

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL  
EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

**AUTOR:  
OSWALDO FERNANDO PELAEZ MEJIA  
DANNY MIGUEL TOAPANTA NARVAEZ**

**DIRECTOR:  
DIEGO FRANCISCO CARRION GALARZA**

**Quito, noviembre 2015**

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

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial en Sistemas de Transmisión*” realizado por Oswaldo Fernando Peláez Mejía y Danny Miguel Toapanta Narváez, 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

.....  
Diego Francisco Carrión Galarza

Cédula de identidad:

1713703062

## **CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR**

Nosotros, Oswaldo Fernando Pelaez Mejía, con documento de identificación N° 171700582-9 y Danny Miguel Toapanta Narváez con documento de identificación N° 172187883-1, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor/es del trabajo de grado/titulación intitulado: “*Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial en Sistemas de Transmisión*”, 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: Oswaldo Fernando Pelaez Mejía

Cédula: 171700582-0

Fecha: noviembre 2015

.....

Nombre: Danny Miguel Toapanta Narváez

Cédula: 172187883-1

Fecha: noviembre 2015

## GLOSARIO

### C

**CONFIABILIDAD:** Es la habilidad del sistema eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla más severa.

### D

**DEMANDA ELÉCTRICA:** Es la velocidad a la cual la energía es entregada a las cargas y los puntos programados de generación, transmisión y distribución.

### F

**FASOR:** Es un número complejo que representa la magnitud y ángulo de fase de las ondas sinusoidales en electricidad.

### G

**GPS:** Sistema de posicionamiento global. Compuesto por un conjunto de satélites que orbitan alrededor de la tierra.

### L

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN:** Es el conductor físico por medio del cual se transporta energía eléctrica, a niveles de voltaje alto y medio, principalmente desde los centros de generación a los centros de distribución y consumo.

### O

**OPP:** Ubicación óptima de unidades de medición fasorial dentro de un sistema eléctrico de potencia.

### P

**PDC:** Concentrador de datos fasorial. Ejecuta aplicaciones avanzadas con sincrofasores que pueden ser locales y regionales como parte del WAMS.

**PMU:** Unidades de medición fasorial, dispositivos capaces de obtener magnitudes sincrofasoriales de voltaje y corriente.

**PERTURBACIÓN:** Acción y efecto de trastornar el estado estable del sistema eléctrico.

### S

**SCADA:** Sistemas de control y adquisición de datos. Se refiere a un conjunto de sistemas informáticos que supervisan procesos industriales y sistemas eléctricos.

**SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT):** Es el conjunto formado por líneas de transmisión y subestaciones en las cuales se incluye el equipamiento de transformación, compensación, protección, maniobra, conexión, control y comunicaciones, destinadas al servicio público de transporte de energía eléctrica.

**SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (S.N.I):** Es el sistema integrado por los elementos del Sistema Nacional de Transmisión y las instalaciones eléctricas asociadas a las

empresas de generación y distribución de energía eléctrica. El S.N.I permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación y consumo.

#### **U**

**UTC:** Tiempo universal coordinado también conocido como tiempo civil, es la zona horaria de referencia respecto a la cual se calculan todas las otras zonas horarias del mundo.

#### **W**

**WAMS:** Sistemas de medición de area amplia. Es una medición dinámica del sistema desarrollada por un SCADA y usado con PMU's que lleva a cabo monitoreo en tiempo real de los estados de operación de un sistema de potencia.

## ÍNDICE GENERAL

### UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

<b>TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>RESUMEN DEL PROYECTO .....</b>	<b>1</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCION.....</b>	<b>2</b>
PLANTEAMIENTO DEL PROYECTO .....	2
<b>1. ESTADO DEL ARTE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. OBJETIVOS.....</b>	<b>7</b>
OBJETIVO GENERAL .....	7
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	7
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>7</b>
<b>4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....</b>	<b>7</b>
<b>4.1 UNIDADES DE MEDICIÓN DE FASORIAL.....</b>	<b>9</b>
4.1.1 GENERALIDADES .....	9
<b>4.2 UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU'S.....</b>	<b>10</b>
4.2.1 OBSERVABILIDAD.....	11
4.2.2 MÉTODOS OPTIMIZACIÓN.....	12
4.2.2.1 MÉTODOS OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA:.....	12
4.2.2.1.1 Programación Entera lineal (PEL) .....	12
4.2.2.2 MÉTODOS OPTIMIZACIÓN HEURÍSTICOS:.....	15
<b>4.3 METODOLOGÍA PROPUESTA.....</b>	<b>16</b>
4.3.1 APLICACIÓN PROGRAMACIÓN ENTERA LINEAL AL MODELO DE 14 BARRAS IEEE .....	17
4.3.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS PMU'S EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	19
4.3.3 APLICACIÓN DE PROGRAMACIÓN ENTERA LINEAL AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	21
4.3.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO HEURÍSTICO DE GREEDY AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	24
<b>5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LOS MODELOS PROPUESTOS.....</b>	<b>27</b>
<b>6. RESULTADOS ESPERADOS.....</b>	<b>29</b>
<b>7. ESTRATEGIA PARA LA DIVULGACIÓN DE LOS RESULTADOS..</b>	<b>29</b>
<b>8. SECTORES BENEFICIADOS.....</b>	<b>29</b>
<b>9. REFERENCIAS .....</b>	<b>29</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

### UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Figura 1: Estructura general de un sistema WAMS con PMU .....	10
Figura 2: Sistema eléctrico de potencia de n-barras. ....	13

Figura 3: Metodología Programación entera lineal .....	14
Figura 4: Sistema de Potencia 14-Barras IEEE. ....	17
Figura 5: Gráfica resultante de la colocación de PMU's en el Sistema de 14 barras IEEE....	19
Figura 6: Ubicación actual de PMU's en Sistema Nacional Interconectado barras a 230 kV	20
Figura 7: Sistema Nacional Interconectado barras a 230 kV .....	22
Figura 8: Ubicación de PMU's en el S.N.I por método Programación Entera Lineal.....	24
Figura 9: Ubicación de PMU's en el S.N.I por método Greedy. ....	27
Figura 10: Ubicación de PMU's en el Sistema Nacional Interconectado por método matemático y heurístico .....	28

## ÍNDICE DE TABLAS

### UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Tabla 1: Características técnicas de PMU's y SCADA. ....	10
Tabla 2: Ubicación de PMU's en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador.....	21
Tabla 3: Observabilidad de barras según programación entera lineal en el S.N.I.....	23
Tabla 4: Codificación del tipo de barra para modelo IEEE. ....	25
Tabla 5: Resultados de las iteraciones de Greedy en el sistema de 16 barras. ....	25
Tabla 6: Barras del sistema con mayor número de coincidencias.....	26
Tabla 7: Resultados de las metodologías aplicadas en el sistema nacional interconectado ...	27

## **TÍTULO DE LA INVESTIGACIÓN**

### *UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN*

#### **RESUMEN DEL PROYECTO**

En los sistemas de transmisión de energía eléctrica es necesario el control y supervisión de los parámetros de la red de potencia, para lo cual se están implementando las redes inteligentes. Dentro de esos sistemas se encuentran las Unidades de Medición Fasorial PMU's, que permiten obtener una mejor observabilidad del sistema eléctrico de potencia, mediante la medición fasorial de los parámetros de corriente y voltaje en tiempo real, brindando nuevas posibilidades para el análisis y control de los sistemas de transmisión de energía eléctrica. La ubicación de PMU's en todas las barras de un sistema de transmisión es económicamente inviable por ello la necesidad de optimizar su ubicación permitiendo obtener una observabilidad del sistema con el menor número de PMU's dependiendo del sistema a controlar. La presente documento propone la ubicación óptima de PMU's en el sistemas de transmisión, para ello se describe y aplica un par de metodologías de manera de determinar la ubicación óptima de las unidades de medida fasorial en el sistema de transmisión eléctrica. El problema está planteado en buscar la máxima observabilidad del sistema de transmisión con el mínimo de equipos, el cual es solucionado empleando un modelo matemático de programación entera lineal y el modelo heurístico de Greedy desarrollado con un algoritmo en software matemático, de modo que se observa y compara estas dos metodologías sobre el Sistema Nacional Interconectado de Transmisión de 230 kV del Ecuador.

#### **ABSTRACT**

In power transmission systems is necessary control and monitoring the parameters of the power grid, for which they are implementing smart grids. These units Phasor measurement systems PMU's allow a better observability of power system by the current and voltage parameters the phasor measurement in real time stamp, providing new possibilities for analysis and control of electric transmission systems. The PMU's location in all transmission system bus is economically unviable therefore need to optimize its location giving you an observability of the system with the least number of PMU's depending on the system being controlled. This paper proposes the optimal PMU's location in transmission systems, for it describes and applies a couple of methods in order to determine the phasor measurement unit optimal placement in the power transmission system. The problem is posed in seeking maximum observability of the transmission system with the minimum equipment, which is solved using a mathematical lineal integer programming model and Greedy heuristic model developed with a mathematic software algorithm so that is observed and compared these two methods on the 230 kV Ecuador national transmission system.

## **INTRODUCCIÓN**

### ***Planteamiento del proyecto***

Los sistemas eléctricos de potencia encargados del transporte de la energía eléctrica desde las centrales de generación a los centros de carga requieren de una operación y monitoreo muy detallada de los parámetros eléctricos en tiempo real, debido a la gran cantidad de elementos de protección, comunicación y variables que conforman el sistema de transmisión. Con el propósito de evitar ciertas perturbaciones imprevistas que puedan derivar en eventos en cascada que eventualmente provoquen colapsos del sistema, derivando en graves pérdidas económicas en los sectores afectados por interrupciones del servicio eléctrico. Los sistemas SCADA aplicados en los sistemas eléctricos de potencia son limitados y de baja resolución en el manejo de datos del sistema, es por ellos que actualmente se incorpora las unidades de medición fasorial PMU en las barras de las subestaciones para conocer valores de voltaje y corriente con su módulo y ángulo de manera sincronizada con GPS, como parte integral de los sistemas de área extendida WAMS. Sin embargo ubicar PMU's en todas las barras de un sistema de transmisión es económicamente inviable debido al alto costo de cada unidad y de aspectos inherentes como distancia entre las Unidades de Medición Fasorial, Big Data, Flujos de Información, Ubicación del centro de datos del Sistema de Gestión de Datos Medidos, es por ello que nace la necesidad de optimizar el proceso de observabilidad del sistema de transmisión con el menor número de PMU's.

## 1. Estado del Arte

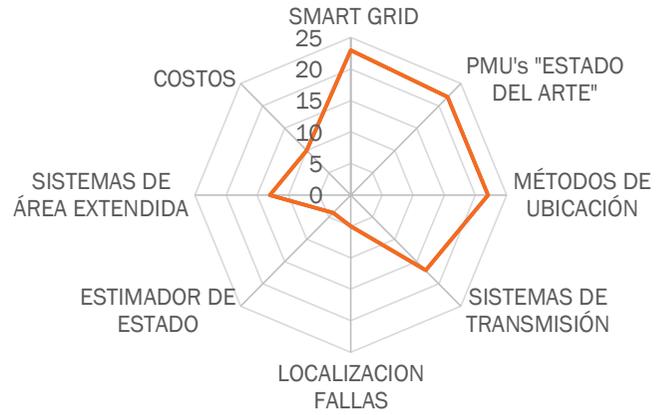
Ubicación Óptima de Unidades de Medición Fasorial en Sistemas de Transmisión																																
DATOS			TEMÁTICA								FORMULACIÓN DEL PROBLEMA					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	SMART GRID	PMU's "ESTADO DEL ARTE"	MÉTODOS DE UBICACIÓN	SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	LOCALIZACIÓN FALLAS	ESTIMADOR DE ESTADO	SISTEMAS DE ÁREA EXTENDIDA	COSTOS	VELOCIDAD	PROTECCIÓN	MINIMIZACIÓN DE COSTOS	TRANSMISIÓN	ESTABILIDAD	UBICACIÓN DE PMU's	COSTO DE UNIDAD	MANEJO DE MODELOS	LIMITACIONES	OBSERVABILIDAD COMPLETA	MODELO DE PROGRAMACIÓN LINEAL	MODELACIÓN HEURÍSTICA	FLUJO POTENCIA	ALGORITMOS	OPTIMIZACIÓN	ROBUSTEZ	OBSERVABILIDAD	EFICIENCIA	ESTABILIDAD	MONITOREO	
1	2011	A Survey on Topological Observability of Power Systems	2011, M. Shahraeini	<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 checked="" 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 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"/>
2	2014	Multi-objective Power Management on Smart Grid	2014, X. Guo	<input checked="" type="checkbox"/>	<input 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 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 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"/>
3	2012	Power System State Estimator with Inclusion of Time-Synchronized Phasor Measurements	2012, V. Presada	<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 checked="" 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 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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
4	2007	A WAMS / PMU-based fault location technique	2007, C. Wang	<input checked="" 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 checked="" 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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
5	2012	PMU-Based Fault Location Using Voltage Measurements in Large Transmission Networks	2012, Q. Jiang	<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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>				
6	2014	An Efficient PMU-Based Fault-Location Technique for Multiterminal Transmission Lines	2014, Q. Jiang	<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 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 type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
7	2013	Observability for PMU-Based Monitoring of Nonlinear Power System Dynamics	2013, G. Wang	<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 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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
8	2012	On PMU Location Selection for Line Outage Detection in Wide-area Transmission Networks	2012, Y. Zhao	<input checked="" 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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>



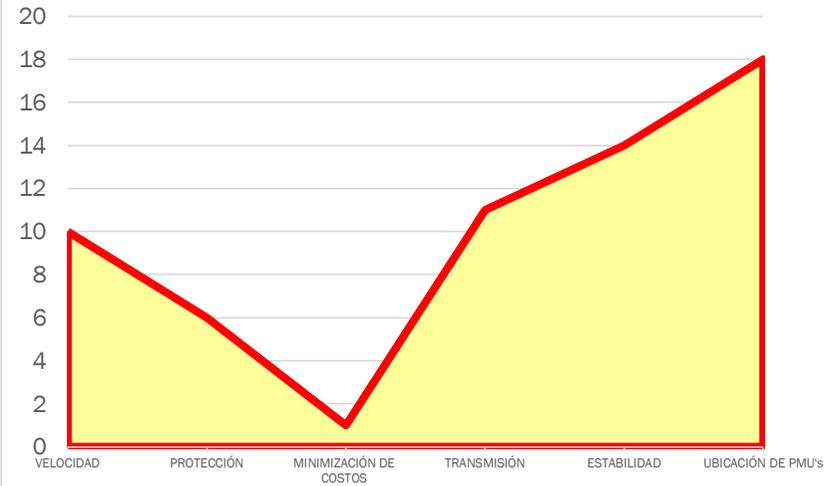
28	2005	Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability	2005, R. F. Nuqui	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
29	2014	Optimal placement of PMUs with limited number of channels for complete topological observability of power systems under various contingencies	2014, Farzan Rashidi	<input checked="" 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 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 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"/>	
30	2012	Using Branch and Bound Method and Optimal Placement of Phasor Measurement Unit of Power Network in Khuzestan Province in Iran	2012, Behrouz Moarref	<input checked="" 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" 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 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 checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
CANTIDAD:				23	22	22	17	5	4	13	10	10	6	1	11	14	18	9	13	10	12	3	8	15	18	16	7	13	9	8	13

MATRIZ DE ESTADO DEL ARTE  
RESUMEN E INDICADORES DEL ESTADO DEL ARTE

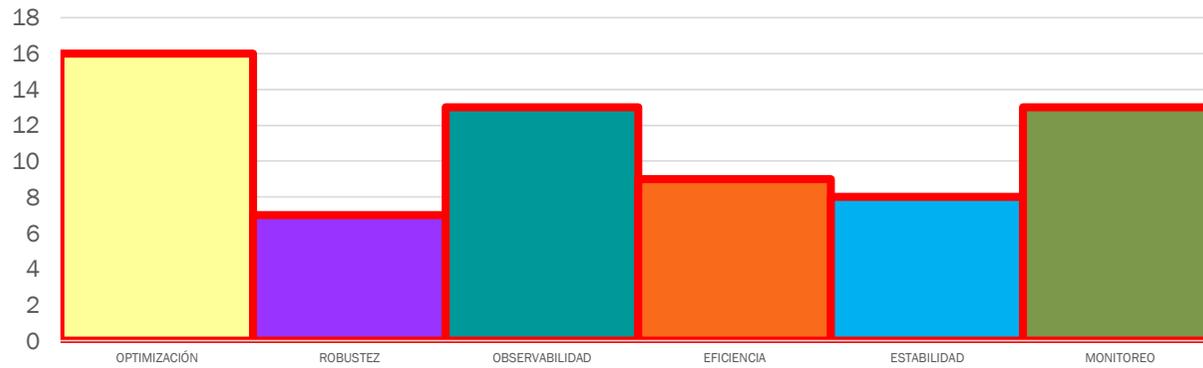
### TEMÁTICA



### FORMULACIÓN DEL PROBLEMA



### SOLUCIÓN DADA MEDIANTE



## **2. OBJETIVOS**

### ***OBJETIVO GENERAL***

- Optimizar el proceso de observabilidad para determinar la ubicación y cantidad de Unidades de Medición Fasorial en Sistemas de Transmisión.

### ***OBJETIVOS ESPECÍFICOS***

- Conocer la importancia de las unidades de Medición Fasorial en Sistemas de Transmisión eléctrico.
- Analizar los criterios de observabilidad y los métodos de optimización matemáticos y heurísticos.
- Aplicar las metodologías propuestas en los casos de estudio propuestos y determinar la mejor propuesta metodológica mediante los resultados obtenidos.

## **3. METODOLOGÍA**

Para analizar el problema del número de Unidades de Medición Fasorial y su ubicación óptima en sistemas de transmisión, primero se definirá la metodología matemática y heurística para observabilidad completa del sistema. Para esto iniciara en el modelo estándar IEEE de 14 barras como ejemplo, posteriormente se aplicará en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador a nivel de 230 kV incluida la interconexión con Colombia, modelado en el software DigSilent Power Factory, para obtener los flujos de potencia. La información de las características de líneas de transmisión de CELEC EP TransElectric unidad de negocios de Ecuador, datos necesarios para la aplicación heurística en el software MATLAB y el software de programación lineal Lp Solver para el modelo matemático.

## **4. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN**

Los sistemas de generación de energía eléctrica, líneas de transmisión, redes de distribución y consumidores a diferente escala son elementos que forman parte del sistema eléctrico de potencia que permiten el desarrollo de actividades económicas y de producción de la sociedad. A medida que crecen los centros de carga, ingresan nuevas centrales de generación de energía eléctrica al sistema, se dinamizan las transacciones internacionales de compra venta de energía, se repotencia líneas y subestaciones es necesario garantizar la confiabilidad y calidad de la energía eléctrica, por ello se plantea la necesidad del monitoreo y supervisión de las condiciones diarias de operación del sistema[1].

Para garantizar un nivel aceptable de confiabilidad del sistema eléctrico se requiere que los límites de operación dinámica de las grandes máquinas, lo cual afecta la eficiencia operativa y puede conllevar a la salida de elementos importantes del sistema, o incluso a la interrupción parcial o total del suministro de energía eléctrica, todos estos factores son cada vez más importantes para los investigadores y los servicios públicos que enfrentan retos en la industria de energía eléctrica, en consecuencia en las redes de transmisión es importante conocer la situación de la red para evitar colapsos o apagones en el sistema a gran escala. Una de las razones que tienden a afectar el sistema eléctrico es la falta de conocimiento del estado del sistema, para ello se han implementado mediciones mediante la Supervisión, Control y Adquisición de datos (SCADA), pero este sistema tiene una desventaja, porque es de baja tasa de muestreo y actualización de datos, por lo general proporciona datos de 2 a 10 segundos para alcanzar una percepción del estado de equilibrio por consiguiente es incapaz de detectar totalmente transitorios del sistema de energía, por ejemplo oscilaciones [2], además estas mediciones no siempre son completas, exactas y a veces puede existir la posibilidad de error en la medición [3], por ello la necesidad de implementar mediciones sincrofásicas que proporcionen mediciones sincronizadas en el tiempo y la adquisición de datos entre 10 y 30 muestras por segundo; el equipo que proporciona esta información se denomina Unidad de Medición Fasorial (PMU) [2].

Existen diversas investigaciones que permiten usar las PMU's para resolver diferentes problemas que se tenga en la red incluyendo la detección de fallas en diferentes tipos de líneas como se puede observar en [4],[5],[6], para el análisis de observabilidad del sistema eléctrico y estimación de estado [1],[7].

Como el costo de instalación, montaje y creación de redes PMU's son relativamente altos su importancia consiste en determinar si el número y localización de las PMU's sobre la topología de la red, permite estimar el estado de operación del sistema; a este proceso se llama observabilidad [8]. En los sistemas de transmisión es necesario conocer la estimación de estado del sistema y se convierte en la base de la futura infraestructura de la red inteligente, para obtener una estimación de estado en un sistema de energía, la red debe estar completamente observable [9], el análisis de observabilidad es una tarea decisiva en la vigilancia del estado y está directamente relacionado con la ubicación óptima de las unidades de medición fasorial.

Para un sistema de transmisión es necesario conocer todos los estados para que sea controlable y todas sus variables estén disponibles de esta manera se obtendrá el análisis de la observabilidad obteniendo una tarea decisiva en la vigilancia del estado y está directamente relacionado con la ubicación óptima de las PMU. La presente investigación está organizado de la siguiente manera: en la sección II se describen los aspectos más relevantes de las PMU's y el estado actual de las

mismas en el Ecuador. En la sección III describe el criterio de observabilidad y los modelos empleados para describir el problema tratado. En la sección IV se aplica las metodologías propuestas y se presentan los resultados obtenidos. Finalmente se ilustran las conclusiones derivadas de esta investigación.

## **4.1 UNIDADES DE MEDICIÓN DE FASORIAL**

### **4.1.1 Generalidades**

Las mediciones de las unidades de medición fasorial logran muestras con precisión de secuencia positiva de los fasores de voltaje y corriente usando señales de temporización sincrónica común disponible desde el sistema de posicionamiento global (GPS)[10]. Los cuales proporcionan una sincronización con precisión de menos de 1 microsegundo, [11], para un sistema de 60 Hz, la PMU puede proporcionar entre 10 y 30 mediciones sincronas por segundo que es una gran mejora con respecto a los sistemas SCADA [12], En la Tabla 1 se describe una breve comparación entre los sistemas SCADA y las PMU's.

La capacidad de calcular fasores sincronizados hace de las PMU's uno de los dispositivos de medición más importantes en el futuro de la supervisión y control del sistema eléctrico. Lo que significa una tasa de muestreo de alta velocidad y un análisis dinámico del comportamiento de sistemas eléctricos de potencia, las mediciones una vez obtenidas por las PMU son enviados a un PDC (Concentrador de Datos Fasoriales) mediante un sistema de comunicación descrito en el estándar IEEE C37.118-2005 [13], las mediciones son tomadas bajo una señal de referencia de tiempo UTC (Tiempo Universal Coordinado), el cual especifica la señal de sincronización con una tasa de repetición de un pulso por segundo (PPS). Este pulso es obtenido de una señal procedente del GPS, todo en un conjunto de componentes llamado WAMS (sistema de monitoreo de área extendida).

Las WAMS tienen cuatro componentes básicos que incluyen:

1) Unidades de medición fasorial; 2) Concentrador de Datos Fasoriales (PDC), 3) Las aplicaciones basadas en la PMU's, software aplicado 4) La comunicación de la red 5) El centro de control basada en una interfaz sistema- operador [16]. Los componentes del sistema descrito se muestran en la Figura 1. Suponemos que la PMU se coloca en una barra y mide los siguientes parámetros:

- 1) la magnitud del voltaje y ángulo de fase de la barra;
- 2) fasor de corriente de todas las ramas que salen de la barra[10].

Tabla 1: Características técnicas de PMU's y SCADA.

Característica	PMU's	SCADA
Medida	Digital	Análoga
Resolución	Más de 60 muestras por ciclo	2 a 4 muestras por ciclo
Observabilidad	Estado estable y dinámico	Estado estable
Monitoreo	Área extendida	Local
Medición del ángulo de fase	Si	No

En la figura 1 se observa la estructura de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS, con la cual el operador mediante una mayor cantidad de datos tomados del muestreo de mediciones sincrofásorales en tiempo real tendría el comportamiento del estado del sistema para la toma de decisiones ante algún tipo de evento extraño que se presente en el sistema eléctrico, por tanto las unidades de medición fasorial tienen mejor desempeño en comparación con los sistemas SCADA que actualmente son los utilizados por los operadores de red.

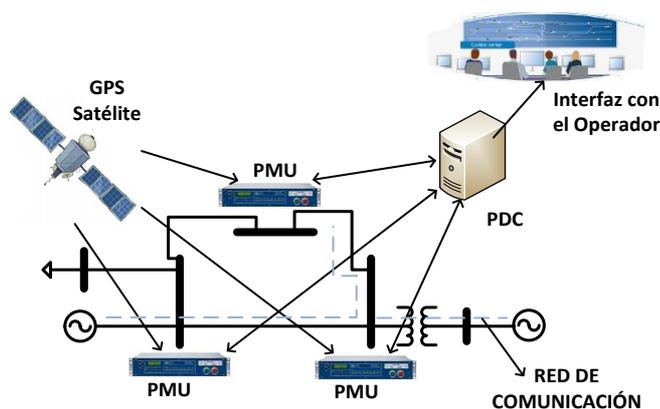


Figura 1: Estructura general de un sistema WAMS con PMU

## 4.2 UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU's

El problema de optimización del proceso de observabilidad de las PMU's consiste en determinar la cantidad de unidades y la barra del sistema de transmisión donde deben ser instalados, buscando minimizar los costos de inversión, aumentando la supervisión de los fasores de corriente y voltaje de cada uno de las barras en tiempo real de manera precisa, garantizando la confiabilidad y seguridad del sistema [16]. Es decir, una unidad puede hacer que la barra donde se instala y las barras vecinas a esta sean observables. El objetivo de la colocación de unidades de medición fasorial en sistemas de potencia, es determinar un conjunto mínimo de PMU's de tal manera que todo el sistema sea observable.

### 4.2.1 Observabilidad

Observabilidad completa del sistema de potencia consiste en una característica que determina si el número y localización de las medidas sobre la topología de red, permite estimar el estado de operación del sistema, se logra cuando todos los estados del sistema se pueden determinar de forma única.

Para lograr esta función, debe haber colocación de PMU en cada barra, pero este concepto resulta ser ineficaz, debido a las siguientes razones: i) el registro de datos excesivo; ii) Alto costo del dispositivo PMU.

Por lo tanto, es necesario la optimización del proceso de observabilidad del sistema de transmisión con un mínimo número de unidades[17].

Un sistema es observable cuando todos las barras que están presentes en el sistema eléctrico de potencia se pueden medir directamente o ser calculados por fasores de voltaje y corriente.

Las condiciones para establecer la observabilidad del sistema eléctrico, se considera el número de medidas (m) sea mayor al número de variables de estado (n).

$$m > n \quad (1)$$

Donde  $n = 2N - 1$

N: es el número de barras del sistema de potencia.

Así se tiene un conjunto de medidas (m-n) que sirven de respaldo a las medidas básicas tomadas por las unidades [16].

La Ubicación Óptima de PMU's (OPP) en barras y ramas observables se basan en la construcción de restricciones, siguiendo las reglas de observación siguientes [1],[2],[11]:

- Todas las barras vecinas a una barra con un PMU son observables a sí mismos.
- Si todas menos una barra vecina a una barra observable sin inyección son por si mismos observables, entonces todas las barras vecinas son observables.
- Si todas las barras vecinas a una barra sin inyección, son observables, entonces esa barra también es observable.

La colocación de unidades en cada barra de un sistema de transmisión es un decisión compleja, por ello es necesario la optimización del proceso de observabilidad con un conjunto mínimo de unidades de medición fasorial[18].

Como consecuencia de la ley de Ohm, cuando una PMU se coloca en una barra, la barra vecina también se vuelven observable[10].

La observabilidad de un sistema puede ser numérica, topológica[19]. La observabilidad numérica es definida como la posibilidad, por parte del sistema modelado para estimar los estados del sistema en función de modelos iterativos, con gran cantidad de cálculos y su precisión está sujeta a la influencia acumulada de errores [9], [19], [20] y la observabilidad topológica permite la estimación del estado a través de un análisis gráfico de los equipos de medida y la topología de la red [9].

Los métodos de ubicación óptima de unidades (basados en observabilidad numérica y topológica) nacen como un problema de optimización combinatoria, que por lo general buscan minimizar el número de Unidades Fasoriales de Medición garantizando la observabilidad completa del sistema (ubicando de manera estratégica las unidades), por lo tanto la función objetivo del problema de optimización es minimizar el número de unidades de medición fasorial sujeto a las restricciones para lograr la observabilidad completa de la red.

#### ***4.2.2 Métodos Optimización***

La solución al problema de ubicación y de unidades se basa en metodologías para la observabilidad óptima de Unidades de Medición Fasorial. Las mismas que se pueden clasificar en dos categorías: Optimización Matemática y Optimización Heurística.

##### ***4.2.2.1 Métodos Optimización Matemática:***

Los métodos de optimización matemática son técnicas que se usan en el proceso de resolver un problema, es decir consiste en maximizar o minimizar una función modelada, que estando sujeta a distintas restricciones permitirá la obtención del mejor resultado para el problema planteado [21].

##### **4.2.2.1.1 Programación Entera lineal (PEL)**

La programación entera lineal permite resolver problemas de optimización con un número de ecuaciones enteras que coincide con el número de variables del sistema, mientras que la función objetivo la compone todas las variables y las restricciones al ser lineales entonces se habla de programación entera lineal, al ser no lineales la programación es entera no lineal, y cuadrática, lo que conduce a una programación cuadrática entera[20].

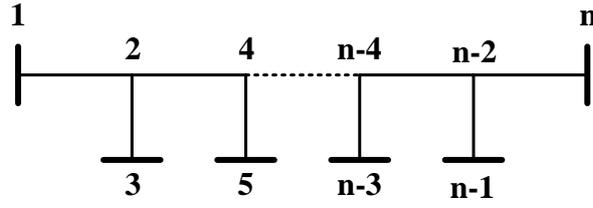


Figura 2: Sistema eléctrico de potencia de n-barras.

La colocación de unidades de medición fasorial, considerando solo la conectividad de las líneas a las barras se fórmula por medio de (2) siguiendo la figura 2 [22],[23],[24].

$$\min \sum_{j \in I}^n x_j \quad (2)$$

Sujeto a

$$f_i = \sum_{j \in I}^n a_{ij} x_j \geq 1 \quad (3)$$

La función objetivo (2), es el número total de unidades de medición fasorial instalados. La ecuación (3) asegura la observabilidad en todas las barras [24], donde  $x_j$  es la variable de ubicación de las unidades. Si el valor es 1 en la barra  $i$  debe instalarse una PMU o si es cero de otra manera,  $a_{ij}$  es la matriz de conectividad binaria del sistema.

En (3),  $f_i$  la función de observabilidad en la barra  $i$ , y  $a_{ij}$  es la matriz de conectividad binaria que se define en (4):

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 1 & \text{Si las barras } i \text{ y } j \text{ conectadas} \\ 0 & \text{de otra manera} \end{cases} \quad (4)$$

La Programación Entera Lineal para la optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión mediante Unidades de Medición Fasorial usa (2) y (3) para obtener la matriz de conectividad quedando como como sigue a continuación:

$$a = \begin{bmatrix} \mathcal{X}_{11} & \dots & \mathcal{X}_{13} & \dots & \mathcal{X}_{1(n-1)} & \dots & \mathcal{X}_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mathcal{X}_{31} & \dots & \mathcal{X}_{33} & \dots & \mathcal{X}_{3(n-1)} & \dots & \mathcal{X}_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mathcal{X}_{(n-1)1} & \dots & \mathcal{X}_{(n-1)3} & \dots & \mathcal{X}_{(n-1)(n-1)} & \dots & \mathcal{X}_{(n-1)n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \mathcal{X}_{n1} & \dots & \mathcal{X}_{n3} & \dots & \mathcal{X}_{n(n-1)} & \dots & \mathcal{X}_{nn} \end{bmatrix} \quad (5)$$

En (5) se observa la distribución de las variables de conectividad para un sistema de n-barras desarrollados a partir de la figura 3.

Para obtener los valores de restricción que se tengan en la matriz de conectividad se utiliza la ecuación (3) que permite obtener una matriz de conectividad binaria del sistema.

El problema de Programación Entera Lineal para la optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión mediante Unidades de Medición Fasorial se resume en el flujograma de la figura 3.

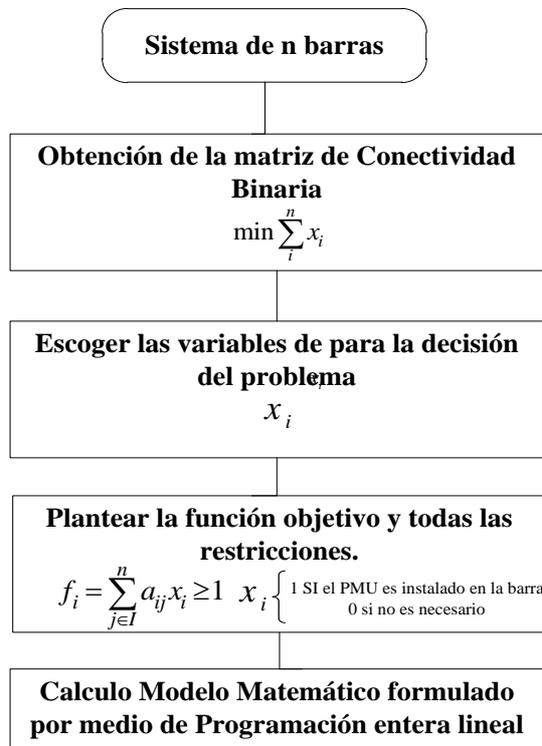


Figura 3: Metodología Programación entera lineal

#### **4.2.2.2 Métodos Optimización Heurísticos:**

Estos métodos de optimización difieren de los métodos tradicionales de programación matemática. Han sido llamados métodos modernos de búsqueda y representan un nuevo conjunto de soluciones para los problemas de ingeniería, este tipo de métodos tienen analogía con el comportamiento biológico, molecular, neurológico [21].

##### **4.2.2.2.1 Algoritmo Greedy**

Esta metodología aleatoria de optimización heurística soluciona el problema de optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión mediante Unidades de Medición Fasorial. Realiza una elección local óptima en cada etapa de manera iterativa con la seguridad de encontrar el óptimo global de unidades de medición fasorial dentro del sistema de transmisión. Toma decisiones randómicas de modo que elabora un conjunto de soluciones, cuyo conjunto es analizado y minimizado a la mejor solución de colocación, es decir la menor cantidad de unidades [8], [21].

##### **Metodología del Algoritmo de Greedy**

Para la colocación de esta metodología conocida también como voraz o codiciosa se usa una perspectiva distinta, la cual utiliza modelos iterativos. De un conjunto “A” que toma soluciones las cuales son seleccionadas, analizadas y minimizadas, devolviendo la mejor solución de colocación de este conjunto cuando se ejecuta. Así del conjunto “A” se elige elementos uno cada vez, todos en base al criterio de elección Greedy. El cual al ser elegido sale del conjunto “A” de elementos, en cada etapa y se actualiza la lista de elementos remanentes, así hasta completar la lista de elementos candidatos en función del número de iteraciones hasta que se cumpla el criterio de fin, el cual es agregar progresivamente una única PMU, hasta que el conjunto logre la observabilidad completa. Cada una de las barras elegidas modifica al conjunto de candidatos evidentes del número de barras no observadas, las cuales están conectadas e incluidas a sí mismas. La PMU en cada etapa se coloca en la barra aleatoria verificando la situación de observabilidad y los valores de cada barra que deben ser recalculados [28]. En la siguiente parte se describe los pasos para el desarrollo del algoritmo Greedy utilizando la herramienta Matlab para su proceso de optimización.

Para la colocación de esta metodología se describe los siguientes pasos:

- 1.- Se ingresa las Matrices Barra, Líneas y barras con inyección dando como resultado la creación de la Matriz  $A_{n \times n}$  de incidencias.
- 2.- La matriz de condiciones:

$$A_{k,m} = \begin{cases} 1 & \text{Si } k=m \text{ conectadas} \\ 1 & \text{Si } k \text{ y } m \text{ conectadas} \\ 0 & \text{Si caso contrario} \end{cases} \quad (7)$$

3.- Se encuentra la barra aleatoria no observada con inyección.

4.- Se actualiza el conjunto de PMU y barras observables a través (7).

$$A = F_i \cdot x_i \quad (8)$$

Dónde:

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{Si el PMU esta instalado en la barra} \\ 0 & \text{Si no es necesario} \end{cases} \quad (9)$$

Y

$$F_i = \begin{cases} 1 & \text{Si el PMU esta instalado en la barra} \\ 0 & \text{Si no es necesario} \end{cases} \quad (102)$$

5.- Actualizar  $F_i$  con las reglas de observabilidad y las leyes de Kirchhoff.

6.- Se continúa con los pasos anteriores hasta la observabilidad completa  $F_i$  para todas las barras  $i$ . Si está completa se da fin, caso contrario retorna hasta completar el número de iteraciones  $i$ .

### 4.3 METODOLOGÍA PROPUESTA

Como se describe en los métodos para la optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión mediante Unidades de Medición Fasorial, se formula en encontrar el menor número de unidades de gestión según (2), ubicados en el sistema de potencia [21], [22], de tal manera que todo el sistema sea completamente observable [23], buscado la supervisión de los fasores de corriente y voltaje de cada uno de los nodos en tiempo real de manera confiable.

### 4.3.1 Aplicación Programación Entera Lineal al modelo de 14 barras IEEE

Para la verificación de la metodología propuesta, se emplea el modelo IEEE 14 barras. En la figura 4 se presenta el sistema eléctrico de potencia de 14-barras.

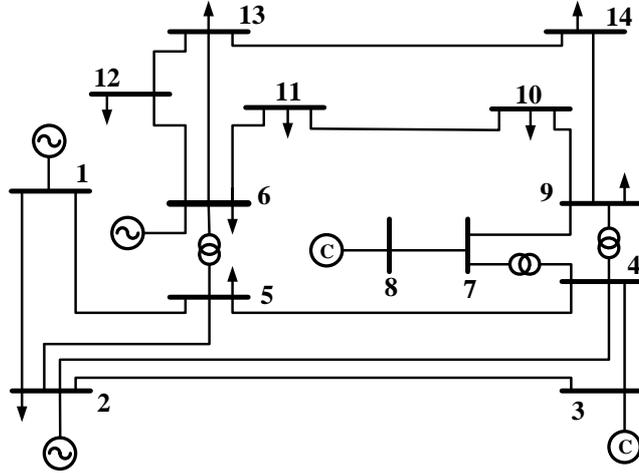


Figura 4: Sistema de Potencia 14-Barras IEEE.

En la figura 4 se observa el sistema eléctrico de potencia conformado por 14 barras numeradas respectivamente, 20 ramales, 3 generadores, 2 capacitores y 10 cargas.

Como Primera condición: sin considerar la inyección de barras  $X_i$  cero es una variable binaria relacionada con la barra  $i$ . La  $x_i$  es una variable igual a uno si la PMU está instalado en la barra o de lo contrario es igual a cero. El problema de encontrar el número mínimo de PMU para la optimización del proceso de observabilidad del sistema de 14 barras mediante Unidades de Medición Fasorial puede estar en la forma siguiente:

$$\text{Objetivo: } \min \sum_{i=1}^{14} x_i$$

Sujeto a:

$$\text{Barra 1: } x_1 + x_2 + x_5 \geq 1;$$

$$\text{Barra 2: } x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1;$$

$$\text{Barra 3: } x_2 + x_3 + x_4 \geq 1;$$

$$\text{Barra 4: } x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 \geq 1;$$

$$\text{Barra 5: } x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 \geq 1;$$

$$\text{Barra 6: } x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1;$$

$$\text{Barra 7: } x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1;$$

$$\text{Barra 8: } x_7+x_8 \geq 1;$$

$$\text{Barra 9: } x_4+x_7+x_{10}+x_{14}+x_{19} \geq 1;$$

$$\text{Barra 10: } x_9+x_{10}+x_{11} \geq 1;$$

$$\text{Barra 11: } x_6+x_{10}+x_{11} \geq 1;$$

$$\text{Barra 12: } x_6+x_{12}+x_{13} \geq 1;$$

$$\text{Barra 13: } x_6+x_{12}+x_{13}+x_{14} \geq 1;$$

$$\text{Barra 14: } x_9+x_{13}+x_{14} \geq 1;$$

En la ecuación anterior "+" se utiliza en lugar del operador lógico "OR". El número 1 en el lado derecho de las desigualdades muestra que cada barra debe ser capaz de ser supervisado por al menos una PMU. Como ejemplo, la restricción relacionada con la barra 8 significa que para hacer un seguimiento de la barra al menos una PMU se debe instalar en barra siete u ocho. De la misma manera, para supervisar la barra número siete al menos una PMU debe instalarse en una del número ocho o las barras vecinas como son 4 y 9. Ahora bien, si nos organizamos las ecuaciones anteriores en la matriz forman los resultados serán los siguientes:

Entonces mediante la ecuación (5), el problema de Programación Entera Lineal para la optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión mediante Unidades de Medición Fasorial de este caso se puede escribir como sigue a continuación:

$$\min \sum_{i=1}^{14} x_i$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Para la resolución del problema de optimización se utilizó el software de optimización lineal, arrojando los siguientes resultados, como se observa en la figura 5.

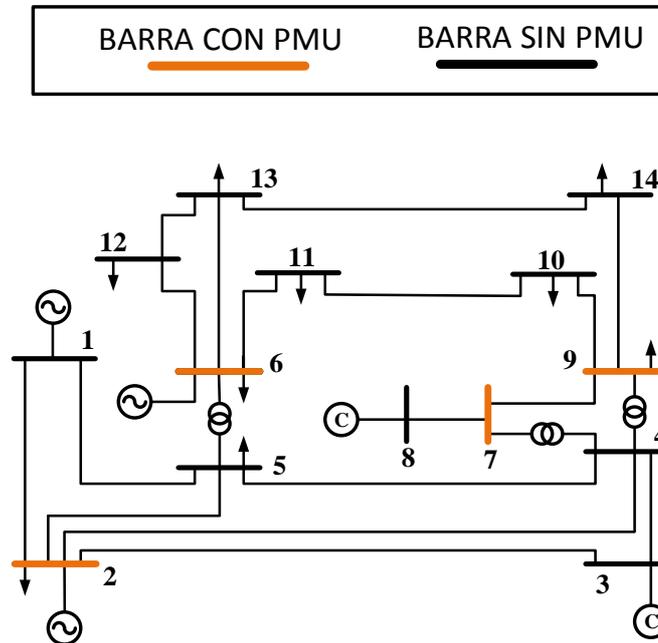


Figura 5: Gráfica resultante de la colocación de PMU's en el Sistema de 14 barras IEEE.

En la figura 5 se observa el resultado mediante la función de Programación Entera lineal obteniendo cuatro puntos que permiten la resolución del problema de observabilidad del sistema de 14 barras implementando la ubicación de PMU en este sistema para las barras 2, 6, 7, 9.

El método de optimización matemática a través de Programación Entera Lineal puede funcionar rápida y apropiadamente, abarcan la mayoría de investigaciones sobre optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión de energía eléctrica.

#### 4.3.2 Situación actual de las PMU's en el Sistema Nacional Interconectado

Actualmente el Ecuador se encuentra en proceso de modernización y repotenciación de su sistema eléctrico de potencia a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), organismo que está desarrollando diferentes planes de gestión de la expansión del Sistema Nacional Interconectado. En ese marco según el artículo 9 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica el operador nacional de electricidad es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) organismo encargado de planificar, coordinar y monitorear la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) considerando condiciones de seguridad, calidad y economía, además del análisis post-operativo del sistema[14]. Se encuentra en la

implementación del Sistema de Supervisión de Área Extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado, el cual está basado en el uso de Unidades de Medición Fasorial (PMU) para proporcionar mediciones del sistema de potencia con alta precisión a una velocidad de adquisición de datos en tiempo real mediante un Sistema de Posicionamiento Global GPS.

Actualmente el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador a nivel de 230 kV, como se observa en la figura 6 la ubicación de las unidades de medición fasorial. En base a estudios realizados por el CENACE, se definieron los puntos de medición, los mismos que están ubicados en subestaciones del Sistema Nacional Interconectado responsabilidad de CELEC EP TRANSELECTRIC, empresa de Transmisión.

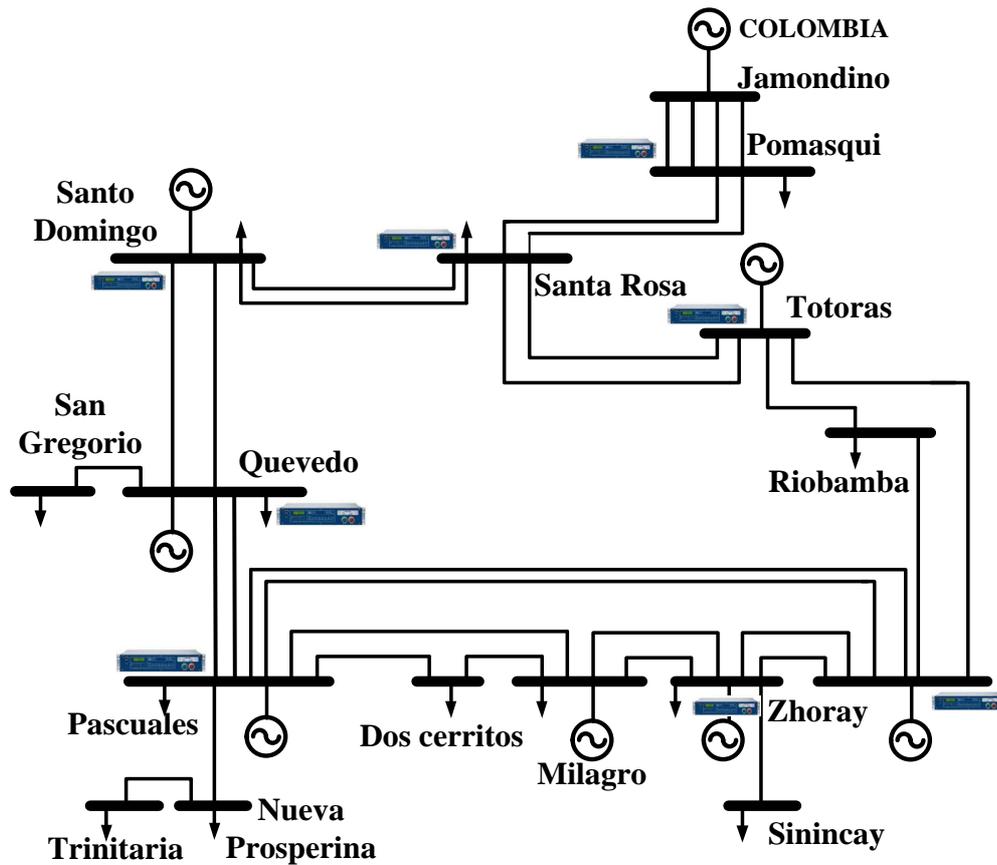


Figura 6: Ubicación actual de PMU's en Sistema Nacional Interconectado barras a 230 kV

Este sistema está conformado por 16 barras, 30 líneas de transmisión, barras de generación, puntos de carga e interconexión con Colombia.

Como indica la tabla 2, en la actualidad se encuentran instaladas 22 Unidades de Medición Fasorial para el sistema WAMS del CENACE en el Sistema Nacional Interconectado, a nivel de 230 kV, 138 kV y 69 kV, además se prevé la instalación de más unidades adicionales en las principales centrales de generación del Ecuador, con el objetivo de ampliar la observabilidad de las oscilaciones de baja frecuencia presentes en el sistema[15].

Tabla 2: Ubicación de PMU's en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador

Fuente: CENACE

Subestación	PMU	Posición	Voltaje (kV)
Pomasqui	1	Jamondino 2	230
	2	Jamondino 3	230
Santa Rosa	3	Totoras 1	230
	4	Totoras 2	230
	5	Santo Domingo 1	230
	6	Pomasqui 1	230
Totoras	7	Santa Rosa 1	230
Molino	8	Pascuales 1	230
	9	Totoras	230
	10	AT1	230
Loja	11	Villonaco	69
Zhoray	12	Milagro 2	230
Milagro	13	San Idelfonso 1	138
Pascuales	14	Molino 1	230
	15	Molino 2	230
	16	Gen 1	230
Salitral	17	ATR	138
Quevedo	18	Pascuales 1	230
	19	ATT	138
	20	C.T. Quevedo	230
Santo Domingo	21	Quevedo 1	230
	22	C.H. Manduriacu	230

#### ***4.3.3 Aplicación de Programación Entera Lineal al Sistema Nacional Interconectado***

Para la aplicación de esta metodología en el Sistema Nacional Interconectado de la figura 7, es necesario formular la matriz de conectividad como se puede observar en (4), con la matriz de conectividad binaria se escoge las variables de decisión del problema y restricciones según (3) y se plantea la función objetivo según (2).

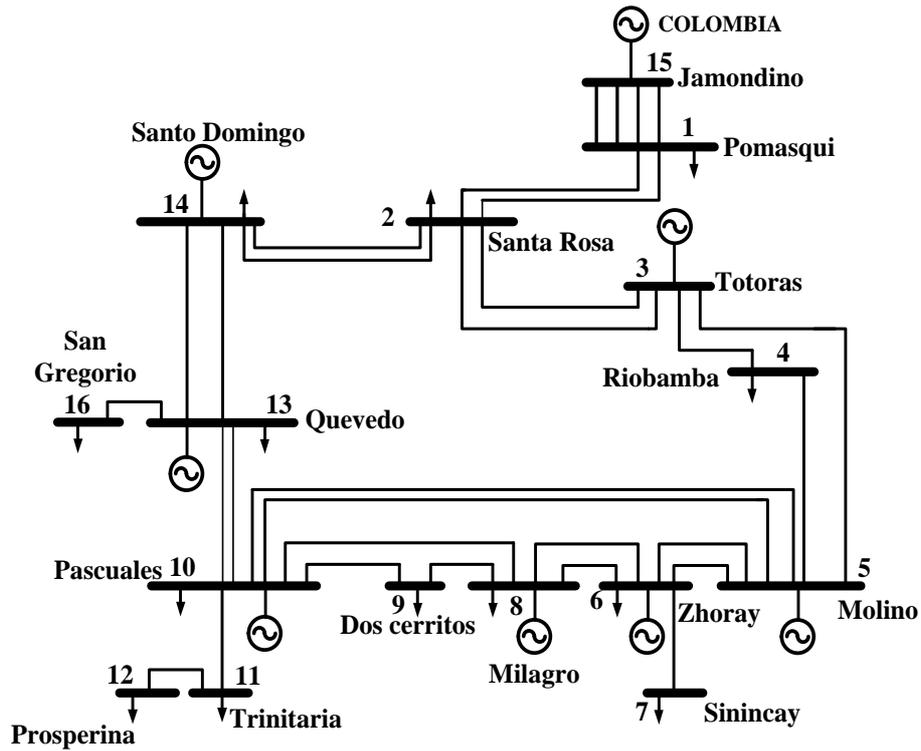


Figura 7: Sistema Nacional Interconectado barras a 230 kV

Entonces el problema de Programación Entera Lineal para la optimización del proceso de observabilidad del sistema de transmisión y ubicación de PMU de este caso se usa (2) y (3) para obtener la matriz de conectividad quedando como sigue a continuación:

$$\min \sum_{i=1}^{16} x_i$$

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \\ x_{15} \\ x_{16} \end{bmatrix} \geq \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Para la resolución del problema de optimización se utilizó la función de Programación Entera lineal en el software de optimización lineal LpSolver, como sigue.

La función objetivo contiene todas las variables de estado que es igual al número de barras del sistema de potencia del estudio:

$$\text{min: } x1 + x2 + x3 + x4 + x5 + x6 + x7 + x8 + x9 + x10 + x11 + x12 + x13 + x14 + x15 + x16;$$

Las variables de decisión aplicada al Sistema Nacional Interconectado y restricciones planteadas al modelo lineal se ingresan al optimizador con las siguientes ecuaciones según (9) y (10) que se detallan a continuación:

- Barra 1:*  $x1 + x2 + x15 \geq 1;$
- Barra 2:*  $x1 + x2 + x3 + x14 \geq 1;$
- Barra 3:*  $x2 + x3 + x4 + x5 \geq 1;$
- Barra 4:*  $x3 + x4 + x5 \geq 1;$
- Barra 5:*  $x3 + x4 + x5 + x6 + x10 \geq 1;$
- Barra 6:*  $x5 + x6 + x7 + x8 \geq 1;$
- Barra 7:*  $x6 + x7 \geq 1;$
- Barra 8:*  $x6 + x8 + x9 + x10 \geq 1;$
- Barra 9:*  $x8 + x9 + x10 \geq 1;$
- Barra 10:*  $x8 + x9 + x10 + x11 + x13 \geq 1;$
- Barra 11:*  $x10 + x11 + x12 \geq 1;$
- Barra 12:*  $x11 + x12 \geq 1;$
- Barra 13:*  $x10 + x13 + x14 + x16 \geq 1;$
- Barra 14:*  $x13 + x16 \geq 1;$
- Barra 15:*  $x2 + x13 + x14 \geq 1;$
- Barra 16:*  $x1 + x15 \geq 1;$

La metodología de programación entera lineal propone como resultado un número de 6 Unidades de Medición Fasorial, cuya ubicación en las 16 barras del Sistema Nacional Interconectado nivel de 230 kV del Ecuador se observa en la figura 8.

Tabla 3: Observabilidad de barras según programación entera lineal en el S.N.I

N° Barra	Nombre de Barra	N° Barras Observadas
1	Pomasqui	1, 2, 15
3	Totoras	2, 3, 4
6	Zhoray	5, 6, 7, 8
8	Milagro	6, 8, 9, 10
11	Trinitaria	10, 11, 12
13	Quevedo	10, 13, 14, 16

En la tabla 3 se identifica que cada barra es observada a sí misma y a la barras vecinas conectadas a estas con lo se consigue observabilidad completa del Sistema Nacional Interconectado.

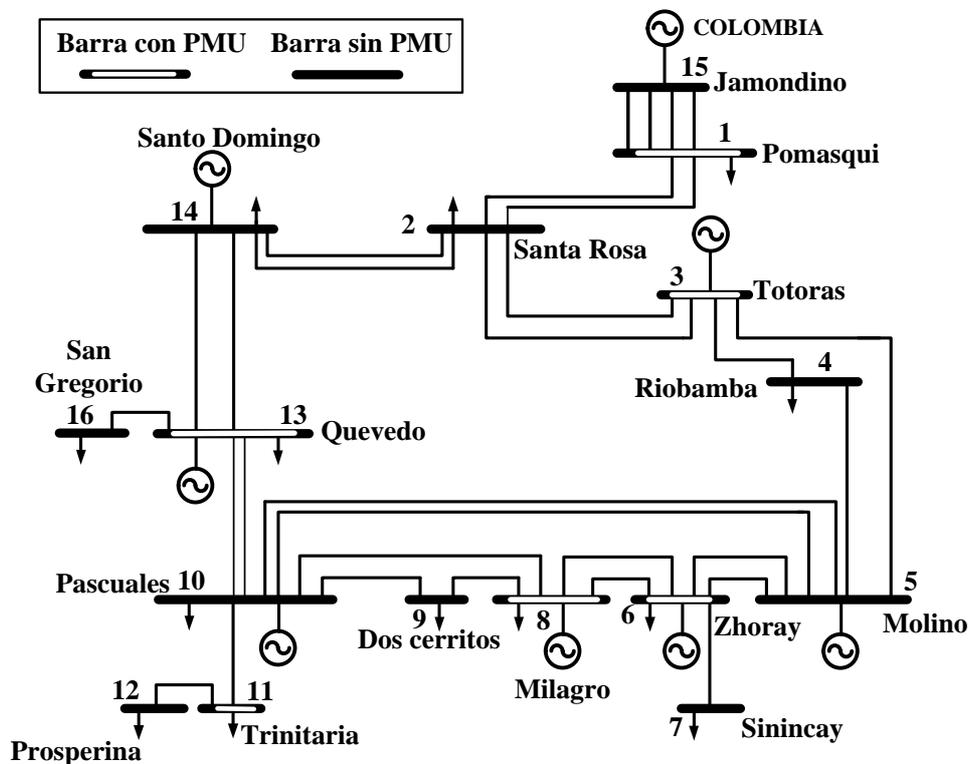


Figura 8: Ubicación de PMU's en el S.N.I por método Programación Entera Lineal

Los métodos de optimización matemática a través de la Programación Entera Lineal pueden funcionar rápida y apropiadamente, abarcan la mayoría de investigaciones sobre optimización del proceso de observabilidad de un sistema de transmisión y colocación mínima de unidades de medición fasorial.

#### 4.3.4 Aplicación del método heurístico de Greedy al Sistema Nacional Interconectado

Greedy permite encontrar un conjunto de Unidades de Medición Fasorial mínimamente observable y necesita tres tipos de componentes barras, líneas e inyección; no toma en cuenta la ubicación física, el estado de los equipos y componentes o el número de transformadores en una subestación eléctrica de potencia, la PMU como tal no se interpreta en un sistema eléctrico real, sino en un formato simplificado.

La matriz con los flujos de potencia obtenidos de las simulaciones del Sistema Nacional Interconectado y la matriz con los parámetros de las líneas de transmisión a 230 kV especificadas respectivamente para el caso del Ecuador son datos iniciales para el algoritmo Greedy en Matlab.

Cabe indicar a través de la tabla 4, la codificación introducida según el tipo de barra de acuerdo a [29] donde se establece un formato común IEEE para intercambio de datos de solución de flujos de potencia para el caso de estudio seleccionado de extra alto voltaje 230 kV y que se utiliza en la tabla de flujos de potencia para identificar cada barra según su característica, respectivamente en cada barras del sistema cuyos datos se ingresan para la selección en el modelo de colocación Greedy mediante la aplicación del software Matlab.

Tabla 4: Codificación del tipo de barra para modelo IEEE.

<b>Código</b>	<b>Tipo</b>
1	Barra Carga
2	Barra Generación
3	Barra Oscilante
4	Barra Aislada

La inyección es una variable que viene dada por la generación o carga existente en la barra, es decir el factor que cambia el ángulo de fase de la barra donde están conectadas.

El modelo debe ser capaz de colocar las unidades de medición fasorial en la barras del sistema de transmisión, estas deben estar conectadas al menos a tres líneas o al menos dos líneas y la inyección.

Tabla 5: Resultados de las iteraciones de Greedy en el sistema de 16 barras.

<b>N° de corridas</b>	<b>N° de la Barra con PMU</b>			<b>Cantidad PMU</b>	<b>Tiempo (segundos)</b>
1	1	7	10	3	4,33
2	7	10	15	3	4,33
3	1	7	10	3	4,33
4	1	7	10	3	4,33
5	1	7	10	3	4,33
6	7	10	15	3	4,33
7	1	7	10	3	4,33
8	2	7	10	3	4,33
9	7	10	15	3	4,33
10	7	10	15	3	4,33
11	1	7	10	3	4,33
12	1	7	10	3	4,33

13	1	7	10	3	4,33
14	1	7	10	3	4,33
15	1	7	10	3	4,33
16	7	10	15	3	4,33
17	7	10	15	3	4,33
18	1	7	10	3	4,33
19	1	7	10	3	4,33
20	1	7	10	3	4,33

En la tabla 5 se observa que el algoritmo de Greedy ejecutado en Matlab arroja siempre la mismas tres unidades en cada corrida del algoritmo con un total de 20 iteraciones que en promedio toma unos 4,33 segundos cada una y la coincidencia en las barras casi no varía, se resume en la tabla 6, donde se observa que las barras 1, 7 y 10 son las más coincidentes con mayor cantidad de incidencias respecto a las demás.

Tabla 6: Barras del sistema con mayor número de coincidencias.

<b>N° de la Barra</b>	1	2	7	10	15
<b>Nombre de la Barra</b>	Pomasqui	Santa Rosa	Sinincay	Milagro	Jamondino
<b>N° de Incidencias</b>	13	1	14	14	6

Con los datos principales de las líneas de transmisión para 230 kV y los flujos de potencia obtenidos de las simulaciones desarrolladas en el software DIgSILENT Power Factory con el modelado del Sistema Nacional Interconectado con la barra número 8 Molino como barra oscilante, bajo condiciones normales y con la interconexión hacia Colombia mediante la barra número 15 Jamondino. Ambas en columnas del formato común para el intercambio de datos de solución de flujos de carga como en [29] que inicializa la optimización en el programa de búsqueda de la solución Greedy de reducción de PMU's con la máxima observabilidad desarrollado en Matlab y descrito en la metodología de Greedy.

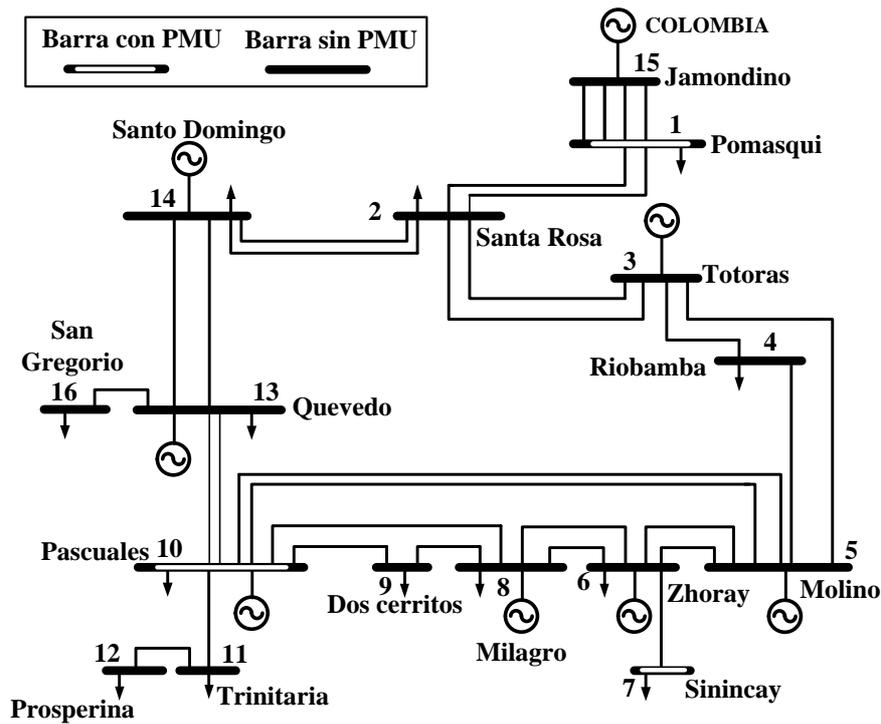


Figura 9: Ubicación de PMU's en el S.N.I por método Greedy.

## 5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE LOS MODELOS PROPUESTOS

Los dos modelos mostrados en la presente investigación Algoritmo Greedy y Programación Entera Lineal se aplican al Sistema Nacional Interconectado a un nivel de 230 kV con 16 barras. La tabla 7 indica el número y nombre de la barra donde se colocan las PMU's después de la aplicación de estas metodologías. La cantidad de unidades difiere en cada uno de los métodos, observándose así la calidad de optimización de un método respecto al otro.

Tabla 7: Resultados de las metodologías aplicadas en el Sistema Nacional Interconectado

# Barra	Nombre Barras	Programación Entera Lineal	Algoritmo Greedy
1	Pomasqui	1	1
2	Santa Rosa	0	0
3	Totora	1	0
4	Riobamba	0	0
5	Molino	0	0
6	Zhoray	1	0
7	Sinincay	0	1
8	Milagro	1	0
9	Dos cerritos	0	0

10	Pascuales	0	1
11	Prosperina	1	0
12	Trinitaria	0	0
13	Quevedo	1	0
14	Santo Domingo	0	0
15	Jamondino	0	0
16	San Gregorio	0	0

Como se observa en la tabla 3, solo coincide la colocación en la barra 1 Pomasqui, donde el método heurístico y el matemático sugieren la ubicación de PMU en la barra de interconexión de Ecuador con la barra de frontera Jamondino del sistema eléctrico de Colombia.

El algoritmo de Greedy ha demostrado proporcionar buenas soluciones aproximadas para el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador respecto a la cantidad y colocación de PMU's.

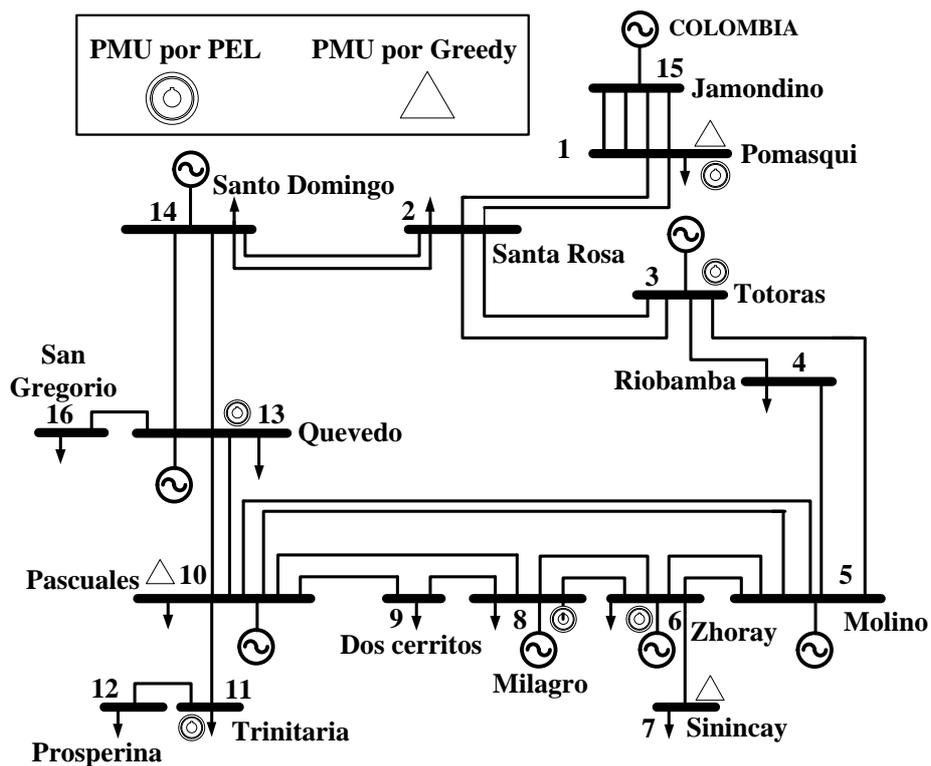


Figura 10: Ubicación de PMU's en el Sistema Nacional Interconectado por método matemático y heurístico

En la figura 10 se observa el resultado de las dos metodologías aplicadas, colocando 3 unidades PMU en las barras de Pomasqui, Sinincay y Pascuales por el algoritmo de Greedy que permiten resolver el problema de observabilidad completa del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. De acuerdo a lo expuesto en [30] las Unidades de Medición Fasorial se colocan en un mínimo de 20% a

30% del total de barras del sistema analizado para lograr observabilidad completa del sistema de transmisión, debido a la capacidad de una PMU para observar barras vecinas. De manera similar en [31] para modelos heurísticos debe haber entre el 1/5 y el 1/3 de Unidades de Medición Fasorial del total de barras a ser observadas; respecto a las 6 unidades por el método matemático de programación entera lineal cuyas ubicaciones corresponden a las barras Totoras, Zhoray, Milagro, Trinitaria y Quevedo.

## **6. RESULTADOS ESPERADOS**

- a. Optimización del proceso de observabilidad en sistemas de transmisión con Unidades de Medición Fasorial.
- b. Modelos de optimización bajo criterios de observabilidad completa.
- c. Modelo matemático y heurístico que solucionan el problema planteado.

## **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:

- a. Universidad Politécnica Salesiana
- b. Grupos de investigación relacionados con el proyecto
- c. Sectores públicos y privados relacionados al tema de investigación

## **9. CONCLUSIONES**

La presente investigación muestra dos metodologías para obtener la cantidad y ubicación más idónea de Unidades de Medición Fasorial en el Sistema Nacional Interconectado de Ecuador con 16 barras a nivel de 230 kV, comparando los dos métodos uno tipo matemático mediante la programación entera lineal y el método heurístico aplicando el algoritmo Greedy, basados en el principio de observabilidad de la red, el cual es de carácter topológico mientras que la programación lineal entera permite resolver el problema de colocación óptima con un número de ecuaciones enteras que coinciden con el número de variables o barras del sistema de transmisión y restricciones que al menos señala una unidad, mientras que la función objetivo la componen todas las variables lo cual se diferencia del proceso heurístico de Greedy que realiza una elección local en cada etapa iterativa con la certeza de encontrar la cantidad y ubicación de unidades de medición

fasorial más óptima en las barras respecto a la matemática en sistemas de transmisión con el fin de implementar de manera eficiente y técnica la ubicación de unidades de medición fasorial. Formulando el problema de colocación de unidades y experimentando, con un software conocido de optimización lineal y comparándolo con un algoritmo en Matlab mediante los criterios de colocación y análisis iterativo permiten al algoritmo Greedy demostrar que es más eficiente respecto al modelo matemático. En particular, el algoritmo de Greedy presenta una mejor respuesta con la máxima observabilidad con un número menor de unidades de medición fasorial con respecto al modelo de programación entera lineal. El gran rendimiento del algoritmo Greedy respecto a la programación entera lineal para ubicación de PMU's fueron demostrados a través de los resultados de simulación presentados en el presente artículo.

## 10. REFERENCIAS

- [1] M. Shahraeini and M. H. Javidi, "A Survey on Topological Observability of Power Systems," in *Conference Power Engineering and Automation (PEAM)*, 2011, vol. 3, pp. 373–376.
- [2] X. Guo, C. Liao, and C. Chu, "Multi-objective Power Management on Smart Grid," in *IEEE International Conference On Computer Supported Cooperative Work in Desing*, 2014, vol. 18, pp. 733–737.
- [3] V. Presada, "Power System State Estimator with Inclusion of Time-Synchronized Phasor Measurements," in *International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, 2012, vol. 13, pp. 89–94.
- [4] C. Wang, C. Dou, X. Li, and Q. Jia, "A WAMS / PMU-based fault location technique," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 5, pp. 936–945, 2007.
- [5] Q. Jiang, X. Li, B. Wang, and H. Wang, "PMU-Based Fault Location Using Voltage Measurements in Large Transmission Networks," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 3, pp. 1644–1652, 2012.
- [6] Q. Jiang, B. Wang, and X. Li, "An Efficient PMU-Based Fault-Location Technique for Multiterminal Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, no. 4, pp. 1675–1682, 2014.
- [7] G. Wang, C. Liu, N. Bhatt, E. Farantatos, and K. Sun, "Observability for PMU-Based Monitoring of Nonlinear Power System Dynamics," in *Security and Control of the Emerging Power GRid (IREP)*, 2013, pp. 1–6.

- [8] Y. Zhao, A. Goldsmith, and H. V. Poor, "On PMU Location Selection for Line Outage Detection in Wide-area Transmission Networks," in *Conference IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- [9] Y. Zhao, P. Yuan, Q. Ai, and T. Lv, "Optimal PMU placement considering topology constraints," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 73, no. 2, pp. 240–248, Dec. 2015.
- [10] D. Dua, S. Dambhare, R. K. Gajbhiye, and S. a. Soman, "Optimal multistage scheduling of PMU placement: An ILP approach," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 1812–1820, 2008.
- [11] M. K. Neyestanaki and A. M. Ranjbar, "An Adaptive PMU-Based Wide Area Backup Protection Scheme for Power Transmission Lines," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1550 – 1559, 2015.
- [12] J. Ree, V. Centeno, J. Thorp, and A. Phadke, "Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 20–27, 2010.
- [13] K. E. Martin, D. Hamai, M. G. Adamiak, S. Anderson, M. Begovic, G. Benmouyal, G. Brunello, J. Burger, J. Y. Cai, B. Dickerson, V. Gharpure, B. Kennedy, D. Karlsson, A. G. Phadke, J. Salj, V. Skendzic, J. Sperr, Y. Song, C. Huntley, B. Kaszteny, and E. Price, "Exploring the IEEE Standard C37 . 118 – 2005 Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 1805–1811, 2008.
- [14] A. N. R. del Ecuador, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*, Tercer Sup. Quito, 2015.
- [15] A. D. La Torre and J. Cepeda, "Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI," *Ingenius*, vol. 10, pp. 34–43, 2013.
- [16] S. Annealing, "Ubicación óptima de PMUs en sistemas de transmisión para estimación de estado usando un algoritmo de Recocido Simulado a Simulated Annealing algorithm," *Sci. Tech. Año XVIII*, vol. 18, no. 3, pp. 471–480, 2013.
- [17] A. Srivastava, "Optimal PMU Placement for Complete Power System Observability using Binary Cat Swarm Optimization," in *Energy Economics and Environment (ICEEE), 2015 International Conference on*, 2015, pp. 1–6.

- [18] S. Kumar and M. Sydulu, "Effective Optimal Placement of PMUs for Power System Observability," in *IEEE International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies*, 2014, pp. 119–123.
- [19] P. Chunhua and X. Xuesong, "A Hybrid Algorithm Based On Immune BPSO and N-1 Principle for PMU Multi-objective Optimization Placement," in *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008, no. April, pp. 610–614.
- [20] H. S. Zhao, Y. Li, Z. Q. Mi, and L. Yu, "Sensitivity constrained PMU placement for complete observability of power systems," in *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, 2005, vol. 2005, pp. 1–5.
- [21] N. M. Manousakis, G. N. Korres, and P. S. Georgilakis, "Taxonomy of PMU placement methodologies," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 1070–1077, 2012.
- [22] V. S. V. Balaji., "Observability Analysis and Optimal Placement of PMU using Differential Evolution Algorithm," *Int. Conf. Emerg. Trends Electr. Eng. Energy Manag.*, vol. 10, pp. 205–209, 2012.
- [23] F. Aminifar, A. Khodaei, and M. Fotuhi-firuzabad, "Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 516–523, 2010.
- [24] L. M. Putranto, R. Hara, H. Kita, and E. Tanaka, "Voltage Stability-based PMU Placement Considering N- 1 Line Contingency and Power System Reliability," in *International Conference on Power Engineering and Renewable Energy*, 2014, pp. 120–125.
- [25] S. Chakrabarti and E. Kyriakides, "Optimal placement of phasor measurement units for power system observability," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1433–1440, 2008.
- [26] R. P. M. Silva, a. C. B. Delbem, and D. V. Coury, "Genetic algorithms applied to phasor estimation and frequency tracking in PMU development," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 921–929, 2013.
- [27] G. N. Korres, P. S. Georgilakis, N. C. Koutsoukis, and N. M. Manousakis, "Numerical observability method for optimal phasor measurement units placement using recursive Tabu search method," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 4, pp. 347–356, 2013.

- [28] J. Huang and N. E. Wu, “A New Scalable Solution to Optimal PMU Placement under a Long-Run Data Availability Criterion,” in *American Control Conference (ACC)*, 2013, pp. 5075–5080.
- [29] W. Group, “Common Format For Exchange of Solved Load Flow Data,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 1916–1925, 1973.
- [30] D. J. Brueni and L. S. Heath, “The PMU Placement Problem,” *SIAM J. Discret. Math.*, vol. 19, no. 3, pp. 744–761, 2005.
- [31] R. F. Nuqui and A. G. Phadke, “Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 4, pp. 2381–2388, 2005.