

**UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE
COMBUSTIBLE PARA MICRORREDES HÍBRIDAS**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:
UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE
COMBUSTIBLE PARA MICRORREDES HÍBRIDAS**

**AUTOR:
GUIDO DAVID CAMPOVERDE NAVARRETE**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

Quito D.M., febrero 2022

Guido David Campoverde Navarrete

**UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADOS EN CELDAS DE
COMBUSTIBLES PARA MICRORREDES HÍBRIDAS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña historia e información de contacto:



Guido David Campoverde Navarrete (A'1990-M'04). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Estados Unidos de Norteamérica” de la ciudad de Quito. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la ubicación y dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento de energía basado en celdas de combustibles para Microrredes Híbridas. gcampoverden@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



MSc. Alexander Aguila Téllez (A'1981-M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Actualmente es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana. aaguila@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

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

DERECHOS RESERVADOS

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO-ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Alexander Águila Téllez declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE COMBUSTIBLES PARA MICRORREDES HÍBRIDAS* realizado por Guido David Campoverde Navarrete, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2022



.....

Alexander Águila Téllez

C.C.: 1755983184

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Guido David Campoverde Navarrete, con documento de identificación N° 1719399675, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE COMBUSTIBLES PARA MICRORREDES HÍBRIDAS*, 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 digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., febrero del 2022



.....
Guido David Campoverde Navarrete

C.C.: 1719399675

1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Celdas de Combustible (SOFC)	3
2.1	Tipos de celdas de combustible	4
2.2	Beneficios de la tecnología de celdas de combustible	4
3	Formulación del problema	4
3.1	Modelo del Flujo óptimo de Potencia para la localización óptima de AE.....	5
3.1.1	Minimización de Pérdidas de Potencia Activa.	5
3.1.2	Balance de Potencia Activa y Reactiva.	5
3.1.3	Restricciones del generador.	5
3.1.4	Variable Binaria de selección del AE.	6
3.2	Modelo del despacho económico para la localización óptima de AE.	7
3.2.1	Función objetivo	7
3.2.2	Restricciones	7
3.2.3	Restricción de balance de potencia horaria.....	7
3.2.4	Restricción de Potencia máxima y mínima de los generadores.....	7
3.2.5	Restricciones asociadas al uso del AE.....	8
3.3	Implementación del modelo matemático	9
4	Análisis de resultados.....	10
4.1	Caso 1.....	11
4.2	Caso 2.....	12
4.3	Caso 3.....	12
4.4	Costos de implementación de los AE.	13
4.5	Pérdidas de potencia activa al implementar los AE.....	13
4.6	Perfil de voltaje al implementar los AE.....	14
5	Conclusiones	14
5.1	Trabajos futuros	14
6	Referencias	14
6.1	Matriz de Estado del Arte	19
6.2	Resumen de Indicadores	21

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de Distribución de la IEEE de 13 Nodos.	10
Figura 2. Curva de Demanda	11
Figura 3. Costo de la Red.....	11
Figura 4. Estado de carga de los AE.	11
Figura 5. Carga - Descarga de la Batería.	11
Figura 6. Ubicación óptima de 1 AE.....	12
Figura 7. Despacho horario en base a la ubicación óptima de un 1 AE.....	12
Figura 8. Ubicación óptima de 2 AE.....	12
Figura 9. Despacho horario en base a la ubicación óptima de 2 AE.....	12
Figura 10. Ubicación óptima de 3 AE.....	13
Figura 11. Despacho horario en base a la ubicación óptima de 3 AE.....	13
Figura 12. Costos de Incorporación de AE para cada caso.....	13
Figura 13. Pérdidas de Potencia Activa para cada caso.....	13
Figura 14. Perfiles de Voltaje en el Sistema de 13 Nodos de la IEEE.....	14
Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte	21
Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	21
Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte.....	21

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Localización óptima de AE en sistemas de distribución por medio de un algoritmo evolutivo.....	6
La red de la empresa de distribución será modelada como un generador infinito capaz de abastecer la demanda eléctrica, la energía entregada a la carga será valorada conforme la Resolución No. ARCONEL 038/15 [1], [2], como se muestra en la Tabla 2.....	7
Tabla 3. Resolución No. ARCONEL 038/15.....	7
Tabla 4. Parámetros del AE	8
Tabla 5. Incorporación de los AE en el Sistema Eléctrico de 13 nodos de la IEEE.	9
Tabla 6. Datos del Generador del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.	10
Tabla 7. Datos de la red del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.	10
Tabla 8. Datos de los nodos del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.	11

Tabla 9. Ahorro de costos al implementar 1 AE.....	12
Tabla 10. Ahorro de costos al implementar 2 AE.....	12
Tabla 11. Ahorro de costos al implementar 3 AE.....	13
Tabla 12. Minimización de costos para los casos de estudio con respecto al caso base..	13
Tabla 13. Minimización de pérdidas de potencia para los casos de estudio con respecto al caso base.	13
Tabla 14. Matriz de estado del arte	19

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE COMBUSTIBLES PARA MICRORREDES HÍBRIDAS

Resumen

En el actual trabajo se muestra una metodología para solucionar el problema de la ubicación y dimensionamiento óptimo de almacenadores de energía (AE), con el fin de proporcionar un mejoramiento en las características técnicas, operativas y económicas que beneficie al operador de red.

Para resolver este problema se utiliza dos procedimientos de optimización. El primer procedimiento consiste en encontrar la ubicación y el tamaño óptimo de los AE en la red eléctrica mediante flujos óptimos de potencia. El segundo procedimiento evalúa los resultados proporcionados por el primer procedimiento por medio de un despacho eléctrico para determinar la operación del sistema eléctrico. Los modelos de optimización planteados consideran dos funciones objetivo, la minimización de pérdidas de potencia y la minimización de los beneficios obtenidos de la implementación de AE en la red de distribución. Los resultados obtenidos en base a la metodología planteada muestran la efectividad de los modelos propuestos y al mismo tiempo reflejan la gran importancia de considerar los costos de reducción de pérdidas de energía, ahorro de compra de energía y valor de los AE.

Palabras Clave: Sistema de Almacenamiento de Energía, Microrred, flujo óptimo de potencia, despacho económico.

Abstract

In the current work, a methodology is shown to solve the problem of the location and optimal dimensioning of energy storage (AE), in order to provide an improvement in the technical, operational and economic characteristics that benefit the network operator.

To solve this problem, two optimization procedures are used. The first procedure consists of finding the optimal location and size of the AE in the electrical network through optimal power flows. The second procedure evaluates the results provided by the first procedure through an electrical dispatch to determine the operation of the electrical system. The proposed optimization models consider two objective functions, the minimization of power losses and the minimization of the benefits obtained from the implementation of AE in the distribution network. The results obtained based on the proposed methodology show the effectiveness of the proposed models and at the same time reflect the great importance of considering the costs of reducing energy losses, energy purchase savings and the value of EAs.

Keywords: Energy Storage System, Microgrid, optimal power flow, economic dispatch.

1 Introducción

Los sistemas de distribución están diseñados por una estructura radial, en el cual el flujo de potencia transita desde los transformadores de distribución hacia la carga. Una integración óptima necesita la aplicación de técnicas avanzadas de programación matemática que han sido revisadas en varios artículos y se los mencionara a continuación [1].

Compara diferentes fórmulas y sus respectivos métodos de solución, destacando las ventajas y desventajas de cada una [1]. Este artículo proporciona una fórmula avanzada que se enfoca en minimizar la pérdida de energía y optimizando el perfil de tensión [2], también, [3]–[5] los distintos planteamientos presentes en la literatura se relacionan con el importante papel de la planificación óptima en la integración de GD en una red de distribución (RD). Aunque, en los años posteriores han surgido nuevos factores que, a pesar de las ventajas técnicas y económicas que tienen, han impactado en el funcionamiento del sistema.

Uno de ellos es el almacenador de energía (AE) que permite que la energía se almacene y a su vez alimente a una red mediante un proceso (carga-descarga), según las características operativas requeridas [6]. Este método puede producir electricidad en momentos de demanda baja, costos bajos de generación y se utiliza en momentos de demanda alta, altos costos de generación o cuando no exista otro medio de generación libre [6], [7].

Para resolver este inconveniente se han propuesto distintos trabajos los cuales se detallarán a continuación con sus distintas metodologías.

Año 1995 [8] se presenta un algoritmo de programación dinámica para el procedimiento de carga y descarga en un AE, en el que se reduce el consumo de energía para cierta cabida de batería al

momento de minimizar el pico de demanda diario, empleando el sobrante del precio de energía entre las distintas horas del día.

Año 2007 [9] se formula un método para el dimensionamiento de un sistema de AE para proporcionar una reserva de frecuencia primaria el cual disminuye el costo de energía y disminuye el desgaste en la batería para un cierto perfil de carga delimitado.

Año 2010 [10] se plantea una técnica para la asignación de AE en sistemas de distribución con una lata penetración eólica. A su vez se plantea [11] un algoritmo sobre el tamaño óptimo y asignación de generación dispersa, sistemas de almacenamiento distribuido y bancos de capacitores. La función objetivo tiene en cuenta las pérdidas de la red, valores relacionados a optimizar la red y el flujo de energía hacia la red externa.

Año 2014 [12] presenta un algoritmo de optimización de AE minimizando las pérdidas de potencia activa. El algoritmo propuesto considera las principales limitaciones y permite la operación en tiempo real de la curva de carga.

Año 2015 [13] se propone una nueva estrategia para lograr la regulación de voltaje en sistemas de energía distribuida en presencia de energía solar y sistemas de almacenamiento de baterías.

Año 2017 [14] se plantea una técnica que utiliza AE para reducir las pérdidas de potencia en las redes de distribución, con el propósito de reducir las pérdidas en la red y los valores de gastos en estos dispositivos.

Año 2018 [15] se propone un modelo estocástico para encontrar la ubicación y el tamaño óptimo de los AE, en el cual se evalúa la cantidad de energía en el sistema y a su vez realiza la regulación del sistema.

Año 2019 [16] se basa en la programación en un lapso largo de tiempo los sistemas de energía teniendo

en cuenta los impactos de la energía eléctrica, así como programas de respuesta a la demanda.

Año 2020 [17] se estudia el sistema de control y almacenamiento de energías para obtener energía renovable y solar, basándose en estrategias de control y nuevas salidas de energía. También se propone [18] la investigación sobre la gestión de energía y los métodos de control a gran escala eléctrica de AE, para mejorar la compatibilidad de la generación eólica y solar, con bases en las estrategias de control.

Año 2021 [19] se presenta un modelo de planificación que utiliza sistemas móviles de AE para aumentar la conectividad de fuentes de energía renovables y estaciones de carga rápida en sistemas de distribución. Este modelo tiene como objetivo tolerar altos niveles de inclusión de tecnologías verdes y minimizar el costo total de DS.

Con el propósito de corroborar lo propuesto en el proyecto, se planteó dos procedimientos de optimización, para lo cual se planteó el modelo de prueba de 13 barras de la IEEE. Los diversos modelos de MG son dinámicos y logran modificarse depende la configuración y tipo de topología, por lo que se necesitan de diferentes tipos de modelado [28]. La asimilación de una estructura de control jerárquica es llamativo dados los distintos tiempos involucrados, integrando dinámicas rápidas en los controles de salida y dinámicas lentas en el despacho económico [29].

Estos modelos tienen que funcionar de manera rápida, en tiempos cortos de respuesta, baja capacidad de acoplo de energía y variedad de micro fuentes [28], [29].

Los resultados obtenidos corroboran lo planteado mostrando la efectividad de ambos procedimientos de optimización y a su vez muestran lo importante de considerar los costos de reducción de

pérdidas de energía, ahorro de compra de energía y valor de los AE.

2 Celdas de Combustible (SOFC)

Debido a la constante expansión de las urbes, y el crecimiento exponencial de la población, ha provocado un desabastecimiento energético, induciendo a un incremento de unidades de generación a base de combustibles fósiles, fuentes alternativas como las fotovoltaicas, eólicas, microturbinas, biomasa, etc. Estas fuentes de generación se encuentran a grandes distancias lo que provoca pérdidas en la red, por lo que se ha optado por la integración de Generación Distribuida (GD) [20].

La GD es la expresión comúnmente usada para nombrar la generación y almacenamiento de energía eléctrica a reducida escala. Esta se realiza directamente a la RD con la alternativa de adquirir o despachar energía eléctrica al sistema interconectado [21], adicionalmente la GD disminuye las pérdidas eléctricas al no existir el paso de la energía por las líneas de transmisión reduciendo los daños al ambiente junto con los costos del transporte en la transmisión [21].

La constante evolución de los sistemas de generación alternativos ha visto beneficiados en la creación de un sistema en base a las Celdas de Combustible que ese relativamente reciente, ofreciendo características superiores a las tecnologías convencionales de generación eléctrica [22].

Las SOFC se presentan como una opción de generación de energía eléctrica operando en base a reacciones electroquímicas [23]. Estas reacciones y reactivos consumidos como es el etanol sustituyen a los combustibles fósiles, ya que carecen de componentes móviles o térmicos y no sufren ninguna pérdida por fricción y combustión [23].

Estos componentes funcionan aproximadamente 700 a 1000 °C [23], aprovechando así el calor que desprende el dispositivo para la evaporación del agua por el cual se obtendrá hasta varios MW. Su mayor eficiencia presenta desde el 50 al 80%, bajo las condiciones atmosféricas o presurizadas, dependiendo de las configuraciones específicas de la celda [24], [25].

En esta reseña se expone una estrategia para elevar la calidad de la energía en redes de distribución mediante la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida realizando un estudio de flujo de potencia para lograr conocer el lugar óptimo (nodo de la red) [26]. A su vez ubicar la GD sin que afecte a la red de distribución y determinando la variación de potencia con la inclusión de GD para regular valores estándar dentro del sistema [26], [27]. El enfoque será el estudio de la factibilidad técnica y económica de generación a través de SOFC para la rectificación del factor de potencia y a su vez la reducción de pérdidas del sistema, mejorando la calidad de la energía e implementando generación distribuida a través de Celdas de combustible de óxidos sólidos (SOFC) [27].

Estas celdas de combustible integran una fuente de energía confiable, eficiente y resistente, generando corriente eléctrica como el resultado de una reacción electroquímica. Estas se encargan de conectar el cátodo de una pila con el ánodo de la siguiente, logrando alcanzar así niveles de voltaje más elevados y adecuados para convertidores estáticos [27].

2.1 Categorías de celdas de combustible

Las celdas de combustible son un grupo de tecnologías que utilizan distintos electrolitos y que trabajan a distintas temperaturas, su clasificación es la siguiente [22]:

- Ácido Fosfórico (PAFCs)
- Polímero sólido o membrana de intercambio protónico (PEM)
- Carbonato fundido (MCFCs)
- Óxido Sólido (SOFCs)
- Alcalinas
- Metanol Directo (DFC)

2.2 Aprovechamiento de la tecnología en celdas de combustible

Una característica propia de estas celdas de combustible es que son modulares y compactas, pueden llegar a alcanzar valores de 50% y 85% [22]. Su eficiencia satisface cualquier tipo de demanda para la cual la potencia puede ir entre <5W hasta 100MW. Al momento de ser inyectada a la GD, se reflejará el ahorro de energía brindando mayor confiabilidad a la red de distribución [22].

3 Formulación del problema

Para la implementación del modelo de optimización, se usará el modelo de prueba de la IEEE de 13 nodos, el cual es una red de distribución que cuenta con generación distribuida, por lo cual se considera como una microrred [28]–[40], para el tema de estudio del presente trabajo. Para ello, el modelo de optimización será resuelto en el programa GAMS (General Algebraic Modeling System), el cual es un software de alto nivel para el modelado de sistemas para la optimización matemática.

El modelo planteado para la localización óptima de AE consta de dos algoritmos, el primero es un OPF con el cual se determina la ubicación y el dimensionamiento óptimo de los AE, además de determinar la operación óptima del sistema al minimizar las pérdidas de potencia y el segundo algoritmo se basa en un despacho económico con el cual se busca utilizar

los recursos energéticos al máximo para abastecer la demanda a un menor costo posible.

3.1 Modelo del Flujo óptimo de Potencia para la localización óptima de AE.

El OPF puede ser implementado como un modelo de programación lineal con el fin de minimizar los costos totales de generación o minimizar las pérdidas en todo el sistema eléctrico al implementar AE. A continuación, se indica la función objetivo para reducir las pérdidas de potencia activa y las restricciones operativas en las cual se basa un OPF.

3.1.1 Minimización de Pérdidas de Potencia Activa.

La minimización de pérdidas de potencia activa es un fin común de las empresas de servicios públicos, ya que la reducción de las pérdidas de potencia, ahorra costos de generación (razones económicas) y crea al mismo tiempo mayores reservas de generación (razones de seguridad). La ecuación (1) muestra la función objetivo.

$$\min \sum_{i=1}^N P_{gi} - P_{di} \quad (1)$$

Donde:

P_{di}	Potencia activa de demanda en el nodo i.
P_{gi}	Potencia activa de generación en el nodo i.

3.1.2 Balance de Potencia Activa y Reactiva.

La ecuación de balance de potencia activa y reactiva entre la potencia generada y absorbida se refiere generalmente a las restricciones de igualdad. Estas restricciones son uno de los parámetros de control más importantes en el sistema eléctrico, mientras que las demandas de carga deben ser satisfechas por la generación.

Las restricciones de igualdad se definen de la siguiente manera:

$$P_i(V, \delta) - P_{gi} + P_{di} + P_{AEi} = 0 \quad (2)$$

$$Q_i(V, \delta) - Q_{gi} + Q_{di} = 0 \quad (3)$$

donde, $P_i(V, \delta)$ y $Q_i(V, \delta)$ son las ecuaciones de flujo de potencia real y reactiva y se pueden definir como:

$$P_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_j| (g_{ij} \cos \delta_{ij} + b_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (4)$$

$$Q_i(V, \delta) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_j| (g_{ij} \sin \delta_{ij} - b_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (5)$$

Donde:

P_{di}	Potencia activa de demanda en el nodo i.
P_{AEi}	Potencia Activa del AE en el nodo i.
Q_{di}	Potencia reactiva de demanda en el nodo i.
P_{gi}	Potencia activa de generación en el nodo i.
Q_{gi}	Potencia reactiva de generación en el nodo i.
V_i, V_j	Voltaje en el nodo i y en el nodo j.
δ_i, δ_j	Ángulo de fase en el nodo i y en el nodo j.
n	Número total de nodos del sistema.
G_{ij}	Conductancia de la línea entre los nodos i-j.
B_{ij}	Susceptancia de la línea entre los nodos i-j.

3.1.3 Restricciones del generador.

La generación de energía y el límite de voltaje se pueden expresar de la siguiente manera para un funcionamiento económico y confiable del sistema de energía:

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad (6)$$

$$Qg_i^{min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{max} \quad (7)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (8)$$

$$\delta_i^{min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{max} \quad (9)$$

3.1.4 Variable Binaria de selección del AE.

En base a una variable de selección se logra obtener la localización óptima del AE en el sistema eléctrica mediante un proceso iterativo.

$$\sum_{i=1}^n u(i) = N_{AEi} \quad (10)$$

Donde:

$u(i)$ Variable binaria de selección del AE.

N_{AEi} Número máximo de AE en el sistema.

En la Tabla 1 se muestra el algoritmo para la ubicación óptima del AE en el sistema mediante un flujo de potencia óptimo.

Tabla 1. Localización óptima de AE en sistemas de distribución por medio de un algoritmo evolutivo.

	Ingreso de datos del sistema eléctrico.
Paso 1	Bus= [Pd _i , Qd _i] Line= [R _{ij} , X _{ij}]
	AE= [P _{AEi,max} , P _{AEi,min} , E _{AEi,max}]
	Valores iniciales de las variables eléctricas.
Paso 2	0.9 ≤ V _i ≤ 1.1 -45° ≤ δ _i ≤ 45°
	$G_{ij} = \frac{X}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$
	$B_{ij} = \frac{R}{R_{ij}^2 + X_{ij}^2}$
Paso 3	[Y _{in}] = -Y _{in} ∠δ _{in} [Y _{ii}] = ∑ _{j=1} ^N -Y _{in} ∠δ _{in}
	Inicialización Función Objetivo
Paso 4	Loss = min ∑ _{i=1} ^N P _{gi} - Pd _i
	Set Restricciones de igualdad P _{gi} - Pd _i + P _{AEi} = P _i (V, δ)

$$Q_{gi} - Q_{di} = Q_i(V, \delta)$$

Set Restricciones de desigualdad

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max}$$

$$\delta_{i,min} \leq \delta_i \leq \delta_{i,max}$$

$$P_{g,min} \leq P_g \leq P_{g,max}$$

$$Q_{g,min} \leq Q_g \leq Q_{g,max}$$

$$\sum_{i=1}^n u(i) = N_{AEi}$$

Paso 5	Variables de salida del algoritmo [P _{gi} , Q _{gi} , P _{AEi} , V _i , δ _i , Loss, u(i)]
Paso 7	Condición de parada= Solución óptima por GAMS
Paso 6	Fin

Donde:

P_{di} Potencia activa de demanda en el nodo i.

Q_{di} Potencia reactiva de demanda en el nodo i.

R_{ij} Resistencia de la línea entre los nodos i - j.

X_{ij} Reactancia de la línea entre los nodos i - j.

$P_{AEi,max}$ Potencia activa máxima del AE en el nodo i.

$P_{AEi,min}$ Potencia activa mínima del AE en el nodo i.

$E_{AEi,max}$ Energía máxima del AE en el nodo i.

G_{ij} Conductancia de la línea entre los nodos i-j.

B_{ij} Suceptancia de la línea entre los nodos i-j.

[Y_{in}] Matriz de admitancia mutua

[Y_{ii}] Matriz de admitancia propia

P_{AEi} Potencia Activa del AE en el nodo i.

P_{gi} Potencia activa de generación en el nodo i.

Q_{gi} Potencia reactiva de generación en el nodo i.

V_i, V_j Voltaje en el nodo i y en el nodo k.

δ_i, δ_j Ángulo de fase en el nodo i y en el nodo j.

$u(i)$ Variable binaria de selección del AE.

N_{AEi}	Número máximo de AE en el sistema.
$Loss$	Función objetivo de minimización de pérdidas de potencia activa.

3.2 Modelo del despacho económico para la localización óptima de AE.

La red de la empresa de distribución será modelada como un generador infinito capaz de abastecer la demanda eléctrica, la energía entregada a la carga será valorada conforme la Resolución No. ARCONEL 038/15 [14], [15], En la Tabla 2, se puede observar esta resolución.

Tabla 3. Resolución No. ARCONEL 038/15.

HORARIO	VALOR [USD/kWh]
08H00 – 17h00	0.08
18h00 – 22h00	0.10
23h00 – 07h00	0.05

3.2.1 Función objetivo

El modelo de optimización considerará una función objetivo para encontrar la minimización de los beneficios obtenidos de la instalación de los almacenadores de energía (AE) en la red de distribución.

$$Costo = \sum_{t=1}^{24h} \sum_i C_{i=red,t} \quad (11)$$

$$* P_{i=red,t}$$

$$+ C_{i=AE,t}$$

$$* P_{i=AE,t}$$

3.2.2 Restricciones

La modelación para el despacho económico tiene una función objetiva, la cual se encuentra sujeta a las limitaciones relacionadas al funcionamiento del sistema que se asocian al abastecimiento de la carga y la operatividad de los sistemas de generación.

En el presente estudio, la producción de energía con recursos renovables corresponderá a un generador fotovoltaico que podrá usar un sistema de AE que es una opción atractiva para aumentar la flexibilidad de la operación y planificación del sistema de energía.

Estas unidades pueden absorber energía en caso de bajo precio de la electricidad o generación excesiva y devolverla en períodos de precio alto o de baja generación.

3.2.3 Restricción de balance de potencia horaria.

La totalidad de la potencia horaria entregada por las fuentes en el nodo debe ser igual a la potencia horaria que demande la carga, en este caso corresponde a la demanda horaria del sistema eléctrico, a esta condición física se le conoce como balance de potencia.

Para, para el estudio esta restricción queda definida como:

$$P_{i=red,t} + P_{i=AE,t} + P_{d,t} = Dem_t + P_{c,t} \quad (12)$$

Donde:

- $P_{i=red,t}$ Potencia horaria entregada desde la red a la carga en cada hora t.
- $P_{i=AE,t}$ Potencia horaria entregada desde el AE a la carga en cada hora t.
- $P_{d,t}$ Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t.
- $P_{c,t}$ Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t
- Dem_t Demanda de la carga en cada hora t.

3.2.4 Restricción de Potencia máxima y mínima de los generadores

Las fuentes de generación se encuentran limitadas por sus límites superiores e inferiores de entrega de potencia, aspecto que obedece a criterios operativos inherentes a las maquinas, la formulación se describe en la siguiente ecuación:

$$P_{min_i} \leq P_{i,t} \leq P_{max_i} \quad (13)$$

Donde:

- P_{min_i} Límite de potencia activa mínima del generador en el nodo i .
- P_{max_i} Límite de potencia activa máxima del generador en el nodo i .
- $P_{i,t}$ Potencia entregada por el Generador en el nodo i en cada hora t .

3.2.5 Restricciones asociadas al uso del AE.

Las baterías por sus características operativas están sujetas a restricciones para evitar su desgaste y su carga adecuada.

En tal sentido la siguiente restricción limita la potencia de descarga y la potencia de carga:

$$P_{d,t} \leq P_{dmin} * NB \quad (14)$$

$$P_{c,t} \leq P_{cmax} * NB \quad (15)$$

Donde:

- $P_{bd,t}$ Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t .
- P_{dmin} Potencia mínima de descarga de la batería del AE.
- $P_{bc,t}$ Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t .
- P_{cmax} Potencia máxima de carga de la batería del AE.

Adicional a lo citado, los AE en un instante de tiempo pueden entregar o absorber energía, lo cual obedece a una característica propia, cuya restricción de fórmula de la siguiente forma:

$$P_{rmax} \leq P_{c,t} - P_{d,t} \leq P_{emax} \quad (16)$$

Donde:

- $P_{d,t}$ Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t .
- P_{emax} Potencia máxima de entrega.
- $P_{c,t}$ Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t .
- P_{rmax} Potencia máxima de recepción.

Para la implementación de AE, se modela el valor horario del estado de carga SOC (State of Charge), el cual es un término muy importante para la integración de fuentes renovables, siendo este muy necesario para no afectar la vida útil de las baterías, su modelación matemática se muestra a continuación:

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (17)$$

$$0 \leq P_{c,t} \leq 0.2 * SOC_{max} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{d,t} \leq 0.5 * SOC_{max} \quad (19)$$

$$SOC_t = SOC_{min, t=1} + SOC_{t-1} + (P_{c,t} * \gamma_c) - \left(\frac{P_{d,t}}{\gamma_d}\right) \quad (20)$$

Adicional, a fin de modelar el AE, se usa los parámetros de la Tabla 4 detallados en [16]:

Tabla 4. Parámetros del AE

Parámetros	Valores
SOC_t	100 MW
SOC_{max}	300 MW
P_{dmax}	$0.2 SOC_{max}$
P_{dmin}	0
P_{cmax}	$0.2 SOC_{max}$
P_{cmin}	0
γ_c	95%
γ_d	90%

Donde:

- SOC_t Estado de carga del AE en hora t .
- SOC_{t-1} Estado de carga del AE en la hora $t-1$.
- SOC_{min} Estado mínimo de carga del banco de baterías del AE en la hora t .
- SOC_{max} Estado máximo de carga del banco de baterías del AE en la hora t .
- $P_{c,t}$ Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t .
- $P_{d,t}$ Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t .

- γ_c Coeficiente que garantiza la vida útil del banco de batería a la carga.
- γ_d Coeficiente que garantiza la vida útil del banco de batería a la descarga.

3.3 Implementación del modelo matemático

La resolución del problema de optimización antes definido será efectuada mediante el software GAMS que, por medio de importación de datos de: i) las características de las fuentes de generación; ii) los costos asociados; y, iii) parámetros de las baterías, determinará el despacho de potencia.

Para evaluar el modelo de optimización se establecen tres casos de estudio. Para el efecto, a continuación, se describen las características generales a usarse por caso de estudio:

- a. **Caso Base:** Consiste en que la red de la empresa de distribución por si sola abastece la demanda eléctrica, considerando para el efecto las condiciones técnicas del sistema y los precios que impone la empresa de distribución para la venta de energía como usuario regulado a este tipo de carga, cuyo valor consta en la Resolución No. ARCONEL 038/15.
- b. **Caso Uno:** Incluye al caso base, la entrega de energía eléctrica de un AE basado en celdas de combustible, el cual mediante el algoritmo de OPF ha sido seleccionado mediante la variable de selección para el abastecimiento a la carga. Es necesario señalar que las dos fuentes de generación a incluirse considerarán las características técnicas, los costos operativos, además se incluye el modelamiento operativo del banco de baterías.
- c. **Caso Dos:** Incluye al caso base, la entrega de energía eléctrica de dos AE para el abastecimiento a la carga. Es necesario señalar que las dos

fuentes de generación a incluirse considerarán las características técnicas y los costos operativos, además se realiza el modelamiento operativo del banco de baterías.

- d. **Caso Tres:** Incluye al caso base, la entrega de energía eléctrica de tres AE para abastecer la demanda. En el caso tres se ingresa todos los parámetros eléctricos, los costos operativos y el modelamiento del banco de baterías.

Tomando en cuenta las restricciones y la función objetivo se puede obtener la resolución del problema de optimización mediante la Programación Lineal (LP). La Tabla 5, indica el algoritmo de resolución de este problema.

Tabla 5. Incorporación de los AE en el Sistema Eléctrico de 13 nodos de la IIEEE.

Paso 1	Adquisición de datos de características operativas de las fuentes de generación. $G=[G1, G2, G n]$
Paso 2	Adquisición de datos de costos de las fuentes de generación.
Paso 3	Determinación de la demanda horaria. $Dem= [Drm1, Dem2, \dots Dem - 24]$
Paso 4	Definición de variables de control.
Pase 5	Set valores iniciales de las variables
Paso 6	Problema de Optimización en GAMS Set Condiciones Iniciales Set Restricciones de igualdad Inicialización Función Objetivo $FO = \min \sum_{t=1}^{24h} \sum_i C_{i=red,t} * P_{i=red,t}$ $+ C_{i=AE,t} * P_{i=AE,t}$ $P_{i=red,t} + P_{i=ER,t} + P_{i=EG,t} + P_{bd,t}$ $= Dem_t + P_{bc,t}$ $SOC_{,t} = SOC_{min, t=1} + SOC_{t-1}$ $+ (P_{c,t} * \gamma_c)$ $- \left(\frac{P_{d,t}}{\gamma_d} \right)$ Set Restricciones de desigualdad $P_{min_i} \leq P_{i,t} \leq P_{max_i}$ $P_{d,t} \leq P_{dmin} * NB$ $P_{c,t} \leq P_{cmax} * NB$ $P_{rmax} \leq P_{c,t} - P_{d,t} \leq P_{emax}$ $SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max}$
Paso 6	Variables de salida del algoritmo $[P_{g,t}, P_{d,t}, P_{c,t}, SOC_t, Dem]$
Paso 7	Condición de parada= Solución óptima por GAMS
Paso 8	Fin

Donde:

$P_{i=red,t}$	Potencia horaria entregada desde la red a la carga en cada hora t.
$P_{i=AE,t}$	Potencia horaria entregada desde el AE a la carga en cada hora t.
$P_{d,t}$	Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t.
$P_{c,t}$	Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t.
Dem_t	Demanda de la carga en cada hora t.
P_{min_i}	Límite de potencia activa mínima del generador en el nodo i.
P_{max_i}	Límite de potencia activa máxima del generador en el nodo i.
$P_{i,t}$	Potencia entregada por el Generador en el nodo i en cada hora t.
SOC_t	Estado de carga del AE en hora t.
SOC_{t-1}	Estado de carga del AE en la hora t-1.
SOC_{min}	Estado mínimo de carga del banco de baterías del AE en la hora t.
SOC_{max}	Estado máximo de carga del banco de baterías del AE en la hora t.
$P_{c,t}$	Potencia horaria de carga de la batería del AE en la hora t.
$P_{d,t}$	Potencia horaria de descarga de la batería del AE en la hora t.
γ_c	Coefficiente que garantiza la vida útil del banco de batería a la carga.
γ_d	Coefficiente que garantiza la vida útil del banco de batería a la descarga.
P_{emax}	Potencia máxima de entrega.
P_{rmax}	Potencia máxima de recepción.

4 Análisis de resultados

El sistema que se empleará para la evaluación de los casos de estudio, es el modelo de prueba de la IEEE de 13 nodos, el cual es una microrred, que se describe como un grupo de cargas, unidades de generación distribuida (DG)

y ESS operados en coordinación para suministrar electricidad de manera confiable, conectado al sistema de energía anfitrión en la distribución [17]. El sistema de distribución de electricidad de 13 nodos contiene las demandas de carga y GD junto a ESS, los cuales pueden funcionar mediante control y coordinación conjunta, ya sea como una isla o durante la conexión a la red eléctrica [18]. Las microrredes utilizan energías renovables, lo cual contribuye a reducir las emisiones de CO2.

El sistema eléctrico de prueba está conformado por 1 generador, 10 cargas eléctricas y 12 líneas de transmisión. En la Figura 1, se observa el diagrama unifilar del sistema de prueba, mientras las características de cada parámetro eléctrico se indican en las Tabla 6, Tabla 7 y Tabla 8.

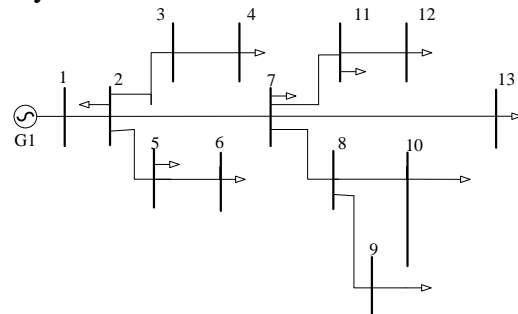


Figura 1. Sistema de Distribución de la IEEE de 13 Nodos.

Tabla 6. Datos del Generador del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.

	Nodo de Conexión	P. Max (MW)	Q. Min (Mvar)	Q Max (Mvar)
G1	1	63	31	31

Tabla 7. Datos de la red del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.

	Nini	Nfin	Rpu	Xpu
L1	1	2	0,0016	0,0129
L2	2	3	0,0652	0,1023
L3	3	4	0,1149	0,1171
L4	2	5	0,1200	0,3579
L5	5	6	0,1200	0,3579
L6	2	7	0,0018	0,0032
L7	7	8	0,0689	0,0702
L8	8	9	0,0689	0,0702
L9	8	10	0,0599	0,1786
L10	7	11	0,0704	0,0714
L11	11	12	0,1896	0,0724
L12	7	13	0,0728	0,0381

Tabla 8. Datos de los nodos del Sistema de 13 Nodos de la IEEE.

	Nc	Pd [MW]	Qd [Mvar]
n1	1	0	0
n2	2	2.4	1.92
n3	3	0	0
n4	4	4.8	3.6
n5	5	4.68	1.68
n6	6	4.08	3.06
n7	7	4.02	3.01
n8	8	0	0
n9	9	6.12	4.6
n10	10	6.72	5.04
n11	11	2.4	1.8
n12	12	5.4	4.06
n13	13	6.84	5.14

Con el fin de validar la ubicación y dimensionamiento óptimo de AE en el sistema de prueba, se simulará tres casos de estudio, el primer caso busca obtener la ubicación óptima de 1 AE, en el segundo caso se busca implementar 2 AE y en el tercer caso se busca ubicar 3 AE. Una vez obtenida la ubicación óptima de cada caso de estudio, se realiza un despacho económico dinámico al integrar los AE.

Para el despacho económico dinámico se hará el uso de la siguiente curva de demanda que se muestra en la Figura 2.

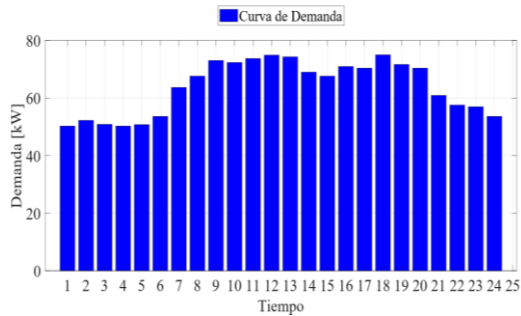


Figura 2. Curva de Demanda

En la Figura 3 se indica los costos de la red establecidos por la Resolución No. ARCONEL 038/15.

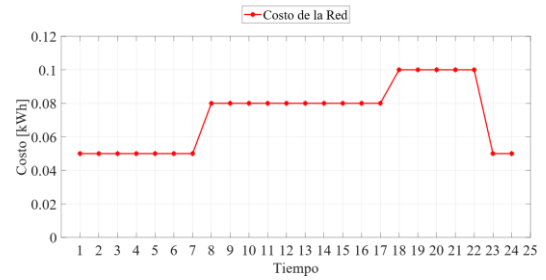


Figura 3. Costo de la Red

El sistema eléctrico de prueba se basa a la norma establecida por la ARCONEL, el cual menciona que los límites de voltaje se encuentran en el rango de $[0.9 - 1.1]$ y los límites de los ángulos de voltaje esta entre $[-40 - 40]$.

En la Figura 4 se indica el estado de carga del AE, en dicha figura se puede ver la demanda, la potencia entregada por la Red y el SOC de la batería durante la demanda baja durante un período de tiempo.

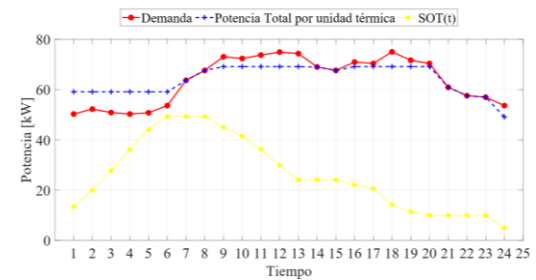


Figura 4. Estado de carga de los AE.

En la Figura 5 se muestra el tiempo de carga y de descarga de la batería durante un periodo de tiempo.

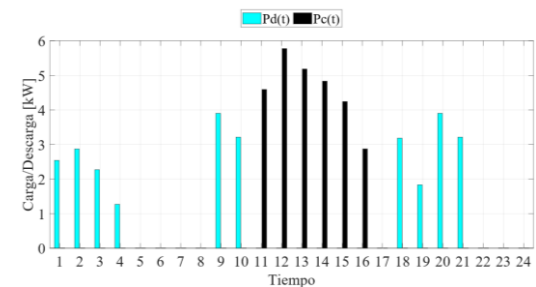


Figura 5. Carga - Descarga de la Batería.

4.1 Caso 1

En base al algoritmo planteado para la ubicación y dimensionamiento óptimo del AE. En este caso de estudio, se busca

la implementación de 1 AE y el modelo planteado encuentra como solución óptima la instalación del AE en el nodo 10 de la microrred. En la Figura 6, se puede observar la implementación de este AE.

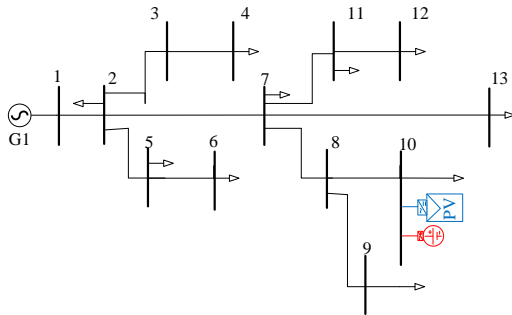


Figura 6. Ubicación óptima de 1 AE.

Como se muestra en la Figura 7, se puede observar la potencia abastecida por la red durante un período de tiempo y se denota la incorporación de un AE para abastecer la demanda, lo cual conllevará a una disminución en el costo de la energía.

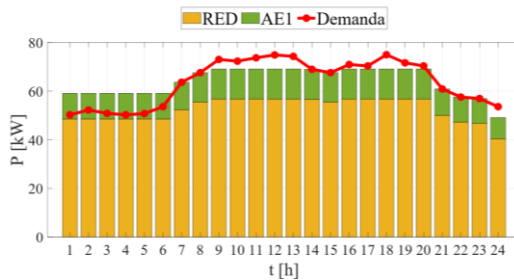


Figura 7. Despacho horario en base a la ubicación óptima de un 1 AE.

De los resultados, se concluye que la inclusión del AE con baterías permite también mantener un ahorro del 17% en comparación al caso base como se observa en la Tabla 9.

Tabla 9. Ahorro de costos al implementar 1 AE.

	Costo (USD)	
Caso Base	449.28	AHORRO
Caso 1	369.05	17%

4.2 Caso 2

Para este caso de estudio se busca implementar 2 AE, en base al algoritmo, se obtiene la ubicación óptima en los

nodos 10 y 12, como se puede observar en la Figura 8.

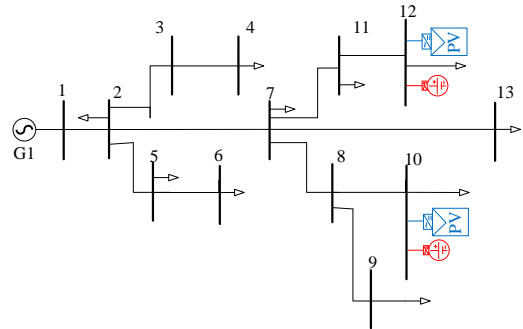


Figura 8. Ubicación óptima de 2 AE.

En la Figura 9, se observa el despacho horario de 2 AE junto a la potencia entregada por la red. Al ingresar los dos alimentadores de energía se tiene un 28% de ahorro en el costo con respecto al caso base y al primer caso como se observa en la Tabla 10.

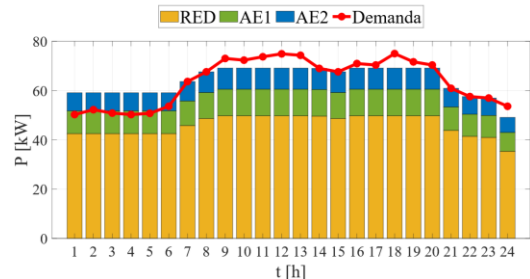


Figura 9. Despacho horario en base a la ubicación óptima de 2 AE.

	Costo (USD)	
Caso Base	449.28	AHORRO
Caso 1	369.05	17%
Caso 2	323.29	28%

Tabla 10. Ahorro de costos al implementar 2 AE.

4.3 Caso 3

En el caso 3 se busca la ubicación óptima de 3 AE. Para este caso el optimizador ubica los AE en los nodos 6, 10 y 12, obteniendo de lo cual una mejora en el abastecimiento de la demanda.

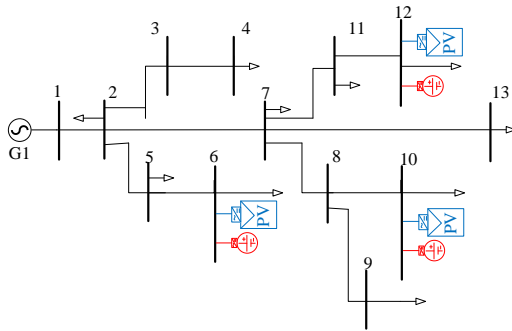


Figura 10. Ubicación óptima de 3 AE.

En la Figura 11, al implementar 3 AE en el sistema eléctrico, va a tener un ahorro del 40% de costos de implementación al incorporar estos almacenadores como se puede ver en la Tabla 11. Con base en el modelo de optimización, buscamos la función objetivo para minimizar el costo de producción y reducir la pérdida de potencia activa de todo el sistema, de lo cual encontramos que el caso 3 es el más factible, ya que éste tiene una reducción mayor tanto en costos como en pérdidas con respecto a los otros casos de estudio.

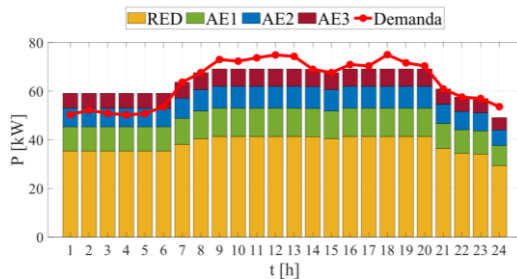


Figura 11. Despacho horario en base a la ubicación óptima de 3 AE.

	Costo (USD)	
Caso Base	449.28	AHORRO
Caso 1	369.05	17%
Caso 2	323.29	28%
Caso 3	268.87	40%

Tabla 11. Ahorro de costos al implementar 3 AE.

4.4 Costos de implementación de los AE.

El modelo matemático planteado para la ubicación óptima de los AE, tiene como una de las funciones objetivo minimizar costos al implementar 1,2 y 3 AE en el sistema eléctrico de prueba. Para cada

caso se realizó un proceso iterativo con el fin de llegar a una solución óptima. En la Figura 12 y Tabla 12 se observa los costos minimizados para cada caso con respecto al caso base y se puede concluir que el caso 3 es el óptimo.

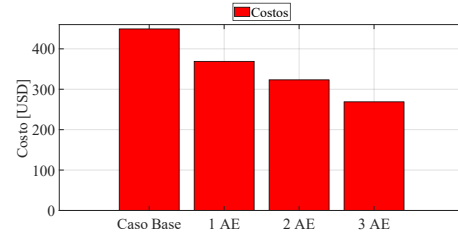


Figura 12. Costos de Incorporación de AE para cada caso.

Tabla 12. Minimización de costos para los casos de estudio con respecto al caso base.

	Costo (USD)
Caso Base	449.28
Caso 1	369.05
Caso 2	323.29
Caso 3	268.87

4.5 Pérdidas de potencia activa al implementar los AE.

La incorporación de AE provoca que los flujos reactivos a través del sistema aumenten y provoquen una reducción de las pérdidas de potencia y una variación en los perfiles de voltaje nodales en el sistema. La siguiente Figura 13 indica las pérdidas de potencia para cada caso de estudio establecido en el presente trabajo.

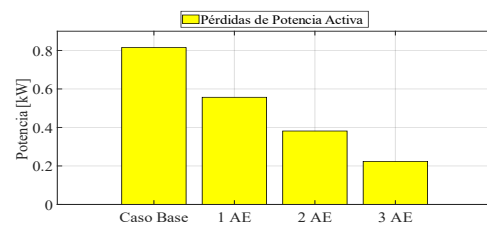


Figura 13. Pérdidas de Potencia Activa para cada caso.

Tabla 13. Minimización de pérdidas de potencia para los casos de estudio con respecto al caso base.

	Pérdidas(kW)
Caso Base	0.815
Caso 1	0.557
Caso 2	0.382
Caso 3	0.224

4.6 Perfil de voltaje al implementar los AE.

La implementación de los almacenadores de energía ocasiona que las pérdidas de potencia se reduzcan, lo cual provoca que los flujos de potencia activa y reactiva se redireccionen, lo cual provoca que los perfiles de voltaje nodales se incrementen como se puede observar en la Figura 14, por lo cual se dice que el sistema eléctrico está operando de manera estable y tenga una mayor robustez.

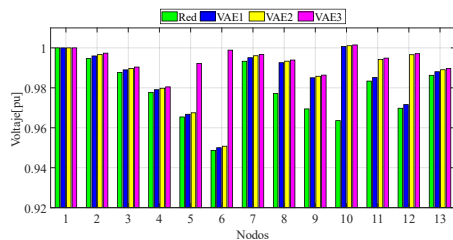


Figura 14. Perfiles de Voltaje en el Sistema de 13 Nodos de la IEEE.

5 Conclusiones

El algoritmo realizado aplica una metodología para abordar la ubicación y el tamaño óptimo del AE en sistemas distribuidos, con el fin de aumentar las características técnicas, operativas y económicas que brinden beneficios al operador de la red.

Los resultados obtenidos reflejan la importancia de considerar en el mismo problema los costos de reducción de pérdidas de energía, ahorro de compras de energía y el valor de Almacenadores de energía, porque su inclusión permite obtener beneficios de mejor posición financiera para los operadores de la red, lo que se traduce en un equilibrio económico en la resolución del problema.

El algoritmo planteado para la ubicación y dimensionamiento óptimo de AE, fue utilizado con el fin de minimizar las pérdidas de potencia activa y los costos operativos de generación en el sistema eléctrico. De esto se puede

concluir que el costo y las pérdidas del sistema de potencia se reducen significativamente cuando se introducen tres dispositivos de AE, ya que la inclusión de estas tecnologías ahorra en los costos de combustible, costos de transporte y mantenimiento de las unidades térmicas.

En este problema, observamos que, aunque los AE reducen tanto los costos de pérdida como los costos de compra de energía en la red, el segundo término tiene una función objetiva mucho más pesada que el primer término. Esto se debe a que los dispositivos de almacenamiento permiten almacenar energía en los momentos en que los precios son más económicos y se suministran a la red en los momentos en que son más caros, lo que brinda flexibilidad a una red que no podría tener sin almacenamiento.

5.1 Trabajos futuros

Inclusión de GD en conjunto con los AE para incrementar las condiciones operativas de las redes de distribución.

Un algoritmo evolutivo multiobjetivo para el dimensionamiento y la ubicación de la generación distribuida con AE.

Ubicación óptima del AE de la batería en las redes de distribución considerando la reducción de voltaje de conservación y la composición de la carga estocástica

Ubicación óptima de sistemas de AE dispersos en redes de distribución activas para el equilibrio energético y el apoyo a la red.

Dimensionamiento óptimo de AE de la batería para la gestión del funcionamiento de la microrred utilizando un nuevo algoritmo bat mejorado.

6 Referencias

- [1] Z. Abdmouleh, A. Gastli, L. Ben Brahim and M. Haouari, "Review of optimization techniques

- applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources,” *ELSEVIER*, vol. 113, pp. 266–280.
- [2] O. Badran, S. Mekhilef, H. Mokhlis and W. Dahalan, “Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations: A review of different methodologies,” *ELSEVIER*, vol. 73, pp. 854–867.
- [3] B. Singh and J. Sharma, “A review on distributed generation planning,” *ELSEVIER*, vol. 76, pp. 529–544.
- [4] A. Ehsan and Q. Yang, “Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques,” *ELSEVIER*, vol. 210, pp. 44–59.
- [5] R. Zubo, G. Mokryani, H. Rajamani, J. Aghaei, T. Niknam and P. Pillai, “Operation and planning of distribution networks with egration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review,” *ELSEVIER*, vol. 72, pp. 1177–1198.
- [6] H. Chen, T. Ngoc Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *ELSEVIER*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312.
- [7] L. Grisales, A. Grajales, O.D. Montoya, R. Hincapié, M. Granada and C. Castro, “Optimal Location, Sizing and Operation of Energy Storage in Distribution Systems Using Multi-objective Approach,” *IEEE*, vol. 15, no. 6, pp. 1084–1090.
- [8] K. Maly and K. Kwan, “Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming,” *IEEE*, vol. 142, p. 6.
- [9] A. Oudalov, D. Chartouni and C. Ohler, “Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control,” *IEEE*, vol. 22, no. 3.
- [10] Y. Atwa and E. Saadany, “Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy,” *IEEE*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822.
- [11] G. Carpinelli, F. Monttola, D. Potro and A. Russo, “Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks,” in *IEEE*, pp. 1–6.
- [12] A. Garces, C. Correa and R. Bolaños, “Optimal operation of distributed energy storage units for minimizing energy losses,” in *IEEE*, pp. 4799–6251.
- [13]. H Nazaripouya, Y. Wang, H. Pota and R. Gadh, *Optimal Sizing and Placement of Battery Energy Storage in Distribution System Based on Solar Size for Voltage Regulation*. IEEE.
- [14] V. Sok and T. Tayjasant, *Determination of Optimal Siting and Sizing of Energy Storage System in PV-Connected Distribution Systems Considering Minimum Energy Losses*. IEEE.
- [15] M. Habibi, A. Oshnoci, V. Vahidinasab and S. Oshnoci, “Allocation and Sizing of Energy Storage System Considering Wind Uncertainty,” in *An Approach Based on Stochastic SCUC*,», IEEE.
- [16] M. S. Javadi, K.F.M. Rezanejad, M. Lotfi, M. Gough and J. Catalao, *Optimal Sizing and Siting of Electrical Energy Storage Devices for Smart Grids*

- Considering Time-of-Use Programs.* IEEE.
- [17] S. Xuwei, Z. Peng, W. Yang, S. Xuefang, J. Hongyan and D. Wenqi, W. Jinfang, *Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility.* IEEE.
- [18] N. Yang, S. Li, T. Yan and S. Ma, *Study on the Whole Life Cycle Energy Management Method of Energy Storage System with Risk Correction Control.* IEEE.
- [19] H. Ahmed, H. Sindi, M. Azzouz and A. Awad, *Optimal Sizing and Scheduling of Mobile Energy Storage Toward High Penetration Levels of Renewable Energy and Fast Charging Stations.* IEEE.
- [20] J. R. Morales, "Pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC)," in *Investigación Química II*, p. 5.
- [21] J. Lezema, A. Padilha and L. Gallego, "Ubicación óptima de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica," *Ingeniería y Ciencia*, vol. 5, no. 9, pp. 9–23.
- [22] U. C. Castillo, "Las celdas de combustible: verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica," *boletín iie*, pp. 208–215.
- [23] N. Q. Minh, "Solid oxide fuel cell technology feature and applications," *ELSEVIER*, vol. 174, pp. 1–4, 271–277.
- [24] C.R. Bernal and J.D. Jiménez, "Evaluación de una celda de combustible -DMFC- utilizando etanol, con miras a determinar la flexibilidad de las celdas y el uso eficiente de recursos energéticos -FASE I," *Educación en Ingeniería*, no. 1, pp. 20–28.
- [25] J. M. H. Villamar, "Energías renovables, base para un esquema de generación distribuida," *Boletín iie*, pp. 151–153.
- [26] J. M. López and A.P. Feltrin, "Placement and sizing evaluation of distributed generation in electric power systems," *CIREN*, no. 550.
- [27] E.D. Castrillo, J.J. García and J.R. Bermúdez, "Estado de arte de las celdas de combustible," *RCTA*, vol. 1, no. 33.
- [28] L. Ortiz, L. B. Guti, J. W. Gonz, and A. Aguila, "A novel strategy for dynamic identification in AC/DC microgrids based on ARX and Petri Nets," *Heliyon*, vol. 6, no. February 2019, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e03559.
- [29] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, "Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [30] L. O. Matos, U. Politécnica, and U. Politécnica, "An ARX-Petri Nets algorithm for Active Identification of an AC / DC Microgrid Simulation," *2019 IEEE 4th Colomb. Conf. Autom. Control*, p. 6, 2019, doi: 10.1109/CCAC.2019.8921191.
- [31] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, "Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm," *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: 10.1016/j.heliyon.2021.e08061.
- [32] L. Ortiz-Matos, A. Aguila-Tellez, R. C. Hincapié-Reyes, and J. W. González-Sánchez, "Multi-Criteria Optimization of the Deployment of a Grid for Rural Electrification Based on a Heuristic Method," *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012020, Jul. 2017, doi:

- 10.1088/1755-1315/73/1/012020.
- [33] A. Aguila Téllez, “OPTIMIZACIÓN MULTICRITERIO DE FLUJOS DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN,” *Tesis Dr.*, vol. 2021-06–15, p. 105 páginas, 2021, doi: <http://hdl.handle.net/20.500.1191/2/8699>.
- [34] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, “Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: 10.1109/TLA.2020.9082717.
- [35] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [36] A. Aguila and J. Wilson, “Technical and Economic Assessment of the Implementation of Measures for Reducing Energy Losses in Distribution Systems,” *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.*, vol. 73, no. 1, p. 012018, Jul. 2017, doi: 10.1088/1755-1315/73/1/012018.
- [37] A. Aguila, “Medidas para minimizar las pérdidas de energía en circuitos de distribución.,” Universidad de Ciego de Ávila, Cuba, 2010.
- [38] F. A. Castillo Munoz, A. Aguila Tellez, and J. W. Gonzalez Sanchez, “Analysis of Stability of Tension and Losses of Electric Power in Distribution Networks with Distributed Generation,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 14, no. 11, pp. 4491–4498, 2016, doi: 10.1109/TLA.2016.7795819.
- [39] A. A. Tellez, D. F. C. Galarza, and L. O. Matos, “Analysis of power losses in the asymmetric construction of electric distribution systems,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 7, pp. 2190–2194, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7273776.
- [40] J. Vasco and A. Aguila, “Design of Automatic Reclosing scheme in distribution feeders,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 13, no. 8, pp. 2587–2593, 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7332136.
- [41] ARCONEL, “Pliego Tarifario Para Las Empresas Eléctricas De Distribución Servicio Público De Energía Eléctrica,” *Arconel*, vol. 18, 2020.
- [42] ARCONEL, “Esquema Tarifario para la introducción de los Vehículos Eléctricos en el Ecuador,” *Resolución No. ARCONEL-038/15*, pp. 1–6, 2015.
- [43] Kiehne, “Battery Technology Handbook,” Aug. 2003, doi: 10.1201/9780203911853.
- [44] D. E. Olivares *et al.*, “Trends in microgrid control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905–1919, 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [45] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, “A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids,” *Heliyon*, vol. 6, no. 8, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [46] L. Ortiz, J.W. Gonzales, L.B. Gutiérrez, O.L. Santiago, “A review on control and fault tolerant control systems of AC/DC microgrids,” *Heliyon*.

- [47] C. A. Cañizares and R. P. Behnke,
“Trends in Microgrid Control,”
Boletín IIE, vol 5, no. 4.

6.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 14. Matriz de estado del arte

UBICACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN CELDAS DE COMBUSTIBLE PARA MICRORREDES HÍBRIDAS																			
DATOS		TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA		SOLUCIÓN PROPUESTA		
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	PAIS	CITAS	CELIDAS DE COMBUSTIBLE	TIPOS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE	BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA DE CELDAS DE COMBUSTIBLE	TECNOLOGIAS DE GENERACION DISTRIBUIDA	MINIMIZACION DE COSTOS	MINIMIZACION DE PERDIDAS DE POTENCIA	DESPACHO ECONOMICO	BALANCE DE POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	RESTRICCIONES DEL GENERADOR	RESTRICCION ABASTECIMIENTO DE DEMANDA	RESTRICCION FLUJO DE POTENCIA	TENCICAS COMPUTACIONALES	TECNICAS CONVENCIONALES	METODO HEURISTICO	BENCHMARK
1	2017	Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources	QATAR	185	☒		☒				☒					☒			
2	2017	Optimal reconfiguration of distribution system connected with distributed generations_ A review of different methodologies	MALASIA	82				☒				☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
3	2017	A review on distributed generation planning	INDIA	213	☒	☒	☒	☒	☒						☒	☒			
4	2018	Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks_ A review of analytical techniques,	CHINA	97				☒		☒					☒	☒	☒	☒	☒
5	2017	Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties_ A review	IRAN	290				☒		☒		☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒
6	2009	Progress in electrical energy storage system_ A critical review	CHINA	86	☒		☒	☒		☒						☒			
7	2017	Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach	COLOMBIA	27				☒	☒	☒		☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	
8	1995	Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming	CHINA	8	☒			☒					☒		☒				

9	2007	Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control	SUIZA	14					✗			✗			✗	✗	✗	✗	
10	2010	Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy	EGIPTO	20					✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗			✗	
11	2010	Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks	POLONIA	13					✗		✗	✗			✗				
12	2014	Optimal operation of distributed energy storage units for minimizing energy losses	COLOMBIA	14					✗	✗		✗	✗	✗		✗	✗	✗	
13	2015	Optimal sizing and placement of battery energy storage in distribution system based on solar size for voltage regulation	EEUU	21					✗			✗					✗		
14	2017	Determination of optimal siting and sizing of energy storage system in PV connected distribution systems considering minimum energy losses	TAILANDIA	10	✗				✗		✗	✗					✗		
15	2018	Allocation and Sizing of Energy Storage System Considering Wind Uncertainty An Approach Based on Stochastic SCUC	IRAN	25					✗			✗	✗		✗			✗	
16	2019	Optimal Sizing and Siting of Electrical Energy Storage Devices for Smart Grids Considering Time of Use Programs	PORTUGAL	14					✗			✗	✗	✗			✗		
17	2020	Research on Energy Storage Configuration Method Based on Wind and Solar Volatility	CHINA	6					✗	✗	✗			✗		✗	✗	✗	
18	2020	Study on the Whole Life Cycle Energy Management Method of Energy Storage System with Risk Correction Control	CHINA	10					✗			✗	✗				✗	✗	
19	2021	Optimal Sizing and Scheduling of Mobile Energy Storage Toward High Penetration Levels of Renewable Energy and Fast Charging Stations	EGIPTO	44					✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	
20	2014	Pilas de combustibles de oxidos solidos	ESPAÑA	35	✗	✗	✗												
21	2009	Ubicacion Optima De Generacion Distribuida En Sistemas De Energia Electrica	COLOMBIA	14	✗	✗			✗			✗	✗		✗	✗		✗	
22	1999	Las celdas de combustible verdades sobre la generacionde electricidad limpia y eficiente via electroquimica	MEXICO	8	✗	✗	✗												
23	2004	Solid oxide fuel cell technology feature and applications	USA	32	✗	✗			✗										
24	2008	Evaluacion de una celda de combustible y el uso eficiente de recursos energeticos	COLOMBIA	18	✗	✗	✗	✗							✗				
25	2000	Energia renovable, base para un esquema de generacion distribuida	MEXICO	12		✗													
26	2009	Placement and sizing evaluation of distributed generation in electric power systems	PRAGA	12		✗	✗	✗				✗			✗	✗	✗		
27	2018	Estado de arte de las celdas de combustible	COLOMBIA	56	✗	✗	✗	✗											
28	2020	A review on control and fault tolerant control systems of AC/DC microgrids	ECUADOR	124					✗	✗	✗				✗	✗	✗	✗	
29	2014	Trends in Microgrid Control	COLOMBIA	127					✗	✗	✗				✗	✗	✗	✗	
CANTIDAD:					11	9	8	23	8	11	16	12	11	5	9	16	19	13	10

6.2 Resumen de Indicadores

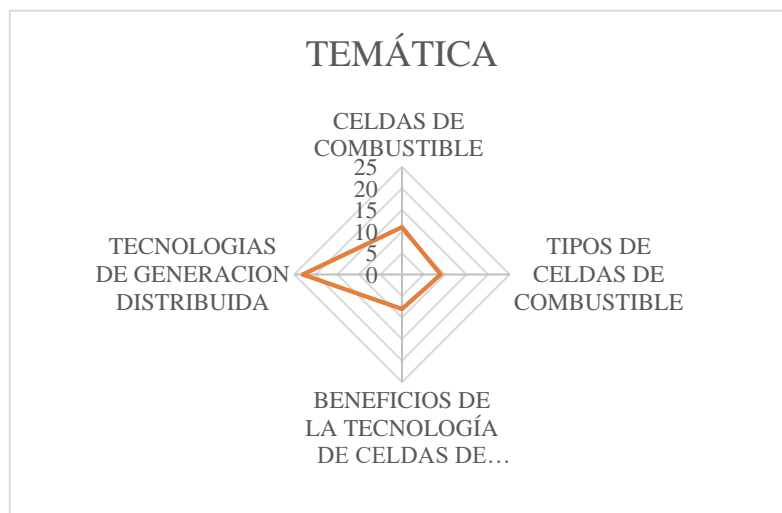


Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte

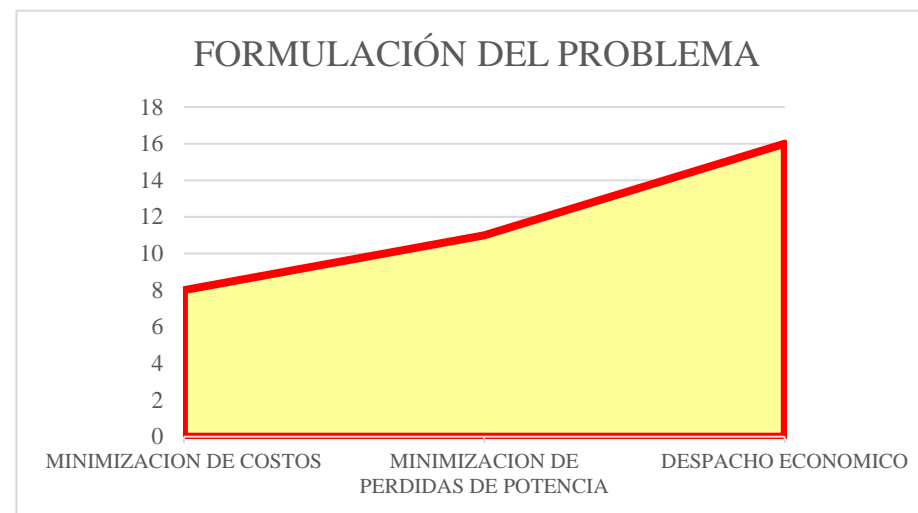


Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte

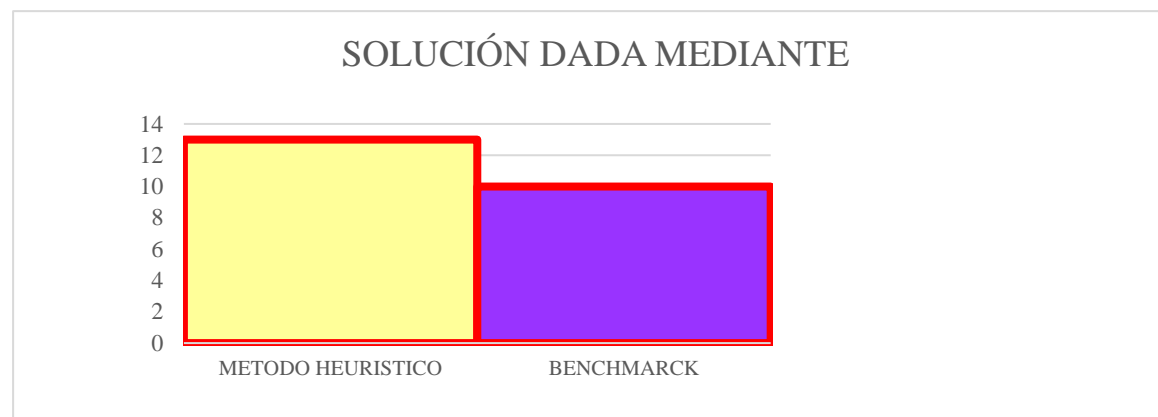


Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte