la siguiente aproximación:

$$\alpha_i \ll \theta_{ij} \quad \therefore \theta_{ij} + \alpha_i \cong \theta_{ij} \quad (22)$$

$$\beta_j \ll \theta_{ij} \quad \therefore \theta_{ij} + \beta_j \cong \theta_{ij} \quad (23)$$

Reemplazando las ecuaciones (22) y (23) en la ecuación (21) se obtiene que:

$$\vec{I}_{ij} = (Vm_i * Ym_{ij} * \cos \theta_{ij} - Vm_i * Ym_{ij} * \cos \theta_{ij}) - (Vm_i * Ym_{ij} * \sin \theta_{ij} - Vm_i * Ym_{ij} * \sin \theta_{ij}) * j \quad (24)$$

De las medidas se obtienen solo magnitudes de tensión y corriente, debido a que se está considerando un sistema de monitorización de baja precisión, por tanto, la ecuación que define las corrientes en términos de las variables de estado es:

$$|\vec{I}_{ij}| = ((Vm_i * Ym_{ij} * \cos \theta_{ij} - Vm_i * Ym_{ij} * \cos \theta_{ij})^2 + (Vm_i * Ym_{ij} * \sin \theta_{ij} - Vm_i * Ym_{ij} * \sin \theta_{ij})^2)^{\frac{1}{2}} \quad (25)$$

La ecuación (25) es utilizada para el proceso clásico WLS de estimación de estados. Para el algoritmo se implementa la siguiente ecuación:

$$|\vec{I}_{ij}| = \left[ \left( Ym_{ij} * \cos \theta_{ij} * (Vm_i - Vm_j) \right)^2 + \left( Ym_{ij} * \sin \theta_{ij} * (Vm_i - Vm_j) \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (26)$$

Para las ecuaciones de las medidas de la magnitud de tensión es igual a las variables de estado de ese nodo.

$$|\overline{Vf_n}| = V_k \quad \therefore \quad n = k \quad (27)$$

Donde:

$Vf_n$  = Tensión fase-neutro en forma fasorial de la fase A de las barras.

$V_k$  = Variable de estado asociada a la medida.

n, k = número de la barra.

De este modo es posible la creación de las matrices y vectores necesarios para el proceso iterativo de la estimación de estados quedando de la siguiente manera: el vector **W** de la Ecuación (1) es el vector que contiene las medidas de tensión y corriente, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 77 filas por 1 columna (77x1). El vector **x** de la Ecuación (2) es el vector que contiene las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 69 filas por 1 columna (69x1). El vector **h(x)** de la Ecuación (1) es el vector que contiene las ecuaciones que expresan las medidas en términos de las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 77 filas por 1 columna (77x1). El vector **er** de la Ecuación (2) es el vector de los errores que en términos matemáticos es la resta entre **W** y **h(x)**, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 77 filas por 1 columna (77x1). La matriz **R** de la ecuación (3) es la matriz diagonal de factores de ponderación obtenidos de las varianzas de las medidas, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 77 filas por 77 columnas (77x77). La matriz **H(x)** de la

ecuación (4) es la matriz que contiene las derivadas parciales del vector  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  con respecto a las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 77 filas por 69 columnas (77x69).

**3.2.4 Proceso de simulación.** Siguiendo el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3, el cual tiene una primera etapa donde su función principal es la creación de los vectores  $\mathbf{W}$ ,  $\mathbf{x}$ ,  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ ,  $\mathbf{e}_r$ ,  $\mathbf{R}$ ,  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$ . La segunda etapa esta enfoca en comparar el tamaño de  $\mathbf{W}$  con respecto a  $\mathbf{x}$ , para así determinar si el sistema está sobre-determinado y continuar con el proceso iterativo. La tercera etapa es la asignación de valores iniciales a las variables de estado, es de considerar que generalmente son tensiones cercanas a la nominal del sistema. La cuarta etapa es donde se encuentra el proceso iterativo que da solución a la estimación de estados mediante las ecuaciones (7) y (8).

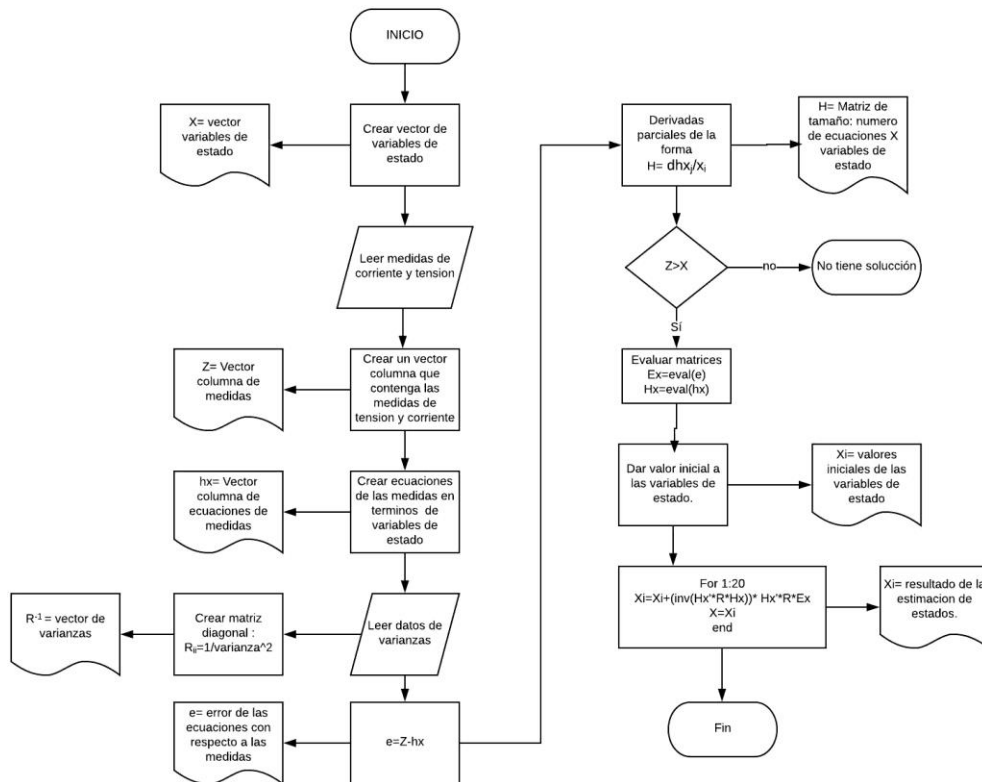
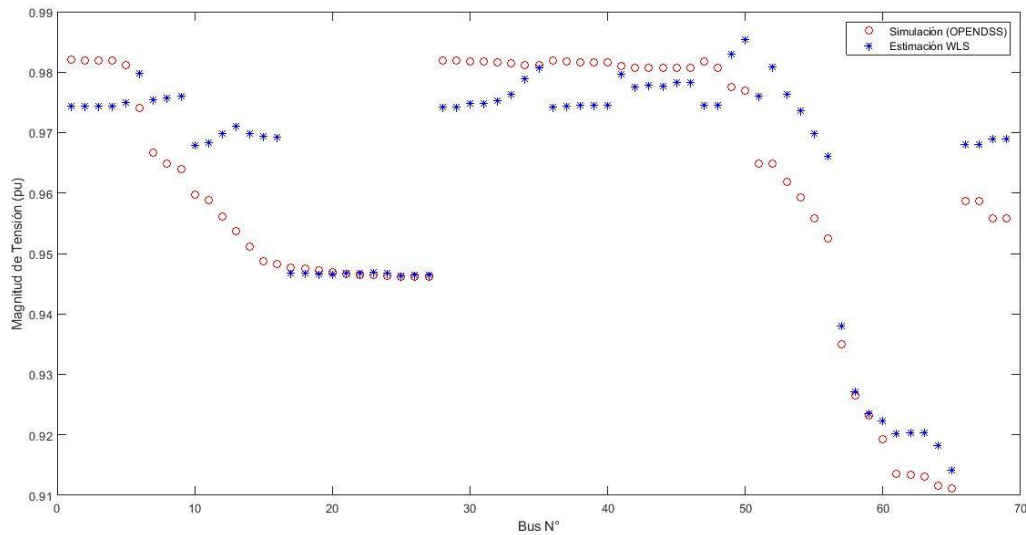


Figura 3 Diagrama de flujo para la estimación de estado basada en WLS. Fuente: autores.

**3.2.5 Resultados de simulación.** Se inicia el proceso iterativo y con un total de 7 iteraciones se alcanza la convergencia. Incluso se logró observar que, a partir de la cuarta iteración, la variabilidad en los errores es casi nula. En la Figura 4 se presentan los resultados de los valores en pu de la magnitud de tensión estimada de todos los nodos, en comparación con las tensiones obtenidas del flujo de carga en OpenDSS, cuyos resultados son considerados como los valores reales.



*Figura 4 Comparación de la magnitud de las tensiones en pu estimadas por WLS y los datos obtenidos por OpenDSS. Fuente: autores.*

La Figura 4 evidencia la diferencia entre los valores reales de tensión y los valores estimados que, aunque el error no es tan alto como lo evidencia la Figura 5, es importante considerar que, a pesar de la gran cantidad de medidores, solo es posible estimar la magnitud de la tensión. Y en lo que concierne a los ángulos de fase, sólo queda suponer unos valores de forma teórica ya que no es posible una estimación. Aunque el error máximo de la estimación es del 2,4% se podría considerar aceptable, pero a la hora de aplicar esto en campo se está sujeto a una demanda excesiva de cómputo y tiempo para dar la solución del estimador.

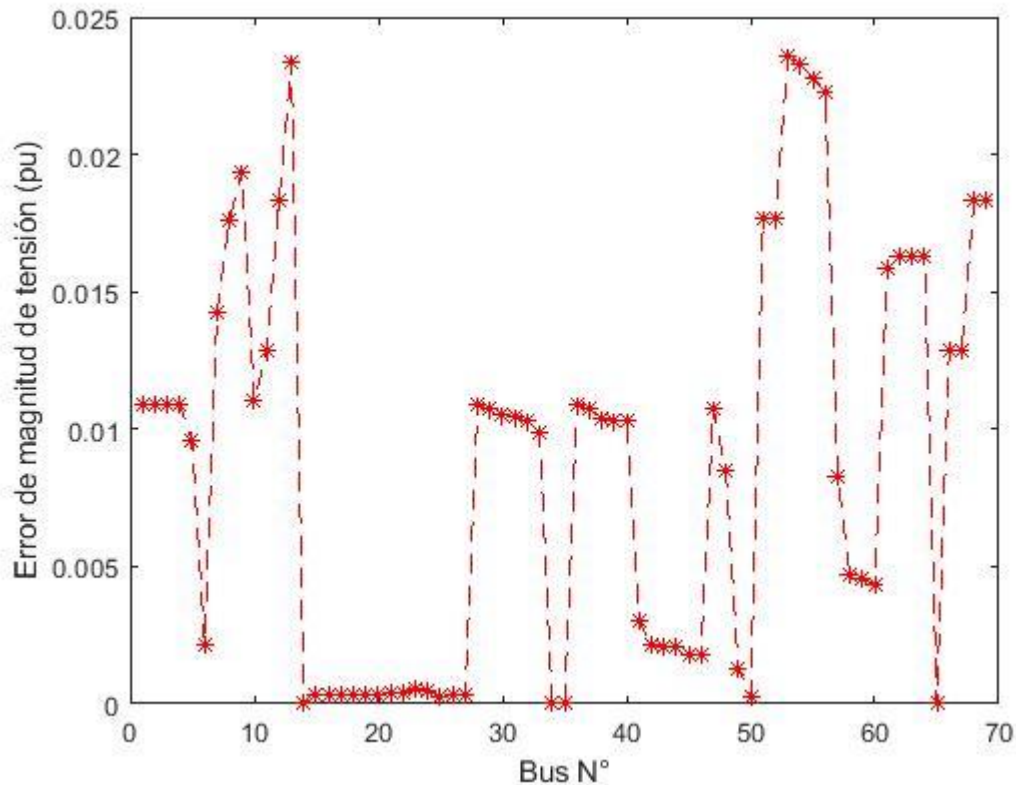


Figura 5 Error de la estimación de estado de la magnitud de la tensión con WLS. Fuente:

autores.

### 3.3 Métodos DSSE aplicando WLS con mediciones de potencias activa y reactiva de rama y tensiones de fase.

De igual forma que la sección 3.2 se realizara la estimación de estados, aprovechando lo que sería las medidas ramales del sistema en conjunto algunas medidas de tensión de fase. De tal forma que se pueda apreciar las diferencias con el método WLS con medidas de corriente se obtienen los mismos resultados de la sección 3.2.

**3.3.1 Definición de las variables de estado.** Las variables de estado seleccionadas para la aplicación de este método son la magnitud y ángulo de fase de las tensiones fase-neutro del

sistema implementado, lo cual corresponde a un total de 207 variables de estado. No obstante, como el sistema se considera balanceado, sólo se requieren las variables asociadas a una sola fase, con lo cual se tienen 69 variables de estado para la magnitud de la tensión y 69 para el ángulo de fase, dando un total de 138 variables de estado, y con eso se logra dar solución a la estimación de estado.

**3.3.2 Construcción del vector de medidas.** La construcción del vector de medidas se realiza tomando la información necesaria de los resultados del flujo de carga en OpenDSS. Estas medidas son: las potencias activas y reactiva de la fase A en pu de todos los ramales y la magnitud de la tensión nodal en pu fase-neutro que tienen la asociación del equipo medida tal como se observa en la Figura 2. El número total de medidas de potencia activa es 68 y de potencia reactiva también son 68, que corresponde al número de ramales con el que cuenta el sistema, y 9 medidas de la magnitud en pu de la tensión de la fase A de los nodos con equipos de medición instalados.

La varianza de las medidas según (Periñan & Expósito, 1999), según al grupo que pertenezcan es un valor constate y para las medidas de potencia su valor es de 0,02 y este valor es utilizado para la estimación de estados.

**3.3.3 Medidas en términos de las variables de estado.** Las medidas de la magnitud de la tensión son las expresadas en la ecuación (27), y para estimar las potencias reactivas y activa de cada ramal se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$P_{ij} = \frac{r*V_i^2 - r*V_i*V_j \cos(d_i - d_j) + x*V_i*V_j * \sin(d_i - d_j)}{r^2 + x^2} \quad (28)$$

$$Q_{ij} = \frac{x*V_i^2 - x*V_i*V_j \cos(d_i - d_j) - r*V_i*V_j * \sin(d_i - d_j)}{r^2 + x^2} \quad (29)$$

Donde

$i$ = Barra donde sale la potencia del ramal.

$j$ = Barra donde ingresa la potencia del ramal.

$P$ = Potencia activa del ramal en por unidad.

$Q$ = Potencia reactiva del ramal en por unidad.

$V$ = Magnitud de tensión en por unidad de la barra.

$d$ = Ángulo de la fase  $A$  en radianes.

$r$ = resistencia del ramal en por unidad.

$x$ = inductancia del ramal en por unidad.

De este modo es posible la creación de las matrices y vectores necesarios para el proceso iterativo de la estimación de estados quedando de la siguiente manera: el vector  $\mathbf{W}$  de la Ecuación (1) es el vector que contiene las medidas de tensión y corriente, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 145 filas por 1 columna (145x1). El vector  $\mathbf{x}$  de la Ecuación (2) es el vector que contiene las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 138 filas por 1 columna (138x1). El vector  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  de la Ecuación (1) es el vector que contiene las ecuaciones que expresan las medidas en términos de las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 145 filas por 1 columna (145x1). El vector  $\mathbf{er}$  de la Ecuación (2) es el vector de los errores que en términos matemáticos es la resta entre  $\mathbf{W}$  y  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ , que para el caso de estudio tiene un tamaño de 145 filas por 1 columna (145x1). La matriz  $\mathbf{R}$  de la Ecuación (3) es la matriz diagonal de factores de ponderación obtenidos de las varianzas de las medidas, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 145 filas por 145 columnas (145x145). La matriz  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  de la Ecuación (4) es la matriz que contiene las derivadas parciales del vector  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  con respecto a

las variables de estado, que para el caso de estudio tiene un tamaño de 145 filas por 138 columnas (145x148).

**3.3.4 Proceso de simulación.** Siguiendo el diagrama de flujo mostrado en la Figura 6, el cual tiene una primera etapa donde su función principal es la creación de los vectores y matrices  $W$ ,  $x$ ,  $h(x)$ ,  $e_r$ ,  $R$ ,  $H(x)$ . La segunda etapa se enfoca en comparar el tamaño de  $W$  con respecto a  $x$ , para así determinar si el sistema está sobre-determinado y continuar con el proceso iterativo. La tercera etapa es la asignación de valores iniciales a las variables de estado, es de considerar que generalmente son tensiones cercanas a la nominal del sistema. La cuarta etapa es donde se encuentra el proceso iterativo que da solución a la estimación de estados mediante las ecuaciones (7) y (8).

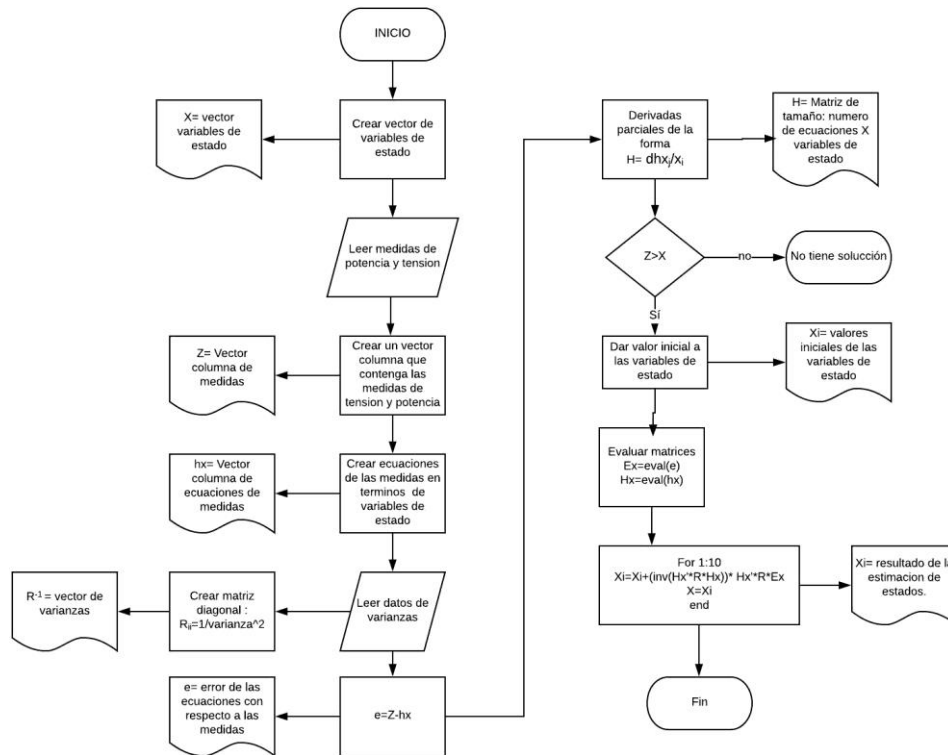


Figura 6 Diagrama de flujo para la estimación de estado WLS con potencias activa y reactiva. Fuente: autores.

### 3.3.5 Resultados de la simulación

Se inicia el proceso iterativo y con un total de 8 iteraciones se alcanza la convergencia. En la Figura 7 se presentan los resultados de los valores en pu de la magnitud y en la Figura 8 se presentan los resultados del ángulo de la fase A de todos los nodos.

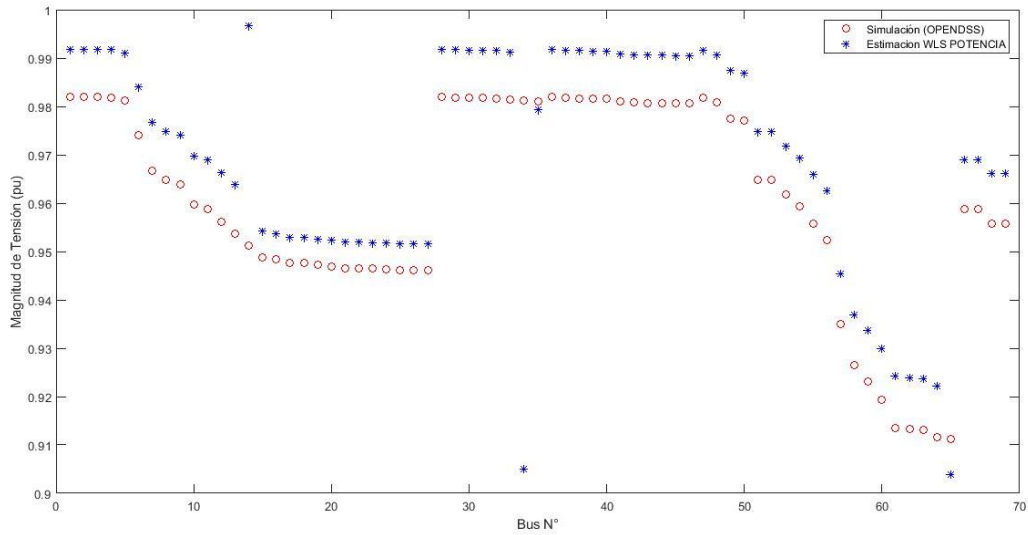


Figura 7 Comparación de las magnitudes de las tensiones en pu estimada por WLS con medidas de potencia y los datos obtenidos por OPENDSS. Fuente: autores.

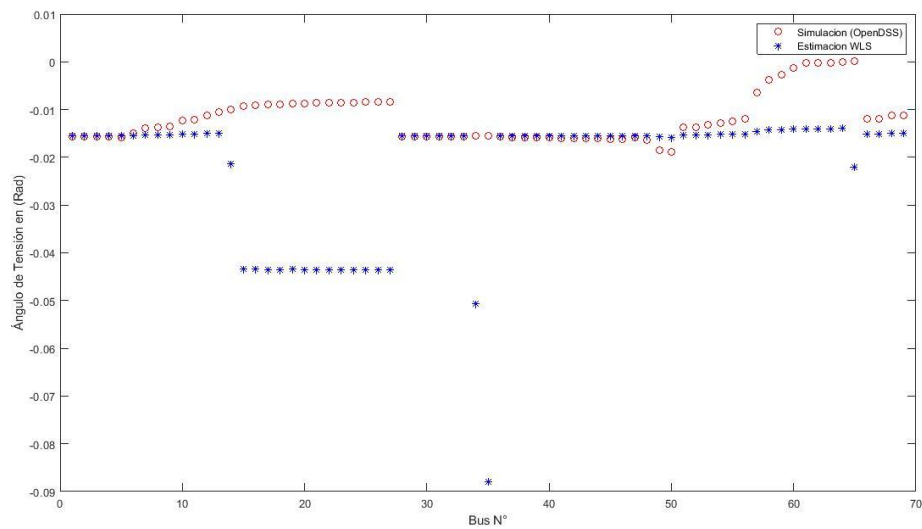


Figura 8 Comparación de los ángulos de las tensiones en pu estimada por WLS con medidas de potencia y los datos obtenidos por OPENDSS. Fuente: autores.

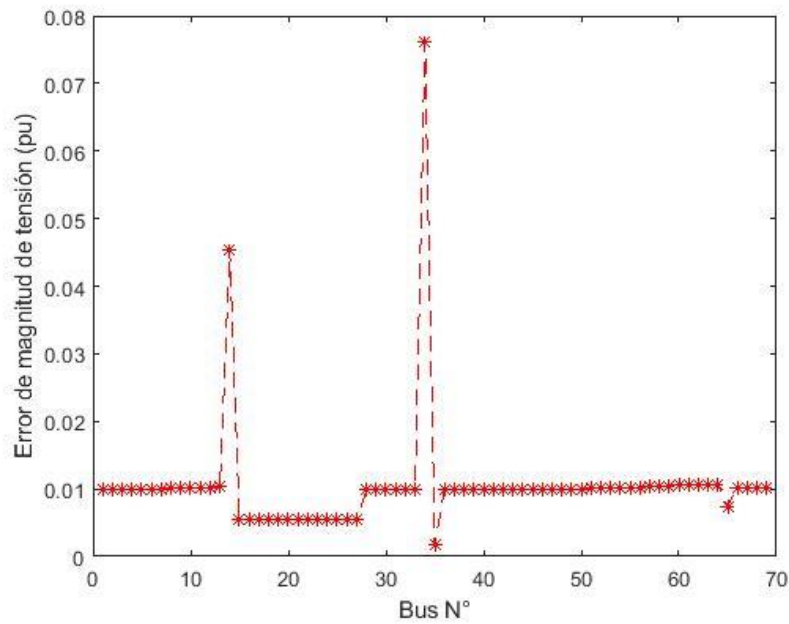


Figura 9 Error de la estimación de estado de la magnitud de la tensión con WLS usando medidas de potencia. Fuente: autores.

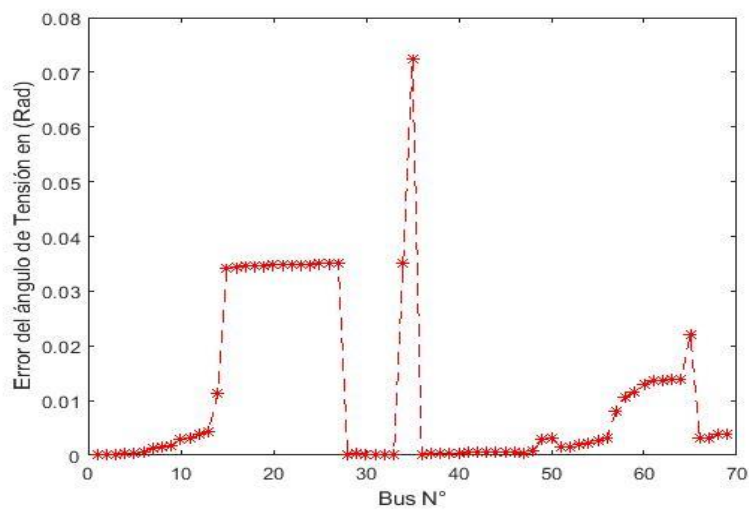


Figura 10 Error de la estimación de estado del ángulo de la tensión con WLS usando medidas de potencia. Fuente: autores.

En la solución del método WLS con las medidas de potencia se evidencia que la uniformidad en la estimación de la magnitud de tensión permite un posible uso para análisis de CPE, además ya es posible tener un estimado del ángulo fase de la tensión que para el caso de los WLS con medidas de corriente se suponía un valor teórico. Es de aclarar que las estimaciones de los ángulos de fase de la tensión solo permiten tener una aproximación, porque como lo muestran las Figuras 8 y 10 sus resultados no son tan acertados en la totalidad de los nodos del sistema.

De igual manera la capacidad de cómputo para la aplicación de este método de estimación de estados tardo 12,13 minutos para obtener la solución, eso quiere decir que para análisis en tiempo real de las redes de distribución sería muy poco beneficioso, aun sin contar los costos que causa la instalación de los medidores necesarios para este método.

### **3.4 Observaciones.**

- Para la estimación WLS con corrientes de rama se llega a la estimación de la magnitud de las tensiones debido a la cantidad de medidas. Sin embargo, es claro que se desconoce el comportamiento de los ángulos de fase, y por lo tanto solo se llega a la suposición que, los ángulos de las tensiones tienen diferencias muy pequeñas. Esta es la razón que permite algunas aproximaciones matemáticas y la respectiva solución del estimador. Por lo mencionado anteriormente, es evidente que este método solo permite la estimación de la magnitud de la tensión en los nodos, lo cual en términos operativos resulta útil para cuestiones asociadas a la regulación de tensión del sistema en términos de calidad. Además del tiempo necesario para la estimación, oscila alrededor de los 3,44 minutos dependiendo del ordenador que lo realiza. Además, la adquisición de los datos para la estimación aumentaría el tiempo de obtención de

resultados, que al ser comparado con el tiempo de estabilización de un sistema sería elevado.

- Para la estimación por WLS con potencias activa y reactiva de los ramales, las ecuaciones aumentan y por ende se logra estimar tanto la magnitud como el ángulo de fases de las tensiones. Las medidas de tensión que se agregan al total de ecuaciones de potencia hacen que el sistema este sobre-determinado y tenga solución. Como se observa en los resultados, la estimación de la magnitud de la tensión tiende a ser mucho más uniforme y con un error que disminuye en comparación con la estimación con corrientes, además que en esta estimación es posible obtener los ángulos de fase, aunque también es claro que sus errores son significativos. Se puede concluir que la estimación basada en medidas de potencia comienza a ser efectiva para la magnitud de tensión, pero con cierta incertidumbre en los ángulos de fase. Además, se cuenta con la limitación de que la adquisición de datos y los mismos equipos aumentarían el costo asociado a la tarea de monitorización.
- Los métodos WLS demandan esfuerzos adicionales en términos computacionales debido a la creación de un Jacobiano, y por usar un proceso iterativo en el cual se tienen en cuenta muchas variables evaluadas. Además, bajo condiciones de operación de un sistema real, la estimación del sistema frente a un cambio tardaría alrededor de 3,44 minutos para WLS con medidas de corriente y 12,13 minutos para métodos WLS con medidas de potencia lo cual sería desfavorable para estimar los cambios en el estado del sistema en tiempo real.

#### 4. Método DSSE incorporando PMUs

En este capítulo se implementa la metodología propuesta en (Majidi et al., 2017), donde realiza la estimación de estado mediante la propuesta de minimización de norma L1 y además incorpora medidas sincronizadas de unidades de medición fasorial PMUs.

##### 4.1 Introducción a algoritmos de minimización de norma L1.

Con base en las observaciones de los métodos de estimación de estado que son resueltos por WLS, se encontró que una de las condiciones fundamentales para su aplicación es tener un sistema sobre-determinado de ecuaciones para obtener una cantidad finita de soluciones posibles al problema con propiedades estadísticas. Pero ante la escasez de medidas, puede llegar a presentarse que el sistema de ecuaciones sea sub-determinado, y, por ende, los métodos WLS no podrían dar solución al problema de estimación. A partir de esta problemática, resulta de gran utilidad aplicar un algoritmo de minimización de norma L1 que tiene la ventaja de dar solución a sistemas sub-determinados (Paper, Yael, Technol, & Technol, 2016).

Un algoritmo de minimización de norma L1 tiene como principio establecer una respuesta al problema de estimación de estado, de tal manera que la norma del vector que representa el error de estimación sea mínima y además que está en términos de la estadística que tenga la mayor probabilidad de darse, para lo cual se considera la distribución normal.

Las ecuaciones 30 y 31 presentan las condiciones que se utilizan para minimizar el error de estimación.

$$\mathbf{w} = \mathbf{Ax} + \varepsilon \quad (30)$$

$$\text{minimize } (\|\mathbf{x}\|_1) \text{ sujeto a } (\|\mathbf{w} - \mathbf{Ax}\|_2^2) < \varepsilon \quad (31)$$

Las variables de la ecuación (31) son: 1)  $\mathbf{x}$ : vector de variables de estado, 2)  $\mathbf{W}$ : vector de medidas tomadas para la estimación y  $\mathbf{A}$ : matriz de coeficientes que asocian las medidas con las variables de estado de una forma lineal. c

Para realizar la estimación, el teorema de Tikhonov establece un parámetro de regularización  $\lambda$ , que se usa para dar peso a la solución *sparse*<sup>7</sup> del problema. Al introducir este factor dentro de la minimización, la Ecuación (31) cambia a (Kim, Koh, Lustig, Boyd, & Gorinevsky, 2007):

$$\text{minimize} ( \|\mathbf{w} - \mathbf{Ax}\|_2^2 + \lambda\|\mathbf{x}\|_1 ) \quad (32)$$

**4.1.1 Descripción del Toolbox CVX basada en la programación convexa.** CVX: Matlab Software for Disciplined Convex Programming desarrollado por Stanford University y de licencia gratuita, se presenta como una Toolbox de optimización robusta para Matlab. Su estructura de programación aprovecha la optimización convexa para desarrollar problemas de minimización. Contiene una biblioteca de funciones y conjuntos convexos de tal forma que se pueda expresar el problema de forma canónica (Grant, Boyd, & Cvx, 2008). Justamente el problema de minimización de norma L1 presentado en la Ecuación (33) es un problema convexo, que puede ser solucionado de forma eficiente con CVX.

Para la versión 2.0 se cuenta con el recurso de la programación geométrica no convexa que robustece aún más la Toolbox y le permite dar respuesta a la programación entera mixta, pero, aun la herramienta no cuenta con la capacidad de resolver sistemas de ecuaciones no lineales o verificar si los problemas son convexos o no lo son.

---

<sup>7</sup> Sparse = Es un vector unidimensional de elementos que se caracteriza por tener una gran cantidad de ceros en las componentes.

**4.2 Estimación de estado usando algoritmos de norma L1 y medición fasorial.** El sistema implementado es el descrito en la Sección 3.1 de este documento, manteniendo tanto la topología como los parámetros del sistema.

**4.2.1 Ubicación de las PMUs.** El algoritmo de minimización de norma L1 requiere una evaluación previa del número mínimo de PMUs, tal como se muestra en la Ecuación (33). Esto se debe a la teoría que indica que “los métodos de regularización norma L1 reconstruyen las señales escasas con valores no nulos con alta probabilidad si cumplen con una cantidad mínima de medidas” (Majidi et al., 2017) . Basados en la Figura 2, las variables de estado son: 69 de magnitud de corriente netas inyectadas y 69 de los respectivos ángulos. En total son N=138 variables de estado, de este modo se asignan los valores de la Ecuación 33 de la siguiente forma;  $n_0 = 1$ ,  $n = 138$  y  $q = 1,4$  con la cual da una probabilidad de falla de decodificación de menos del 0,15% (Candes & Wakin, 2008) de tal forma que  $m \geq 6,8981$ .

$$m \geq q * n_o * Ln\left(\frac{n}{n_o}\right) \quad (33)$$

La localización de las unidades de medición fasorial PMU se realizó con respecto a lo descrito en la Sección 3.2 de este documento, por lo cual se llega al resultado que la localización aleatoria de las unidades de medición fasorial será en las barras 3, 10, 20, 27, 35, 41, 46, 58 y 65. Por lo tanto, son 9 unidades fasoriales instaladas de las cuales se extraerán las tensiones fasoriales del sistema.

**4.2.2 Representación de las medidas en término de las variables de estado.** Para la estimación de estado utilizando la medición fasorial y los algoritmos de minimización Norma L1.

La tensión se puede calcular como:

$$\vec{V} = \vec{Z} * \vec{I} \quad (34)$$

Expresando la Ecuación (34) en forma rectangular se obtiene que:

$$(V_{re} + V_{im} * j) = (Z_{re} + Z_{im} * j) * (I_{re} + I_{im} * j) \quad (35)$$

$$(V_{re} + V_{im} * j) = Z_{re} * I_{re} + Z_{im} * I_{re} * j + Z_{re} * I_{im} * j - Z_{im} * I_{im} \quad (36)$$

Donde:

$V_{re}$  = Parte real de la tensión fasorial.

$V_{im}$  = Parte imaginaria de la tensión fasorial.

$Z_{re}$  = Parte real de la impedancia.

$Z_{im}$  = Parte imaginaria de la impedancia.

$I_{re}$  = Parte real de la corriente fasorial.

$I_{im}$  = Parte imaginaria de la corriente fasorial.

Si ahora en la Ecuación (36), se expresa la parte imaginaria y real por aparte se obtiene que:

$$V_{re} = Z_{re} * I_{re} - Z_{im} * I_{im} \quad (37)$$

$$V_{im} = Z_{im} * I_{re} + Z_{re} * I_{im} \quad (38)$$

Las ecuaciones (37) y (38) se expresan en forma matricial como:

$$[V_{re}] = [Z_{re} \quad -Z_{im}] * \begin{bmatrix} I_{re} \\ I_{im} \end{bmatrix} \quad (39)$$

$$[V_{im}] = [Z_{im} \quad Z_{re}] * \begin{bmatrix} I_{re} \\ I_{im} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Las ecuaciones (39) y (40) se agrupan de forma matricial como:

$$\overbrace{\begin{bmatrix} V_{re} \\ V_{im} \end{bmatrix}}^V_{mx1} = \overbrace{\begin{bmatrix} Z_{re} & -Z_{im} \\ Z_{im} & Z_{re} \end{bmatrix}}^Z_{mxn} * \overbrace{\begin{bmatrix} I_{re} \\ I_{im} \end{bmatrix}}^I_{nx1} \quad (41)$$

Donde  $m=2*P$  y  $n=N$  de este modo  $P$  es el número de medidores localizados en el sistema y  $N$  es el número de variables de estado del sistema.

De este modo es posible la creación de las matrices y vectores necesarios para el proceso iterativo de la estimación de estados quedando de la siguiente manera: el vector  $\mathbf{W}$  de la Ecuación (32) es el vector de medidas de tensión que es igual al vector  $\mathbf{V}$  de la Ecuación (41), que para el caso de estudio tiene un tamaño de 18 filas por 1 columna (18x1). El vector  $\mathbf{x}$  de la Ecuación (32) es el vector que contiene las variables de estado que es igual al vector  $\mathbf{I}$  de la Ecuación (41), que para el caso de estudio tiene un tamaño de 138 filas por 1 columna (138x1). La matriz  $\mathbf{A}$  de la ecuación (32) es la matriz de coeficientes que asocian las variables de estado con las medidas en forma lineal con base en a la matriz  $\mathbf{Z}$  de la Ecuación (41), que para el caso de estudio tiene un tamaño de 18 filas por 138 columnas (18x138).

**4.2.3 Proceso de simulación.** Según el diagrama de flujo de la Figura 6 se describen las siguientes etapas: en una primera etapa se encuentra la creación de los vectores  $\mathbf{x}$  y  $\mathbf{W}$ , donde para la creación de este último vector se hace necesario separar la parte real y la imaginaria de la tensión fasorial medida. La segunda etapa se caracteriza por obtener la matriz  $\mathbf{A}$  utilizando una modificación a la matriz  $\mathbf{Z}$  de la Ecuación (41); la matriz  $\mathbf{Z}_{bus}$  tiene un tamaño de 69 x 69. El proceso seguido en la implementación del algoritmo es extraer la parte real e imaginaria de cada uno de los elementos de la matriz y de esta forma crear la matriz  $\mathbf{Z}$  de la Ecuación (41). La tercera etapa comprende la utilización de la Toolbox CVX para obtener la solución del problema

de minimización de la Ecuación (32). En la etapa final se obtiene la estimación de las tensiones a partir de la Ecuación (41).

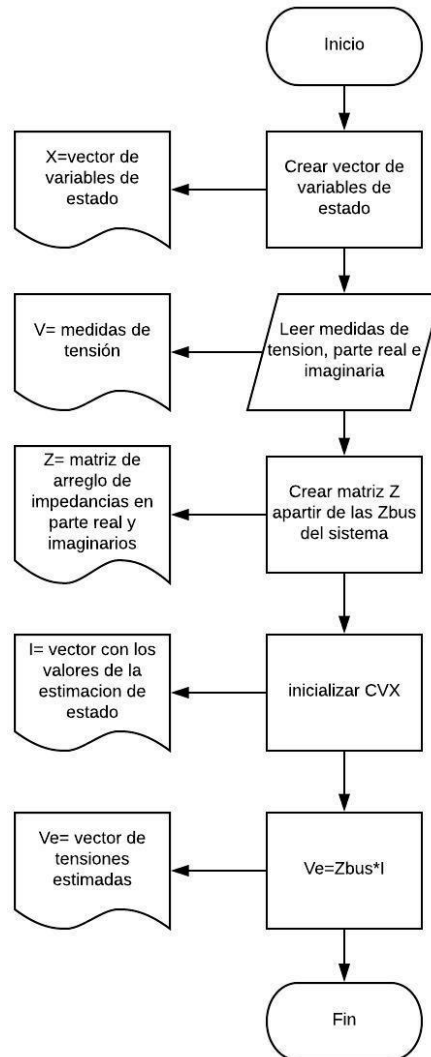
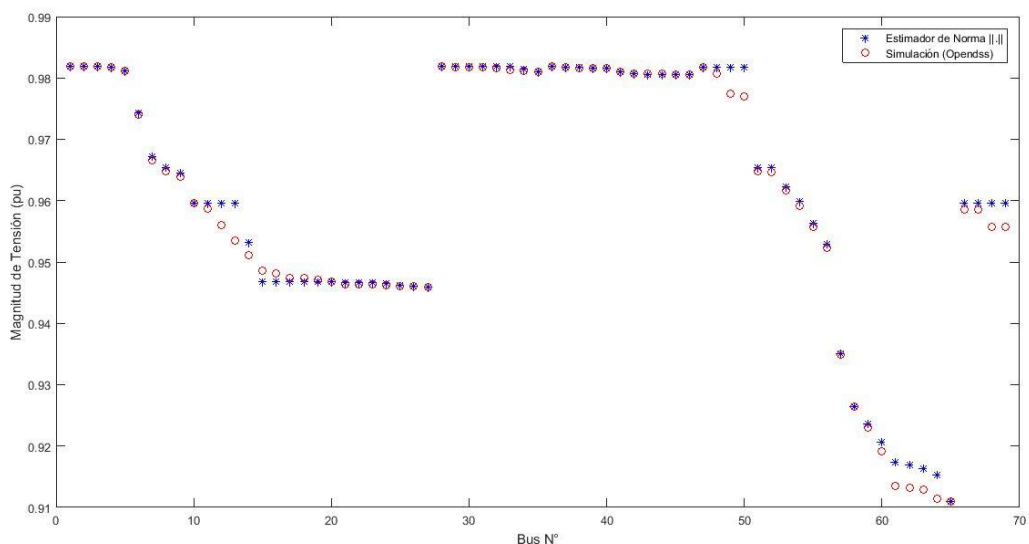


Figura 11 Diagrama de flujo que describe el proceso planteado en Matlab para la estimación de estado fasorial-Norma L1. Fuente: autores.

**4.2.4 Resultados de la simulación.** Se inicia el proceso de iteración donde el número de iteraciones realizadas por el algoritmo CVX es de 21, en un tiempo 11,96 segundos en el cual arroja los resultados mostrados en la Figura 12.



*Figura 12 Comparación de la magnitud de las tensiones en pu estimada por algoritmos de norma L1. Fuente: autores.*

Este método también permite estimar los ángulos de la fase A de todas las barras arrojando los resultados que se muestran en la Figura 13. Solo se muestra la fase A debido a como se había mencionado previamente, el sistema se considera balanceado y radial.

Las Figuras 14 y 15 presentan la estimación del error tanto de la magnitud como del ángulo de fase de las tensiones de los nodos.

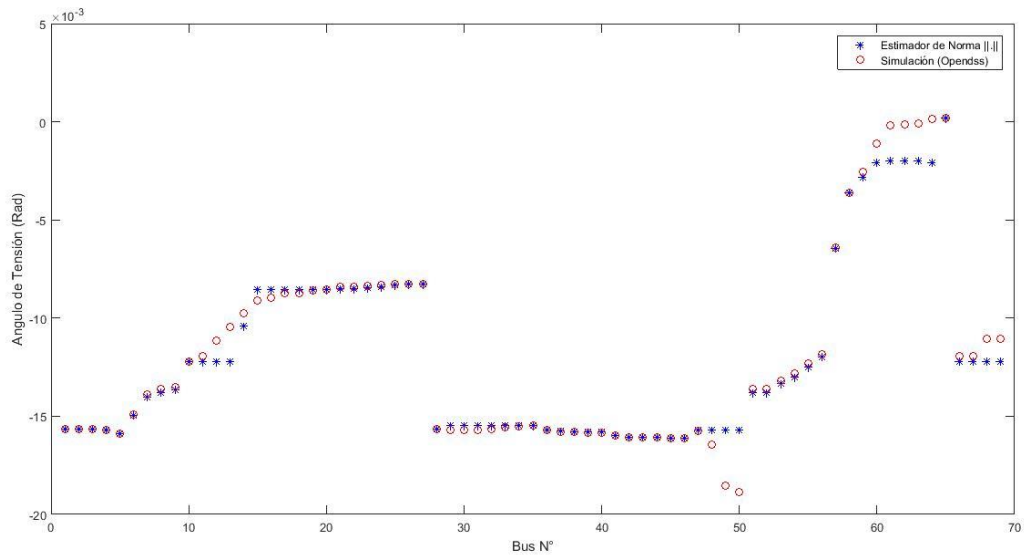


Figura 13 Comparación de los ángulos de fase de las tensiones en radianes estimada por norma L1. Fuente: autores.

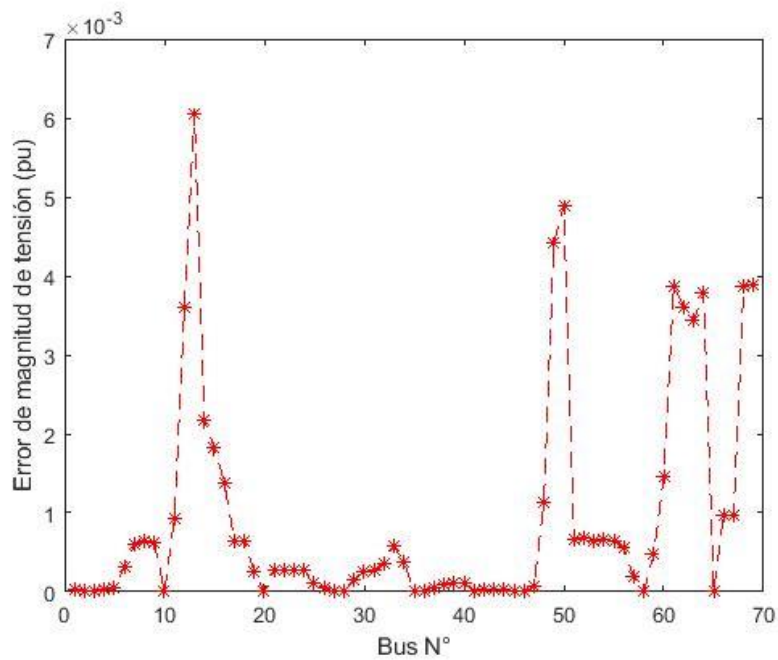
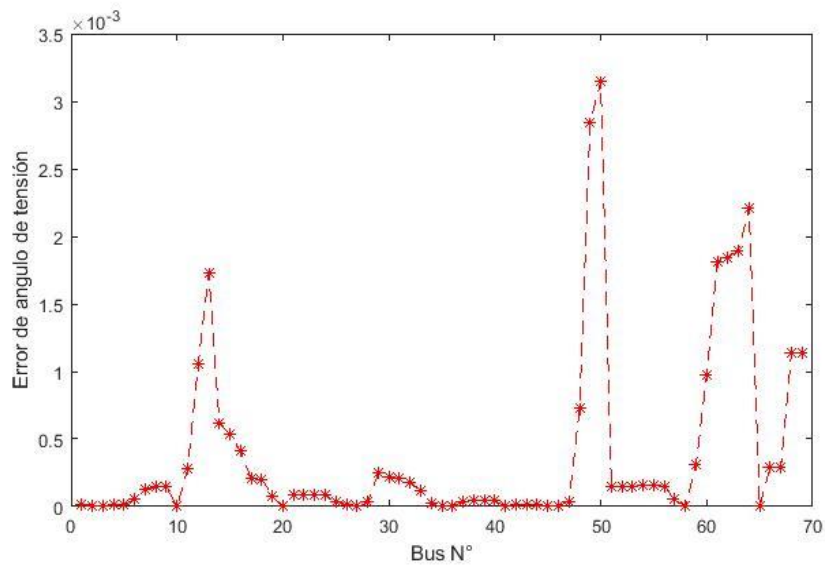


Figura 14 Error de la estimación de la magnitud de tensión utilizando Norma L1. Fuente: autores.



*Figura 15 Error de estimación estado del ángulo de fase de la tensión utilizando Norma L1.*

*Fuente: autores.*

A partir de estos resultados, algunas observaciones pueden resaltarse:

- La estimación de las magnitudes de las tensiones y de los ángulos de fase presentan un error pequeño al ser comparados con las medidas obtenidas del flujo de carga de OpenDSS.
- La cantidad de tiempo y la capacidad de computacional necesaria para la estimación es alrededor de 11,96 en comparación con los métodos WLS que varían entre 3,44 minutos con medidas de corrientes y 12,13 minutos con medidas de potencia.
- No es necesario una gran cantidad de medidas para la realización del método de estimación de estado. A pesar de solo instalar 9 unidades de medición fasorial la estimación del valor de la tensión fasorial en los nodos no medidos presenta resultados fiables.

### 4.3 Estimación de estados usando algoritmos de norma L1 y medición fasorial para un perfil de carga de 24 horas.

Se plantea la estimación de estado para el sistema de prueba en un intervalo de 24 horas con el propósito de emular la aplicación del estimador en condiciones operativas reales. Las curvas de demanda para los usuarios de la red en intervalos de una hora se muestran en la Figura 16; estas corresponden a las de un operador de red de Colombia, siendo elaboradas con datos estadísticos de la demanda para los estratos residenciales 1,2,3 y 4. El objetivo de aplicar las curvas de demanda es verificar el desempeño del estimador de estado ante variaciones de las cargas del sistema, tal como se presenta en la cotidianidad de los sistemas de distribución.

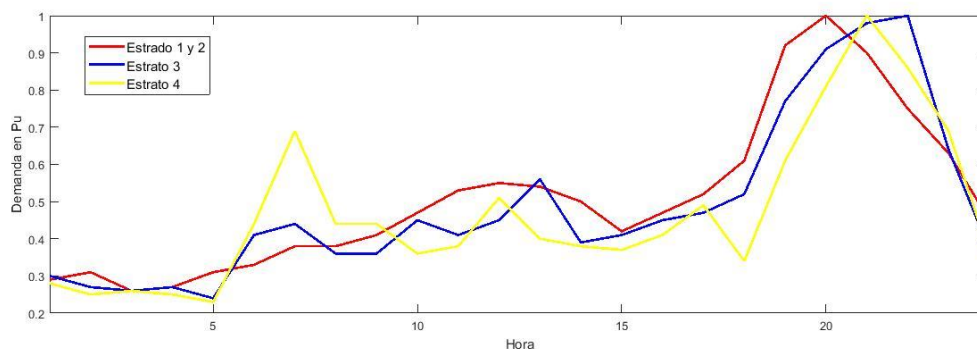


Figura 16 Curvas de demanda, de un operador de red para estratos residenciales 1,2,3 y 4

Fuente: autores.

Para ingresar las curvas en el programa OpenDSS existen dos formas: la primera consiste en ingresar un vector con los datos de la curva, que pueden ser en pu; la segunda, consiste en ingresar la información a través de una tabla en Excel que se importa en OpenDSS; como resultado el software realiza los cambios en las cargas para simular el comportamiento en la variación de la demanda durante el día (Dugan & Institute, 2016).

**4.3.1 Resultados de la simulación para un perfil de carga de 24 horas.** El análisis de los resultados obtenidos en la simulación se muestra en las tablas 2 y 3, las cuales presentan indicadores estadísticos del error en la magnitud y ángulo de fase de las tensiones nodales estimadas.

*Tabla 2 Estadísticos de los errores en pu de la magnitud para las tensiones estimadas.*

<b>Nodo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>Varianza</b>	<b>Percentil 95</b>
<b>1</b>	1.44752E-05	5.3713E-06	2.76483E-11	2.6215E-05
<b>2</b>	6.28533E-06	2.3009E-06	5.07341E-12	1.1338E-05
<b>3</b>	1.66447E-09	1.0935E-09	1.14602E-18	3.7285E-09
<b>4</b>	1.00111E-05	3.9448E-06	1.49131E-11	1.883E-05
<b>5</b>	2.23294E-05	9.2151E-06	8.13806E-11	4.1896E-05
<b>6</b>	0.000151122	6.4055E-05	3.93207E-09	0.00028756
<b>7</b>	0.000282316	0.00012011	1.38252E-08	0.00054023
<b>8</b>	0.00030049	0.00012746	1.55684E-08	0.00057348
<b>9</b>	0.000290306	0.00012288	1.44706E-08	0.00055218
<b>10</b>	2.06071E-09	2.2658E-09	4.92011E-18	7.9627E-09
<b>11</b>	0.000437392	0.00018015	3.11011E-08	0.00082655
<b>12</b>	0.001719315	0.0007141	4.88689E-07	0.00327814
<b>13</b>	0.002888732	0.00121911	1.42431E-06	0.00549167
<b>14</b>	0.001033496	0.00042787	1.75442E-07	0.00196735
<b>15</b>	0.000870957	0.00038498	1.42035E-07	0.00170228
<b>16</b>	0.000657277	0.00029275	8.21297E-08	0.0012951
<b>17</b>	0.000307842	0.00013802	1.82558E-08	0.00060501
<b>18</b>	0.000304332	0.00013649	1.78523E-08	0.00059815
<b>19</b>	0.000118799	5.3392E-05	2.73189E-09	0.00023375
<b>20</b>	2.29909E-09	1.1325E-09	1.22908E-18	3.7159E-09
<b>21</b>	0.000131172	5.9143E-05	3.35216E-09	0.00025975
<b>22</b>	0.000131323	5.9129E-05	3.35054E-09	0.00025959
<b>23</b>	0.000130696	5.8024E-05	3.22651E-09	0.00025324
<b>24</b>	0.000129476	5.5784E-05	2.98215E-09	0.00024889
<b>25</b>	5.53833E-05	2.4086E-05	5.55965E-10	0.00010643
<b>26</b>	2.49468E-05	1.1016E-05	1.16299E-10	4.7781E-05
<b>27</b>	1.13644E-09	6.371E-10	3.88989E-19	2.789E-09
<b>28</b>	9.96684E-06	3.3169E-06	1.05434E-11	1.7206E-05

Nodo	Promedio	Desviación	Varianza	Percentil 95
29	6.89542E-05	2.9164E-05	8.15119E-10	0.00013456
30	0.000120769	4.8705E-05	2.27331E-09	0.00023092
31	0.000129773	5.2155E-05	2.60676E-09	0.00024779
32	0.00017421	6.9412E-05	4.61729E-09	0.00033154
33	0.000280051	0.00011081	1.17683E-08	0.00053166
34	0.000181261	7.0937E-05	4.82236E-09	0.00034757
35	1.73091E-09	1.1094E-09	1.17951E-18	4.165E-09
36	2.58066E-06	1.0552E-06	1.06707E-12	4.8317E-06
37	2.91918E-05	1.1955E-05	1.36976E-10	5.542E-05
38	4.47451E-05	1.8812E-05	3.39159E-10	8.3888E-05
39	4.92799E-05	2.0805E-05	4.1481E-10	9.3079E-05
40	4.93456E-05	2.083E-05	4.15815E-10	9.3207E-05
41	1.64026E-09	2.0935E-09	4.20032E-18	6.2689E-09
42	1.37921E-05	5.7119E-06	3.12666E-11	2.6281E-05
43	1.32646E-05	5.4743E-06	2.87198E-11	2.5294E-05
44	1.27412E-05	5.2625E-06	2.65395E-11	2.4295E-05
45	4.86949E-07	1.77E-07	3.00232E-14	8.8537E-07
46	1.33948E-09	1.3345E-09	1.7067E-18	4.1777E-09
47	3.05326E-05	1.194E-05	1.3663E-10	5.7431E-05
48	0.00054117	0.00021084	4.26005E-08	0.00101777
49	0.002115455	0.00081504	6.36609E-07	0.00398052
50	0.002352047	0.00090347	7.8224E-07	0.00444465
51	0.000314909	0.00013403	1.72166E-08	0.00060302
52	0.000318476	0.00013552	1.75999E-08	0.00060989
53	0.000302008	0.00012818	1.5746E-08	0.00057598
54	0.000312376	0.00013315	1.69897E-08	0.00059883
55	0.000300072	0.00012773	1.56362E-08	0.00057546
56	0.00026556	0.00011312	1.22626E-08	0.00050945
57	8.74717E-05	3.7368E-05	1.3382E-09	0.00016806
58	2.18157E-09	1.6777E-09	2.69735E-18	5.5703E-09
59	0.000164549	7.0859E-05	4.81185E-09	0.00031117
60	0.000487013	0.00021858	4.57879E-08	0.00096775
61	0.001267061	0.00056656	3.07613E-07	0.00250675
62	0.001152223	0.000512	2.5122E-07	0.00225481
63	0.001071301	0.00047029	2.11958E-07	0.00205021
64	0.001207126	0.00050174	2.41255E-07	0.00234559
65	1.50951E-09	8.2782E-10	6.56725E-19	2.7965E-09

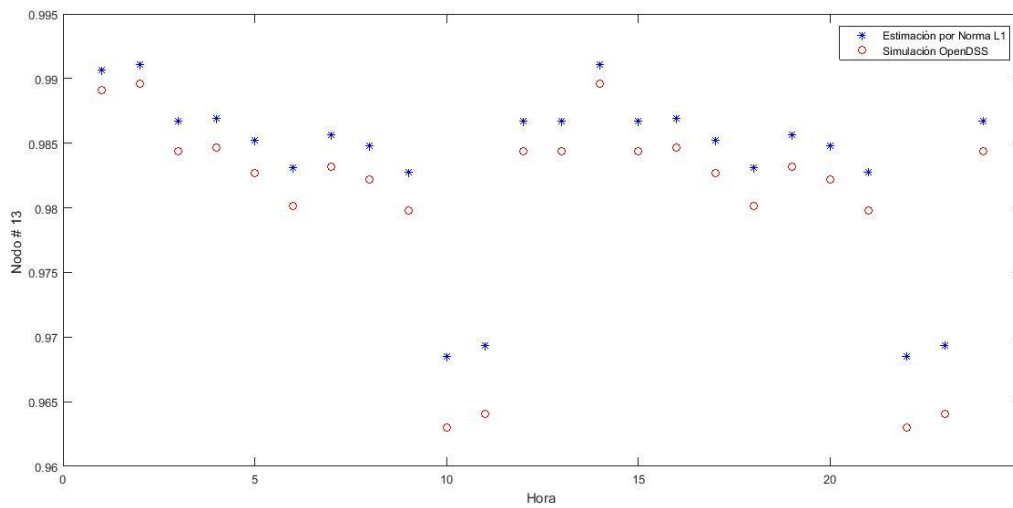
<b>Nodo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>Varianza</b>	<b>Percentil 95</b>
<b>67</b>	0.000459207	0.00018911	3.42708E-08	0.00086906
<b>68</b>	0.001847763	0.0007701	5.68337E-07	0.00351605
<b>69</b>	0.001848158	0.00077026	5.68574E-07	0.00351677

*Tabla 3 Estadísticos de los errores en rad del ángulo de fase para las tensiones estimadas.*

<b>Nodos</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>Varianza</b>	<b>Percentil 95</b>
<b>1</b>	1.2341E-05	4.175E-06	1.6704E-11	2.1237E-05
<b>2</b>	5.3673E-06	1.7994E-06	3.103E-12	9.2513E-06
<b>3</b>	1.9032E-09	1.5704E-09	2.3633E-18	4.9986E-09
<b>4</b>	6.1642E-06	2.411E-06	5.5708E-12	1.1565E-05
<b>5</b>	8.0618E-06	3.1386E-06	9.4402E-12	1.493E-05
<b>6</b>	2.4414E-05	1.1663E-05	1.3036E-10	4.9728E-05
<b>7</b>	5.8217E-05	2.6983E-05	6.9776E-10	0.00011626
<b>8</b>	6.4149E-05	2.9605E-05	8.3994E-10	0.00012762
<b>9</b>	6.4472E-05	2.9694E-05	8.4499E-10	0.00012789
<b>10</b>	1.0788E-09	9.5645E-10	8.7669E-19	3.6293E-09
<b>11</b>	0.00012396	5.3569E-05	2.75E-09	0.00024046
<b>12</b>	0.00048328	0.00021185	4.301E-08	0.0009496
<b>13</b>	0.00078953	0.00035453	1.2045E-07	0.00155255
<b>14</b>	0.00028245	0.00012512	1.5002E-08	0.00055826
<b>15</b>	0.00024289	0.00011615	1.2929E-08	0.00049304
<b>16</b>	0.00018603	8.9686E-05	7.7084E-09	0.00038085
<b>17</b>	9.3132E-05	4.5216E-05	1.9593E-09	0.00019051
<b>18</b>	9.2183E-05	4.4764E-05	1.9203E-09	0.00018858
<b>19</b>	3.6206E-05	1.753E-05	2.945E-10	7.3959E-05
<b>20</b>	1.3644E-09	1.093E-09	1.1449E-18	3.557E-09
<b>21</b>	4.0209E-05	1.9297E-05	3.5686E-10	8.2167E-05
<b>22</b>	4.022E-05	1.9293E-05	3.5673E-10	8.208E-05
<b>23</b>	3.9811E-05	1.8952E-05	3.4421E-10	7.9855E-05
<b>24</b>	3.9363E-05	1.826E-05	3.1954E-10	7.8612E-05
<b>25</b>	1.6458E-05	7.8934E-06	5.9709E-11	3.3256E-05
<b>26</b>	7.4019E-06	3.6158E-06	1.2529E-11	1.4931E-05
<b>27</b>	1.8418E-09	1.7548E-09	2.951E-18	6.9084E-09
<b>28</b>	1.8567E-05	6.4487E-06	3.9853E-11	3.2578E-05
<b>29</b>	0.00011211	5.0085E-05	2.404E-09	0.00022793

<b>Nodo</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación</b>	<b>Varianza</b>	<b>Percentil 95</b>
31	9.6108E-05	4.2924E-05	1.7657E-09	0.00019552
32	8.3684E-05	3.755E-05	1.3512E-09	0.00017078
33	5.3762E-05	2.4893E-05	5.9383E-10	0.00011179
34	9.039E-06	5.3767E-06	2.7705E-11	2.0703E-05
35	1.6016E-09	1.8281E-09	3.2026E-18	5.9427E-09
36	1.6108E-06	6.4193E-07	3.9491E-13	2.9767E-06
37	1.7832E-05	7.0859E-06	4.8118E-11	3.3387E-05
38	2.0959E-05	8.3474E-06	6.6775E-11	3.8757E-05
39	2.1822E-05	8.7141E-06	7.2771E-11	4.0267E-05
40	2.1819E-05	8.7121E-06	7.2738E-11	4.0257E-05
41	1.4825E-09	8.4398E-10	6.8262E-19	3.2908E-09
42	6.031E-06	2.3907E-06	5.4775E-12	1.1394E-05
43	5.9621E-06	2.3525E-06	5.3036E-12	1.1262E-05
44	5.6946E-06	2.2479E-06	4.8426E-12	1.0757E-05
45	4.0802E-07	1.5471E-07	2.2938E-14	7.7752E-07
46	1.2108E-09	9.6685E-10	8.9586E-19	3.5754E-09
47	1.9362E-05	7.5508E-06	5.4639E-11	3.6388E-05
48	0.00034508	0.00013469	1.7387E-08	0.00064971
49	0.00135021	0.00052306	2.6219E-07	0.00254822
50	0.0015015	0.00058018	3.2259E-07	0.00284663
51	6.6067E-05	3.0572E-05	8.9571E-10	0.00013176
52	6.7079E-05	3.1082E-05	9.2583E-10	0.00013391
53	6.6948E-05	3.1039E-05	9.2325E-10	0.00013332
54	6.9366E-05	3.2339E-05	1.0022E-09	0.00013882
55	6.8878E-05	3.2177E-05	9.9222E-10	0.00013807
56	6.5279E-05	3.0558E-05	8.9491E-10	0.00013098
57	2.101E-05	1.0212E-05	9.9948E-11	4.2934E-05
58	1.5457E-09	1.2251E-09	1.4384E-18	3.9814E-09
59	9.8264E-06	5.5438E-06	2.9454E-11	2.2894E-05
60	8.3428E-06	1.1088E-05	1.1782E-10	4.2228E-05
61	0.00017785	9.7569E-05	9.1231E-09	0.00043112
62	8.2611E-05	5.5884E-05	2.9929E-09	0.00023969
63	3.0403E-05	1.6501E-05	2.6094E-10	6.3579E-05
64	0.00038859	0.00016176	2.5076E-08	0.00075709
65	1.3407E-09	9.0142E-10	7.787E-19	2.9082E-09
66	0.00013108	5.6753E-05	3.0866E-09	0.00025494
67	0.00013117	5.6791E-05	3.0908E-09	0.00025513
68	0.00052293	0.00023005	5.0716E-08	0.00102501
69	0.00052305	0.0002301	5.0739E-08	0.00102523

Los resultados de las Tablas 2 y 3 permiten obtener cuál de los nodos tiene el mayor y menor valor en el error absoluto. Dando como resultado que el nodo con mayor error es el número 13 y uno de los nodos que no tiene asociados equipos de medida con menor error es el 40. La estimación de estado durante las 24 horas en comparación con las medidas de OpenDSS se aprecian en las figuras 17 y 18.



*Figura 17 Comparación de la magnitud de la tensión del nodo 13 en pu (norma L1 vs OpenDSS). Fuente: autores.*

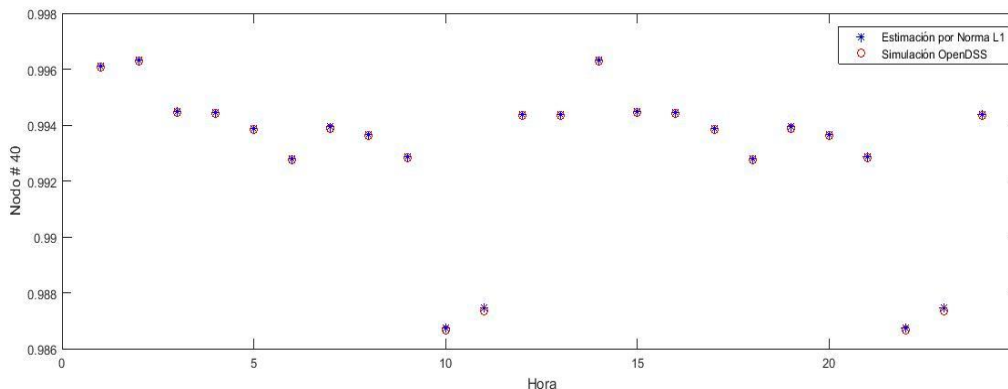


Figura 18 Comparación de la magnitud de la tensión del nodo 40 en pu (norma L1 vs OpenDSS). Fuente: autores.

Se observa como las tensiones en los nodos para los picos de demanda cae, esto demuestra la aplicabilidad que tiene el método de estimación de estado por minimización de norma L1, para supervisar las tensiones en un sistema de distribución de energía eléctrica. Esta curva de demanda se realiza con intervalos de una hora. Por otra parte, los sistemas de medida fasorial (PMUs) permiten enviar datos con un intervalo menor a un segundo, lo que comprendería que el sistema estaría siendo monitorizado en tiempo real, esto trae muchas ventajas en términos de supervisión, control y confiabilidad de los sistemas de potencia actuales.

#### 4.4 Estimación de estado usando algoritmos de minimización de norma L1 y medición fasorial con metodologías OPP.

Para el desarrollo de este capítulo se implementó una metodología OPP, siendo de igual manera implementada en la plataforma Matlab para la obtención de las barras que tiene la medición fasorial asociada. Por tanto “La OPP, en sistemas de potencia y en sistemas de distribución de energía eléctrica, busca la supervisión completa de los fasores de corriente y tensión de cada uno de los nodos en tiempo real de manera precisa, técnica y económica, en aras

de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema” (Gonzales, 2014). De esta manera se implementó una de todas metodologías existentes y se implementa un método con nombre Programación Entera Lineal Binaria.

**4.4.1 Programación Entera Lineal Binaria.** Existen dos casos en los cuales se puede aplicar este método para garantizar la observabilidad del sistema buscando obtener el mínimo número de unidades de medición fasorial. Los dos casos son los que tienen en cuenta las barras que tienen inyección de potencia cero y el otro caso el que no lo tiene en cuenta, para esta aplicación se utilizó el que no tiene en cuenta las barras de inyección cero. Al aplicar este último caso de estudio, el número de barras ya no es 69 si no 51.

Las ecuaciones del sistema están descritas de la siguiente manera:

$$\min \sum_{i=1}^n x_i \text{ sujeto a } \{AX < b\} \quad (42)$$

Donde:

A= matriz de conectividad del sistema.

b= vector condición de la restricción con componentes igual a 1.

$x_i$ = vector de nodos del sistema con componentes igual a 1.

Esto significa que la función busca encontrar el mínimo valor de unidades fasoriales para garantizar la observabilidad. Los resultados son expresados de forma binaria, en el número de la barra que sea igual a 1 se tendrá una unidad fasorial asociada y las que tengan un cero no la tendrán.

Aplicado este método, los nodos que tienen asociado medición fasorial son: 3, 7, 9, 12, 18, 22, 26, 33, 34, 39, 43, 45, 49, 55, 62, 65, 66, 68.

**4.4.2 Resultados de simulación.** Como la expresión de las ecuaciones sigue siendo la misma que la descrita en el Numeral 4.2, solo se cambia el número de medidores para comparar los posibles efectos que esto pueda tener sobre la estimación. De tal manera los resultados de la estimación con las 19 unidades medición fasorial son los mostrados en las figuras 19 y 20.

En estas figuras se observa la comparación entre la estimación de las tensiones nodales a partir de métodos de norma L1, y las medidas de la solución del flujo de carga en OpenDSS que se consideran las medidas reales del sistema. Debido a la cantidad de medidores y la localización óptima, la estimación de los estados en varios puntos coincide con los datos obtenidos por la simulación de OpenDSS, de tal manera que se hace aún más efectiva que la descrita que la descrita en la Sección 4.3. Pero es de resaltar que, en términos operativos, la adición de 10 unidades de medición fasorial acarrea costos considerables y solo se obtiene una disminución en el error de alrededor 0,001 en pu.

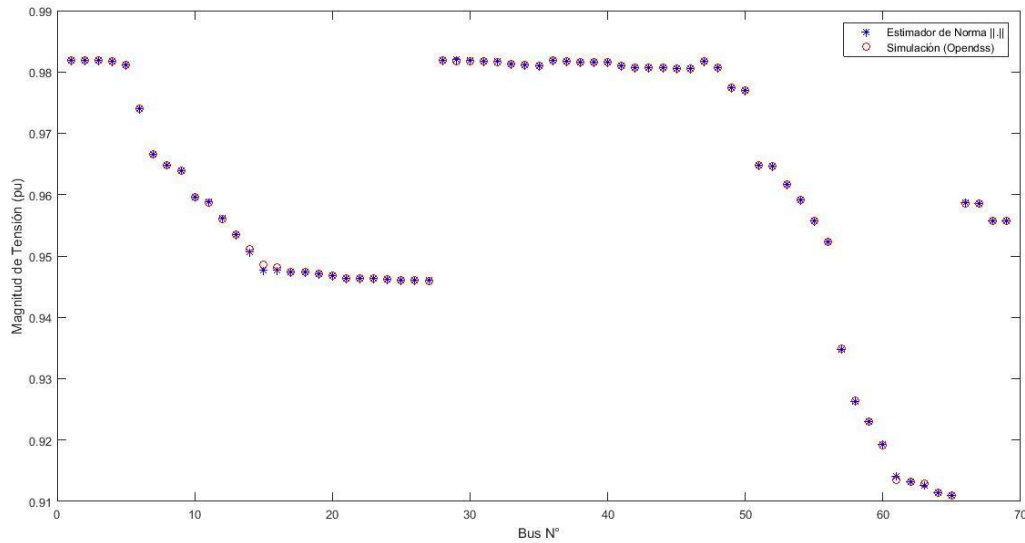


Figura 19 Comparación de resultados de la magnitud de las tensiones en pu usando la norma L1 con. Fuente: autores.

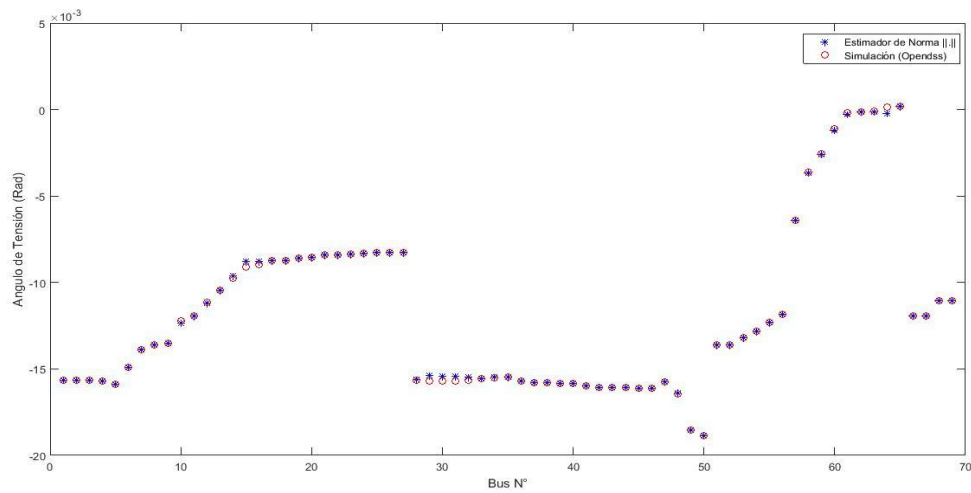


Figura 20 Comparación de resultados del ángulo de fase de las tensiones en radianes usando el algoritmo de norma L1. Fuente: autores.

Las figuras 21 y 22 presentan los errores de la estimación de estado.

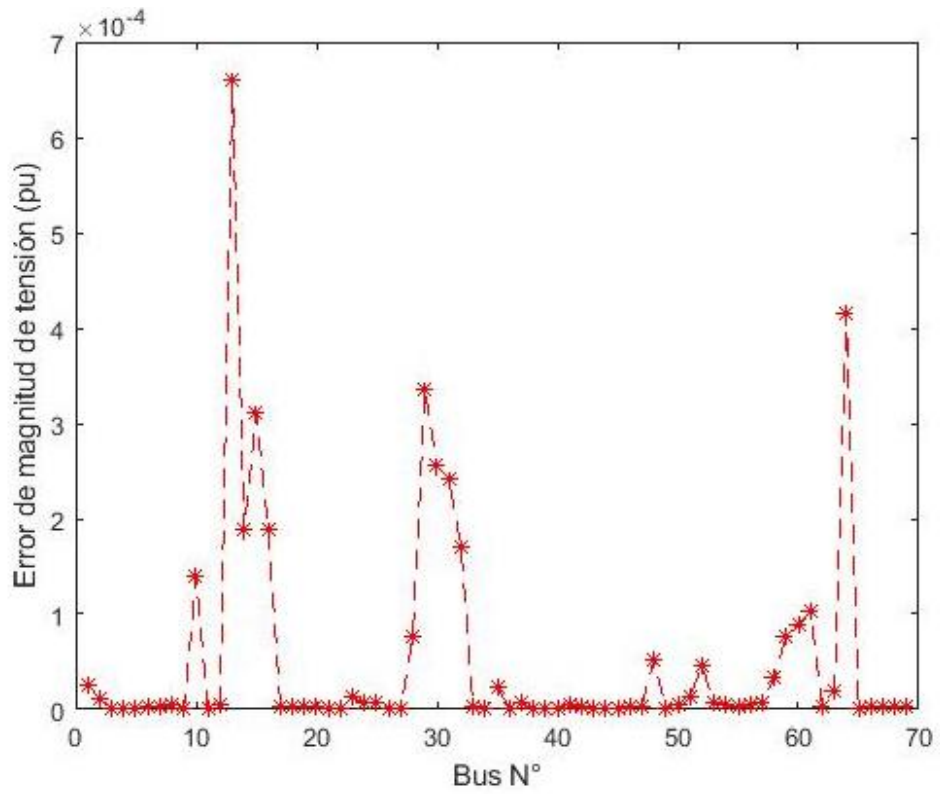


Figura 21 Error de estimación de la magnitud de tensión utilizando la norma L1 con 19 unidades de medición fasorial. Fuente: autores.

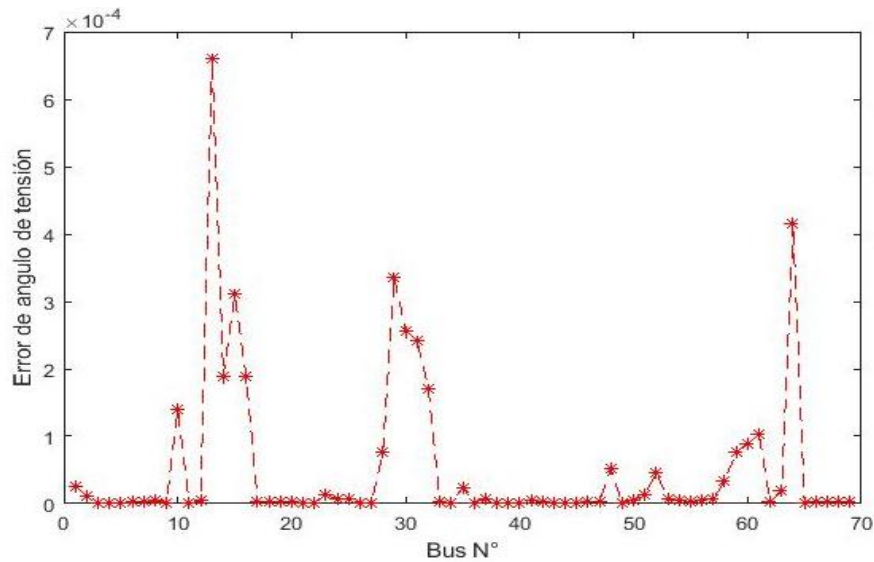


Figura 22 Error de estimación del ángulo de fase utilizando la norma L1 con 19 unidades de medición fasorial. Fuente: autores.

La localización de más unidades de unidades de medición fasorial PMUs busca garantizar la observabilidad de las medidas de corriente y tensión fasorial de todos los nodos basados en métodos WLS. Lo que se evidencia en las figuras 21 y 22 es que los errores siguen manteniendo el mismo comportamiento mostrado cuando son instaladas 9 unidades de medición fasorial, como lo muestran las figuras 14 y 15. Por lo tanto resulta evidente que estas metodologías no aprovechan todas las ventajas que ofrecen los métodos de estimación de estado de norma L1 en cuanto a un mínimo número de equipos de medida necesarios.

#### 4.4 Observaciones

- Al localizar las unidades de medición fasorial de forma aleatoria considerando localización aleatoria de unidades fasoriales mostrada en la sección 3.2, se observa que los resultados son aceptables debidos a que los errores son mínimos tanto en la

estimación de la magnitud de la tensión, como en el ángulo de fase. Las Figuras 12 y 13 comparan los valores reales del sistema con los datos de estimación y permiten evidenciar la gran coincidencia en algunas barras. Lo anterior, permite inferir que la metodología implementada tiene un buen desempeño basado en su grado de precisión en la estimación. Además, su proceso de estimación es realizado solo en segundos debido a la linealidad de las ecuaciones implementadas para la estimación y la eficiencia de los métodos de Norma L1.

- Al implementar las metodologías de OPP, se obtiene que aumentan en 10 las unidades de medición y se procede a la estimación con estas medidas arrojando resultados muy similares a los obtenidos con las 9 unidades de medición. Esto permite comparar los errores en los dos casos de estimación, los cuales tienen una leve variación tanto en la magnitud de tensión y como en su ángulo de fase.
- Los algoritmos Norma L1 permiten una estimación adecuada de los dos tipos de variables de estado como lo son: la magnitud y el ángulo de fase de la tensión, donde el modelado matemático se basa en el cálculo de la *Zbus*. La linealización de las ecuaciones permite que este método sea resuelto en solo segundos y así aprovechar el flujo de datos proveniente de las PMUs. Para el sistema de distribución de energía eléctrica, objeto de estudio se precisaron alrededor de los 11,96 segundos para el procesamiento de las medidas y la estimación de estado.
- Los algoritmos de norma L1 no solo funcionan en casos estáticos de carga, ya que también al ser sometidos a un perfil de carga de 24 horas, su estimación no se ve afectada dejando evidenciar que sus tiempos para entregar resultados oscilan sobre los

0,20 s, lo cual se convierte en algo novedoso y de gran aplicabilidad en la monitorización y el control de sistemas eléctricos.

## 5. Conclusiones.

Se han implementado tres métodos para estimar el estado de un sistema de distribución de energía eléctrica. Las conclusiones derivadas de este estudio son: Un elemento destacable de la aplicación de los métodos de DSSE es que sus resultados con una fuente de información complementaria a los sistemas de monitorización, ya que permiten la aplicación de nuevas estrategias para la gestión eficiente de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Por consiguiente, entre más fiable sea la estimación del estado del sistema, más acertadas y coherentes serán las decisiones para garantizar la operación correcta de los mismos en temas como el despacho económico, la calidad de la potencia eléctrica (CPE), y en general todas las aplicaciones requeridas en la gestión de los sistemas de distribución de energía eléctrica.

Las conclusiones más relevantes de este trabajo de grado son las siguientes:

- El uso de los métodos WLS han sido de utilidad, debido a la robustez de los algoritmos de solución que ha sido garantizada con el paso del tiempo. Desde su aparición se han direccionado esfuerzos considerables en la reducción de la capacidad de cómputo requerida y la integración de la tecnología de medición para ser aprovechada por los métodos. Sin embargo, existe evidencia de nuevas formulaciones matemáticas que toman ventaja de nuevos algoritmos más eficientes, que incorporan nuevas tecnologías como lo son los sistemas de medición fasorial (PMU), de gran pertinencia para resolver los problemas actuales en los sistemas de distribución de energía eléctrica.
- La literatura muestra varias opciones de estimación de estado con metodologías WLS, siendo seleccionados dos métodos para la estimación y sus resultados validados con el

simulador OpenDSS. Se puede afirmar que cada método funciona con errores bajos para magnitudes de tensión errores al 0,075 en pu, pero para ángulos de fase aún presentan desviaciones notables alrededor del 0,07 en radianes respecto a los valores de la simulación. Además, se debe considerar las capacidades computacionales necesarias para la aplicación de estos métodos.

- La solución del problema de estimación de estado con algoritmos de minimización de norma L1 se presenta como una solución innovadora, rápida y acertada al problema, debido a que las mediciones necesarias para la estimación son pocas y los errores en la estimación de la magnitud y la fase de la tensión son muy bajos menores al 0,006 en pu en la estimación de la magnitud de la tensión y menores al 0,0031 en radianes en la estimación del ángulo de fase de la tensión. De este modo, en términos de operación podrá ser de gran aplicabilidad práctica en los sistemas de distribución de energía eléctrica.
- La aplicación de un método de localización óptima de (PMUs) produjo como resultado la instalación de 19 unidades, debido a que los criterios de observabilidad están basados en todas las corrientes y tensiones fasoriales de los nodos. Cuando es comparada con el caso de estudio de 9 unidades de medición fasorial, se evidencia que los dos resultados obtenidos bajo las condiciones de cambio de las unidades fasoriales se limitan a la diferencia de tiempo en 4 segundos y un error menor al 0,001 pu. Se puede afirmar de tal manera que la cantidad de los equipos no afecta la solución del problema a menos que no se cumpla las restricciones mínimas de

observabilidad descritas por el método de estimación de estado basado en la norma L1.

- Como se evidencia con los resultados de la estimación con medición fasorial, es importante investigar en el tema de las metodologías OPP considerando los nuevos métodos de estimación de estado como lo son los de norma L1. Esto basado en la modernización de los métodos de estimación de estado, y por ende es necesario aprovechar las características de las unidades de medición fasorial, reduciendo al mínimo la cantidad necesaria de estos sistemas de medida, que garantice la observabilidad del sistema pero que de igual manera sea la más económicamente rentable.
- La estimación de estado a partir del método de minimización de norma L1, bajo condiciones de un perfil de carga, logró obtener resultados con alta precisión (errores menores al 0,0054 en pu, en la estimación de la magnitud y la fase de 0,0028 en radianes componente fundamental de la tensión). Esto conlleva a una estimación de estado del sistema en un corto tiempo, de modo que el aprovechamiento de las medidas sincronizadas resulta de gran importancia para la supervisión por parte del operador de red de las condiciones operativas cambiantes del sistema y le permitiría tomar decisiones de operación de forma más rápida que le garanticen una adecuada gestión del sistema, garantizando la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios.
- OpenDSS es una herramienta poderosa para la simulación de sistemas de distribución, presenta la posibilidad de simular la dinámica de los sistemas como también probar la

automatización de los mismo. Adicional, es una herramienta de uso libre y código abierto para que cada usuario pueda modificar ajustarlo a sus necesidades, también cuenta con una versión grafica con el cual el usuario tiene la posibilidad de monitorear los sistemas de distribución en tiempo real.

### Referencias Bibliográficas

- Alimardani, A., Therrien, F., Atanackovic, D., Jatskevich, J., & Vaahedi, E. (2015). Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(6), 2919–2928. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2429640>
- Baran, M. E., Jung, J., & McDermott, T. E. (2009). Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems. *Power Energy Society General Meeting*, (2), 1–5. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275479>
- Baran, M. E., & Kelley, A. W. (1995). A branch-current-based state estimation method for distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 10(1), 483–491. <https://doi.org/10.1109/59.373974>
- Candes, E. J., & Wakin, M. B. (2008). An Introduction To Compressive Sampling. *IEEE Signal Processing Magazine*, 25(2), 21–30. <https://doi.org/10.1109/MSP.2007.914731>
- Castro, J., & Melo, K. (2016). Modelado y simulación para la estimación de estado de las componentes armónicas en sistemas de distribución de energía eléctrica, 141.
- Chen, J. C., Chung, H. M., Wen, C. K., Li, W. T., & Teng, J. H. (2017). State Estimation in Smart Distribution System with Low-Precision Measurements. *IEEE Access*, 5, 22713–22723. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2756844>
- Deng, Y., He, Y., & Zhang, B. (2000). Branch-estimation-based state estimation for radial

- distribution systems. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 00(c), 2351–2356.  
Retrieved from [http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs\\_all.jsp?arnumber=847176](http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=847176)
- Deng, Y., He, Y., & Zhang, B. (2002). A branch-estimation-based state estimation method for radial distribution systems. *Power Delivery, IEEE Transactions On*, 17(4), 1057–1062.  
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2002.803800>
- Dugan, R. C., & Institute, E. P. R. (2016). OpenDSS Manual. *Training Materials*, (March), 1–184.
- Gamiz Juarez, M. A., Romero Ramos, E., & de La Villa Jaen, A. (2016). Estimadores de Estado en Redes de Distribución: Revisión del Estado del Arte. Retrieved from <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70789/fichero/Estimadores+de+Estado+en+Redes+d+e+Distribución+Revisión+del+Estado+del+Arte.pdf>
- Gonzales, J. (2014). Estudio de metodologías basadas en la ubicación óptima de unidades de medición fasorial (pmus) en sistemas de distribución de energía eléctrica.
- Grant, M., Boyd, S., & Cvx, Y. Y. (2008). Matlab software for disciplined convex programming. *Online Accessible: Http://Stanford. Edu/Boyd/Cvx*, 1. <https://doi.org/10.1.1.23.5133>.
- Hariri, A., Newaz, A., & Faruque, M. O. (2017). Open-source python-OpenDSS interface for hybrid simulation of PV impact studies. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11(12), 3125–3133. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.1572>
- Ke Li. (1996). State estimation for power distribution system and measurement impacts. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2), 911–916. <https://doi.org/10.1109/59.496174>
- Kim, S.-J., Koh, K., Lustig, M., Boyd, S., & 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. <https://doi.org/10.1109/JSTSP.2007.910971>
- Lozano M, C. A., Castro A, F., & Ramírez P, S. L. (2012). Unidades de medición fasorial (PMU). *El Hombre y La Máquina*, 38, 66–74. Retrieved from [http://ingenieria.uao.edu.co/hombreymaquina/revistas/38 2012-1/38 Articulo 07.pdf](http://ingenieria.uao.edu.co/hombreymaquina/revistas/38%2012-1/38%20Articulo%2007.pdf)
- Majidi, M., Etezadi-Amoli, M., & Livani, H. (2017). Distribution system state estimation using compressive sensing. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 88, 175–186. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.12.016>
- Manitsas, E., Singh, R., Pal, B. C., & Strbac, G. (2012). Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 1888–1896. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2187804>
- Manitsas, E., Singh, R., Pal, B., & Strbac, G. (2008). Modeling of pseudo-measurements for distribution system state estimation. *SmartGrids for Distribution, 2008. IET-CIRED. CIRED Seminar*, 1–4. <https://doi.org/10.1049/ic:20080447>
- Paper, C., Yael, A., Tecnol, V., & Tecnol, A. M. (2016). Revisión de Métodos de Regularización Directa y sus Aplicaciones en las Ciencias Atmosféricas, (February).
- Periñan, P. J. Z., & Expósito, A. G. (1999). Estimación de Estado y de parámetros en redes eléctricas, 200.
- Power, I., & Society, E. (2011). *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems* (Vol. 2011).

- Primadianto, A., Lin, W. T., & Lu, C. (2015). Requirement of state estimation in smart distribution grid, (June), 15–18.
- Primadianto, A., & Lu, C.-N. (2016). A Review on Distribution System State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 1–1. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2632156>
- Rincón Ballesteros, R. (2013). Estimación de estado de un sistema de potencia utilizando medición fasorial sincronizada y evaluación de su implantación en el sistema de transmisión colombiano, 165. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/45412/>
- Roger Dugan. (2014). What is Unique About OpenDSS? Retrieved August 29, 2014, from <https://sourceforge.net/p/electricdss/wiki/Home/>
- Sarri, S., Paolone, M., Cherkaoui, R., Borghetti, A., Napolitano, F., & Nucci, C. A. (2012). State estimation of Active Distribution Networks: Comparison between WLS and iterated kalman-filter algorithm integrating PMUs. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 1–8. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465871>
- Savier, J. S., & Das, D. (2007). Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 22(4), 2473–2480. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2007.905370>
- Singh, R., Pal, B. C., & Jabr, R. A. (2010). Distribution system state estimation through Gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(1), 50. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2009.0167>
- Zhao, Z., & Mutale, J. (2016). Simulation of automatic network reconfiguration technology in distribution system by OpenDss, (ii), 1–5.

## Apéndices

### Apéndice A

```

!IEEE 69 bus test system
!YEISON BLANCO__CARLOS FUENTES

Clear

New object=circuit.ieee69proyect
~ bus1=1 Basekv=13.8 pu=1 mvasc3=200 200

! Lines in ohms x Km

!Line1-2
New Line.L1s1 phases=3 Bus1=1 Bus2=2 R1=0.0005 X1=0.0012 Length=1
!Line 2-3
New Line.L2s1 phases=3 Bus1=2 Bus2=3 R1=0.0005 X1=0.0012 Length=1
!Line 3-4
New Line.L3s1 phases=3 Bus1=3 Bus2=4 R1=0.0015 X1=0.0036 Length=1
!Line 4-5
New Line.L4s1 phases=3 Bus1=4 Bus2=5 R1=0.0251 X1=0.0294 Length=1
!Line 5-6
New Line.L5s1 phases=3 Bus1=5 Bus2=6 R1=0.366 X1=0.1864 Length=1
!Line 6-7
New Line.L6s1 phases=3 Bus1=6 Bus2=7 R1=0.3811 X1=0.1941 Length=1
!Line 7-8
New Line.L7s1 phases=3 Bus1=7 Bus2=8 R1=0.0922 X1=0.047 Length=1
!Line 8-9
New Line.L8s1 phases=3 Bus1=8 Bus2=9 R1=0.0493 X1=0.0251 Length=1
!Line 9-10
New Line.L9s1 phases=3 Bus1=9 Bus2=10 R1=0.819 X1=0.2707 Length=1
!Line 10-11
New Line.L10s1 phases=3 Bus1=10 Bus2=11 R1=0.1872 X1=0.0619 Length=1
!Line11-12
New Line.L11s1 phases=3 Bus1=11 Bus2=12 R1=0.7114 X1=0.2351 Length=1
!Line 12-13
New Line.L12s1 phases=3 Bus1=12 Bus2=13 R1=1.03 X1=0.34 Length=1
!Line 13-14
New Line.L13s1 phases=3 Bus1=13 Bus2=14 R1=1.044 X1=0.345 Length=1
!Line 14-15
New Line.L14s1 phases=3 Bus1=14 Bus2=15 R1=1.058 X1=0.3496 Length=1
!Line 15-16
New Line.L15s1 phases=3 Bus1=15 Bus2=16 R1=0.1966 X1=0.065 Length=1
!Line 16-17
New Line.L16s1 phases=3 Bus1=16 Bus2=17 R1=0.3744 X1=0.1238 Length=1
!Line 17-18
New Line.L17s1 phases=3 Bus1=17 Bus2=18 R1=0.0047 X1=0.0016 Length=1

```

```

!Line 18-19
New Line.L18s1 phases=3 Bus1=18 Bus2=19 R1=0.3276 X1=0.1083 Length=1
!Line 19-20
New Line.L19s1 phases=3 Bus1=19 Bus2=20 R1=0.2106 X1=0.0696 Length=1
!Line 20-21
New Line.L20s1 phases=3 Bus1=20 Bus2=21 R1=0.3416 X1=0.1129 Length=1
!Line 21-22
New Line.L21s1 phases=3 Bus1=21 Bus2=22 R1=0.014 X1=0.0046 Length=1
!Line 22-23
New Line.L22s1 phases=3 Bus1=22 Bus2=23 R1=0.1591 X1=0.0526 Length=1
!Line 23-24
New Line.L23s1 phases=3 Bus1=23 Bus2=24 R1=0.3463 X1=0.1145 Length=1
!Line 24-25
New Line.L24s1 phases=3 Bus1=24 Bus2=25 R1=0.7488 X1=0.2475 Length=1
!Line 25-26
New Line.L25s1 phases=3 Bus1=25 Bus2=26 R1=0.3089 X1=0.1021 Length=1
!Line 26-27
New Line.L26s1 phases=3 Bus1=26 Bus2=27 R1=0.1732 X1=0.0572 Length=1
!Line 3-28
New Line.L27s1 phases=3 Bus1=3 Bus2=28 R1=0.0044 X1=0.0108 Length=1
!Line 28-29
New Line.L28s1 phases=3 Bus1=28 Bus2=29 R1=0.064 X1=0.1565 Length=1
!Line 29-30
New Line.L29s1 phases=3 Bus1=29 Bus2=30 R1=0.3978 X1=0.1315 Length=1
!Line 30-31
New Line.L30s1 phases=3 Bus1=30 Bus2=31 R1=0.0702 X1=0.0232 Length=1
!Line 31-32
New Line.L31s1 phases=3 Bus1=31 Bus2=32 R1=0.351 X1=0.116 Length=1
!Line 32-33
New Line.L32s1 phases=3 Bus1=32 Bus2=33 R1=0.839 X1=0.2816 Length=1
!Line 33-34
New Line.L33s1 phases=3 Bus1=33 Bus2=34 R1=1.708 X1=0.5646 Length=1
!Line 34-35
New Line.L34s1 phases=3 Bus1=34 Bus2=35 R1=1.474 X1=0.4873 Length=1
!Line 3-36
New Line.L35s1 phases=3 Bus1=3 Bus2=36 R1=0.0044 X1=0.0108 Length=1
!Line 36-37
New Line.L36s1 phases=3 Bus1=36 Bus2=37 R1=0.064 X1=0.1565 Length=1
!Line 37-38
New Line.L37s1 phases=3 Bus1=37 Bus2=38 R1=0.1053 X1=0.123 Length=1
!Line 38-39
New Line.L38s1 phases=3 Bus1=38 Bus2=39 R1=0.0304 X1=0.0355 length=1
!Line 39-40
New Line.L39s1 phases=3 Bus1=39 Bus2=40 R1=0.0018 X1=0.0021 Length=1
!Line 40-41
New Line.L40s1 phases=3 Bus1=40 Bus2=41 R1=0.7283 X1=0.8509 Length=1
!Line 41-42
New Line.L41s1 phases=3 Bus1=41 Bus2=42 R1=0.31 X1=0.3623 Length=1
!Line 42-43
New Line.L42s1 phases=3 Bus1=42 Bus2=43 R1=0.041 X1=0.0478 Length=1
!Line 3-44
New Line.L43s1 phases=3 Bus1=43 Bus2=44 R1=0.0092 X1=0.0116 Length=1
!Line 44-45

```

```

New Line.L44s1 phases=3 Bus1=44 Bus2=45 R1=0.1089 X1=0.1373 Length=1
!Line 45-46
New Line.L45s1 phases=3 Bus1=45 Bus2=46 R1=0.0009 X1=0.0012 Length=1
!Line 4-47
New Line.L46s1 phases=3 Bus1=4 Bus2=47 R1=0.0034 X1=0.0084 Length=1
!Line 47-48
New Line.L47s1 phases=3 Bus1=47 Bus2=48 R1=0.0851 X1=0.2083 Length=1
!Line 48-49
New Line.L48s1 phases=3 Bus1=48 Bus2=49 R1=0.2898 X1=0.7091 Length=1
!Line 49-50
New Line.L49s1 phases=3 Bus1=49 Bus2=50 R1=0.0822 X1=0.2011 Length=1
!Line 8-51
New Line.L50s1 phases=3 Bus1=8 Bus2=51 R1=0.0928 X1=0.0473 Length=1
!Line 51-52
New Line.L51s1 phases=3 Bus1=51 Bus2=52 R1=0.3319 X1=0.1114 Length=1
!Line 9-53
New Line.L52s1 phases=3 Bus1=9 Bus2=53 R1=0.174 X1=0.0886 Length=1
!Line 53-54
New Line.L53s1 phases=3 Bus1=53 Bus2=54 R1=0.203 X1=0.1034 Length=1
!Line 54-55
New Line.L54s1 phases=3 Bus1=54 Bus2=55 R1=0.2842 X1=0.1447 Length=1
!Line 55-56
New Line.L55s1 phases=3 Bus1=55 Bus2=56 R1=0.2813 X1=0.1433 Length=1
!Line 56-57
New Line.L56s1 phases=3 Bus1=56 Bus2=57 R1=1.59 X1=0.5337 Length=1
!Line 57-58
New Line.L57s1 phases=3 Bus1=57 Bus2=58 R1=0.7837 X1=0.263 Length=1
!Line 58-59
New Line.L58s1 phases=3 Bus1=58 Bus2=59 R1=0.3042 X1=0.1006 Length=1
!Line 59-60
New Line.L59s1 phases=3 Bus1=59 Bus2=60 R1=0.3861 X1=0.1172 Length=1
!Line 60-61
New Line.L60s1 phases=3 Bus1=60 Bus2=61 R1=0.5075 X1=0.2585 Length=1
!Line 61-62
New Line.L61s1 phases=3 Bus1=61 Bus2=62 R1=0.0974 X1=0.0496 Length=1
!Line 62-63
New Line.L62s1 phases=3 Bus1=62 Bus2=63 R1=0.145 X1=0.0738 Length=1
!Line 63-64
New Line.L63s1 phases=3 Bus1=63 Bus2=64 R1=0.7105 X1=0.3619 Length=1
!Line 64-65
New Line.L64s1 phases=3 Bus1=64 Bus2=65 R1=1.041 X1=0.5302 Length=1
!Line 11-66
New Line.L65s1 phases=3 Bus1=11 Bus2=66 R1=0.2012 X1=0.0611 Length=1
!Line 66-67
New Line.L66s1 phases=3 Bus1=66 Bus2=67 R1=0.0047 X1=0.0014 Length=1
!Line 12-68
New Line.L67s1 phases=3 Bus1=12 Bus2=68 R1=0.7394 X1=0.2444 Length=1
!Line 68-69
New Line.L68s1 phases=3 Bus1=68 Bus2=69 R1=0.0047 X1=0.0016 Length=1

! spot loads
New Load.bus6 Bus1=6 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=2.6 kVAR=2.2
New Load.bus7 Bus1=7 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=40.4 kVAR=30

```

```

New Load.bus8 Bus1=8 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV= 13.8 kW= 75 kVAR=54
New Load.bus9 Bus1=9 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW= 30 kVAR= 22
New Load.bus10 Bus1=10 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=28 kVAR=19
New Load.bus11 Bus1=11 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=145 kVAR=104
New Load.bus12 Bus1=12 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=145 kVAR=104
New Load.bus13 Bus1=13 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=8 kVAR=5
New Load.bus14 Bus1=14 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=8 kVAR=5.5
New Load.bus16 Bus1=16 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=45.5 kVAR=30
New Load.bus17 Bus1=17 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=60 kVAR=35
New Load.bus18 Bus1=18 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=60 kVAR=35
New Load.bus20 Bus1=20 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=1 kVAR=0.6
New Load.bus21 Bus1=21 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=114 kVAR=81
New Load.bus22 Bus1=22 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=5 kVAR=3.5
New Load.bus24 Bus1=24 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=28 kVAR=20
New Load.bus26 Bus1=26 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=14 kVAR=10
New Load.bus27 Bus1=27 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=14 kVAR=10
New Load.bus28 Bus1=28 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=26 kVAR=18.6
New Load.bus29 Bus1=29 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=26 kVAR=18.6
New Load.bus33 Bus1=33 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=14 kVAR=10
New Load.bus34 Bus1=34 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=19.5 kVAR=14
New Load.bus35 Bus1=35 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=6 kVAR=4
New Load.bus36 Bus1=36 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=26 kVAR=18.55
New Load.bus37 Bus1=37 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=26 kVAR=18.55
New Load.bus39 Bus1=39 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=24 kVAR=17
New Load.bus40 Bus1=40 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=24 kVAR=17
New Load.bus41 Bus1=41 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=1.2 kVAR=1
New Load.bus43 Bus1=43 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=6 kVAR=4.3
New Load.bus45 Bus1=45 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=39.22 kVAR=26.3
New Load.bus46 Bus1=46 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=39.22 kVAR=26.3
New Load.bus48 Bus1=48 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=79 kVAR=56.4
New Load.bus49 Bus1=49 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=384.7 kVAR=274.5
New Load.bus50 Bus1=50 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=384.7 kVAR=274.5
New Load.bus51 Bus1=51 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=40.5 kVAR=28.3
New Load.bus52 Bus1=52 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=3.6 kVAR=2.7
New Load.bus53 Bus1=53 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=4.35 kVAR=3.5
New Load.bus54 Bus1=54 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=26.4 kVAR=19
New Load.bus55 Bus1=55 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=24 kVAR=17.2
New Load.bus59 Bus1=59 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=100 kVAR=72
New Load.bus61 Bus1=61 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=1244 kVAR=888
New Load.bus62 Bus1=62 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=32 kVAR=23
New Load.bus64 Bus1=64 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=227kVAR=162
New Load.bus65 Bus1=65 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=59 kVAR=42
New Load.bus66 Bus1=66 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=18 kVAR=13
New Load.bus67 Bus1=67 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=18 kVAR=13
New Load.bus68 Bus1=68 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=28 kVAR=20
New Load.bus69 Bus1=69 Phases=3 Conn=Wye Model=1 kV=13.8 kW=28 kVAR=20

```

! Allow the DSS to estimate the voltage bases from this list

```

Set VoltageBases = [13.8]
CalcVoltageBases

```

Solve

## Apéndice B

```

%% Importar Datos De Medidas De OPENDSS %%
clc
clear all
%% Inicializar OPENDSS Y Interface Con Matlab%%
[DSSStartOK, DSSObj, DSSText] = DSSStartup;
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
%% Compilar Circuito de Prueba %%
if DSSStartOK
    % Setup the interface variables
    DSSText = DSSObj.Text;
    DSSCircuit=DSSObj.ActiveCircuit;
    DSSSolution=DSSCircuit.Solution;
    DSSText.command='Compile (D:\Dropbox\Trabajo de Grado\Simulaciones
Proyecto\69Bus_base_Proyecto_de_Grado';
    DSSSolution.Solve;
    DSSBus= DSSCircuit.ActiveBus;
    DSSLines = DSSObj.ActiveCircuit.Lines;
    DSSActiveCktElement = DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement;

    %% Definir los Elementos Del Sistema%%
    iload=DSSCircuit.Loads.First;
    iLine = DSSCircuit.Lines.First;
    %% Importar Corrientes Y potencias%%
while iLine > 0
    I(iLine,:) = DSSActiveCktElement.Currents;
    mypowers(iLine,:) = DSSActiveCktElement.Powers;
    IA(iLine)=abs(I(iLine,1) + I(iLine,2)*i);
    P(iLine)=1000*mypowers(iLine,1);
    Q(iLine)=1000*mypowers(iLine,2);
    iLine = DSSCircuit.Lines.Next;
end
%% Importar Magnitud de Tensión Por Fase Y valor en pu
    MedT1 = DSSCircuit.AllNodeVmagByPhase (1);
    MedT2 = DSSCircuit.AllNodeVmagByPhase (2);
    MedT3 = DSSCircuit.AllNodeVmagByPhase (3);
    V1pu=DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);

    % Importar tensiones fasoriales trifasicas
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
Start = DSSObj.Start(0);
DSSCircuit=DSSObj.ActiveCircuit;
% Grab bus voltages (and names, for reference)
n = DSSCircuit.AllNodeNames;
v = DSSCircuit.AllBusVolts;
% Convert to complex
v =reshape(v,2,[1]');
v = v .* ones(size(v))*[1; i];
m=size(v);
m=m(1)/3;
medT=zeros(m,3);

```

```
a=1;b=2;c=3;  
for k=1:m  
    medT(k,1)=v(a);  
    medT(k,2)=v(b);  
    medT(k,3)=v(c);  
    a=a+3;b=b+3;c=c+3;  
end  
end
```