

**IV° CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022**

Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Delta

***Aplicación de Métodos Probabilísticos y de Optimización para la
Ubicación de Equipos de Protección en Líneas de Media Tensión***

Ariel S. Loyarte, Ulises Manassero, Alexander Nahs, Marcos M. Cea, Pablo Marelli

Centro de Investigación y Desarrollo en Ingeniería Eléctrica y Sistemas Energéticos (CIESE), UTN-FRSF, Lavaisse 610, Ciudad de Santa Fe. prov. de Santa Fe, Argentina, Tel: +54-0342-6310280, Email de contacto: ulisesmanassero@hotmail.com

Resumen – El diseño de sistemas de protección y la ubicación de sus elementos en redes de distribución de energía eléctrica, se sustenta históricamente en exigencias operativas, encontrándose, en ocasiones, soluciones arbitrarias basadas principalmente en la experiencia de los encargados de su planificación. En este marco, considerando las exigencias de entes regulatorios y teniendo en cuenta la sensibilidad a fallas, se propone diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de un equipo reconectador y/o seccionalizador de línea de media tensión, tal que se minimicen los costos globales de operación y mejoren los índices de confiabilidad de los usuarios. Para ello, se aplican métodos probabilísticos como la simulación de Montecarlo y métodos evolutivos de optimización. El planteo clasifica los diferentes tramos de línea según su accesibilidad para tareas de mantenimiento y según el tipo de cliente al que suministran energía. En función de estas clasificaciones, se establecen factores de ponderación para asignar tiempos de reposición. La frecuencia de las fallas en los tramos se establece de acuerdo con la información estadística obtenida para la red de aplicación, según los registros de la empresa distribuidora. Finalmente, la eficacia de las técnicas propuestas se evalúa a partir de su aplicación a una red de distribución real típica, modelada y simulada mediante un software específico para la representación de sistemas eléctricos de potencia.

Palabras claves – Confiabilidad; Métodos Evolutivos; Redes de Distribución; Simulación de Montecarlo.

INTRODUCCIÓN

Con el desarrollo económico y el crecimiento de la demanda, la calidad de la energía se ha convertido en una preocupación cada vez más crítica para las compañías eléctricas y sus usuarios. Es por esta razón que se trata de implementar sistemas inteligentes de automatización para mejorar la fiabilidad y la eficiencia operativa de los sistemas de distribución ante fallas (Chen, C. S.; et al; 2006).

Dado el elevado número de circuitos alimentadores y seccionalizadores en una red de distribución, la instalación de interruptores de línea y la decisión respecto a la cantidad y su ubicación en el circuito se convierte en un problema muy difícil y tedioso de resolver por las técnicas de optimización convencionales debido a las voluminosas combinaciones a investigar. Con la instalación de interruptores de línea en el sistema de distribución, los índices de confiabilidad de las zonas de servicio al cliente se pueden evaluar de acuerdo con la reducción de los tiempos de corte y de la energía no suministrada.

En este sentido, resulta valioso el desarrollo de herramientas matemáticas que ayuden a implementar estrategias de decisión sistematizadas, basadas en métodos numéricos de optimización, como lo es la simulación de Montecarlo (SMC). La SMC constituye un procedimiento numérico basado en un criterio estocástico sencillo, pero con múltiples aplicaciones en el análisis de indicadores de confiabilidad y energía no suministrada (ENS) en redes eléctricas. Por ejemplo, en (Abdi, S.; et al; 2014) se aplica la SMC combinada con un método evolutivo para la optimización en la ubicación de interruptores y reconectadores, destinados a reducir los costos de operación, y a mejorar la confiabilidad de una red de distribución. En (Lu, Q.; et al; 2015), una

sucesión secuencial de SMC para la determinación de índices de confiabilidad en redes de distribución. En [Muhammad, R.; et al; 2020], SMC para optimizar índices de confiabilidad en redes de distribución de media y baja tensión, destinada a la localización de generadores distribuidos. Y en [Nazmul, H.; et al; 2019], una propuesta de un método Montecarlo multi-nivel para la estimación de un índice de ENS en redes de distribución.

En principio, el objetivo de este trabajo es diseñar una metodología que permita identificar la mejor ubicación de uno o dos equipos reconectadores y/o seccionalizadores, que minimicen la ENS de la red en condición de postfalla.

DESARROLLO

Descripción de la red en estudio

El sistema en estudio corresponde a una red típica de distribución en media tensión de 33 kV como se puede observar en la Figura 1.

Para el modelado de la red se adoptaron los siguientes supuestos:

- *El estudio se desarrolla con la red operando en condiciones de carga pico.
- *El límite admisible de operación de transformadores y líneas corresponde a la capacidad nominal de cada elemento.
- *El rango admisible de tensión en nodos en condiciones de emergencia es de 90% a 110% de la tensión nominal.
- *Se considera que todos los circuitos de la red operan en configuración radial, incluso después de la reconfiguración de postfalla, ante eventual alimentación de las demandas del alimentador en falla desde otro alimentador sano.

Energía no suministrada por nodo

El cálculo de la ENS se efectúa para cada contingencia, en función al producto de la demanda no abastecida (DNA) obtenida en cada nodo y el TIN, tal como se muestra en la ecuación (3).

$$ENS = DNA * TIN \text{ [MWh]} \quad [3]$$

Descripción del algoritmo ad-hoc

El procedimiento general se resume en la figura 2, donde se desarrollan algoritmos de cálculo en Python aplicados al problema de la ubicación más adecuada para los casos de instalación de uno o dos reconectores, considerándose la reducción de costos operativos relacionados con la ENS. Por último, se procede a la ejecución y comparación de la solución óptima, verificando condiciones operativas aceptables de la red ante la reconfiguración de post-falla.

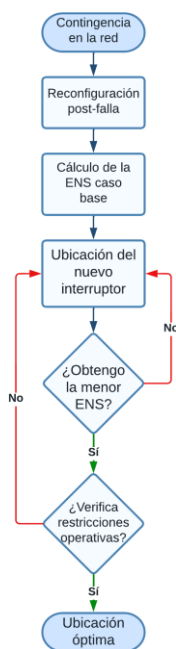


Figura 2: Diagrama de bloques del método ad-hoc implementado

Número de combinaciones posibles para ubicación óptima de los interruptores a instalar

Los nuevos interruptores para ubicar en la red se vinculan entre nodos de 33 kV, que no poseen actualmente un interruptor, por lo cual se descartan 8 tramos. En total, la red dispone de 88 tramos a evaluar para la instalación de los interruptores. Por lo tanto, a partir de la aplicación de una función de combinatoria sin repetición (ver ecuación 4), en función al número de interruptores a instalar (NI) y la cantidad de posibles ubicaciones en la red (NU), se determina la cantidad teórica de pruebas a realizar para evaluar la ubicación óptima de los mismos.

$$N^{\circ} \text{ pruebas} = \frac{NU!}{NI!(NU-NI)!} \quad [4]$$

En la tabla 2 se resume la cantidad de pruebas a realizar, en base al número de interruptores a instalar.

N° de Interruptores	N° de Pruebas
1	88
2	3.828
3	109.736
4	2.331.890
5	39.175.752
6	541.931.236

Tabla 2: N° de pruebas según número de interruptores a instalar

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

ENS optimizada para red actual (caso Base)

Como base de referencia para la evaluación de la performance en la ubicación de los nuevos interruptores en la red de estudio, mediante la aplicación del algoritmo ad-hoc desarrollado, se obtiene el valor global optimizado de la ENS, para las mejores reconfiguraciones de la red de post-falla, arrojando un valor de 4746,0 MWh.

En promedio, las fallas que provocan ENS presentan un valor del orden a los 200 MWh, con un rango más probable entre 120 y 270 MWh, destacándose algunas fallas que arrojan valores extraordinarios del orden a los 350 MWh (ver figura 3).

En la figura 4 se observa que, de un total de 45 fallas simuladas, en 28 de ellas (62,2%) los interruptores de reconfiguración de red no producen reducciones de ENS. Por otra parte, sólo 4 de los 8 interruptores de reconfiguración (50%) logra reducir la ENS en condición de post-falla. En este caso, el número máximo de fallas que un interruptor logra minimizar los niveles de ENS a partir de reconfiguraciones de red de post-falla es de 8.

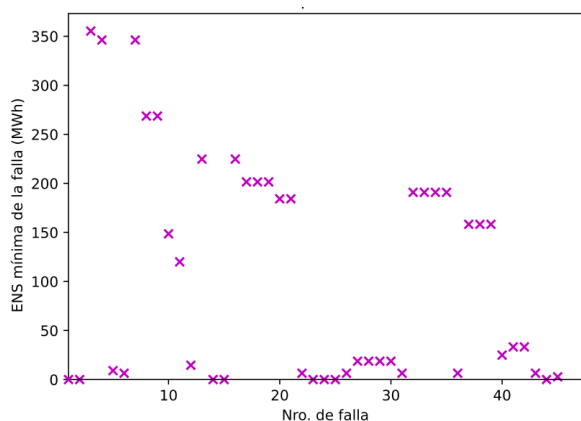


Figura 3: ENS mínima obtenida para cada falla individual en la red. Caso Base

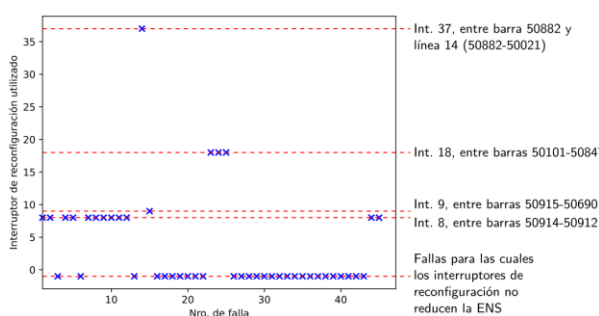


Figura 4: Efectividad de los interruptores existentes en la red para reducir la ENS. Caso Base

Ubicación óptima de un interruptor por búsqueda directa

De acuerdo con la tabla 2, el agregado de un interruptor en la red implica 88

simulaciones, por lo cual, al tratarse de un número relativamente bajo, implica un esfuerzo de cálculo computacional aceptable, por lo cual se efectúa el cálculo de minimización de la ENS global, a partir de la aplicación del algoritmo ad-hoc, en el número total de ubicaciones posibles de instalación del interruptor.

Los resultados obtenidos muestran que el agregado de un interruptor presenta como mejor solución una reducción del nivel global de ENS en un 4,74% con respecto a la red actual.

Asimismo, se advierte que ciertas ubicaciones del nuevo interruptor no solo no aportan reducción de los niveles globales de ENS, sino que contribuyen a su incremento con respecto a la red actual, alcanzando valores máximos del orden a 5324,8 MWh, que implican un aumento del 17,8% respecto a la red actual (ver figura 4). Ello se debe a la conformación de nuevas porciones aisladas de la red que no pueden ser rescatadas por los interruptores de reconfiguración.

También se destaca que en 5 de las 88 evaluaciones (5,7%), aún con las reconfiguraciones posibles, no se alcanzan condiciones operativas admisibles en la red de estudio (sin sobrecargas y con tensiones en rangos admisibles).

De acuerdo con el resultado de las simulaciones, la posición óptima del interruptor adicional corresponde a su instalación entre los nodos 50915 y 50916. En este caso se identifican por lo menos 2 ubicaciones posibles más con niveles de ENS global muy similares, de modo que la solución no es única. Además, en la figura 5 se identifican los siguientes casos extremos:

- Solo 9 ubicaciones del interruptor logran reducciones efectivas de los

niveles de ENS en el rango de 2,65% a 4,74%.

- Existen 10 ubicaciones posibles que desmejoran los niveles globales de ENS, en un rango de 6,4% a 17,8%.

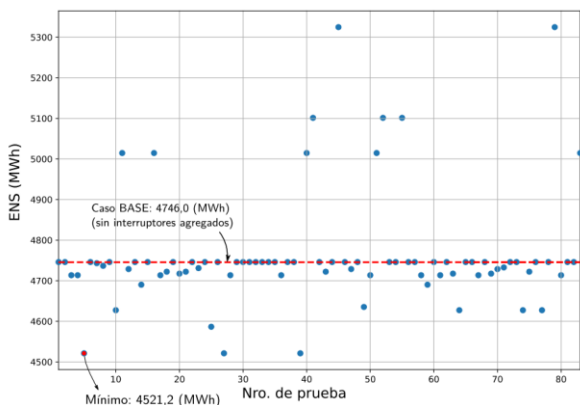


Figura 5: ENS global de la red obtenida en los 88 puntos de ubicación simulados para el agregado de un interruptor por búsqueda directa

Ubicación óptima de dos interruptores por método de Montecarlo

Respecto a las simulaciones para el agregado de dos interruptores, en este caso la combinación de posibles ubicaciones, según la tabla 2, es de 3.828. Al tratarse de un número muy elevado que exige un esfuerzo de cálculo muy importante para obtener el valor de ENS en todas las combinaciones de ubicación de interruptores, con el propósito de lograr una relación aceptable entre eficiencia y precisión en la ejecución del algoritmo, en base al uso del método de Montecarlo, en un primer intento, se realizan 100 pruebas, o sea un 2,6% del total de combinaciones posibles. Para este caso, el tiempo de simulación insumido para una PC moderna es del orden a los 35 minutos.

Los resultados obtenidos presentan como mejor solución un ahorro en la ENS global del 5,05% respecto a la red actual, para la siguiente ubicación de interruptores:

- Interruptor 1: entre los nodos 50846-50134

- Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916.

De acuerdo con los niveles de ENS calculados, la Figura 6 muestra que la solución es única, dentro de las 100 posibilidades evaluadas por la simulación de Montecarlo.

En este caso, el algoritmo calcula la mejor combinación para la posición de dos interruptores destacándose que, como resultado, la ubicación del Interruptor 2 coincide con la ubicación del único interruptor adicional evaluado en el apartado anterior.

Es dable destacar que este valor corresponde a un mínimo local con diferencias mayores a 1,7% con respecto a otras combinaciones que logran ahorros de ENS (ver figura 5). En este sentido, de un total de 100 pruebas, solo 50 logran disminuir la ENS global.

En el otro extremo, se advierte que la peor solución, arroja un valor de ENS global de 5324,8 MWh, que representan un incremento del 18,2% respecto al caso Base. Además, un 25% del total de las pruebas corresponden a ubicaciones indebidas de los interruptores que implican un desempeño deficiente de la red en la reconfiguración de post-falla, que se traduce en incrementos del nivel de ENS con respecto a la red actual.

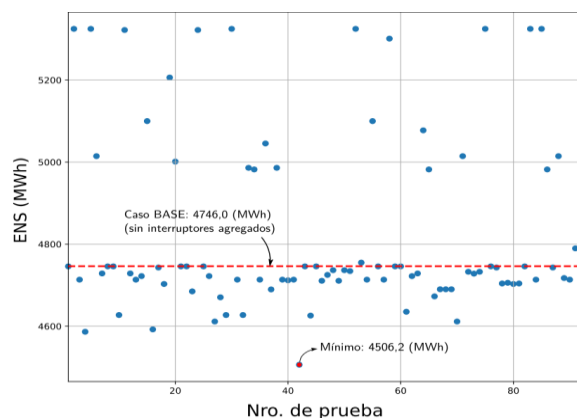


Figura 6: ENS global de la red obtenida para 100 pruebas con Montecarlo y el agregado de dos interruptores

IV° CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022

Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Delta

Por otra parte, en solo 7 de las 100 pruebas no se logran verificar condiciones operativas válidas de la red.

Del análisis comparativo de los niveles mínimos y máximos globales de ENS obtenidos para los casos de ubicación de 1 y 2 interruptores adicionales, los resultados muestran que, por un lado, la mejor ubicación de un segundo interruptor reduce un 0,3% la ENS mínima, mientras que la peor ubicación incrementa la ENS máxima en un 0,4%.

En posteriores intentos, se efectúan simulaciones de Montecarlo para 150 y 300 pruebas. En la Tabla 3 se resumen los resultados obtenidos, donde se destaca que la mejor relación de eficiencia y precisión de los resultados se obtiene para 150 pruebas.

En este caso, la mejor solución obtiene un valor global de ENS de 4402,6 MWh, equivalente a un 7,24% menos de ENS que en la condición actual y 2,19% menos que la prueba de Montecarlo para 100 pruebas. De acuerdo con la Figura 7, este resultado constituye, una solución de tipo única, determinando la siguiente ubicación de interruptores:

- Interruptor 1: entre los nodos 50091-50154
- Interruptor 2: entre los nodos 50915-50916.

Variable de Comparación	N° Pruebas		
	100	150	200
T. Calc. [min]	35	46	104
Mejor Solución ENS [% C. Base]	5,05	7,24	7,24
Peor Solución ENS [% C. Base]	17,8	20,9	22,0
% Pruebas que No Verifican Op. Adm.	7	14	14

Tabla 3: Indicadores de performance del número de pruebas de simulación con Montecarlo para el caso de 2 interruptores

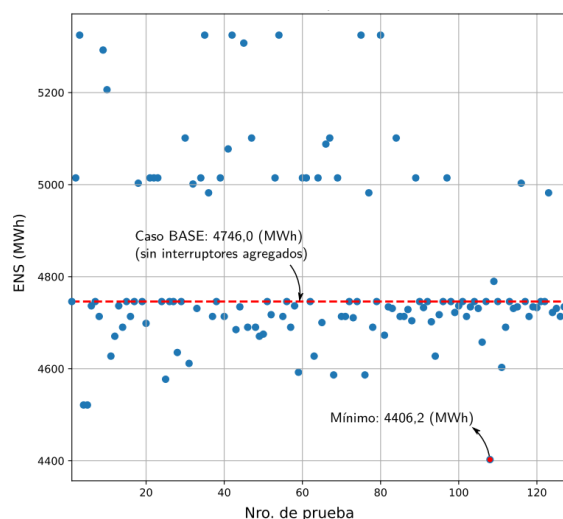


Figura 7: ENS global de la red obtenida para 150 pruebas con Montecarlo y el agregado de dos interruptores

Se advierte además que un número de simulaciones por encima de 150 pruebas no aporta mayor precisión en los resultados obtenidos.

Ubicación óptima de dos interruptores por método secuencial de búsqueda directa

Se procede resolviendo con el algoritmo ad-hoc de búsqueda directa para evaluar las 88 posibilidades para incorporar 1 interruptor. Seguidamente, con éste ya añadido, se procede con el mismo algoritmo para evaluar las restantes 87 posiciones posibles.

Se parte incorporando inicialmente el resultado para 1 interruptor, entre los nodos 50915-50916.

Como resultado, la mejor solución de ubicación de un segundo interruptor logra una ENS global de 4361,8 MWh, ósea un 8,10% menos que en la condición base. En el otro extremo, la peor solución, arroja un valor de ENS de 5100,0 MWh, que resulta un 16,9% mayor que el caso Base.

Según los valores de ENS globales obtenidos y presentados en la figura 8, se tienen las siguientes observaciones:

- 12 de las 87 posiciones evaluadas (13,8%), presentan niveles de ENS superiores a la del caso base.
- 7 de las 87 evaluaciones no logran verificar condiciones de operación admisible de la red, aún con las reconfiguraciones posibles.
- 35 de las 87 posiciones evaluadas (40,2%), logran reducir la ENS frente al caso con 1 interruptor incorporado.
- 33 de las 87 posiciones evaluadas (37,9%), la ENS mínima no empeora ni mejora respecto de la obtenida para un único interruptor agregado.
- La solución es única.

En este caso, la ubicación óptima obtenida para el segundo interruptor es entre los nodos 50009-50086.

Por último, se verifica que, en base a la aplicación del algoritmo ad-hoc de cálculo de ENS, la ubicación de dos interruptores por el método secuencial de búsqueda directa resulta más preciso en comparación con el mejor resultado alcanzado con el método numérico de Montecarlo, a partir de un valor de ENS global, del orden al 0,86% menor.

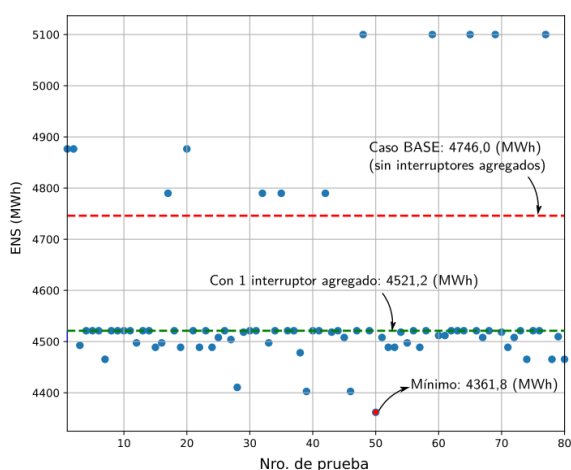


Figura 8: ENS global de la red obtenida en los 87 puntos de ubicación simulados para el agregado de un segundo interruptor por búsqueda directa

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha propuesto un nuevo enfoque mediante el uso del algoritmo ad-hoc para resolver la colocación óptima de interruptores con el uso de diferentes métodos, teniendo siempre como función objetivo la reducción de ENS.

Cabe destacar que, así como se consiguen soluciones óptimas con esta metodología, también se pueden obtener ubicaciones indebidas de los interruptores que implican un desmejoramiento de la red en la reconfiguración post-falla, por lo que se debe tener precaución en caso de recurrir a soluciones arbitrarias.

Esta metodología es susceptible de aplicarse a cualquier red de distribución que posea una topología y una configuración de operación similares a las de la red evaluada, con la posible incorporación a futuro de índices de confiabilidad e indicadores técnicos adicionales en el estudio.

REFERENCIAS

Chen, C-S.; Lin, C-H.; Chuang, H-J.; Li, C-S.; Huang, M-Y. y Huang C-W. (2006). Optimal Placement of Line Switches for Distribution Automation Systems Using Immune Algorithm. IEEE Transactions on Power Systems, 23, 1-9.

Abdi, S., Afshar, K., Ahmadi, S., Bigdeli, N., & Abdi, M. (2014). Optimal recloser and auto-sectionalizer allocation in distribution networks using IPSO-Monte Carlo approach. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 55, 602-611.

Lu, Q., Hua, Y., Shen, Y., Kang, Q., & Zhang, R. (2015, November). Reliability evaluation of distribution network based on sequential Monte Carlo simulation. In 2015 5th International Conference on Electric Utility

**IV° CONGRESO DE INVESTIGACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA CITTIE 2022**

Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Delta

Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) (pp. 1170-1174). IEEE.

Muhammad Ridzuan, M. I., Roslan, N. N. R., Mohd Fauzi, N. F., & Rusli, M. A. Z. (2020). Reliability-based DG location using Monte-Carlo simulation technique. *SN Applied Sciences*, 2(2), 1-11.

Nazmul Huda, A. S., & Ivanovic, R. (2019). Estimation of distribution systems expected energy not supplied index by multi-level Monte Carlo method. *Electric Power Components and Systems*, 47(9-10), 810-822.