Estimador de estado a frecuencia fundamental de sistemas de distribución de energía eléctrica basado en un modelo no lineal que relaciona las mediciones y las variables de estado

David Alejandro Ariza Castellanos y Sebastian Bonilla Alvarez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Electricista

Director

Jairo Blanco Solano

Doctor en Ingeniería – Área Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físico Mecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Dedico este proyecto de grado a Dios por darme sabiduría y paciencia en los momentos más complejos de mi vida.

A mis padres, Yezid Emiro Ariza Benavides y Carmen Aida Castellanos Duran, que con su amor, compresión y esfuerzo incondicional siempre están presentes apoyándome en cada proceso de mi vida. Gracias a ellos hoy en día soy un ser humano lleno de principios y valores que me ayudarán a crecer en el futuro como persona y profesional.

A mi hermano, Andrés Julián Ariza Castellanos, mi mejor amigo. Gracias por cada consejo brindado y especialmente por su ejemplo, el siempre será mi referencia de vida porque reconozco en él su perseverancia y esfuerzo para cumplir cada proyecto que se propone.

A Vanesa mi novia, por estar siempre presente con su voz de aliento y esperanza. Gracias por llenar de amor y alegría cada momento en esta etapa de mi formación profesional.

A mi familia que durante este proceso de formación estuvieron presentes con su apoyo incondicional. Y a mis amigos, ya que con ellos compartí anécdotas en esta etapa de mi vida.

Por último, expresar mi agradecimiento al Dr. Jairo Blanco Solano durante la realización de este trabajo de grado por su colaboración y enseñanza.

David Alejandro Ariza Castellanos

Dedicatoria

A lo largo de mi tiempo como universitario he conocido muchas personas que me han ayudado a crecer como futuro profesional y aún más importante, como ser humano. Agradezco a todos aquellos que han hecho parte de mi vida, con los cuales comparto sueños, metas y recuerdos.

Quiero agradecer especialmente a mi papá, a Sandra, a Cielo y a mi mamá. Muchas gracias por sus consejos, enseñanzas, dedicación y amor. Los llevo en mi corazón.

Sebastian Bonilla Alvarez

Tabla de Contenido

Pág.

Introducción 9

1. Objetivos 13

1.1 Objetivo general 13

1.2 Objetivos específicos 13

2. Estimador no lineal trifásico 13

3. Modelado de elementos 16

3.1 Transformadores y Líneas: 16

3.2 Cargas 17

3.3 Condensadores 17

4. Funciones de medida 19

5. Implementación computacional 21

5.1 OpenDSS 21

5.2 MATLAB 21

5.3 GAMS 21

6. Casos de estudio 22

6.1 Sistema IEEE 4 Nodos 22

6.2 Sistema IEEE 13 Nodos 28

7. Conclusiones 33

Referencias Bibliográficas 35

Lista de Tablas

Pág.

Tabla 1 *Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra) - Caso A* 23

Tabla 2 *Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra) - Caso A.* 24

Tabla 3 *Resultados DSSE potencias de rama - Caso A.* 24

Tabla 4 *Resultados estadísticos del error - Caso A.* 25

Tabla 5 *Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra) - Caso B.* 26

Tabla 6 *Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra) - Caso B* 26

Tabla 7 *Resultados DSSE potencias y corriente de rama - Caso B.* 27

Tabla 8 *Resultados estadísticos de error - Caso B.* 27

Tabla 9 *Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra).* 28

Tabla 10 *Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra).* 30

Tabla 11 *Resultados DSSE potencias de rama.* 32

Tabla 12 *Resultados estadísticos de error* 32

Lista de Figuras

Pág.

Figura 1 *Representación para la matriz de admitancia por elemento*..... 16

Figura 2 *Representación de cargas.*..... 17

Figura 3 *Representación del banco de condensadores.*..... 17

Figura 4 *Sistema IEEE de 4 nodos con medición PQ en rama.*..... 23

Figura 5 *Sistema IEEE de 4 nodos con medición PI en rama.* 25

Figura 6 *Sistema IEEE de 13 nodos con sus respectivas áreas de medición* 30

Resumen

Título: Estimador de estado a frecuencia fundamental de sistemas de distribución de energía eléctrica basado en un modelo no lineal que relaciona las mediciones y las variables de estado.[*]

Autor: David Alejandro Ariza Castellano y Sebastian Bonilla Alvarez.[**]

Palabras Clave: Sistemas de distribución, estimación de estado no lineal, variables de estado, SCADA, pseudo mediciones.

Descripción: En este trabajo de grado se presenta un método de estimación de estado no lineal trifásico tomando como referencia la literatura científica actual. El método se basa en el uso del modelado de los elementos pertenecientes al sistema (transformadores, líneas, cargas y bancos de compensación de energía reactiva), las medidas adquiridas a través del sistema SCADA y las pseudo medidas asociadas a las inyecciones de energía. La estimación de las variables de estado se realiza mediante la solución de un problema de optimización basado en la formulación matemática de Mínimos Cuadrados Ponderados (WLS en inglés) con restricciones de igualdad. Se realiza una evaluación de desempeño de este método en los sistemas trifásicos de distribución desbalanceados IEEE de 4 y 13 nodos. Los resultados presentados muestran que el error máximo para las variables de estado no es superior al 0,661% para el sistema IEEE de 4 nodos y al 0,366% para el sistema IEEE de 13 nodos. Estos resultados permiten considerar que el método es útil para abordar la estimación de estado en los sistemas de distribución desbalanceados que implementan medición SCADA.

---

[*] Trabajo de Grado

[**] Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniera Eléctrica, Electrónico y Telecomunicaciones (E3T). Director: PhD. Jairo Blanco Solano.

Abstract

Title: Fundamental frequency estimator of distribution systems based on non-linear model between measurements and status variables.*

Author(s): David Alejandro Ariza Castellano y Sebastian Bonilla Alvarez.**

Key Words: Distribution systems, nonlinear state estimation, state variables, SCADA, pseudo measurements.

Description: In this degree work, a three-phase nonlinear state estimation method is presented, taking current scientific literature as a reference. The method is based on the use of the modeling of the elements belonging to the system (transformers, lines, loads and reactive power compensation banks), the measurements acquired through the SCADA system and the pseudo measurements associated with energy injections. The estimation of the state variables is carried out by solving an optimization problem based on the mathematical formulation of Weighted Least Squares (WLS) with equality restrictions. An evaluation of the performance of this method is carried out in IEEE unbalanced three-phase distribution systems of 4 and 13 nodes. The presented results show that the maximum error for the state variables is not higher than 0.661% for the 4-node IEEE system and 0.366% for the 13-node IEEE system. These results allow us to consider that the method is useful to address the state estimation in unbalanced distribution systems that implement SCADA measurement.

* Degree Work

** Faculty of Physicmechanics Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E3T). Director: PhD. Jairo Blanco Solano.

Introducción

El aumento progresivo de la demanda de energía eléctrica (Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], 2021) y las nuevas dinámicas de utilización de los recursos energéticos (generación distribuida, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, entre otros) son factores que han generado que la infraestructura eléctrica deba ser cada vez más robusta y confiable, con retos significativos en la planeación operativa de los sistemas de distribución de energía eléctrica (Chusovitin et al, 2016; Zhang et al, 2020)

La presencia de una gran cantidad de elementos interconectados en el sistema de distribución (transformadores, cargas, condensadores, reconectadores, etc.) es un factor adicional que aumenta la complejidad en la planeación operativa (Chusovitin et al, 2016). La estrategia ideal para monitorizar estos sistemas es disponer de dispositivos de medición en cada uno de estos elementos, de tal forma que la transmisión de la información al operador de red sea rápida y eficiente. El enfoque anterior resulta inviable financieramente debido a la dimensión del sistema y al costo de los dispositivos de telemedición. Por estos motivos, se hace necesario el desarrollo de métodos que permitan estimar el estado del sistema. En otras palabras, determinar aproximadamente las variables eléctricas en cada una de las barras que lo conforman y que no cuentan con un equipo de telemedición instalado (Abur y Expósito, 2004).

Los estimadores de estado surgen como la herramienta para brindar una solución a la estimación de las variables eléctricas de los sistemas de distribución, partiendo de la información suministrada por una cantidad limitada de medidores. En consecuencia, el volumen de datos en tiempo real es bajo y los procesos de estimación de estado permiten abordar esta problemática,

llegando a convertirse en la base para la creación, operación y monitorización eficiente de los sistemas de distribución de energía eléctrica en tiempo real (Baran y McDermott, 2009).

Los primeros estimadores de estado en los sistemas de distribución se basan en el mismo método de mínimos cuadrados ponderados (WLS en inglés) implementado en los sistemas de transmisión (Abur y Expósito, 2004). No obstante, se evidencia en el estudio del estado del arte la necesidad de modificar y adaptar este método a las nuevas dinámicas de los sistemas de distribución, debido a que esta formulación es una de las más populares y los esfuerzos en aumentar su eficiencia computacional cada día son más relevantes.

En la literatura se evidencian dos tipos de formulaciones importantes de Estimadores de Estado para Sistemas de Distribución (DSSE en inglés) para brindar la solución al problema (De Oliveira et al, 2021). La primera estrategia es lineal que se resuelve de manera directa mediante la formulación I = YV. La segunda estrategia es no lineal, cuya solución es iterativa mediante la formulación S=VI*.

Los DSSE utilizan como información de entrada diversos tipos de medición. El estudio del estado del arte evidencia principalmente tres grupos: 1) Uso de Unidades de Medición Fasorial (PMU en inglés) y su enfoque de solución es lineal (De Oliveira et al, 2021). 2) Uso de medición suministrada por el SCADA y su estrategia de solución es no lineal (Chusovitin et al, 2016; De Oliveira y Rojas, 2021; Ranković et al, 2014; Džafić et al, 2017; Korres, 2002). 3) Uso de los dos tipos de medición anteriores (PMU y SCADA) y su solución es iterativa (Zhang et al, 2020).

La ausencia de equipos de telemedición en los usuarios, ha llevado a que los DSSE requieran del uso de pseudo mediciones en las inyecciones de potencia. Estas pseudo medidas son generadas a partir de perfiles de carga y datos históricos, generando pronósticos de demanda para

facilitar el proceso de estimación (Chusovitin et al, 2016; Zhang et al, 2020; De Oliveira y Rojas, 2021; Ranković et al, 2014; Džafić et al, 2017; Korres, 2002).

Con el fin de aplicar un DSSE que se adapte a las condiciones de infraestructura de medición actual en Colombia en los sistemas de distribución, se busca implementar un método de estimación cuya información de entrada provenga principalmente de los datos suministrados por el SCADA (medición en tiempo real) y complementados con pseudo mediciones de carga.

En este trabajo de grado se presenta la implementación y el desempeño de un método de estimación de estado no lineal trifásico, el cual se basa en la formulación WLS con restricciones de igualdad expuesta en (Džafić et al, 2017). Los principales criterios de selección son: 1) La reciente publicación del artículo. 2) Permite el uso de la información suministrada por software de modelado y simulación de sistemas de distribución. 3) Utiliza la medición de magnitudes de tensión (línea-tierra y línea-línea), corrientes de rama y flujos de potencia, adquiridos a través del sistema SCADA. 4) Utiliza las pseudo mediciones de potencia en la carga (activa y reactiva) para complementar los datos del SCADA. La formulación en el DSSE implementado es un problema que puede resolverse usando un software de alto nivel para el modelado de sistemas de optimización matemática como GAMS.

El presente trabajo de grado fue desarrollado en el marco del proyecto interno de investigación de capital semilla titulado: "*Método de estimación de estado para la gestión operativa en redes de distribución de energía eléctrica que incorporan fuentes no convencionales de energía renovable*", financiado por la Universidad Industrial de Santander a través del código VIE-UIS 2691.

El contenido de este trabajo de grado se presenta de la siguiente manera. El capítulo 2 especifica las características principales del estimador no lineal trifásico, el capítulo 3 detalla el

modelado de los elementos asociados a los sistemas de distribución de prueba, el capítulo 4 profundiza el método para determinar el tipo de medida y su ubicación, el capítulo 5 especifica los softwares utilizados para la implementación del método y el capítulo 6 muestra los casos de estudio con sus respectivos resultados de estimación.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Evaluar el desempeño a nivel de simulación de un algoritmo para la estimación de estado a frecuencia fundamental de un sistema de distribución de energía eléctrica, basado en un modelo no lineal entre mediciones y variables de estado.

1.2 Objetivos específicos

Seleccionar un algoritmo de estimación de estado a partir de una revisión de métodos presentados en la literatura científica que abordan la solución al problema usando un modelo no lineal entre medidas y variables de estado.

Implementar el algoritmo de estimación seleccionado en una plataforma software que permita estimar el estado de un sistema de distribución en función de las variables de tensión, corriente y potencia eléctrica.

Evaluar el desempeño del algoritmo de estimación de estado mediante simulación en sistemas de distribución de prueba tomados del IEEE.

2. Estimador no lineal trifásico

La importancia de la estimación de estado radica en cómo se logra estimar la información faltante (puntos no medidos) de un sistema eléctrico a partir de la medición de cantidades eléctricas (puntos medidos). Esto facilita la monitorización en los centros de control de los operadores de red.

La función del estimador de estado no lineal es encontrar un conjunto óptimo de variables de estado que minimicen una función objetivo. La formulación matemática para la solución del problema de optimización es la de WLS con restricciones de igualdad expuesta en (Zhang et al, 2020; Džafić et al, 2017), la cual se presenta a continuación:

$$\begin{aligned} &minimizar \quad J(x) = \frac{1}{2}[z - h(x)]^T W[z - h(x)] \\ &Sujeto\ a \quad c(x) = 0 \end{aligned} \tag{1}$$

Donde ***z*** representa las medidas del sistema, ***x*** es el vector de las variables de estado, ***h(x)*** es la función no lineal que relaciona las medidas con el vector de estado ***x***, ***W*** es el conjunto de pesos de las medidas/pseudo medidas y ***c(x)*** representa los balances de corriente y de potencias en los nodos del sistema (restricciones de igualdad).

La función objetivo expuesta en (Džafić et al, 2017) difiere de (1) porque desglosa las mediciones y pseudo mediciones que se pueden considerar en el sistema para brindar solución al problema de estimación. Las mediciones implementadas determinan el tipo y cantidad de variables asociadas a la función objetivo. La expresión (2) contiene de manera específica las variables y mediciones que son usadas en la propuesta de implementación en este trabajo de grado. A diferencia de (Džafić et al, 2017), se precisa que esta función objetivo contempla únicamente mediciones de magnitudes de tensión (línea-tierra), corriente de rama, potencia de rama (Activa y Reactiva) y pseudo medidas de inyección de potencia (Activa y Reactiva).

$$\begin{aligned} f = \frac{1}{2}[&\sum_{i=1}^{N}\sum_{\phi} w_{CP}^{(i,\phi)}\left(P_{Carga}^{(i,\phi)} - P_{Carga-M}^{(i,\phi)}\right)^2 + \sum_{i=1}^{N}\sum_{\phi} w_{CQ}^{(i,\phi)}\left(Q_{Carga}^{(i,\phi)} - Q_{Carga-M}^{(i,\phi)}\right)^2 \\ &+ \sum_{ij=1}^{r}\sum_{\phi} w_{RP}^{(i,\phi)}\left(P_{rama}^{(i,\phi)} - P_{rama-M}^{(i,\phi)}\right)^2 + \sum_{i=1}^{N}\sum_{\phi} w_{RQ}^{(i,\phi)}\left(Q_{rama}^{(i,\phi)} - Q_{rama-M}^{(i,\phi)}\right)^2 \end{aligned}$$

$$+\sum_{ij=1}^{r}\sum_{\phi} w_{RI}^{(i,\phi)}\left(I_{rama}^{(i,\phi)}-I_{rama-M}^{(i,\phi)}\right)^2+\sum_{i=1}^{N}\sum_{\phi} w_{VLN}^{(i,\phi)}\left(V_{LN}^{(i,\phi)}-V_{LN-M}^{(i,\phi)}\right)^2] \quad (2)$$

Donde:

- ***N*** y ***r*** son el número de buses y ramas respectivamente, en los que se encuentran puntos de medición.
- ϕ es el conjunto de fases *{a, b, c}* o {*ab, bc, ca}* (para las pseudo mediciones de cargas conectadas en Δ)
- w_x^y corresponde a los pesos de medición para el conjunto de medidas *(x)* asociados a *(y)*, que representa los nodos *(i)* o ramas *(ij)* de las fases (ϕ).
- Z_x^y corresponde a la variable *Z* para el conjunto de medidas *(x)* asociados a *(y)*, que representa los nodos *(i)* o ramas *(ij)* de las fases (ϕ).
- Z_{x-M}^y corresponde al valor medido de la variable Z_x^y.

Las variables expresadas en la ecuación (2) están vinculadas con las restricciones de igualdad presentadas en (Džafić et al, 2017). Estas restricciones se aplicarán dependiendo del tipo de medición implementado en el sistema. En este trabajo de grado se tienen en cuenta las siguientes restricciones:

- **Primera restricción:** Cumple con la Ley de Corrientes de Kirchhoff, generando que la suma de corrientes salientes al nodo sea nula. Esta restricción es aplicada a todos los nodos del sistema exceptuando al nodo de la subestación o nodo Slack.
- **Segunda restricción:** Incluye y relaciona las potencias de rama calculadas (activa y reactiva) con las tensiones nodales del sistema.

- **Tercera Restricción:** Relaciona el cuadrado de la magnitud de corriente calculada con el cuadrado de las componentes real e imaginaria.

Las restricciones de igualdad están asociadas con el modelado de los elementos eléctricos conectados al sistema de distribución. En la Sección 3 se aborda en detalle el modelado específico para cada tipo de elemento conectado a la red.

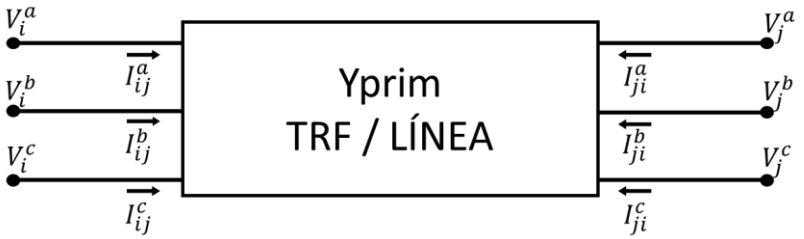
3. Modelado de elementos

El modelado de los elementos eléctricos como transformadores bidevanados, líneas de distribución, cargas desbalanceadas y bancos de condensadores, siendo multifásicos de cualquier topología, se presenta en detalle en [9] y [11].

3.1 Transformadores y Líneas:

Figura 1

Representación para la matriz de admitancia por elemento



La figura 1. representa la matriz de admitancia nodal de un elemento del sistema, la cual permite relacionar las corrientes de rama con las tensiones nodales. Esta información tiene las siguientes características:

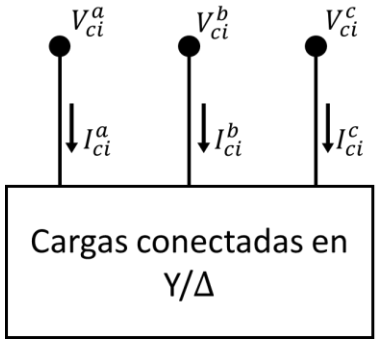
- Incorpora acoplamientos mutuos entre las fases de las líneas de distribución.
- Agrega el desfase de los transformadores.

3.2 Cargas

El modelado de las cargas trifásicas (delta o estrella), bifásicas y monofásicas se implementan partiendo de las mismas expresiones presentadas en (Džafić et al, 2017; Kersting, 2012)

Figura 2

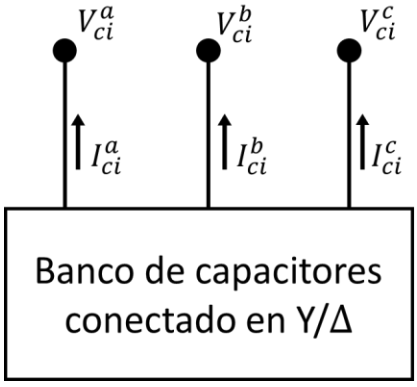
Representación de cargas.



3.3 Condensadores

Figura 3

Representación del banco de condensadores.



Las expresiones para modelar la corriente inyectada por los bancos de condensadores difieren de las ecuaciones expuestas en (Džafić et al, 2017), debido a la ausencia de algunas

variables de tensión. Se presentan las respectivas expresiones considerando Q_c^{ϕ} como la potencia reactiva a tensión nominal del banco de condensadores.

- Banco de condensadores en conexión Y:

$$I_{ci-re}^{\phi} = \frac{Q_c^{\phi}}{V_i^{\phi}} \sin\left(\delta_i^{\phi}\right) \tag{3}$$

$$I_{ci-im}^{\phi} = -\frac{Q_c^{\phi}}{V_i^{\phi}} \cos\left(\delta_i^{\phi}\right) \tag{4}$$

Donde Q_c^{ϕ} es la potencia reactiva nominal por fase del banco de condensadores, V_i^{ϕ} es la tensión línea-tierra del nodo i para la fase ϕ y δ_i^{ϕ} es el ángulo de tensión de V_i^{ϕ}.

- Banco de condensadores en conexión Δ: donde $\phi = x \in \{a, b, c\}$; $xy \in \{ab, bc, ca\}$ y $zx \in \{ca, bc, ab\}$ (para las pseudo mediciones de cargas conectadas en Δ).

$$I_{ci-re}^{xy} = \frac{-Q_c^{xy}\left(V_i^x \sin(\delta_i^x) - V_i^y \sin\left(\delta_i^y\right)\right)}{(V_i^x)^2 + \left(V_i^y\right)^2 - 2V_i^x V_i^y \cos\left(\delta_i^x - \delta_i^y\right)} \tag{5}$$

$$I_{ci-im}^{xy} = \frac{Q_c^{xy}\left(V_i^x \cos(\delta_i^x) - V_i^y \cos\left(\delta_i^y\right)\right)}{(V_i^x)^2 + \left(V_i^y\right)^2 - 2V_i^x V_i^y \cos\left(\delta_i^x - \delta_i^y\right)} \tag{6}$$

$$I_{ci-re}^{\phi} = I_{ci-re}^{zx} - I_{ci-re}^{xy} \tag{7}$$

$$I_{ci-im}^{\phi} = I_{ci-im}^{zx} - I_{ci-im}^{xy} \tag{8}$$

4. Funciones de medida

La calidad de las medidas es fundamental en el desempeño de los DSSE, los errores en las mediciones afectan el rendimiento de un estimador de estado. Los datos de medición utilizados para la estimación de estado mencionados en (Primadianto y Lu, 2017) usualmente se agrupan en:

- Medición en tiempo real por medio del SCADA, la cual tiene la característica de actualizarse en cortos instantes de tiempo (segundos), resaltando que es la infraestructura de adquisición de datos instalada en la mayoría de los sistemas de distribución.
- Pseudo medición, representa la inyección de potencia asociada a las cargas conectadas en las barras del sistema, generadas a través de la recopilación de información relacionada con la facturación de clientes y los perfiles de carga típicos para la realización del pronóstico de demanda.
- Mediciones virtuales, asociadas a las barras de inyección cero, se relacionan con las restricciones de igualdad condicionando al DSSE a cumplir con las leyes eléctricas del sistema.

Adicional a contar con bajo error en las medidas, es necesario que los puntos de medición en el sistema cumplan algún criterio de optimalidad, debido a que un gran número de medidores implicaría sobrecostos en equipos y sistemas de comunicación (Primadianto y Lu, 2017; Atanackovic y Dabic, 2013). En (Janssen et al, 2013) se propone un método para determinar puntos óptimos de medición en sistemas de distribución, donde se precisan las siguientes recomendaciones:

- Medición de tensión en nodos cuyo peso de medida sea alto.

- Medición de potencia o corrientes de rama en puntos o ramales que traten de abarcar la mayor cantidad de carga posible.
- Medición de potencia cuando se desconoce la dirección del flujo.
- Medición de la inyección de potencia en puntos representativos de generación distribuida.

En (Džafić et al, 2013) se presenta una estrategia basada en dividir la red en áreas de medición (subredes). Estas áreas de medida tienen dos características: 1) no incluir medición de ramales dentro de la subred y 2) realizar la conexión a otras subredes por medio de mediciones de rama (potencias y/o corriente). En este trabajo de grado se aborda el enfoque sugerido en (Džafić et al, 2013) para determinar la ubicación de los puntos de medición en el sistema. Las medidas utilizadas se basan en la adquisición de datos por medio del SCADA. En (Džafić et al, 2017) se recomienda como característica principal la medición de tensión en la subestación, siendo esta complementada con los siguientes tipos de mediciones en las demás barras o ramas del sistema:

- Magnitud de tensión línea-tierra.
- Flujos de potencia activa y reactiva.
- Magnitud de corriente de rama.
- Pseudo mediciones de demanda de potencia activa y reactiva.

Un parámetro importante para la eficiencia en los DSSE son los pesos de las medidas, estos son factores de escala que dependen de la desviación estándar del error, relacionada al tipo de medida (SCADA o pseudo medidas). En (Džafić et al, 2017) se sugieren pesos de 100 para las medidas de tensión, 100 para medidas de rama y 0,01 para pseudo medidas de potencia en la carga.

5. Implementación computacional

Los DSSE requieren para su ejecución el tratamiento de una gran cantidad de información, la cual incluye, parámetros eléctricos vinculados a los elementos del sistema, datos de los equipos de medición y las respectivas variables de estimación. A su vez, se requiere el uso de programas que faciliten el manejo de los datos y así posteriormente solucionar el problema de estimación de estado basado en una formulación no lineal.

5.1 OpenDSS

Es un programa que permite el modelado y simulación de redes eléctricas. En las simulaciones de flujo de carga es posible extraer datos como la matriz de admitancias de los elementos del sistema, las potencias y corrientes de rama, las potencias y corrientes inyectadas, y las tensiones nodales (línea-tierra). Esta información emula los datos que son obtenidos en la práctica por los dispositivos de medición a través del SCADA y por los pronósticos de carga (Pseudo Medición), las cuales son utilizadas como parámetros de entrada y referencia en el algoritmo de estimación.

5.2 MATLAB

El programa brinda la capacidad de manejar una gran cantidad de información, el cual se utiliza como estrategia de organización y recopilación de los datos extraídos de OpenDSS.

5.3 GAMS

Es un programa que permite modelar y solucionar problemas de optimización a pequeña y gran escala aplicados a programación lineal o no lineal. Es una herramienta útil, robusta y esencial para el desarrollo y solución del método implementado en el presente trabajo de grado.

El programa ofrece diversos solucionadores no lineales y la selección de éste depende de las particularidades del problema. Para los casos de estudio presentados en la Sección 6 se implementa el solucionador IPOPT (General Algebraic Modeling System Development Corporation [GAMS], 2021).

6. Casos de estudio

En esta sección se presentan los sistemas de prueba, los cuales implementan el método expuesto en el presente trabajo de grado. La medición en la subestación es exclusivamente de magnitud eficaz de tensión. Se establece en este nodo su ángulo de referencia en la fase *"a"*, y los demás ángulos son manejados como variables a determinar por el estimador de estado.

La efectividad del DSSE se comprueba en base a dos criterios: 1) El error máximo para cada variable estimada. 2) El percentil 75, valor que indica la tendencia del 75% de los datos de error.

6.1 Sistema IEEE 4 Nodos

El sistema está constituido de cuatro nodos, un transformador en conexión YY 12,47/4,16 kV, dos líneas de distribución trifásicas y una carga trifásica desbalanceada conectada en Y. En este caso de prueba se implementan 15 medidas para determinar el estado de 35 variables.

El sistema implementa pseudo mediciones de inyecciones de potencia (activa y reactiva) en el nodo 4 y medición de tensión línea-tierra en el nodo 1 (subestación), aplicados a dos casos de prueba (A y B). La aplicación de estos casos de prueba busca comprobar la capacidad del estimador frente a distintos tipos de medida.

Las tablas I - VIII presentan el respectivo porcentaje de error relativo entre la solución obtenida de GAMS y el flujo de carga de OpenDSS para los casos A y B.

Caso A

En este caso de prueba se consideran mediciones de potencia activa y reactiva (P, Q) en la rama que conecta a los nodos 1 y 2 del sistema.

Figura 4

Sistema IEEE de 4 nodos con medición PQ en rama.

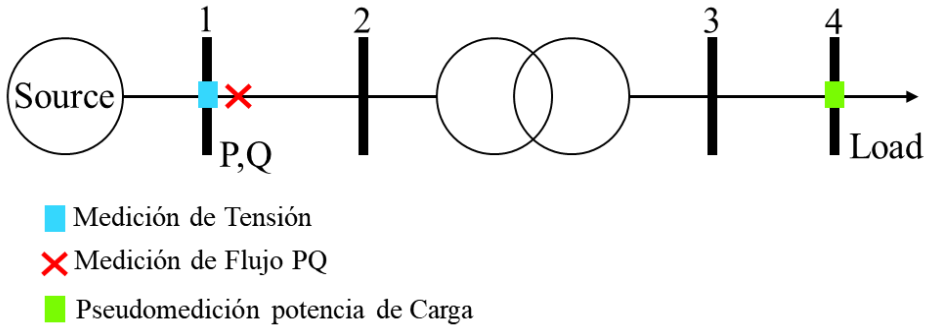


Tabla 1

Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra) - Caso A

Nodo	ø	V[kV]		Error [%]
		OpenDSS	DSSE	
1	a	7,1994*	7,1982	0,0162
	b	7,1994*	7,2016	0,0307
	c	7,1993*	7,1982	0,0149
2	a	7,1605	7,1594	0,0158
	b	7,1311	7,1333	0,0301
	c	7,0558	7,0547	0,0154
3	a	2,2956	2,2952	0,0172
	b	2,2783	2,2790	0,0327
	c	2,1721	2,1717	0,0180

	a	2,1586	2,1583	0,0140
4	b	2,0261	2,0266	0,0253
	c	1,7126	1,7123	0,0182

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Tabla 2

Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra) - Caso A.

Nodo	∅	δ°		Error [%]
		OpenDSS	DSSE	
	a	0,0000*	0	0
1	b	-120,0013	-119,9589	0,0354
	c	119,9981	120,0921	0,0784
	a	-0,2571	-0,2556	0,5836
2	b	-120,095	-120,0525	0,0354
	c	119,2683	119,3616	0,0782
	a	-2,4803	-2,4795	0,0296
3	b	-123,208	-123,1634	0,0362
	c	114,3717	114,4619	0,0789
	a	-5,8301	-5,8227	0,1261
4	b	-124,8463	-124,8002	0,0369
	c	101,2772	101,3529	0,0747

Nota. Los valores con * corresponden a los datos de referencia para ser usados como entrada al estimador

Tabla 3

Resultados DSSE potencias de rama - Caso A.

Rama	∅	Open DSS		DSSE		Errores [%]	
		P [kW]	Q [kVAR]	P [kW]	Q [kVAR]	ε_P	ε_Q
	a	1411,2*	1087,3*	1411,2	1087,3	2,20E-08	1,40E-06
1-2	b	1902,9*	1129,1*	1902,9	1129,1	4,60E-07	1,20E-06
	c	2903,5*	2180,6*	2903,5	2180,6	1,20E-06	5,80E-07

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Tabla 4

Resultados estadísticos del error - Caso A.

	Error mínimo [%]	Percentil 25	Percentil 50	Percentil 75	Error máximo [%]
Magnitud de Tensión	0,014	0,01561	0,01759	0,02771	0,03271
Ángulo de tensión	0	0,0354	0,05583	0,07864	0,58362
Potencias de rama (P, Q)	2,20E-08	4,63E-07	8,91E-07	1,26E-06	1,46E-06

Para este caso de estudio se aplican mediciones de P y Q de rama. En la Tabla IV se evidencian errores máximos de 0,03271% para magnitud de tensión, 0,5836% para ángulo de tensión y 1,46e-6% para potencias de rama. Además de encontrar que el 75% de los datos de error para cada variable no superan el 0,07864%.

Caso B

En este caso de prueba se consideran mediciones de potencia activa y de corriente de rama (P, I) entre los nodos 1 y 2 del sistema.

Figura 5

Sistema IEEE de 4 nodos con medición PI en rama.

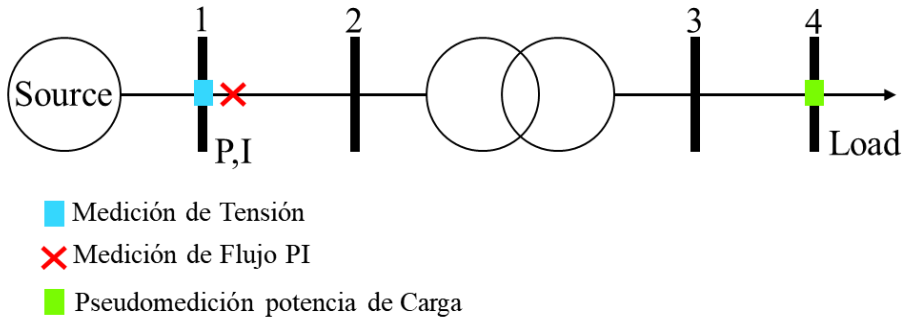


Tabla 5

Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra) - Caso B.

Nodo	∅	V[kV]		Error [%]
		OpenDSS	Estimación	
1	a	7,1994*	7,1989	0,0074
	b	7,1994*	7,2002	0,0118
	c	7,1993*	7,1983	0,0132
2	a	7,1605	7,16	0,0076
	b	7,1311	7,1319	0,0111
	c	7,0558	7,0549	0,0127
3	a	2,2956	2,2954	0,0076
	b	2,2783	2,2785	0,0106
	c	2,1721	2,1718	0,0123
4	a	2,1586	2,1584	0,0111
	b	2,0261	2,0261	0,0019
	c	1,7126	1,7127	0,0033

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Tabla 6

Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra) - Caso B

Nodo	∅	δ°		Error [%]
		OpenDSS	DSSE	
1	a	0,0000*	0	0
	b	-120,0013	-119,8988	0,0854
	c	119,9981	120,0902	0,0768
2	a	-0,2571	-0,2554	0,6619
	b	-120,095	-119,9928	0,0851
	c	119,2683	119,3598	0,0767
3	a	-2,4803	-2,479	0,0519
	b	-123,208	-123,1049	0,0837
	c	114,3717	114,4603	0,0775
4	a	-5,8301	-5,82	0,1734
	b	-124,8463	-124,7476	0,079
	c	101,2772	101,357	0,0788

Nota. Los valores con * corresponden a los datos de referencia para ser usados como entrada al estimador

Tabla 7

Resultados DSSE potencias y corriente de rama - Caso B.

Rama	∅	Open DSS		DSSE		Errores [%]	
		P[kW]	I[A]	P[kW]	I[A]]	ε_P	ε_I
1-2	a	1411,2*	247,45*	1411,2	247,45	8,70E-07	8,60E-06
	b	1902,9*	307,34*	1902,9	307,34	3,10E-07	2,80E-06
	c	2903,5*	504,38*	2903,5	504,38	4,20E-07	5,30E-06

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Tabla 8

Resultados estadísticos de error - Caso B.

	Error mínimo [%]	Percentil 25	Percentil 50	Percentil 75	Error máximo [%]
Magnitud de Tensión	0,00195	0,0075	0,0108	0,012	0,01323
Ángulo de tensión	0	0,0767	0,0789	0,0852	0,66193
Potencias de rama (P, Q)	3,15E-07	4,29E-07	1,84E-06	5,39E-06	8,65E-06

Para este caso de estudio se aplican mediciones de P e I de rama. En la Tabla VIII se evidencian errores máximos de 0,01323% para magnitud de tensión, 0,6619% para ángulo de tensión y 8,65e-6% para potencias de rama. Además de encontrar que el 75% de los datos de error para cada variable no superan el 0,0852%. En la comparación entre ambos casos de estudio, se evidencia que el caso B presenta mayor exactitud en la estimación de magnitudes de tensión, pero menor exactitud relacionada a los ángulos de tensión.

6.2 Sistema IEEE 13 Nodos

El sistema de la Figura 6 está constituido de 13 nodos representando una red de distribución radial desbalanceada. Los elementos asociados al sistema son: un transformador bidevanado ΔY de 115/4,16 kV, un transformador bidevanado YY 4,16/0,48 kV, un switch trifásico, un regulador de tensión en su posición neutral, dos bancos de condensadores (trifásico y monofásico), nueve cargas multifásicas y líneas de distribución.

En la Figura 6 se observa medición de tensión (línea-tierra) en el nodo 1, medición de potencias de rama (Activa y Reactiva) entre los nodos 1-650 y 632-670, y finalmente, pseudo mediciones en todos los nodos con carga asociada.

Se realiza la separación del sistema en dos áreas de medida aplicando la estrategia sugerida en (Džafić et al, 2013), con el fin de realizar la estimación con conjuntos de medición no redundantes, obteniendo la implementación de 49 medidas para determinar el estado de 121 variables.

Las tablas IX - XII contienen: las mediciones utilizadas, los resultados del flujo de potencia de OpenDSS, la estimación del DSSE y el porcentaje de error relativo.

Tabla 9

Resultados DSSE magnitud de tensión (línea-tierra).

Nodo	Ø	V[kV]		Error [%]
		OpenDSS	DSSE	
1	a	66,3938*	66,3934	0,0006
	b	66,3948*	66,3942	0,0009
	c	66,3925*	66,3909	0,0024
650	a	2,4016	2,4016	0,0001
	b	2,4017	2,4017	0,0013
	c	2,4016	2,4016	0,0028

	a	2,2999	2,3	0,0032
632	b	2,3757	2,3756	0,0041
	c	2,2783	2,2782	0,003
	a	2,2748	2,2748	0,0032
670	b	2,3815	2,3814	0,004
	c	2,2435	2,2435	0,0031
	a	2,2231	2,2236	0,0237
671	b	2,3994	2,3989	0,0189
	c	2,1839	2,1848	0,0448
	a	2,2231	2,2236	0,0237
680	b	2,3994	2,3989	0,0189
	c	2,1839	2,1848	0,0448
	a	2,2925	2,2925	0,0041
633	b	2,3708	2,3707	0,0047
	c	2,2719	2,2719	0,0031
	a	0,2577	0,2577	0,0075
634	b	0,2682	0,2682	0,0065
	c	0,2568	0,2568	0,0035
645	b	2,3533	2,3532	0,0043
	c	2,2742	2,2742	0,003
646	b	2,3493	2,3492	0,0042
	c	2,2696	2,2695	0,003
	a	2,2231	2,2236	0,0237
692	b	2,3994	2,3989	0,0189
	c	2,1839	2,1848	0,0448
	a	2,2074	2,2049	0,1152
675	b	2,4046	2,4013	0,136
	c	2,1795	2,1768	0,1216
684	a	2,2187	2,2187	0,0002
	c	2,1792	2,1806	0,0642
611	c	2,1746	2,1763	0,0823
652	a	2,2062	2,2053	0,0399

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Figura 6

Sistema IEEE de 13 nodos con sus respectivas áreas de medición

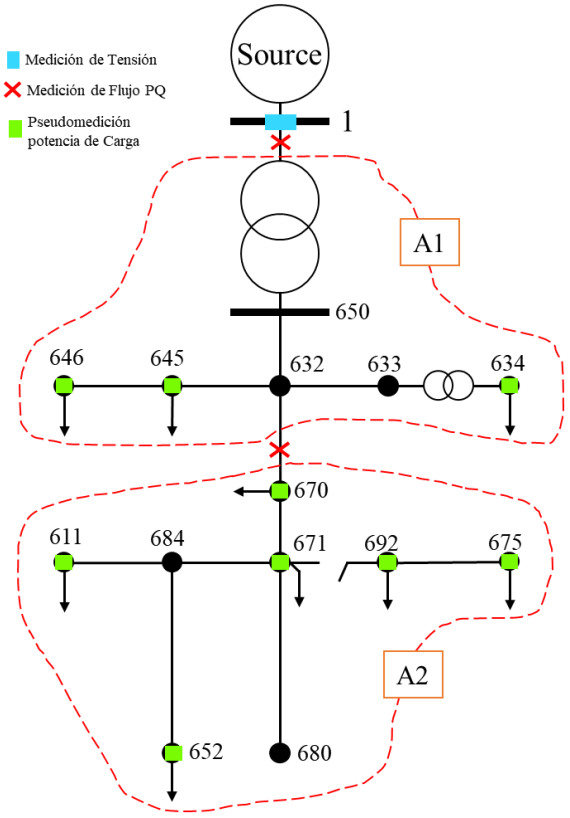


Tabla 10

Resultados DSSE ángulo de tensión (línea-tierra).

Nodo	Ø	δ° Open DSS	δ° DSSE	Error [%]
	a	0,0000*	0	0
1	b	-120,0089	-120,0006	0,0069
	c	119,9912	120,0016	0,0087
	a	-30,0107	-30,0016	0,0302
650	b	-150,0103	-150,0026	0,0051
	c	89,9874	89,9965	0,0101
	a	-32,6082	-32,5983	0,0304
632	b	-151,9112	-151,9024	0,0058
	c	87,6956	87,7028	0,0082

	a	-33,5765	-33,5666	0,0296
670	b	-152,1577	-152,1489	0,0058
	c	87,0124	87,0196	0,0083
	a	-35,5866	-35,5543	0,0909
671	b	-152,6383	-152,6525	0,0093
	c	85,873	85,8663	0,0077
	a	-35,5866	-35,5543	0,0909
680	b	-152,6383	-152,6525	0,0093
	c	85,873	85,8663	0,0077
	a	-32,6762	-32,6661	0,0309
633	b	-151,9623	-151,9533	0,0059
	c	87,6903	87,697	0,0076
	a	-33,4138	-33,4031	0,0318
634	b	-152,4697	-152,4599	0,0065
	c	87,1651	87,1698	0,0054
645	b	-152,0951	-152,0861	0,0059
	c	87,7181	87,7252	0,008
646	b	-152,1697	-152,1607	0,0059
	c	87,7644	87,7715	0,008
	a	-35,5866	-35,5543	0,0909
692	b	-152,6383	-152,6525	0,0093
	c	85,873	85,8663	0,0077
	a	-35,8394	-35,7089	0,3642
675	b	-152,82	-152,7377	0,0539
	c	85,8923	85,9726	0,0935
684	a	-35,61	-35,5735	0,1025
	c	85,7703	85,7585	0,0138
611	c	85,6227	85,6023	0,0238
652	a	-35,5353	-35,4864	0,1376

Nota. Los valores con * corresponden a datos de referencia para ser usados como entrada al estimador.

Tabla 11

Resultados DSSE potencias de rama.

Rama	∅	Open DSS		DSSE		Errores [%]	
		P[kW]	Q[kVAR]	P[kW]	Q[kVAR]	ε_P	ε_Q
1-650	a	1002,8*	592,5*	1002,8	592,5	8,10E-06	2,00E-05
	b	1179,3	444,2*	1179,3	444,2	1,20E-05	2,10E-06
	c	1219,4*	671,2*	1219,4	671,2	4,90E-06	2,00E-05
632-670	a	1007*	464,22*	1007	464,2	5,50E-05	1,60E-04
	b	528,6*	144,6*	528,6	144,6	1,60E-04	4,00E-04
	c	1024,9*	359,2*	1024,9	359,2	1,30E-05	2,10E-04

Nota. Los valores con * corresponden a las medidas usadas como entrada al estimador.

Tabla 12

Resultados estadísticos de error

	Error mínimo [%]	Percentil 25	Percentil 50	Percentil 75	Error máximo [%]
Magnitud de Tensión	0,00013	0,003	0,00428	0,02373	0,136
Ángulo de tensión	0	0,0069	0,009	0,03087	0,36416
Potencias de rama (P, Q)	2,14E-06	1,03E-05	1,99E-05	1,62E-04	3,99E-04

En la Tabla XII se evidencian errores máximos de 0,136% para magnitud de tensión, 0,3641% para ángulo de tensión y 3,99e-4% para potencias de rama. Además de encontrar que el 75% de los datos de error para cada variable no superan el 0,03087%.

En los casos de estudio implementados en este trabajo de grado no se realizan cálculos de error de los valores estimados para las pseudo mediciones (P, Q inyectadas), ya que éstas son propensas a errores al ser pronósticos, es decir, no tienen un dispositivo de telemedición en las barras con carga del sistema. A pesar del sesgo de la pseudo medición, el DSSE determina el estado

del sistema con una precisión aceptable de tensión (magnitud y ángulo) y potencias de rama (Activa y Reactiva).

7. Conclusiones

En este trabajo de grado se implementa un método de estimación de estado no lineal formulado en la literatura científica reciente. Esta estrategia es útil para la solución al problema de monitorización, operación y control en los sistemas de distribución que se enfrentan a importantes retos como la incorporación de la generación distribuida, carga de vehículos eléctricos, almacenamiento de energía, entre otros.

El método presentado destaca el aprovechamiento de la infraestructura de medición existente en las redes eléctricas, debido al uso de diferentes tipos de medidas provenientes del sistema SCADA. La formulación no lineal del modelo permite comprender un gran número de variables de estado utilizando un número reducido de puntos de medición en el sistema de distribución.

En los casos de estudio presentados se incorpora el modelado de elementos eléctricos comúnmente conectados en las redes de distribución. Estos modelos facilitan la aplicación y simulación del método expuesto para otros sistemas de distribución.

El método implementado destaca la integración de tres programas (OpenDSS, MATLAB y GAMS) que permiten obtener una herramienta robusta para la estimación de estado en sistemas de distribución de energía eléctrica.

Los resultados en el sistema de prueba IEEE de 4 nodos evidencian en la estimación de las variables, un error máximo del 0,6619% y el 75% de los datos de error no superan el 0,0852%.

Para el sistema IEEE de 13 nodos se observa en la estimación de las variables, un error máximo del 0,3641% y el 75% de los datos de error no superan el 0,0308%. Estos resultados obtenidos del DSSE demuestran una estimación de estado de alta precisión para sistemas altamente desequilibrados, específicamente en las variables relacionadas con la tensión de nodo y las potencias de rama.

Se propone como trabajos futuros de investigación la incorporación de generación distribuida y la aplicación de inteligencia artificial para la creación de pseudo mediciones en las demandas de potencia. Aumentando así la robustez del método implementado ante las nuevas dinámicas y características de los sistemas de distribución reales.

Referencias Bibliográficas

Abur, A., & Gómez-Expósito Antonio. (2004). Power System State Estimation: Theory and implementation. Marcel Dekker.

Atanackovic, D., & Dabic, V. (2013). Deployment of real-time state estimator and load flow in BC Hydro DMS - challenges and opportunities. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-5. https://doi.org/10.1109/pesmg.2013.6672408

Baran, M., & McDermott, T. E. (2009). State estimation for real time monitoring of distribution feeders. *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-4. https://doi.org/10.1109/pes.2009.5275616

Chusovitin, P., Polyakov, I., & Pazderin, A. (2016). Three-phase state estimation model for distribution grids. *2016 IEEE International Conference on the Science of Electrical Engineering (ICSEE)*, 1-5. https://doi.org/10.1109/icsee.2016.7806063.

De Oliveira-De Jesus, P. M., & Rojas Quintana, A. A. (2015). Distribution system state estimation model using a reduced quasi-symmetric impedance matrix. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6), 2856–2866. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2014.2374537

De Oliveira-De Jesus, P. M., Rodriguez, N. A., Celeita, D. F., & Ramos, G. A. (2021). PMU-based system state estimation for multigrounded distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(2), 1071–1081. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.3017543

Dzafic, I., Gilles, M., Jabr, R. A., Pal, B. C., & Henselmeyer, S. (2013). Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4), 4839–4848. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2277888.

Dzafic, I., Jabr, R. A., Huseinagic, I., & Pal, B. C. (2016). Multi-phase State Estimation featuring industrial-grade distribution network models. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(2), 609-618. https://doi.org/10.1109/tsg.2016.2592978

General Algebraic Modeling System Development Corporation. (5 de Junio de 2021). *Model types*. *Solver Manuals*. Recuperado el 17 de Enero del 2022 de https://www.gams.com/35/docs/S_MAIN.html

Janssen, P., Sezi, T., & Maun, J.-C. (2013). Meter placement impact on distribution system state estimation. 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013), 1-4. https://doi.org/10.1049/cp.2013.0847

Kersting, W. H. (2012). Distribution system modeling and analysis. CRC Press.

Korres, G. N. (2002). A robust method for equality constrained state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2), 305–314. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2002.1007897

Primadianto, A., & Lu, C.-N. (2017). A review on Distribution System State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(5), 3875–3883. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2632156

Ranković, A., Maksimović, B. M., & Sarić, A. T. (2014). A three-phase state estimation in active distribution networks. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, *54*, 154–162. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.07.001

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2021). Proyección Demanda Energía Eléctrica y Gas Natural 2021 – 2035. https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Junio_2021.pdf

Zhang, Y., Wang, J., & Li, Z. (2020). Interval state estimation with uncertainty of distributed generation and line parameters in unbalanced distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 35(1), 762–772. https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2926445.