

Ubicación óptima de una PMU considerando restricciones de contingencias N-1 en los sistemas eléctricos de potencia

(Optimal PMU placement considering N-1 contingencies constraints in electrical power systems)

Diego Carrión¹, Jorge W. González²

Resumen

La evaluación de los parámetros eléctricos mediante unidades de medición fasorial en los sistemas de potencia es fundamental, ya que con los datos obtenidos se realiza la estimación del estado de la operación de los mismos. En la presente investigación se plantea el problema para el despliegue óptimo de unidades de medición fasorial respetando restricciones de observabilidad, redundancia y contingencias N-1. La minimización de unidades considera la salida de una línea de transmisión o la falla de una unidad de medición fasorial y garantiza el 100 % de observabilidad de sistema de potencia; para la optimización se utilizó programación lineal entera mixta. El algoritmo propuesto fue probado con los modelos de prueba del IEEE de 9, 14, 30 y 118 nodos.

Palabras clave

contingencia N-1; mediciones del sistema de potencia; sistema eléctrico de potencia; ubicación óptima de PMU; unidades de medición fasorial.

Abstract

The measurement of electrical parameters through phasor measurement units in the power systems is fundamental, since the obtained data is used to estimate the state of its operation. In the present investigation the problem arises for the optimal deployment of phasor measurement units regarding restrictions of observability, redundancy and N-1 contingencies. Unit minimization considers the output of a transmission line or the failure of a phasor measurement unit and guarantees 100 % observability of the power system; For the optimization mixed integer linear programming was used. The proposed algorithm was tested with the IEEE test models of 9, 14, 30 and 118 nodes.

Keywords

phasor measurement units; N-1 contingency; power system measurements; optimal PMU location; electrical power systems.

1. Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) no solo están conformados por elementos eléctricos, como generadores, cables, transformadores, entre otros; sino que se apoyan en las nuevas tecnologías para que su operación cumpla los parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad exigidas por los usuarios (Carrión, González, Isaac, López, y Cardona, 2017; Guerrón, García, y Montero, 2014; Maldonado, 2017; Ruíz, Masache, y Domínguez, 2018). De allí es que nace el concepto de red inteligente, donde los sistemas eléctricos apoyados de las comunicaciones se convierten en sistemas más eficientes; en los cuales se tiene un mejor control de los diferentes parámetros eléctricos (Carrión, García, et al., 2017; García, López, y Millán, 2018; García y Millán, 2018).

La medición de los parámetros eléctricos en los SEP se la realiza mediante unidades de medición fasorial (PMU) en su etapa de transmisión, y medidores inteligentes (SM) en la etapa de dis-

1 Universidad Politécnica Salesiana, Quito, Ecuador (dcarrion@ups.edu.ec).

2 Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Colombia (jorgew.gonzalez@upb.edu.co).

tribución (Cevallos, Intriago, Plaza, e Idrovo, 2018; Sánchez y Carrión, 2017). Las PMU, poseen un reloj de tiempo real (RTC) y un sistema de posicionamiento global (GPS); cuya función es medir los fasores de tensión y corriente del SEP y enviarlos al centro de control en donde se analiza el comportamiento del SEP en tiempo real (Arciniegas, Imbajoa, y Revelo, 2017; Jiang, Li, Wang, y Wang, 2012; Jiang, Miao, Xu, Liu, y Zhang, 2012; Mccamish et al., 2017; Song, Ma, Wu, Quan, y He, 2009).

La ubicación de las PMU a lo largo de los SEP es un tema de estudio que busca minimizar la cantidad de unidades desplegadas en el sistema de potencia, con la característica que la observabilidad del SEP se mantenga. Para el despliegue óptimo de PMU se utilizan técnicas numéricas de optimización, técnicas heurísticas y técnicas de inteligencia artificial (Huang et al., 2014; Mori y Tsuzuki, 1991).

Las técnicas de optimización numéricas más utilizadas son: programación lineal entera mixta (MIP) y programación no lineal entera mixta (MINP) (Carrión, González, Isaac, y López, 2017; Gou, 2008; Bei Gou, 2008); las técnicas heurísticas de mayor uso son: búsqueda tabú (TS), recocido simulado (SA), optimización de enjambre de partículas (PSO), optimización mediante colonia de hormigas (ACO) y búsqueda armónica (HS) (Kekatos, Giannakis, y Wollenberg, 2012; Korres, Georgilakis, Koutsoukis, y Manousakis, 2013; Manousakis, Korres, y Georgilakis, 2011; Nuqui y Phadke, 2005; Taher, Mahmoodi, y Aghaamouei, 2016) y las técnicas de inteligencia artificial para la ubicación de PMU más frecuentes son: algoritmos genéticos (GA), redes neuronales (NN) y control difuso (FL). Por otro lado, están las técnicas basadas en la teoría de grafos (GT) como son las técnicas de clusterización mediante k-means y k-medoids (Carrión, Inga, González, e Hincapié, 2016; Grigoras, Cartina, y Gavrilas, 2009; Inga, Carrión, Águila, García, y Hincapié, 2016; Ketabi, Nosratabadi, y Sheibani, 2012; Srivastava, 2015; Werho, Member, Vittal, Kolluri, y Wong, 2016; Zhu, Duan, Zhang, Qi, y Huang, 2013).

El problema de minimizar la cantidad de PMU desplegadas en los SEP es un problema de optimización NP-Completo con 2^n posibles soluciones en un SEP de n-buses, lo cual representa un problema combinatorial. Al reducir las PMU se logra minimizar la cantidad de datos que son transmitidos al centro de control, reduciendo las necesidades informáticas para almacenar la base de datos (Correa, Inga, Inga, e Hincapié, 2018; Inga Ortega, Inga, Correa, e Hincapié, 2018; Moscoso-Zea y Lujan-Mora, 2017).

Los sistemas de potencia están conformados por buses PV que tienen al menos un generador conectado a dicho bus; buses PQ que representan los buses en los cuales se tiene carga; buses ZIB en los cuales no existe generación ni carga y buses SLACK que representa el bus principal del SEP; en (Akhlaghi, 2016) se analiza la ubicación óptima de PMU considerando buses ZIB, mejorando las propuestas en las cuales no se realizaba dicha consideración.

La ocurrencia de contingencias en los SEP es una situación que se debe considerar al analizar el comportamiento del sistema eléctrico, en (Aminifar, Khodaei, Fotuhi-Firuzabad, y Shahidehpour, 2010; Esmaili, Shayanfar, y Gharani, 2014; Paudel, Xu, Balasubramaniam, y Makram, 2015; Rahman y Zobaa, 2016; Sodhi, Srivastava, y Singh, 2009) se considera la ubicación óptima de PMU y otros dispositivos de medición en caso de contingencia en el SEP, considerando como contingencia la salida de operación de una línea de transmisión y en (Akhlaghi, 2016) se considera la salida de operación de una PMU.

El objetivo de la presente investigación, que es una extensión de Carrión y González (2018), es minimizar la cantidad de PMU desplegadas en el SEP, respetando restricciones de observabilidad, redundancia, buses ZIB y contingencias N-1. Como supuestos de la investigación se considera como contingencia la salida de operación de cualquier elemento del SEP, incluso la

falencia de una PMU; también se supone que la red de comunicaciones está desplegada y funciona correctamente. Para verificar el modelo propuesto se utilizaron los sistemas de prueba del IEEE de 9, 14, 30 y 118 barras, verificando la utilidad del algoritmo al comparar la cantidad de PMU con y sin restricción de contingencia N-1.

En adelante, el artículo se organiza de la siguiente manera: en la sección 2 se introducen los fundamentos de la ubicación óptima de PMU; en la sección 3 se describe la formulación del problema, en la sección 4 se analiza el desempeño de la metodología propuesta bajo diversas condiciones; finalmente, las conclusiones del trabajo se presentan en la sección 5.

2. Ubicación óptima de Unidades de medición fasorial

Para el despliegue óptimo de PMU en los sistemas de potencia se debe identificar la matriz de conectividad (CM), la cual es diferente para cada SEP. CM es una matriz cuadrada de dimensión $n \times n$, cuyos valores CM_{ij} son 1 o 0; n es la cantidad de buses del sistema. CM representa la topología del SEP y se la puede determinar mediante la *Ecuación 1*.

$$CM_{n \times n} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 1 & \text{si bus}_i \text{ y bus}_j \text{ están conectados} \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (1)$$

Donde:

i ; representa el nodo de salida

j ; representa el nodo de llegada

La observabilidad del SEP se fundamenta en tres reglas, con las cuales se puede tener la medición directa o indirecta de los fasores de tensión y corriente (Carrión y González, 2018).

- Regla 1: Si se conocen el voltaje y la corriente en un lado de cualquier ramal, aplicando la Ley de Ohm se puede determinar sus valores en el otro lado del ramal.
- Regla 2: Las ZIB y sus incidencias, si solo un bus es inobservable mediante la ley de Kirchhoff de corriente el bus se lo puede hacer observable.
- Regla 3: Si se conoce el fasor de voltaje en ambos lados del ramal, los fasores de corriente se los puede obtener.

2.1. Despliegue óptimo de PMU con restricciones de observabilidad y redundancia

En la *Ecuación 2* se tiene la función objetivo para minimizar la cantidad de PMU a ser colocadas; si solo se consideran las restricciones de observabilidad y redundancia. En las *Ecuaciones 3, 4 y 5*, se encuentran las restricciones del problema de optimización respetando la observabilidad del sistema del 100 % y redundancia de mediciones (Jaramillo y Carrión, 2016).

F.O.

$$\min n_{PMU} = \sum_{\substack{i=1 \\ \forall i \in \text{buses}}}^n w_i * X_i \quad (2)$$

Sujeto a:

$$f(X) \geq 1 \quad (3)$$

$$\max R = (n_{PMU}, U_{PMU}) \quad (4)$$

$$X_i + \sum_{j=1}^n X_j \geq \alpha_i \quad \forall j \in buses \quad (5)$$

Donde:

n_{PMU} ; representa el número de PMUs

U_{PMU} ; representa el nodo de ubicación

n ; representa el número de nodos del sistema

W_i ; es el peso de acuerdo al costo de implementación por PMU en el bus i

X_i ; representa una variable binaria de ubicación de PMU

$$X_i = \begin{cases} 1 & \text{si se requiere PMU en el nodo } i \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases}$$

α_i ; representa una variable binaria de observabilidad

$$\alpha_i = \begin{cases} 1 & \text{Sist. obs.} \\ 0 & \text{Sist. no obs.} \end{cases}$$

2.2. Despliegue óptimo de PMU considerando buses ZIB

Al considerar adicional el efecto de los buses ZIB en el problema de optimización anterior se debe tomar en cuenta la modificación que sufre la CM y que la observabilidad quede garantizada, los buses se dividen en dos grupos:

- ZIB $buses_z$ o ZIB adyacentes $buses_{za}$
- El resto de buses $buses_N$ o buses normales

La minimización de PMU se la realiza aplicando (6); restringido por (7) que indica que al menos el sistema posee una PMU, (8) maximiza la redundancia del sistema y (9) y (10) limitan la observabilidad al 100 %.

F.O.

$$\min n_{PMU} = \sum_{i=1}^n w_i * X_i \quad \forall i \in buses \quad (6)$$

Sujeto a:

$$f(X) \geq 1 \quad (7)$$

$$\max R = (n_{PMU}, U_{PMU}) \quad (8)$$

$$X_i + \sum_{\substack{j=1 \\ \forall j \in buses}}^n X_j \geq \alpha_i; \forall i \& j \in buses_N \quad (9)$$

$$\sum_{\substack{a=1 \\ \forall a \in buses_{za}}}^m \left(X_a + \sum_{\substack{j=1 \\ \forall j \in buses_{za}}}^m X_j \right) \geq |buses_{za}| - 1 \quad (10)$$

Donde:

X_a ; representa una variable binaria de ubicación de PMU en los nodos adyacentes.

$$X_a = \begin{cases} 1 & \text{si se requiere PMU en el nodo } a \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases}$$

2.3. Despliegue óptimo de PMU con restricciones de contingencia

Las contingencias son eventos que se presentan en los SEP con mucha frecuencia, por ello los sistemas de medición deben tener la capacidad de mantener el registro de los parámetros eléctricos aun cuando la contingencia esté presente. Para desplegar PMU de manera óptima, considerando lo expuesto anteriormente, se deben tomar en cuenta dos condiciones de contingencia: que salga de operación una línea de transmisión (L/T) o que se pierda una PMU.

a. Pérdida de PMU

Al igual que en el caso anterior se busca mantener la observabilidad completa del SEP para lo cual cada bus debería ser observado por 2 PMU. Mediante (11) se logra minimizar las PMU; restringido por (12) que indica que al menos el sistema posee una PMU (13) maximiza la redundancia del sistema y (14) limitan la observabilidad al 100 %.

F.O.

$$\min n_{PMU} = \sum_{\substack{i=1 \\ \forall i \in buses}}^n w_i * X_i \quad (11)$$

Sujeto a:

$$f(X) \geq 1 \quad (12)$$

$$\max R = (n_{PMU}, U_{PMU}) \quad (13)$$

$$X_i + \sum_{\substack{j=1 \\ \forall j \in buses}}^n X_j \geq 2 \times \alpha_i; \forall i \in buses \quad (14)$$

b. Pérdida de línea de transmisión

En caso de que la contingencia sea la salida de una L/T se parte del concepto que cada bus debe tener instalada una PMU o que cada bus sea monitoreado por dos PMU; lo cual exigirá de muchos recursos informáticos en el centro de control, pero se tendrá la seguridad de no perder la observabilidad del sistema.

Para minimizar la cantidad de PMU desplegados óptimamente en el SEP se aplica (15); restringido por (16) que indica que al menos el sistema posee una PMU, (17) maximiza la redundancia del sistema y (18) y (19) limitan la observabilidad al 100 %.

F.O.

$$\min n_{PMU} = \sum_{\substack{i=1 \\ \forall i \in buses}}^n w_i * X_i \quad (15)$$

Sujeto a:

$$f(X) \geq 1 \quad (16)$$

$$\max R = (n_{PMU}, U_{PMU}) \quad (17)$$

$$X_i + \alpha_i \geq 1; \forall i \in buses \quad (18)$$

$$\sum_{\substack{j=1 \\ \forall j \in buses}}^n X_j \geq 2 \times \alpha_i; \forall j \in buses \quad (19)$$

3. Formulación del problema

La estimación de estado y verificación del comportamiento de un SEP, en tiempo real, se solucionó con el despliegue de PMU, por ello en la actualidad los sistemas de potencia consideran a las PMU uno de los elementos esenciales. La presente investigación se plantea el problema mantener la observabilidad del SEP ante una contingencia mediante el despliegue óptimo de PMU. Por ello se propone desarrollar una metodología que minimice la cantidad de PMU instaladas en un SEP considerando contingencias N-1, el cual se lo puede aplicar a un SEP que ya tenga desplegadas PMU y no haya considerado dicha restricción.

En el *Algoritmo 1* se muestra la metodología a seguir para minimizar la cantidad de PMU, considerando restricciones de observabilidad, redundancia, ZIB y contingencias N-1. Lo primero que se realiza es identificar la CM con la cual se tiene la topología del SEP, así como también se logra identificar las ZIB; luego de ello se considera que W_i , que representa el costo de implementación de la PMU, tiene el mismo valor para cada una de la PMU que se van a instalar y con ello se simplifica el cálculo. Posteriormente se aplica el modelo de optimización para minimizar la cantidad de PMU, considerando restricciones de observabilidad, redundancia, ZIB y contingencia N-1.

Algoritmo 1: Ubicación óptima de PMU bajo contingencia N-1

Paso 1:	Input $CM_{n \times n}$: matriz de conectividad W_i : tiene el mismo valor para todas las PMU
Paso 2:	Aplicar reglas de observabilidad
Paso 3:	Minimización de PMU
F.O.	$\min n_{PMU} = \sum_{i=1}^n w_i * X_i$ $\forall i \in buses$
Sujeto a:	$f(X) \geq 1$ $\max R = (n_{PMU}, U_{PMU})$ $X_i + \alpha_i \geq 1; \forall i \in buses$ $\sum_{j=1}^n X_j \geq 2 \times \alpha_i; \forall j \in buses_N$ $\forall j \in buses$ $\sum_{a=1}^m \left(X_a + \sum_{j=1}^m X_j \right) \geq buses_{za} - 1$ $\forall a \in buses_{za} \quad \forall j \in buses_{za}$
Paso 4:	Mostrar resultados de la optimización

Como casos de estudio se toman en consideración los modelos de prueba del IEEE de 9, 14, 30 y 118 barras; en los cuales se realizó un despliegue óptimo de PMU sin considerar la restricción de contingencia N-1, para luego aplicar el modelo con la restricción y comparar sus resultados.

4. Análisis de resultados

Para explicar los resultados obtenidos se utiliza el modelo de prueba de 30 buses del IEEE. Sobre el modelo de 30 buses en un inicio se realiza una ubicación óptima de PMU sin consideración de restricciones de ZIB ni de contingencias, lo que se puede apreciar en la *Figura 1*, en la cual se puede identificar que como resultado del Algoritmo se deben colocar 10 PMU, desplegadas en los buses 1, 2, 6, 10, 11, 12, 15, 19, 25 y 29.

Si ahora se consideran las restricciones de ZIB y contingencias la cantidad de PMU y su ubicación, cambian en comparación de la modelación anterior, para lo cual se aplica el *Algoritmo 1*. La variable W_i sigue teniendo el mismo valor para todas la PMU, la matriz de conectividad no se ve afectada, pero se debe tener en consideración que en el bus 7; que es ZIB, no se puede instalar una PMU. Basado en todas las consideraciones anteriores ahora se tienen 16 PMU desplegadas en el SEP en los nodos 2, 3, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 19, 21, 24, 26, 27 y 29; como se aprecia en la *Figura 2*; en comparación con la modelación anterior, la cantidad de PMU crece en 6 unidades.

Aplicando el *Algoritmo 1* para todos los modelos propuestos se logra determinar la cantidad mínima de PMU que se necesitan desplegar en cada uno de los SEP, considerando que en los mismos se puede producir contingencias. En la *Tabla 1* se puede apreciar la diferencia en la cantidad de PMU que se necesitan en cada uno de ellos con y sin la restricción de contingencia.

Figura 1. Ubicación óptima de PMU en el sistema de 30 buses del IEEE sin restricciones de ZIB ni de contingencias.

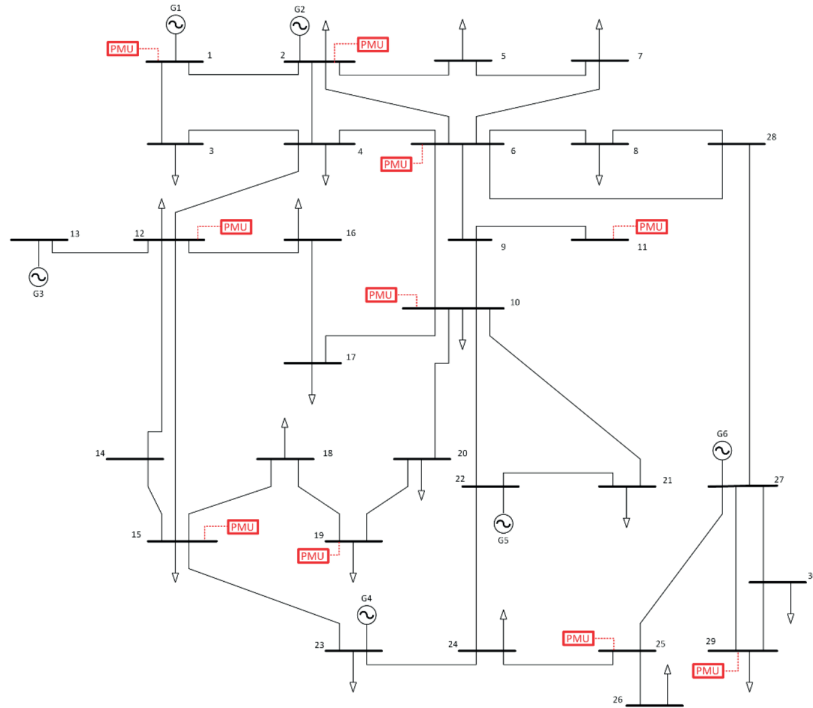
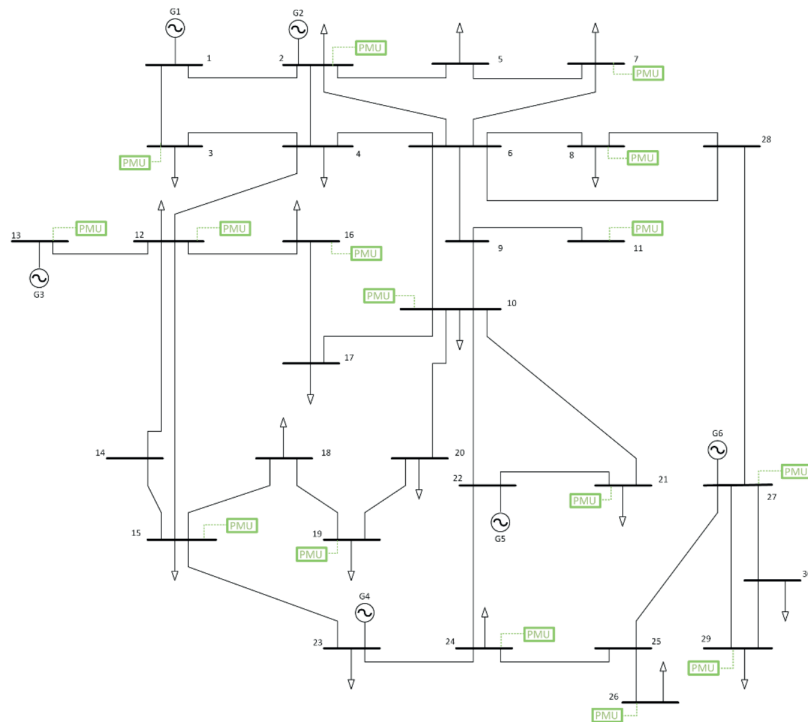


Figura 2. Ubicación óptima de PMU en el sistema de 30 buses del IEEE con restricciones de ZIB y de contingencias



Al comparar los resultados mostrados en las *Figuras 1 y 2*, así como los de la *Tabla 1*, cuando se considera la presencia de contingencias, aumenta la cantidad de PMU que se deben desplegar en el sistema de potencia. Los costos asociados al incremento de PMU en el sistema de potencia se ven justificados en el caso de que algún elemento del SEP salga de la operación; la estimación del estado del SEP se la hará con el 100 % de observabilidad.

En la *Tabla 2* se muestran los buses en los que se deben colocar las PMU para cada uno de los casos estudiados, en las cuales se puede apreciar que los ZIB no contienen PMU; debido a la restricción correspondiente.

Tabla 1. Cantidad de PMU ubicadas con y sin restricción de contingencia

IEEE Modelo prueba	Sin Contingencia	Con Contingencia
	# PMU	# PMU
9 buses	3	6
14 buses	4	7
30 buses	10	16
118 buses	32	59

Tabla 2. Ubicación de PMU desplegadas con y sin restricción de contingencia

IEEE Modelo prueba	Sin Contingencia	Con Contingencia
	Bus con PMU	Bus con PMU
9 buses	4, 7, 9	1, 2, 3, 4, 7, 9
14 buses	2, 6, 7, 9	1, 3, 6, 8, 9, 10, 13
30 buses	1, 2, 6, 10, 11, 12, 15, 19, 25, 29	2, 3, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 19, 21, 24, 26, 27, 29
118 buses	1, 5, 9, 12, 15, 17, 21, 25, 28, 34, 37, 40, 45, 49, 52, 56, 62, 64, 68, 70, 71, 76, 77, 80, 85, 87, 91, 94, 101, 105, 110, 114	1, 5, 6, 8, 10, 11, 12, 15, 17, 19, 21, 23, 26, 27, 29, 32, 34, 36, 37, 38, 40, 42, 44, 46, 49, 50, 51, 53, 56, 59, 61, 64, 67, 68, 72, 73, 74, 75, 76, 78, 80, 83, 85, 87, 89, 91, 92, 94, 92, 100, 102, 105, 106, 109, 111, 112, 114, 116, 117

5. Conclusiones y recomendaciones

Al igual que en la planificación de los sistemas de potencia en donde se considera el concepto de contingencia N-1 para el despliegue óptimo de PMU, también es necesario considerarlo y en el caso de sistemas que ya dispongan de PMU instalados se puede aplicar la metodología propuesta y reubicar las mismas en caso de ser necesario.

Los buses ZIB pueden ser despreciados en los sistemas de potencia en el tema de planificación de ubicación de PMU; con ello la complejidad matemática del análisis se ve reducida.

Las necesidades de la red de comunicaciones y de la capacidad de los servidores, en donde se almacenará la base de datos; son mayores cuando se considera la presencia de contingencias en comparación de cuando no se toma en cuenta dicha restricción.

La metodología planteada para ubicar las PMU en los sistemas de potencia con consideraciones de contingencias N-1, observabilidad del 100 % y redundancia puede ser aplicada tanto para SEP nuevos como para expansiones de los mismos.

Referencias

- Akhlaghi, S. (2016). Optimal PMU placement considering contingency-constraints for power system observability and measurement redundancy. *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PECEI 2016*, 1-7. <https://doi.org/10.1109/PECEI.2016.7459251>
- Aminifar, F.; Khodaei, A.; Fotuhi-Firuzabad, M., y Shahidehpour, M. (2010). Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks. *IEEE Transaction on Power Systems*, 25(1), 516–523.
- Arciniegas, A. F., Imbajoa, D. E., y Revelo, J. (2017). Diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño (Design and implementation of a Smart Measurement System for AMI in the microgrid of the University of Nariño). *Enfoque UTE*, 7(1), 300-314. Recuperado de <http://ingenieria.ute.edu.ec/enfoqueute/>
- Carrión, D.; García, E.; González, J. W.; Issac, I.; López, G. J., y Hincapié, R. (2017). Método heurístico de ubicación óptima de Centros de Transformación y Enrutamiento de Redes Eléctricas de Distribución. *Revista Técnica "Energía"*, 13(13), 90-96.
- Carrión, D., y González, J. W. (2018). Optimal PMU Location in Electrical Power Systems Under N-1 Contingency. In *2018 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)* (pp. 165-170). <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2018.00031>
- Carrión, D.; González, J. W.; Isaac, I. A., y López, G. J. (2017). Optimal Fault Location in Transmission Lines Using Hybrid Method. In *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference* (p. 6). Quito: IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2017.8126757>
- Carrión, D.; González, J. W.; Isaac, I. A.; López, G. J., y Cardona, H. A. (2017). Load Characterization Based on Voltage and Current Phasorial Measurements in Micro-Grids. *2017 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCISCOS)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2017.23>
- Carrión, D.; Inga, E.; González, J. W., y Hincapié, R. (2016). Optimal Geographical Placement of Phasor Measurement Units based on Clustering Techniques. En *51st International Universities' Power Engineering Conference* (p. 6). Coimbra. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2016.8114003>
- Cevallos, H.; Intriago, G.; Plaza, D., y Idrovo, R. (2018). The extended Kalman filter in the dynamic state estimation of electrical power systems (El filtro extendido de Kalman en la estimación del estado dinámico de sistemas eléctricos de potencia). *Enfoque UTE*, 9(4), 120-130.
- Correa, E.; Inga, E.; Inga, J., y Hincapié, R. (2018). Electrical consumption pattern base on meter data management system using big data techniques. *Proceedings-2017 International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS 2017, 2017–Novem*, pp. 334-339. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2017.19>
- Esmaili, M.; Shayanfar, H. A., y Gharani, K. (2014). Observability-Enhanced PMU Placement Considering Conventional Measurements and Contingencies. *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, 10(4), 283-292. Recuperado de <http://ijeee.iust.ac.ir/article-1-642-en.html>.
- García, E. M.; López, B. D. B., y Millán, I. A. I. (2018). Analysis of the Voltage Profile by the Insertion of Electric Vehicles in the Distribution Network Considering Response to Demand. *Proceedings-2017 International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS 2017, 2017–Novem*, 7-13. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2017.26>
- García, E. M., y Millán, I. A. I. (2018). Multi-objective Optimization for the Management of the Response to the Electrical Demand in Commercial Users. *Proceedings-2017 International Conference on Information Systems and Computer Science, INCISCOS 2017, 2017–Novem*, 14-20. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2017.25>
- Gou, B. (2008). Generalized integer linear programming formulation for optimal PMU placement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 1099-1104. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926475>
- Gou, B. (2008). Optimal Placement of PMUs by Integer Linear Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3), 1525-1526. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.926723>

- Grigoras, G.; Cartina, G., y Gavrilas, M. (2009). Using of Clustering Techniques in Optimal Placement of Phasor Measurements Units. In *9th WSEAS/IASME International Conference on Electric Power Systems, High Voltager, Electric Machines* (pp. 104-108)
- Guerrón, G.; García, E., y Montero, A. (2014). Influencia de las ráfagas de viento en la calidad de la energía de los parques eólicos (Influence of wind gusts in power quality on wind farms). *Enfoque UTE*, 5(3), 25-44
- Huang, L.; Sun, Y.; Xu, J.; Gao, W.; Zhang, J., y Wu, Z. (2014). Optimal PMU Placement Considering Controlled Islanding of Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(2), pp. 742–755. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2285578>
- Inga, E.; Carrión, D.; Águila, A.; García, E., y Hincapié, R. (2016). Minimal Deployment and Routing Geographic of PMUs on Electrical Power System based on MST Algorithm. *IEEE Latin America Transactions* 14 (5), 2264–2270. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7530422>
- Inga Ortega, E.; Inga, J.; Correa, E., y Hincapié, R. (2018). Reconstrucción del patrón de consumo eléctrico a partir de Big Data mediante técnica de MapReduce. *Enfoque UTE*, 9(1), 177-187. <https://doi.org/10.29019/enfoqueute.v9n1.220>
- Jaramillo, C., y Carrión, D. (2016). *Ubicación óptima de PMUs basado en criterios de observabilidad y evaluación mediante Búsqueda Tabú*. Universidad Politécnica Salesiana.
- Jiang, Q.; Li, X.; Wang, B., y Wang, H. (2012). PMU-Based Fault Location Using Voltage Measurements in Large Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 27(3), 1644-1652. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2199525>
- Jiang, Z.; Miao, S.; Xu, H.; Liu, P., y Zhang, B. (2012). An effective fault location technique for transmission grids using phasor measurement units. *International Journal of Electrical Power y Energy Systems*, 42(1), 653-660. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.03.020>
- Kekatos, V.; Giannakis, G. B., y Wollenberg, B. (2012). Optimal placement of phasor measurement units via convex relaxation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(3), 1521–1530. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2185959>
- Ketabi, A.; Nosratabadi, S. M., y Sheibani, M. R. (2012). Optimal PMU placement with uncertainty using Pareto method. *Mathematical Problems in Engineering*, 2012. <https://doi.org/10.1155/2012/501893>.
- Korres, G. N.; Georgilakis, P. S.; Koutsoukis, N. C., y Manousakis, N. M. (2013). Numerical observability method for optimal phasor measurement units placement using recursive Tabu search method. *IET Generation, Transmission y Distribution*, 7(4), 347-356. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0377>
- Maldonado, M. G. R. (2017). Wireless Sensor Network for Smart Home Services Using Optimal Communications. *2017 International Conference on Information Systems and Computer Science (INCIS-COS)*, 27–32. <https://doi.org/10.1109/INCISCOS.2017.21>.
- Manousakis, N. M.; Korres, G. N., y Georgilakis, P. S. (2011). Optimal placement of phasor measurement units: A literature review. *2011 16th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISAP.2011.6082183>
- Mccamish, B.; Kulkarni, J.; Ke, Z.; Harpool, S.; Huo, C.; Brekken, T., y Yokochi, A. (2017). A rapid PMU-based load composition and PMU estimation method. *Electric Power Systems Research*, 143, 44–52. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.028>
- Mori, H., y Tsuzuki, S. (1991). A fast method for topological observability analysis using a minimum spanning tree technique. *Power Systems, IEEE Transactions On*, 6(2), 491-500. <https://doi.org/10.1109/59.76691>
- Moscoso-Zea, O., y Luján-Mora, S. (2017). Metodologías Sugeridas de Evaluación y Selección de Software de Arquitectura Empresarial para la Digitalización del Conocimiento (Suggested Methodologies for Evaluation and Selection of Enterprise Architecture Software for Knowledge Digitization). *Enfoque UTE*, 7(1), 315–328. <https://doi.org/10.29019/enfoqueute.v8n1.144>

- Nuqui, R. F., y Phadke, A. G. (2005). Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(4), 2381-2388. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.855457>
- Paudel, J., Xu, X., Balasubramaniam, K., y Makram, E. B. (2015). A Strategy for PMU Placement Considering the Resiliency of Measurement System, (November), 29–36.
- Rahman, N. H. A., y Zobaa, A. F. (2016). Optimal PMU placement using topology transformation method in power systems. *Journal of Advanced Research*, 7(5), 625-634. <https://doi.org/10.1016/j.jare.2016.06.003>
- Ruíz, M.; Masache, P., y Dominguez, J. (2018). High Availability Network for Critical Communications on Smart Grids, (Ssn), 1-5.
- Sánchez, A., y Carrión, D. (2017). Modeling of the Behavior Power Flow on Transmission Lines Based on Voltage and Current Synchronopasors. *IEEE Latin America Transactions*, 16(4), 1142-1149. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8362149>
- Sodhi, R., Srivastava, S. C., y Singh, S. N. (2009). Optimal PMU placement to ensure system observability under contingencies. *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275618>
- Song, Y.; Ma, S.; Wu, L.; Quan, W., y He, H. (2009). PMu placement based on power system characteristics. *1st International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN '09*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5348359>
- Srivastava, A. (2015). Optimal PMU Placement for Complete Power System Observability using Binary Cat Swarm Optimization, 0-5.
- Taher, S. A.; Mahmoodi, H., y Aghaamouei, H. (2016). Optimal PMU location in power systems using MICA. *Alexandria Engineering Journal*, 55(1), 399–406. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2015.12.002>
- Werho, T.; Member, S.; Vittal, V.; Kolluri, S., y Wong, S. M. (2016). Power System Connectivity Monitoring Using a Graph Theory Network Flow Algorithm, 1-8.
- Zhu, H. L.; Duan, Y. X.; Zhang, X. P.; Qi, H., y Huang, C. X. (2013). Hybrid of MST and genetic algorithm on minimizing PMU placement. *Proceedings of the 2013 3rd International Conference on Intelligent System Design and Engineering Applications, ISDEA 2013*, (2), 820-823. <https://doi.org/10.1109/ISDEA.2012.195>