

# DESPLIEGUE ÓPTIMO DE SINCRONOFASORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA



# DESPLIEGUE ÓPTIMO DE SINCRONOFASORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Carlos Eduardo Paida Tenemaza  
Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingenierías  
Universidad Politécnica Salesiana

*Dirigido por:*  
Esteban Mauricio Inga Ortega  
Director de Carrera de Ingeniería Eléctrica  
Facultad de Ingenierías  
Universidad Politécnica Salesiana



Quito - Ecuador

Carlos Eduardo Paida Tenemaza

**DESPLIEGUE ÓPTIMO DE SINCRONOFASORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA**

Universidad Politécnica Salesiana  
Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



**Carlos Eduardo Paida Tenemaza** (A'1991-M'12). Bachiller en ciencias, especialidad Físico Matemático del Colegio Nacional Andrés Bello. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Miembro Estudiantil del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes-GIREI. Su trabajo se basa en técnicas de modelización y simulación matemática de redes inalámbricas para infraestructuras de medición avanzada. Sus intereses de investigación incluyen Smart Grid, AMI y modelos de optimización matemática.

[cpaida@est.ups.edu.ec](mailto:cpaida@est.ups.edu.ec)

Dirigido por:



**Esteban Inga** (A'1976-M'08). Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana; recibió su grado de Máster en Educación y Desarrollo Social en 2008 por la Universidad Tecnológica Equinoccial-Quito. En el presente trabaja para obtener su grado de PhD en Ingeniería de la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín-Colombia. Es coordinador del Grupo de Investigación en Redes Eléctricas Inteligentes - GIREI. Sus trabajos de investigación están relacionados a la Infraestructura de Medición Avanzada, Redes Celulares, Smart Grid. Actualmente es Director de Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Quito.

[einga@ups.edu.ec](mailto:einga@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda Prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2015 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO – ECUADOR

## **DEDICATORIA.**

*Carlos Eduardo Paidá Tenemaza*

*A mis padres María Luz y José Julián que han sido mi ejemplo de vida, de lucha y de amor incondicional, por sus esfuerzos y sacrificios, por ser los guías del sendero de cada acto que realizo hoy mañana y siempre, por entregarme desde niño la mejor formación académica y personal, simplemente lo que soy es por ustedes.*

*A todos mis hermanos: Jesús Alberto, Cristian Damian y Josué Julián por su apoyo y contribución en los momentos oportunos y por ayudarme a salir adelante con este objetivo. Ustedes son el mejor recuerdo de mi pasado y la mejor motivación para el futuro.*

*A mis amigos por todas las enseñanzas, experiencias vividas, aprecio y amistad sincera que han logrado fomentar en mí valores de bien para afrontar cada circunstancia.*

# **AGRADECIMIENTO.**

*Carlos Eduardo Paida Tenemaza*

*Agradezco especialmente al Ing. Esteban Inga Ortega M.ed, tutor del presente trabajo, por su valiosa orientación, aportes, colaboración, paciencia y ayuda oportuna que fueron pilares fundamentales para lograr no solo cumplir los objetivos de este proyecto, sino también para lograr cimentar valores formativos y humanos en todos los estudiantes que conformamos la carrera de Ingeniería eléctrica. De igual manera, agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana, institución que abrió sus puertas para prepararme de forma humana, personal y académica y sobre todo a sus docentes que a lo largo de estos años han logrado transmitir sus conocimientos, experiencias y criterios para desenvolverme de manera oportuna y adecuada en la vida profesional. Es necesario reconocer la colaboración del Ing. Santiago Espinosa quien con esfuerzo y empeño apporto de manera significativa en la elaboración del presente trabajo. Al Grupo de Investigación GIREI del cual forme parte, por lograr transmitir una cultura de investigación en la carrera, logrando hasta el momento buenos resultados.*

### **DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR/A**

Yo, Esteban Inga Ortega declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *Despliegue óptimo de sincronofasores en un sistema de transmisión eléctrica* realizado por Carlos Eduardo Paidá Tenemaza, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito, Noviembre 2015

Esteban Mauricio Inga Ortega

Cédula de identidad: 0102116043

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Yo, Carlos Eduardo Paidá Tenemaza, con documento de identificación N° 1723606057, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “*Despliegue óptimo de sincronofasores en un sistema de transmisión eléctrica*”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Firma

.....

Nombre: Carlos Eduardo Paidá Tenemaza

Cédula: 1723606057

Quito, Noviembre 2015



## ***GLOSARIO***

### **B**

**BARRAS DE INYECCIÓN CERO:** Son barras que no tiene ninguna carga, generación o dispositivo de compensación conectado al mismo. Esto significa que la suma algebraica de todas las corrientes que fluyen en las líneas incidentes a esta barra son cero.

### **C**

**COMMUNICATION NETWORK:** Las redes de comunicación, son los enlaces entre cada PMU para el transporte de datos.

### **E**

**ESTIMACIÓN DE ESTADO:** La estimación de estado se enfoca en la utilización de un criterio estadístico para asignar valores a un conjunto de variables de estado desconocidas del sistema eléctrico, partiendo de la base de información de mediciones realizadas sobre magnitudes accesibles del sistema. Todo esto se enfoca a la observabilidad de un sistema dinámico con el fin de que el operador conozca el grado de operación del sistema de potencia.

### **I**

**ILP:** Integer Linear Programming (Programación Lineal Entera), es un modelo matemático que se enfoca en el modelamiento de un problema a través de una función objetivo, dicho problema es resuelto mediante la formulación matemática de inecuaciones lineales denominadas restricciones.

### **L**

**LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:** son los elementos encargados de transmitir o transportar la energía eléctrica desde un punto a otro, a través de distintos niveles de voltaje. La línea de transmisión es un enlace físico entre dos subestaciones y generalmente opera a un nivel de voltaje superior a 90 kV.

### **M**

**MINIMUN SPANNING TREE (MST):** Denominado árbol de expansión mínima, es un algoritmo que se aplica a grafos no dirigidos cuyos arcos tienen un valor asociado (coste o longitud), el cual se enfoca en encontrar un camino mínimo en un grafo convexo o ponderado. El peso o coste total de un árbol será la suma de pesos de sus arcos.

### **O**

**Observabilidad:** Hace referencia al monitoreo del estado global de la red eléctrica, de manera que se pueda obtener datos de las variables eléctricas en todas las barras que conforman el sistema.

## P

**PDC:** Phasor Data Concentrator (Concentrador de Datos Fasoriales), es un dispositivo que se encarga de recibir y almacenar información de datos fasoriales de corriente y voltaje medidos por las PMUs.

**PMU:** Phasor Measurement Unit (Unidades de medición sincrofásorial), son dispositivos que permiten estimar señales de tensión y corriente de secuencia positiva y a partir de ellas calcular los ángulos de fase y el correspondiente fasor en diferentes nodos de un SEP.

## S

**SMART GRID:** Red eléctrica inteligente, denominación al modelo de red para el control, protección y optimización automática de todos los elementos que conforman la red eléctrica.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN:** Es el sistema conformado por un conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica.

## W

**WAMS:** Wide Area Measurement Systems (Sistema de Medición de Área Amplia), es un instrumento que se enfoca en el monitoreo dinámico en tiempo real del sistema eléctrico de potencia.

**WAMS CENTRALIZADA:** Es una arquitectura que está conformada por un centro de control central o también llamado súper PDC el cual es responsable de la supervisión y control de todo el sistema eléctrico de transmisión. Todos los fasores sincronizados medidos por las PMUs se enrutan hasta el centro de control a través de una red de comunicación (CN) de alta velocidad.

**WAMS DISTRIBUIDA:** Es una arquitectura que para el monitoreo de la red eléctrica se la divide en varias áreas de control. En cada área, un centro de control de Área (ACC o PDC) es responsable de la supervisión y control del sistema regional. Para cada área de control, el PMU envía las mediciones de los fasores sincronizados a su ACC respectivo, el cual procesa los datos medidos y lo envía al súper PDC.

## *ÍNDICE GENERAL*

|   |    |
|---|----|
| 1. INTRODUCCIÓN .....   | 1  |
| 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO.....   | 1  |
| 2. ESTADO DEL ARTE.....   | 4  |
| 3. OBJETIVOS .....  | 7  |
| 3.1 OBJETIVO GENERAL .....  | 7  |
| 3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....   | 7  |
| 4. METODOLOGÍA .....  | 7  |
| 5. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN .....   | 8  |
| 5.1 ANÁLISIS DE SINCRONOFASORES ENFOCADO A LAS REDES<br>INTELIGENTES (SMART GRID) .....   | 8  |
| 5.2 REGIÓN GEOGRÁFICA DONDE SE APLICA EL MODELO DE ESTUDIO.....                           | 8  |
| 5.3 INVESTIGACIÓN CUANTITATIVA Y COMPRENSIVA DE LA<br>ARQUITECTURA WAMS .....             | 9  |
| 5.4 DEFINICIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA. ....   | 11 |
| 5.5 MINIMIZACIÓN DE COSTOS EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA RED<br>DE COMUNICACIÓN ..... | 13 |
| 5.6 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....   | 13 |
| 6. CONCLUSIONES.....  | 16 |
| 7. ESTRATEGIA PARA LA DIVULAGACIÓN DE LOS RESULTADOS .....                                | 16 |
| 8. SECTORES BENEFICIADOS.....   | 16 |
| 9. REFERENCIAS.....   | 16 |

### ***ÍNDICE DE FIGURAS***

|   |    |
|---|----|
| Figura 1. Modelo general para la ubicación óptima de sincronofasores .....          | 2  |
| Figura 2 Sistema de transmisión eléctrico.....                                      | 8  |
| Figura 3. Flujo de datos de la arquitectura WAMS centralizada .....                 | 9  |
| Figura 4. Flujo de datos de la arquitectura WAMS distribuida.....                   | 10 |
| Figura 5. Resumen comparativo entre el método tradicional y el método ampliado..... | 14 |
| Figura 6. Árbol de expansión mínimo.....  | 15 |

### ***ÍNDICE DE TABLAS***

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Matriz del estado del Arte .....   | 4  |
| Tabla 2. Resumen e indicadores del estado del arte.....                               | 6  |
| Tabla 3. Análisis comparativo entre el método tradicional y el método propuesto ..... | 14 |

## ***RESUMEN DEL PROYECTO***

El presente trabajo propone una metodología basada en la creciente necesidad de minimizar costos asociados a la ubicación de Sincronofasores (PMUs) al tiempo que garantice la observabilidad completa del sistema. Se ha desarrollado un enfoque preliminar para resolver el problema de ubicación óptima de PMUs para posteriormente optimizar los costos de implementación de la red de comunicación. Bajo este contexto se propone el método de programación lineal entera, el cual ha sido modificado y extendido con el fin de determinar la ubicación óptima de las PMUs mediante la incorporación del efecto de barras de inyección cero. Además, se incorpora el algoritmo de árbol de expansión mínima de Kruskal para obtener las redes de comunicación óptimas con un costo de inversión mínimo. La efectividad de la implementación y diseño de la red de comunicación (Communication Network) es un factor importante que influye de manera directa al momento de resolver el problema de ubicación óptima de los Sincronofasores, es por esta razón que se realiza un análisis de las diferentes arquitecturas WAMS existentes con la finalidad de implementar la arquitectura que promueva menores costos y una mayor observabilidad. La eficacia del método propuesto se verifica en un sistema de transmisión real de gran tamaño que abarca diferentes niveles de voltaje (138, 230, 500 kV), donde se aplican datos georeferenciados (coordenadas) de las subestaciones de transmisión (barras o nodos) y las líneas de transmisión que conforman el sistema interconectado con el fin de implementar un modelo de estudio con un enfoque netamente real.

## ***ABSTRACT***

This paper proposes a methodology based on increasing need to minimize costs associated with the location of synchrophasor (PMUs) whilst guaranteeing full system observability. It has developed a preliminary approach to solving the problem of optimal placement of PMUs and later optimize the costs of implementation of the communication network (CN). In this context the integer linear programming (ILP) method is proposed, which has been modified and extended in order to determine the optimal location of PMUs by incorporating the effect of zero-injection buses. In addition, the algorithm of minimum spanning tree of Kruskal is implemented to obtain optimal communication networks with minimum investment cost. The effectiveness of the implementation and design of the communication network (CN) is an important factor that directly influences when solving the problem of optimal placement of Sincronofasores, it is for this reason that an analysis of the different WAMS architectures existing is performed, in order to implement the architecture that promotes lower costs and greater observability. The efficiency of the proposed method is verified on real transmission system oversized that covering different voltage levels (138, 230, 500 kV), where geo-referenced data (coordinates) are implemented in transmission substations (buses or nodes ) and transmission lines that make up the grid in order to implement a study model with a distinctly real focus.

## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO**

El objetivo principal de un sistema eléctrico es proveer de alimentación a cargas con un suministro de energía altamente confiable y económicamente rentable[1][2]. Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, satisfaciendo una demanda que se incrementa rápidamente con un sistema de transmisión cada vez más ajustado[3][4]. Esto ha estimulado la proliferación de medios (técnicos) que contribuyan a la planificación, diseño y operación de los sistemas, con la finalidad de garantizar la adecuación del sistema, garantizar seguridad, limitar la extensión de fallas y riesgo de interrupciones y permitir una rápida recuperación después de la falla o interrupción[3]. Todos los parámetros mencionados anteriormente se convierten en un problema complejo al momento de realizar el análisis de planificación del sistema de transmisión, direccionado a garantizar el abastecimiento de los consumidores con un mínimo costo[5]. En este contexto, los agentes deben decidir de manera individual cuando (visión dinámica) y dónde (visión estática) se debe invertir de manera óptima los recursos financieros disponibles y garantizar así, un funcionamiento fiable y adecuado del sistema eléctrico de transmisión[6][7].

Es así que, con el desarrollo de las redes de energía y el progreso de los mercados de energía eléctrica, el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia es cada vez más complicado. Como una nueva tecnología y un enfoque importante para el control dinámico en tiempo real de la red eléctrica, los llamados Wide Area Measurement Systems (WAMS), mediante mediciones sincronizadas del sistema en tiempo real[8], permiten la cuantificación de los índices de estabilidad del flujo de potencia en el sistema de transmisión, desempeñando un papel importante para la operación segura y estable de las redes eléctricas. De esta manera, el análisis y operación del sistema se enfoca en un nuevo concepto en donde el monitoreo y control se deberían ajustar dependiendo del avance de los eventos en tiempo real[9][10][11]. Para esto, se requiere el uso de una combinación de tecnologías de medición, sistemas de comunicaciones fasoriales y aplicaciones que proporcionan la observación dinámica del sistema eléctrico con una alta precisión en las mediciones (medidores inteligentes: PMUs) con el objetivo de diagnosticar la vulnerabilidad del sistema de forma inmediata, llevando a cabo acciones automatizadas de reconfiguración del sistema que sean aptas al momento de remediar las condiciones de alto estrés del sistema (Self-Healing Grid)[12].

Al contrario de los ya conocidos sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) en los sistemas de monitoreo de área amplia WAMS las mediciones fasoriales están representados en valores síncronos con una frecuencia de muestreo alta que bordea las 30 muestras/s[13][14]. Bajo este contexto se deja en claro que los WAMS dan un enfoque a la mejora del rendimiento de los sistemas modernos de energía en varios campos, incluyendo la evaluación de la estabilidad de la tensión, la estimación de

estado del sistema, solución de problemas y protección adaptativa on-line, detección de cortes en las línea de transmisión, evaluación de la estabilidad del sistema de potencia, controles de medición y acciones correctivas[15][16]. Generalmente un proceso WAMS incluye tres funciones importantes: transmisión de datos, adquisición de datos y procesamiento de datos. Partiendo de estos parámetros importantes, es indispensable enfocarse en la correcta implementación y ubicación de un sistema WAMS que va de la mano de su red de comunicación, arquitectura y aplicaciones que proporcionan la observación dinámica del sistema de transmisión eléctrico con una alta precisión en las mediciones[13][2].

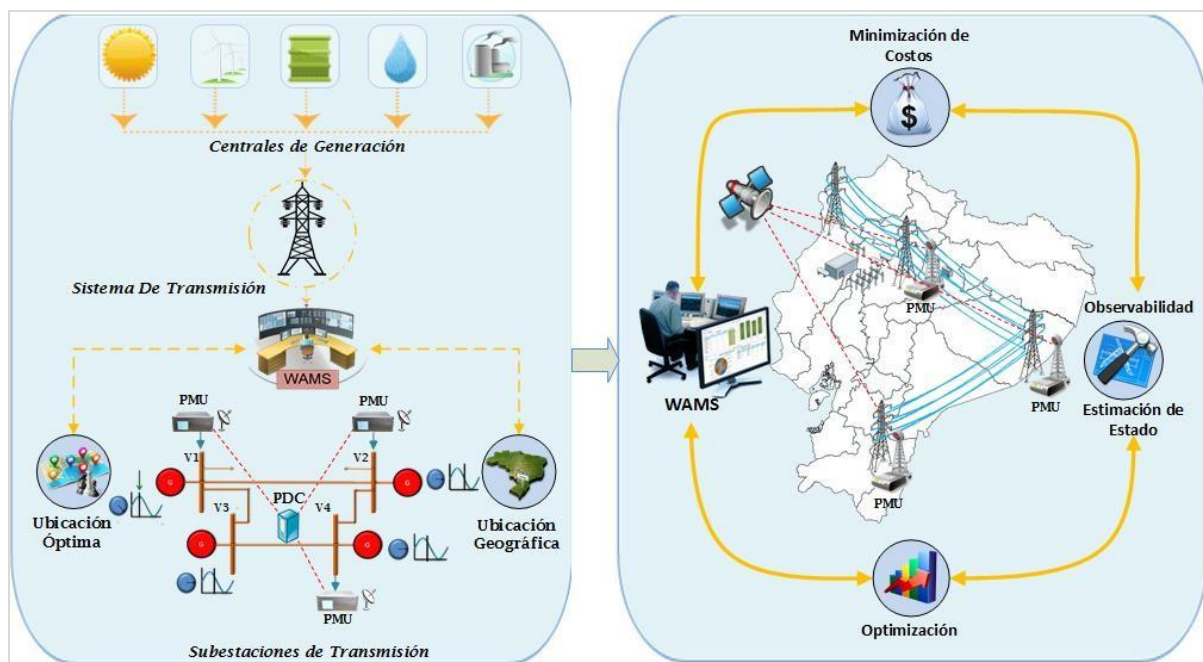


Figura 1. Modelo general para la ubicación óptima de sincronofasores

Los parámetros antes mencionados han estimulado la necesidad de realizar un enfoque preliminar de la ubicación óptima de las PMUs, todo esto con el objetivo de minimizar los costos de implementación y mejorar la observabilidad de la red eléctrica, generando así un sistema económicamente rentable, seguro y altamente confiable[17]. Actualmente, la ubicación de las unidades de medición fasorial (PMU) en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se han convertido en problema importante, por esta razón se han desarrollado una variedad de algoritmos para determinar la ubicación óptima para la instalación de una PMU[18][19]. Sin embargo, estos algoritmos de ubicación por lo general no son adecuados para todos los sistemas reales y no cubren todo el proceso, por lo que los resultados pueden verse afectados al tomar una decisión oportuna y eficaz en el sistema, evitando la rápida identificación y resolución de problemas en la línea [20][21]. Varios autores han desarrollado modelos matemáticos que resuelven el problema de ubicación óptima utilizando métodos de optimización, por ejemplo, en [22] los autores proponen un modelo matemático basado en un problema de programación lineal de



enteros binarios (BILP). El modelo matemático se desarrolla tomando en cuenta diferentes casos como: mediciones convencionales y un estudio en donde se incluyen o descartan las barras de inyección cero y también teniendo en cuenta las contingencias de una sola línea. En la referencia[23] se presenta un modelo de programación lineal entera (ILP) para resolver el problema de ubicación, cuyo fin es lograr la observabilidad completa del sistema en condiciones normales y en fallo, considerando un índice de estabilidad de la tensión sobre la base de un método adyacente para predecir la transferencia máxima de potencia en cada barra de carga. Los autores utilizan el método de Gauss para eliminar las barras que no son aptas para la instalación de los Sincronofosores y trabajar solamente con las que proporcionen la observabilidad completa del sistema[24]. Sin embargo, los métodos mencionados anteriormente, son modelos de estudio que consumen recursos computacionales a gran escala, por esta razón, la mayoría de los autores se enfoca en un análisis que prioriza las barras más importantes del sistema para posteriormente instalar la PMU, para esto se realiza un estudio de observabilidad y redundancia en donde la metodología propuesta sea capaz de elegir la barra óptima para la ubicación de la PMU[17][25]. En este documento se desarrolla un modelo para la optimización de costos en la implementación de Sincronofosores, enfocado en la ubicación óptima geográfica de las unidades de gestión y redes de comunicación (CN) mediante la combinación de un método de programación lineal entera (ILP) extendido y el algoritmo MST (árbol de expansión mínimo). En otras palabras, además de resolver el problema de ubicación óptima de las PMUs se busca encontrar la ruta de comunicación mínima entre las unidades de gestión, todo esto de forma simultánea, con el objetivo de asegurar que la red sea completamente observable y así poder realizar una estimación de estado de todo sistema de transmisión. Para garantizar la viabilidad y el rendimiento de la metodología propuesta, el modelo de estudio se aplica en un sistema de transmisión real de gran tamaño, donde se obtienen datos geo-referenciados (coordenadas) de la ubicación de las subestaciones y líneas de transmisión, con el fin de garantizar un modelo que genera resultados de optimización en un ámbito real.

2. ESTADO DEL ARTE

Tabla 1. Matriz del estado del Arte

| ÓPTIMO DESPLIEGUE DE SINCRONOFASORES EN UN SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICO |      |  |                        |                                     |                          |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                      |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |                                     |   |                                     |                                     |                                     |                                     |
|---|------|--|------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| ITEM  | AÑO  | TÍTULO DEL ARTÍCULO  | REFERENCIA             | TEMÁTICA                            |                          |                                     |                                     |                                     |                                     | FORMULACIÓN DEL PROBLEMA            |                                     |                                     |                                     | RESTRICCIONES DEL PROBLEMA          |                                     |                                     | PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA |                                     |                                     |                                     |                                     | SOLUCIÓN PROPUESTA                  |                                     |                                     |                                     |   |                                     |                                     |                                     |                                     |
|   |      |  |                        | Ubicación Óptima de PMUS            | Ubicación Óptima de WAMS | ESTABILIDAD DE VOLTAJE              | VECTOR DE RUTA                      | OBSERVABILIDAD INCOMPLETA           | OBSERVABILIDAD COMPLETA             | COSTOS                              | MINIMIZACIÓN DE COSTOS              | MAXIMIZACIÓN DE REDUNDANCIA         | CAMINO MINIMO                       | OBSERVABILIDAD                      | ESTIMACION DE ESTADO DINAMICO       | RUTA MINIMA                         | BARRAS DE INYECCION ZERO             | OBSERVABILIDAD                      | MEDICIONES CONVENCIONALES           | ILP                                 | BILP                                | HYBRID MST AND GENETIC ALGORITHM    | EVOLUCIÓN DIFERENCIAL               | ALGORITMO GENETICO                  | MINIMUM SPANNING TREE (MST)         | Métodos Probabilísticos (Cadenas de Markov) | VECTOR DE ENRUTAMIENTO              | REDUNDANCIA                         | UBICACION OPTIMA                    | COSTOS                              |
| 1   | 2015 | A New Approach for Optimal Placement of PMUs and Their Required Communication Infrastructure in Order to Minimize the Cost of the WAMS | \cite{Mohammadi2015}   | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/>         | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> |                                     |
| 2   | 2015 | Optimal Placement of Phasor Measurement Unit for Better Power System Observability   | \cite{Deebiga2015}     | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            |
| 3   | 2015 | Probabilistic PMU Placement in Electric Power Networks: An MILP-Based Multiobjective Model   | \cite{Aghaei2015}      | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>             | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            |                                     |
| 4   | 2015 | Integrated Model Considering Effects of Zero Injection Buses and Conventional Measurements on Optimal PMU Placement                    | \cite{Gharani2015}     | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 5   | 2014 | Effective Optimal Placement of PMUs for Power System Observability   | \cite{Satish2014}      | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>                    | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            |                                     |
| 6   | 2014 | Data-Availability-Constrained Placement of PMUs and Communication Links in a Power System  | \cite{Jianzhuang2014}  | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |
| 7   | 2014 | Optimal PMU Placement using Matrix modification based Integer Linear Programming   | \cite{Gaurav2014}      | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            |                                     |
| 8   | 2014 | Optimal Placement of Phasor Measurement Unit for Complete and Incomplete Observability: An Integer Linear Programming Approach         | \cite{Karthikeyan2014} | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>             | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/>         | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> |                                     |
| 9   | 2014 | An Effective Binary Integer Linear Programmed Approach for Optimal placement of PMUs in Power Systems                                  | \cite{Billakanti2014}  | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/>  | <input type="checkbox"/>            | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>            | <input type="checkbox"/>                    | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/>            |                                     |

|    |      |   |                           |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |   |
|----|------|---|---------------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 10 | 2014 | Probabilistic approach based optimal placement of phasor measurement units via the estimation of dynamic vulnerability assessment | \cite{Priyadharshini2014} | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |   |
| 11 | 2013 | Hybrid of MST and Genetic Algorithm on Minimizing PMU Placement   | \cite{Zhu2013}            | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ |   |
| 12 | 2013 | A Comparative Study of Optimal PMU Placement Algorithms for Cost Minimization   | \cite{Deese2013}          | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ |   |
| 13 | 2013 | A Multi-Objective PMU Placement Method Considering Measurement Redundancy and Observability Value Under Contingencies             | \cite{Seyed2013}          | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ |   |
| 14 | 2013 | Optimal Integration of Phasor Measurement Units in Power Systems Considering Conventional Measurements                            | \cite{Azizi2013}          | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |   |
| 15 | 2013 | Optimal placement of PMUs for the smart grid implementation in Indian power grid—A case study                                     | \cite{Gopakumar2013}      | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |   |
| 16 | 2013 | Optimal PMU Placement Based on Probabilistic Cost/Benefit Analysis  | \cite{Aminifar2013}       | □ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ |   |
| 17 | 2013 | A Multi-Objective PMU Placement Method Considering Measurement Redundancy and Observability Value Under Contingencies             | \cite{Mazhari2013}        | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ |
| 18 | 2013 | Optimal PMU Placement for Wide-Area Monitoring Using Chemical Reaction Optimization   | \cite{Jin2013}            | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ |   |
| 19 | 2012 | A Multi-criteria Optimal Phasor Measurement Unit Placement for Multiple Applications  | \cite{Fadiran2012}        | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ |
| 20 | 2012 | Co-Optimal Placement of Measurement Devices and Their Related Communication Infrastructure in Wide Area Measurement Systems       | \cite{Shahraeini2012}     | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |   |
| 21 | 2012 | Optimal PMU Placement by an Equivalent Linear Formulation for Exhaustive Search   | \cite{Azizi2012}          | ⊗ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |   |
| 22 | 2011 | Observability enhancement by optimal PMU placement considering random power system outages  | \cite{Aminifar 2011}      | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ |
| 23 | 2011 | Energy Efficient Security Algorithm for Power Grid Wide Area Monitoring System  | \cite{Qiu2011}            | ⊗ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ |
| 24 | 2011 | Optimal PMU placement for Power System Observability Using Differential Evolution   | \cite{Mohammed2011}       | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ |
| 25 | 2011 | PMU placement considerations — A roadmap for optimal PMU placement  | \cite{Madani2011}         | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ |
| 26 | 2011 | Optimal PMU placement for full observability and dynamic stability assessment   | \cite{Gharavi2011}        | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ |
| 27 | 2010 | Optimal placement of PMU with optimal branch current phasors for complete and incomplete observability                            | \cite{Sajan2011}          | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ |
| 28 | 2010 | Differential evolution based optimal PMU placement for fault observability of power system  | \cite{Zhao2010}           | □ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ |
| 29 | 2010 | Optimal PMU placement evaluation for power system dynamic state estimation  | \cite{Rajasekhar 2010}    | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ |
| 30 | 2009 | Optimal PMU Placement for Fault Location in a Power System  | \cite{Pokharel2010}       | ⊗ | □ | □ | □ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ |
| 31 | 2009 | Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies  | \cite{Ranjana2009}        | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | □ | ⊗ | ⊗ | □ | ⊗ |

|           |      |   |                |                          |                          |                                     |                                     |                          |                                     |                          |                          |                                     |                          |                                     |                          |                          |                                     |                                     |                                     |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                          |                                     |                                     |                                     |    |    |
|-----------|------|---|----------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|----|----|
| 32        | 2008 | Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach | \cite{Dua2008} | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> | <input checked="" type="checkbox"/> |    |    |
| CANTIDAD: |      |   |                | 18                       | 2                        | 7                                   | 9                                   | 10                       | 24                                  | 24                       | 12                       | 9                                   | 6                        | 21                                  | 16                       | 1                        | 19                                  | 26                                  | 21                                  | 20                       | 6                        | 2                        | 2                        | 4                        | 5                        | 1                        | 1                                   | 17                                  | 27                                  | 21 | 20 |

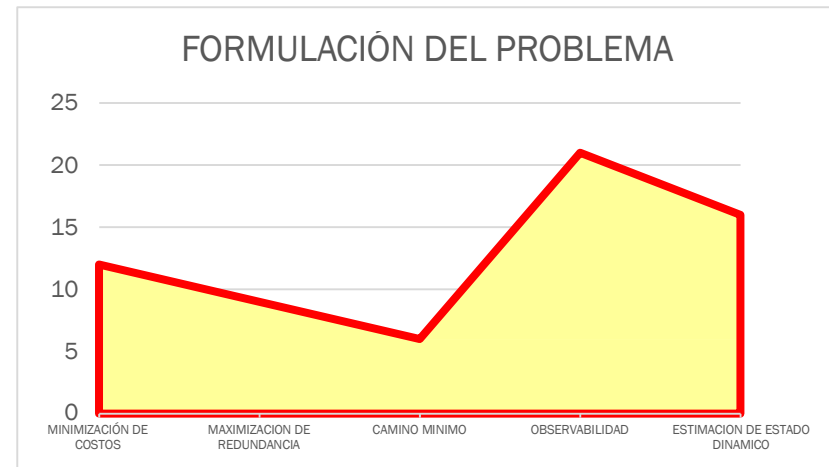
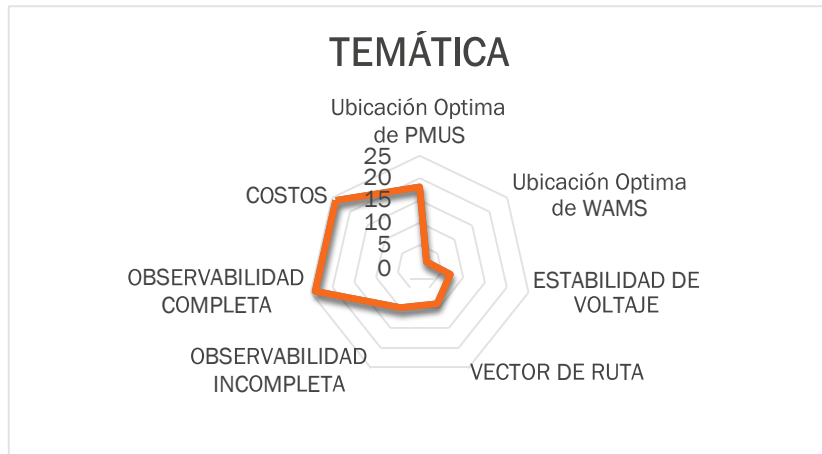
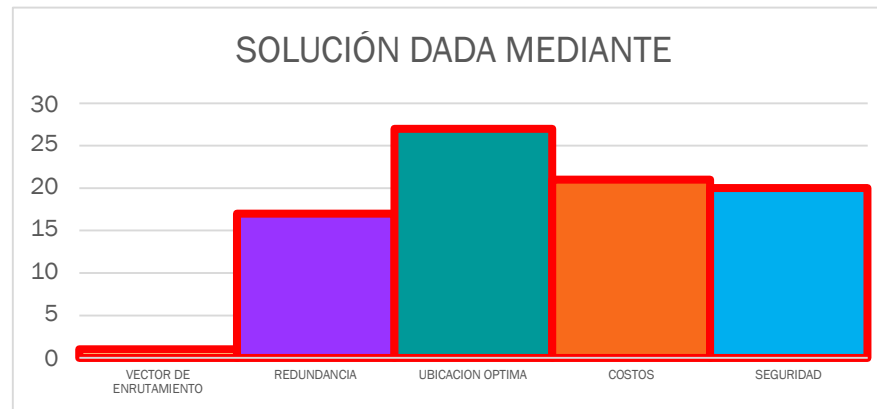


Tabla 2. Resumen e indicadores del estado del arte



### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

- Desarrollar una metodología eficaz, enfocada a la ubicación óptima de Sincronofasores mediante la minimización del número de unidades de gestión a instalarse, incorporando el efecto de barras de inyección cero y mediciones convencionales, sujeto a la observabilidad completa y a la maximización de la redundancia de todo el sistema de transmisión.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Presentar dos modelos de estudio de ubicación óptima con el fin de verificar que el modelo propuesto sea económicamente rentable y altamente confiable
- Minimizar los costos de instalación e implementación de las PMU y de las redes de comunicación mediante el análisis de las arquitecturas de redes que abarcan los WAMS.
- Aplicar el modelo de estudio en un sistema de transmisión real

### **4. METODOLOGÍA**

La implementación de sistemas de medición de área extensa (WAMS) implica la combinación de nuevos dispositivos de medición digitales y sistemas de comunicación actuales para el seguimiento, planificación, operación y análisis operatorio en una zona geográfica amplia. Bajo este contexto se determina un modelo de análisis basado en la óptima ubicación de Sincronofasores y el diseño óptimo de las redes de comunicación enfocados a obtener la observabilidad completa del sistema y a tener una mayor redundancia. Esto ha estimulado la necesidad de buscar alternativas que minimicen los costos de implementación de los elementos que conforman un sistema de área extenso. Para analizar el problema de optimización, primero tenemos que definir la ubicación geográfica de cada una de las subestación (barra o nodo) que conforman el sistema de transmisión eléctrico, para posteriormente verificar la observabilidad de cada una de las barras y proceder a ubicar e instalar los Sincronofasores en las barras candidatas. Los datos geográficos de las subestaciones y líneas de transmisión han sido otorgados por la unidad de negocios que rige en la región en donde se aplica el modelo de estudio. Una vez determinada las barras en donde se ubicaran los Sincronofasores, se procede a la aplicación del algoritmo MST-Kruskal para buscar los caminos con menos costos y crear así una red de comunicaciones altamente confiable y económicamente rentable. Cabe mencionar que la redundancia no se aplica para la red de comunicación debido a los altos costos que conlleva.

## 5. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

### 5.1 ANÁLISIS DE SINCRONOFASORES ENFOCADO A LAS REDES INTELIGENTES (SMART GRID)

La creciente necesidad de generar una mayor supervisión y control de los sistemas de energía eléctrica ha estimulado la proliferación de un creciente desarrollo de los llamados Smart Grid, que se definen como una forma de gestionar de manera eficaz y eficiente la energía eléctrica basada en la tecnología de la informática para optimizar la producción, distribución y transmisión de la energía, con el fin de equilibrar de manera adecuada la oferta y la demanda entre productores y consumidores[26]. Bajo el contexto de diversificación de nuevas tecnologías (motivadas por el desarrollo acelerado de tecnologías de generación renovable y la promoción de políticas medioambientales) enfocadas a la construcción de una red inteligente, se encuentran los denominados sistemas de medición de fasores (PMU/WAMS), que permiten, a través de la aplicación de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, nuevas posibilidades para la vigilancia, protección, análisis y control de la red de transporte eléctrico. Es así que, las PMUs puede a través de los valores de tensiones y corrientes sincronizados con un GPS, calcular los ángulos de fase y el fasor correspondiente a cualquier punto del sistema de transmisión, advirtiendo con esto, el comportamiento dinámico del sistema[27].

### 5.2 REGIÓN GEOGRÁFICA DONDE SE APLICA EL MODELO DE ESTUDIO

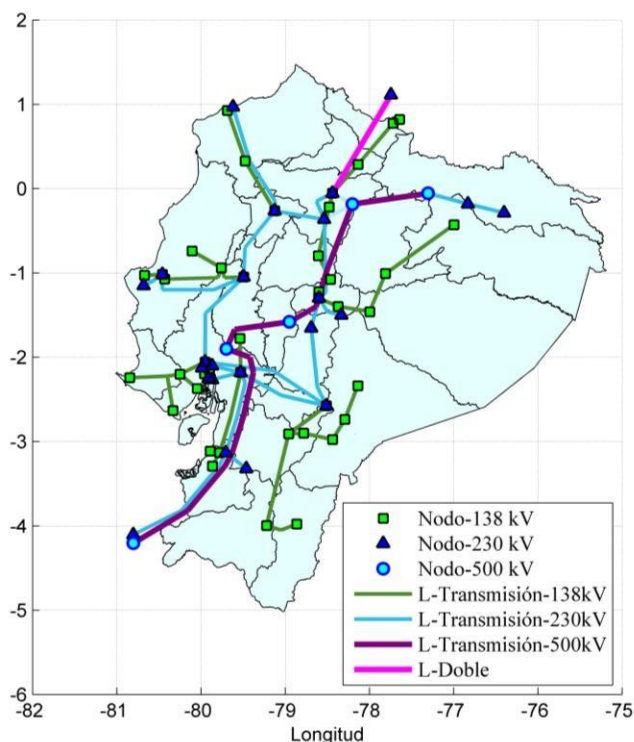


Figura 2 Sistema de transmisión eléctrico

El sistema interconectado que se analiza se compone de subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio de la región donde se aplica el modelo de estudio. Está conformado por 60

subestaciones (incluyendo 3 móviles), 2,316 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV, 1929 km de líneas de transmisión de 138 kV, 900 kilómetros de línea de transmisión de 500 kV y tiene una capacidad instalada de transformación de 9.370 MVA.

### 5.3 INVESTIGACIÓN CUANTITATIVA Y COMPRENSIVA DE LA ARQUITECTURA WAMS

A medida que una infraestructura de información adopta las funciones de monitoreo, control y protección de los sistemas de transmisión modernos, los WAMS se han convertido en un componente importante y fundamental del sistema, llevando a cabo estrategias de control centralizado y distribuido con el objetivo de poder garantizar la seguridad y la estabilidad de los sistemas de potencia[16][5]. Un WAMS típico está conformado por tres componentes básicos: 1) PMU (Phasor Measurement Unit), cuya función es proporcionar mediciones en tiempo real de los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva de un sistema de transmisión eléctrico[28][11]; 2) PDC (Phasor Data Concentrator), que se encarga de recolectar datos de mediciones de los sincronofasores (PMUs), filtrando los datos incorrectos, alineando marcas de tiempo y creando un registro de datos archivados de forma simultánea en un área amplia del sistema de potencia[12]; 3) CN (Communication network), son redes de comunicación que se responsabilizan del intercambio de información entre las PMUs o dispositivos controlables y el PDC[28][29].

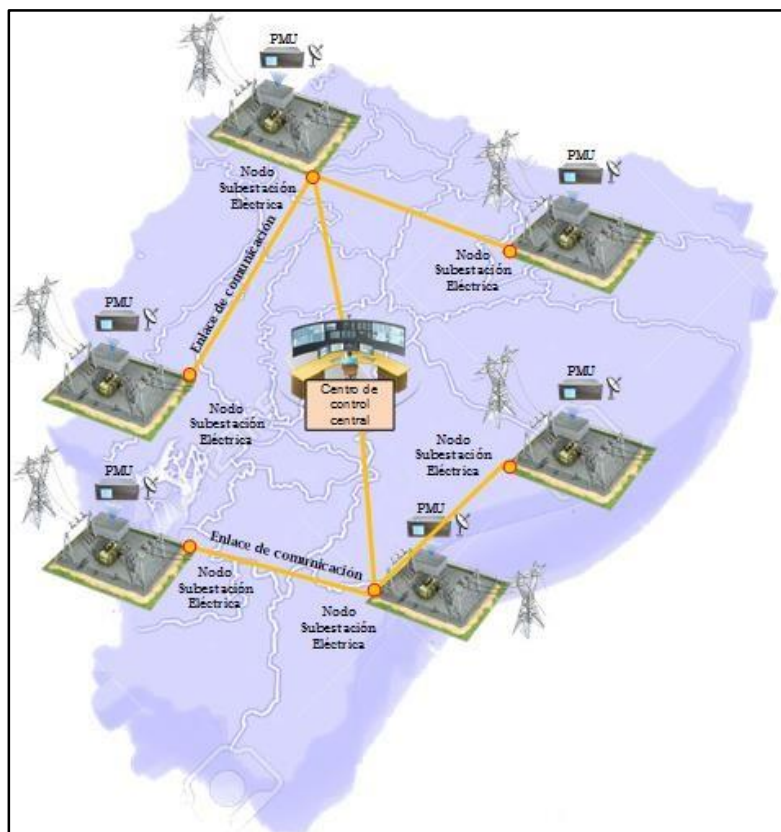


Figura 3. Flujo de datos de la arquitectura WAMS centralizada.

Bajo este contexto resulta importante recalcar que en correspondencia con las estrategias de control y monitoreo adoptadas por los operadores de las redes de transmisión de energía eléctrica, se hace fundamental el estudio y análisis de las diferentes arquitecturas que adoptan los WAMS para el transporte de información. Generalmente se tienen dos arquitecturas principales: centralizadas y distribuidas que se diferencian por el envío y el flujo de datos entre las ubicaciones de los PMUs, centros de control y dispositivos controlables[30][10].

Es así que, la arquitectura centralizada se enfoca en un centro de control central (CCC), el cual es responsable de la supervisión y control de todo el sistema de transmisión eléctrico[31]. Todos los fasores sincronizados medidos por los PMUs se enrutan hasta el centro de control a través de una red de comunicación (CN - Communication Network) de alta velocidad. En la fig. 3 se ilustra un esquema de la arquitectura y el flujo de datos[16][32].

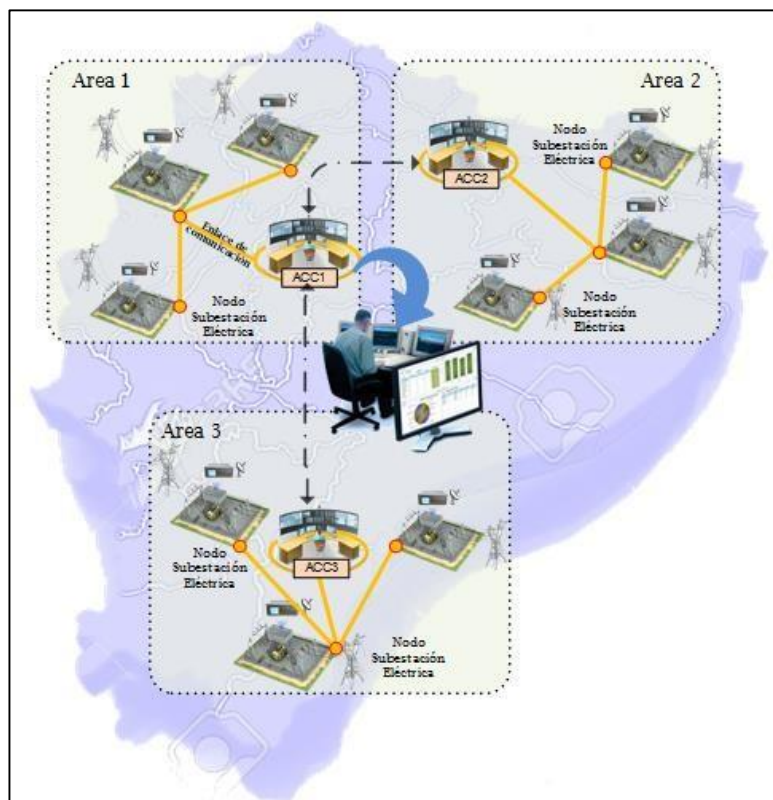


Figura 4. Flujo de datos de la arquitectura WAMS distribuida.

Por otro lado, la arquitectura distribuida se la divide en varias áreas de control. En cada área, un centro de control de Área (ACC) es responsable de la supervisión y control del sistema regional, para cada área de control, el PMU envía las mediciones de los fasores sincronizados a su ACC respectivo[33], el cual procesa los datos medidos al igual que lo hace el CCC en el caso de la arquitectura centralizada[6]. De aquí resulta importante especificar que con el objetivo de controlar todo el sistema de transmisión eléctrico, los ACC de cada área se interconectan para compartir y enviar datos a través de los CN que conforman los WAMS. Generalmente, se asigna a uno de los



ACC como CCC el cual se comunica con los demás ACC con el fin de monitorear y controlar toda la red[34].

Bajo este contexto se ha estimulado la necesidad de construir redes de comunicación con diferentes arquitecturas con la finalidad de satisfacer las diferentes necesidades de intercambio de información con un sistema altamente confiable y económicamente rentable [10].

En el presente documento se aplica el modelo de estudio basado en una arquitectura distribuida, ya que debido a la capacidad de los enlaces no es posible aplicar un único centro de control para monitorear todo el sistema de transmisión en tiempo real. Es así que, una vez determinada la arquitectura y una vez hecha la ubicación óptima de las PMUs, se buscará minimizar los costos de implementación de la red de comunicaciones (CN) en base a la conexión de todos los nodos. La construcción de la red de comunicaciones (CN) se puede llevar a cabo mediante la aplicación del algoritmo de árbol de expansión mínima (MST).

#### 5.4 DEFINICIÓN Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

Debido a los altos costos generados por la compra e instalación de las PMUs no es factible instalar y ubicar las mismas en todas las barras del sistema de energía eléctrica. Por lo tanto, la función objetivo planteada en este problema de optimización se centra en minimizar el número de PMUs y encontrar su ubicación óptima, sujeto a la restricción de lograr la observabilidad completa de la red, maximizando la redundancia. El método convencional denominado Programación Lineal Entera (ILP) se aplica al problema de ubicación óptima, sin embargo, la formulación ILP aplicada en [35] se expande con el objetivo de incorporar al estudio el efecto de barras de inyección cero y mediciones convencionales. El modelo se generaliza para un sistema de n-buses y se formula de la siguiente manera:

$$\min \sum_{i \in I} c_i x_i \quad (1)$$

Sujeto a:

$$x_i \in \{0, 1\}$$

Donde:

$$x_i \geq 0 \quad \forall i \in I \quad (2)$$

$$z_i = \sum_{j \in I} a_{ij} x_j + \sum_{k \in I} b_{ik} z_k \quad \forall i \in I \quad (3)$$

$$z_i \in \{0, 1\} \quad \forall i \in I$$

$$\sum_{i \in I} c_i x_i = Z \quad \forall i \in I \quad (4)$$

$$x_{\diamond} = [x_{\diamond} \ x_{\diamond} \ x_{\diamond} \ \dots, x_{\diamond}]^T; \quad x_{\diamond} \in \{\diamond, \diamond\} \quad (5)$$

Donde  $\mathbf{z}_j$  se establece como un vector de ubicación de las PMUs y toma el valor de 1 si el sincronofasor se instala en la barra  $j$  y 0 en el caso contrario.

$g_{ij}$  es la matriz de conectividad binaria y se obtiene de forma similar que la matriz de admitancia, donde, si el nodo  $i$  se conecta al nodo  $j$  toma el valor de 1, y 0 en el caso contrario.

$z_j$  se define como la matriz de barras de inyección cero. Se considera a una barra de inyección cero cuando no tiene ninguna fuente de generación o carga asociada a la misma, donde:

$$z_j = \begin{cases} 1 & \text{Si la barra } i \text{ es una barra} \\ & \text{de} \\ 0 & \text{inyección cero} \end{cases} \quad (6)$$

De otra manera

En (1)  $c_i$  es el costo de la instalación del sincronofasor en la  $i$ -ésima barra. Los costos de instalación y ubicación se ven afectados por varios parámetros, tales como el número de canales de medición, transformadores de corriente (TC), transformadores de potencial (TP), conexiones eléctricas, conexión a tierra, y el receptor del GPS. Sin embargo, lo que realmente conduce a obtener diferentes costos es el número de canales que abarca cada PMU ya que la mayor parte de los parámetros mencionados anteriormente son los mismos para todos los tipos de PMU. La representación específica del algoritmo utilizado para resolver el problema de ubicación óptima se detalla en el Algoritmo 1.

**— Algoritmo 1: Ubicación óptima de Sincronofasores —**

- 1:  $I$  : Conjunto de ramas con transformador (nodos)
- 2:  $P_i$ : Demanda real de cada barra  $i$
- 3:  $O$ : Conjunto de barras observables
- 4:  $r$  : Resistencia de las líneas
- 5: Paso 1
- 6: For each  $i \in I$  Do
- 7:     If  $P_i \neq 0$  Then  $z_i = 1$
- 8:     else  $z_i = 0$  end if
- 9:     crear un nuevo conjunto de barras  $\rightarrow O, i \in O$
- 10: end for
- 11:  $O = \phi$ ;
- 12: Foreach  $ij \in C$  Do
- 13:     If  $r_{ij} == 0$  Then  $r_{ij} \in O$
- 14: end if
- 16:  $O = \text{unique}(O)$ ; quitar y ordenar las barras repetidas
- 17:  $K \rightarrow$  número de barras observables;  $K \in O$
- 18: Paso 2
- 19: For each  $ij \in C$  Do
- 20:     Seleccionar aleatoriamente una barra observable
- 21:     If  $z_{ij} == 1$  Then ; la barra es inyetable
- 22:     Ubicar la PMU en la barra; end if
- 23: end for
- 25:  $p \rightarrow$  Conjunto de barras que contienen un PMU

26. For each  $r \in p$  Do

```

27:   If  $\alpha \geq \alpha_{lim}$  Then ;
28:       el Sistema es observable, finalizar
29:   else el Sistema no es observable; return Paso 2
30: end for

```

---

### 5.5 MINIMIZACIÓN DE COSTOS EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE COMUNICACIÓN.

El diseño del sistema de transporte de información se puede aplicar como un problema de optimización, en donde, la función objetivo se centra en encontrar un árbol de coste mínimo que conecta todos los nodos de la red. Los enlaces o bordes tienen costos asociados que podrían estar basados en su distancia, longitud de cable, la capacidad y la calidad de la línea[19]. El algoritmo del árbol de expansión mínimo denominado Minimum Spanning Tree (MST-Kruskal) por sus siglas en inglés es uno de los algoritmos más eficientes para la construcción de la red de comunicaciones[36]. El Algoritmo MST-Kruskal se aplica a grafos no dirigidos cuyos bordes tienen un valor asociado (coste o duración), que se centra en la búsqueda de un árbol de expansión mínimo en un grafo convexo o ponderado[37]. El peso total de un árbol será la suma de los pesos de sus bordes o aristas. Por lo tanto, la idea del algoritmo de Kruskal es construir un árbol (sin ciclos) formado por aristas seleccionadas de modo que su peso (costo o longitud) sea el mínimo entre los que podemos elegir en ese instante.

La función objetivo se define de la siguiente manera:

$$\sum_{(i,j) \in E} C_{ij} x_{ij}$$

En esta formulación, el problema se define como la minimización de costos, el peso o la distancia de

los enlaces seleccionados  $x_{ij}$ . Los valores 0-1 que adopta la variable  $x_{ij}$  indican si se selecciona la arista (i, j) como parte del árbol de expansión elegido.

### 5.6 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los casos de estudio se presentan en dos partes con el fin de mostrar la eficacia del método propuesto. En la primera parte, el método de ubicación óptima de Sincronofasores se implementa en el sistema de transmisión eléctrico mostrado en la Fig. 2, que se compone de 60 subestaciones (90 barras o nodos), a diferentes niveles de tensión (138, 230 y 500 kV). La simulación del modelo de optimización propuesto basado en Programación Lineal Entera (ILP) resuelve con eficacia y eficiencia el problema de optimización de ubicación óptima de las PMU, minimizando el número de PMU y encontrando a su vez su ubicación óptima, teniendo en cuenta las mediciones convencionales de las barras y el efecto de barras de inyección cero. También, para la simulación se ha trabajado con

datos de demanda de potencia real de cada barra y los datos reales de los parámetros de cada línea de las subestaciones que conforman el sistema de transmisión, el objetivo es realizar un análisis netamente real de observabilidad de cada barra.

Tabla 3. Análisis comparativo entre el método tradicional y el método propuesto

| Método                 | Barras candidatas para la ubicación de la PMU   | Barras de inyección cero | Número total de PMUs para la observabilidad completa del sistema |
|------------------------|---|--------------------------|--|
| <b>ILP Ampliado</b>    | 1, 2, 3, 7, 10, 11, 13, 16, 21, 25, 28, 31, 34, 38, 42, 45, 49, 53, 54, 56, 59, 64, 67, 71, 72, 74, 76, 79, 80, 86, 89                    | <b>18</b>                | <b>31</b>  |
| <b>ILP Tradicional</b> | 1, 2, 3, 5, 7, 10, 11, 14, 16, 21, 25, 28, 29, 31, 34, 38, 42, 45, 49, 52, 53, 54, 56, 59, 64, 66, 67, 71, 72, 74, 76, 80, 82, 85, 86, 89 | N/A                      | 36   |

Para determinar la observabilidad completa de la red eléctrica, no es necesario colocar los Sincronofasores en cada barra, debido a los altos costos generados por la compra e instalación de las mismas, y debido a que el sincronofasor puede medir los valores de fasores de las tensiones en la barra a la que está conectado y la corriente de todas las ramas conectadas a esa barra. En la Tabla 3 se muestran los resultados del problema de optimización teniendo en cuenta el efecto de las barras de inyección cero y la influencia de mediciones convencionales. El método propuesto en este trabajo arroja un menor número de unidades de gestión en comparación con el método ILP tradicional que se aplica con la finalidad de determinar la observabilidad completa de la red. La Figura 5 muestra un gráfico de barras comparativo de los dos métodos aplicados, se observa que para el método propuesto el número de PMUs es 31 considerando 18 barras de inyección cero, mientras que el número de unidades de gestión es de 36 para el método tradicional, sin considerar las barras de inyección cero y mediciones convencionales.

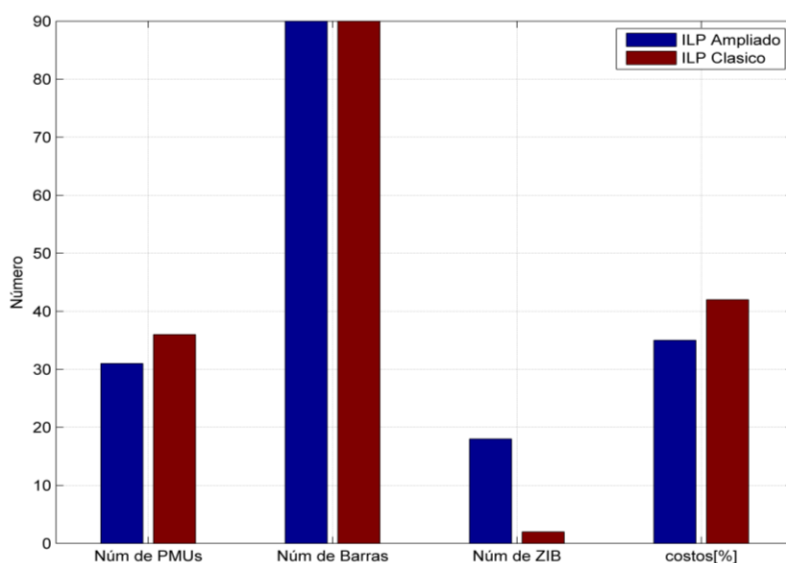


Figura 5. Resumen comparativo entre el método tradicional y el método ampliado.

Una vez determinados los nodos (barras candidatas) en donde se ubicaran los Sincronofasores, se procede a realizar el análisis de la segunda parte del modelo de estudio. En general, los Sincronofasores están instalados en las subestaciones del sistema de potencia con el fin de proporcionar mediciones con fecha y hora en tiempo real. Los datos se almacenan localmente y son transmitidos a los concentradores de datos de nivel superior a través de las redes de comunicación. Por lo tanto, el modelo de estudio se basa en una arquitectura centralizada WAMS donde se encuentra un solo concentrador de datos llamado Centro de Control Central (CCC) o súper PDC, cuyas características típicas son recolectar datos de varias unidades de gestión, eliminar los malos datos y crear un registro coherente de los datos almacenados de forma simultánea desde una sección más amplia del sistema de transmisión eléctrica de la región en la que se aplica el modelo de estudio. El análisis para la implementación de la arquitectura WAMS mencionada se hizo en función del tamaño de la región y el número de unidades de gestión, determinando que un PDC puede almacenar los datos de todo el sistema.

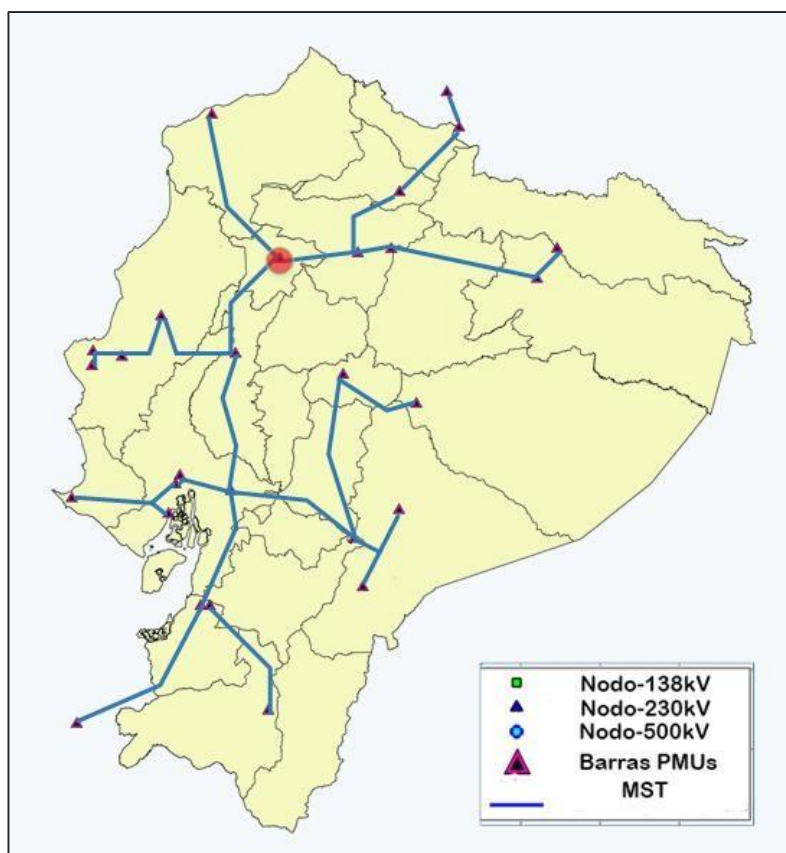


Figura 6. Árbol de expansión mínimo

Debido a la importancia del almacenamiento y transporte de datos dentro de los WAMS, el PDC y las redes de comunicación (CN) deben diseñarse con el fin de proporcionar confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico, con componentes redundantes y configurables y caminos de comunicación paralelos o alternativos. Sin embargo, en este trabajo, las redes de comunicación se configuran sin

redundancia, debido a su gran número, dispersión geográfica, y las restricciones financieras. En la figura 5 se muestra la ubicación óptima de los sincronofasores y el diseño de las redes de comunicaciones basadas en el algoritmo ILP ampliado y MST-Kruskal respectivamente.

## **6. CONCLUSIONES**

El problema de ubicación óptima está formulado para minimizar el número de unidades de gestión sujetos a la observabilidad completa y a la maximización de la redundancia en todas las barras del sistema de transmisión eléctrica. Esto significa que se debe asegurar una observabilidad completa aun cuando ocurran cambios o perturbaciones en la red eléctrica. El Algoritmo ILP-Ampliado que se propone en este trabajo se enfoca en la contribución a la solución del problema. Los resultados obtenidos muestran que el número de PMUs es menor en comparación al método tradicional, maximizando la observabilidad del sistema con una redundancia alta. Bajo este contexto, se revela que el método propuesto puede ser utilizado como método eficaz para la ubicación de PMUs en un sistema real de transmisión de gran tamaño mediante la incorporación del efecto de barras de inyección cero y mediciones convencionales.

## **7. ESTRATEGIA PARA LA DIVULGACIÓN DE LOS RESULTADOS**

Dentro de las estrategias de divulgación se plantean las siguientes:

1. Informe escrito final como producto de la tesis. El informe será entregado a biblioteca UPS
2. Jornada Científica de Ingeniería Eléctrica.

## **8. SECTORES BENEFICIADOS**

Los sectores beneficiados con el proyecto son los siguientes:

1. Universidad Politécnica Salesiana
2. Grupos de investigación relacionados con el proyecto
3. Sectores públicos y privados relacionados al tema de investigación

## **9. REFERENCIAS**

- [1] F. Munteanu, C. Nemes, M. Atudori, and L. Galca, "Reliability model to estimate power quality and reliability of supply," *2013 12th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 94–99, May 2013.
- [2] M. Al-muhaini, S. Member, G. T. Heydt, and L. Fellow, "A Novel Method for Evaluating Future Power Distribution System Reliability," vol. 28, no. 3, pp. 3018–3027, 2013.
- [3] J.-H. Heo, G.-P. Park, Y. T. Yoon, J. K. Park, and S.-S. Lee, "Optimal maintenance strategies for transmission systems using the Genetic Algorithm," *Ieee Pes T&D 2010*, pp. 1–6, 2010.



- [4] P. T. Fracasso, F. S. Barnes, and A. H. R. Costa, "Energy cost optimization in water distribution systems using Markov Decision Processes," *2013 Int. Green Comput. Conf. Proc.*, pp. 1–6, Jun. 2013.
- [5] K. Saha, K. S. Meera, and V. Shivaprasad, "Smart grid and WAMS in Indian context - A review," *2015 Clemson Univ. Power Syst. Conf.*, pp. 1–6, Mar. 2015.
- [6] S. Wang, W. Gao, S. Member, and J. Wang, "Synchronized Sampling Technology-Based Compensation for Network Effects in WAMS Communication," vol. 3, no. 2, pp. 837–845, 2012.
- [7] P. Applications, M. Chenine, S. Member, and L. Nordström, "Modeling and Simulation of Wide-Area Communication for Centralized," vol. 26, no. 3, pp. 1372–1380, 2011.
- [8] I. P. Architectures, S. Nabavi, S. Member, and J. Zhang, "Distributed Optimization Algorithms for Wide-Area Oscillation Monitoring in Power Systems Using," pp. 1–10, 2015.
- [9] L. Xie, D. Choi, S. Member, S. Kar, and H. V. Poor, "for Wide-Area Monitoring Systems," vol. 3, no. 3, pp. 1154–1169, 2012.
- [10] L. I. U. Wen-xia, L. I. U. Nian, and F. A. N. Y. Z. Li-xin, "Reliability Analysis of Wide Area Measurement System based on the Centralized Distributed model," 2009.
- [11] P. G. Student, "A New Adaptive PMU based Protection Scheme for Interconnected Transmission Network System," pp. 179–183, 2014.
- [12] M. Kanabar, M. G. Adamiak, and J. Rodrigues, "Optimizing Wide Area Measurement System architectures with advancements in Phasor Data Concentrators (PDCs)," *2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013.
- [13] C. Murthy, A. Mishra, D. Ghosh, D. S. Roy, and D. K. Mohanta, "Reliability Analysis of Phasor Measurement Unit Using Hidden Markov Model," *IEEE Syst. J.*, pp. 1–9, 2014.
- [14] A. Sets, "Redundant Observability PMU Placement in the Presence of Flow Measurements Considering Contingencies," pp. 1–9, 2013.
- [15] A. S. Dobakhshari and S. Member, "Optimal Integration of Phasor Measurement Units in Power Systems Considering Conventional Measurements," pp. 1–9, 2012.
- [16] F. Haghghatdar Fesharaki, R.-A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, "Simultaneous Optimal Design of Measurement and Communication Infrastructures in Hierarchical Structured WAMS," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 312–319, Jan. 2014.
- [17] S. M. Mazhari, S. Member, H. Monsef, and H. Lesani, "A Multi-Objective PMU Placement Method Considering Measurement Redundancy and Observability Value Under Contingencies," pp. 1–11, 2013.
- [18] G. B. Denegri, M. Invernizzi, F. Milano, S. Member, M. Fiorina, and P. Scarpellini, "A Security Oriented Approach to PMU Positioning for Advanced Monitoring of a Transmission Grid  $x : I_o$ ," 2002.
- [19] A. Y. Abdelaziz, A. M. Ibrahim, and R. H. Salem, "Power system observability with minimum phasor measurement units placement," vol. 5, no. 3, pp. 1–18, 2013.
- [20] A. S. Deese, T. Nugent, and S. Coppi, "A comparative study of optimal PMU placement algorithms for cost minimization," *2014 IEEE PES Gen. Meet. / Conf. Expo.*, pp. 1–5, Jul. 2014.
- [21] M. H. F. Wen and V. O. K. Li, "Optimal PMU placement for wide-area monitoring using chemical reaction optimization," *2013 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf.*, pp. 1–6, Feb. 2013.
- [22] S. Billakanti, "An Effective Binary Integer Linear Programmed Approach for Optimal placement of PMUs in Power Systems," 2014.
- [23] R. Sodhi, S. Member, S. C. Srivastava, S. Member, and S. N. Singh, "Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies," 2009.
- [24] F. Aminifar, M. Fotuhi-firuzabad, and A. Safdarian, "Optimal PMU Placement Based on Probabilistic Cost/Benefit Analysis," no. 1, pp. 1–2, 2012.
- [25] S. Member, "Effective Optimal Placement of PMUs for Power System Observability," no. i, pp. 119–123, 2014.
- [26] P. Gopakumar, G. S. Chandra, M. J. B. Reddy, and D. K. Mohanta, "Optimal placement of PMUs for the smart grid implementation in Indian power grid—A case study," *Front. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 358–372, May 2013.

- [27] M. T. Scholar, "Optimal PMU placement using matrix modification based linear integer programming Optimal PMU Placement using Matrix modification based Integer Linear Programming," no. September, pp. 0–5, 2015.
- [28] X. Huang, J. Liu, Y. Liu, L. Xu, J. Yang, and Y. Ni, "A GA Based Optimized PMU-location-decision," no. Powercon, pp. 20–22, 2014.
- [29] Y. Lu, Q. Yang, W. Xu, Z. Lin, and W. Yan, "Cyber security assessment in PMU-based state estimation of smart electric transmission networks," *27th Chinese Control Decis. Conf. (2015 CCDC)*, pp. 3302–3307, May 2015.
- [30] G. Renal, M. Kanabar, and V. Muthukrishnan, "Practical aspects of testing Phasor Data Concentrators for wide area monitoring systems," 2014, pp. 1–6.
- [31] R. Gore and M. Kande, "Analysis of Wide Area Monitoring System architectures," 2015, pp. 1269–1274.
- [32] L. I. U. Wen-xia, F. A. N. Yong-feng, Z. Li-xin, Z. Xin, and Q. U. E. Hua-kun, "WAMS information security assessment based on evidence theory," *2009 Int. Conf. Sustain. Power Gener. Supply*, pp. 1–5, Apr. 2009.
- [33] A. G. Phadke and J. S. Thorp, "Communication needs for Wide Area Measurement applications," 2010, pp. 1–7.
- [34] D. Song, B. Wen, X. Yang, Y. Gu, S. Wei, and S. Ma, "A New Method for Processing and Application of Wide Area Measurement Big Data in a Power System," 2015, pp. 137–140.
- [35] F. Aminifar, S. Member, A. Khodaei, M. Fotuhi-firuzabad, and S. Member, "Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks," vol. 25, no. 1, pp. 516–523, 2010.
- [36] E. Engineering, "Power System Restoration Based On Kruskal ' s Algorithm," pp. 281–287, 2011.
- [37] A. Katsigiannis, N. Anastopoulos, K. Nikas, and N. Koziris, "An Approach to Parallelize Kruskal's Algorithm Using Helper Threads," *2012 IEEE 26th Int. Parallel Distrib. Process. Symp. Work. PhD Forum*, pp. 1601–1610, May 2012.