

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO CARRERA DE ELECTRICIDAD

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES

Trabajo de titulación previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: DIEGO ABEL BUSTILLOS LOACHAMIN

TUTOR: LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA

Quito -Ecuador 2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Diego Abel Bustillos Loachamin con documento de identificación Nº 1727083360 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 15 de Agosto del año 2024

Atentamente,

Diego Abel Bustillos Loachamin 1727083360

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Diego Abel Bustillos Loachamin con documento de identificación No. 1727083360, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico : "Estimación de costos de generación en energía fotovoltaica utilizando el algoritmo heurístico de optimización de enjambre de partículas evolutivas diferenciales", el cual 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 concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de Agosto del año 2024

Atentamente,

Diego Abel Bustillos Loachamin 1727083360

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara con documento de identificación N° 1717329005, , docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES, realizado por Diego Abel Bustillos con documento de identificación N° 1727083360, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Articulo Academico, que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de Agosto del año 2024

Atentamente.

Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc 1717329005

INDICE GENERAL

1		Intr	oduc	cción	2
2		Sus	tento) teórico	3
	2.1	1	Mo	delos básicos	3
	2.2	2	Alg	oritmo de recombinación adaptativa evolutiva (EPSO)	4
	2.3	3	Mo	delación de componentes	5
		2.3.	.1	Sistema fotovoltaico	5
		2.3.	.2	Modelación del sistema de almacenamiento	5
		2.3.	.3	Dimensionamiento del inversor	6
		2.3.	.4	Costo nivelado de la energía (LCOE)	6
3		For	mula	nción del problema	6
	3.1	1	Fun	ción objetivo	6
		3.1.	.1	Costo de Capital (<i>Ccap</i>)	7
		3.1.	.2	Costo ambiental (<i>Cenv</i>)	7
		3.1.	.3	Subvenciones/Incentivos (Rsub)	7
	3.2	2	Cos	to Nivelado de la Energía (LCOE)	7
		3.2.	.1	Energía Generada (<i>Egen</i> , <i>t</i>)	8
	3.3	3	Res	tricciones1	0
		3.3.	.1	Capacidad Instalada	0
		3.3.	.2	Espacio Disponible	0
		3.3.	.3	Presupuesto1	0
		3.3.	.4	Ecuaciones de Flujo de Potencia AC	0
		3.3.	.5	Límites de Tensión	0
		3.3.	.6	Límites de Potencia de Generación	1
	3.4	4	Fluj	o de trabajo para la minimización del LCOE1	1
	3.5	5	Mo	delo DEEPSO 1	2
	3.6	6	Mo	delación de LCOE1	3
	3.7	7	Cas	o de estudio1	3
		3.7.	.1	Fase 1	4
		3.7.	.2	Fase 21	5
4		Ana	álisis	de resultados1	6
	4.	1	Fase	e 1 1	6
		4.1.	.1	Caso 1: sistema fotovoltaico de 100kW	6
		4.1.	.2	Caso 2: sistema fotovoltaico de 50kW	7
		4.1.	.3	Caso 3: sistema fotovoltaico de 250kW	8

	4.1.	.4 Caso 4: sistema fotovoltaico de 150kW	19
	4.1.	.5 Caso 5: sistema fotovoltaico de 300kW	
	4.1.	.6 Resumen de resultados	21
	4.1	.7 Análisis de sensibilidad de LCOE con DEEPSO	23
	4.2	Fase 2: Dimensionamiento del parque fotovoltaico Paragachi	23
	4.3	Análisis con Matpower	24
	4.3.	.1 Comparación de resultados con Power Factory	25
5	Cor	nclusiones	
	5.1	Trabajos futuros	27
6	Ref	ferencias	27
	6.1	Matriz de Estado del Arte	
	6.2	Resumen de Indicadores	

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. Comportamiento de la irradiancia diaria	9 9
	9
Figura 3. Comportamiento de la irradiancia mensual.	
Figura 4. Comportamiento de la irradiancia anual	9
Figura 5. Flujo de trabajo de algoritmo de optimización de LCOE	11
Figura 6. Modelo de prueba propuesto	16
Figura 7. Comparativa de LCOE, cálculo manual vs DEEPSO, sistema de 100 kW	17
Figura 8. Comparativa de LCOE, cálculo manual vs DEEPSO, sistema de 50 kW	18
Figura 9. Comparativa de LCOE, cálculo manual vs DEEPSO, sistema de 250 kW	19
Figura 10. Comparativa de LCOE, cálculo manual vs DEEPSO, sistema de 150 kW	20
Figura 11. Comparativa de LCOE, cálculo manual vs DEEPSO, sistema de 300 kW	21
Figura 12. Comportamiento del LCOE a lo largo de los casos de estudio	22
Figura 13. Análisis de LCOE con DEEPSO.	23
Figura 14. Análisis de variabilidad de LCOE con DEEPSO y Monte Carlo	23
Figura 15. Análisis de variabilidad de HSP para modelo DEEPSO.	23
Figura 16. Perfil de tensión, sin y con la integración del PV	24
Figura 17. Potencia reactiva proporcionada por los generadores	25
Figura 18. Potencia reactiva por las líneas	25
Figura 19. Integración de sistema fotovoltaico Paragachi en Power Factory	25
Figura 10. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	35
Figura 11. Indicador de formulación del problema - Estado del arte	35
Figura 12. Indicador de solución - Estado del arte	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo de modelo DEEPSO	. 12
Tabla 2. Pseudocódigo de modelo LCOE	. 13
Tabla 3. Parámetros del caso de estudio [25].	. 14
Tabla 4. Datos de casos de estudio	. 15
Tabla 5. Parámetros de los tipos de paneles	. 15
Tabla 6. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSO para el sistema de 100 kW	.17
Tabla 7. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSO para el sistema de 50 kW	. 18
Tabla 8. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSO para el sistema de 250 kW	. 19
Tabla 9. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSO para el sistema de 150 kW	. 20
Tabla 10. Resultados del cálculo manual para el sistema de 300 kW	.21
Tabla 11. Resumen de resultados obtenidos mediante el cálculo analítico y la técnica	
propuesta DEEPSO.	. 22
Tabla 12. Resultados empleando DEEPSO para el parque fotovoltaico Paragachi 998 kW	. 24
Tabla 13: Matriz de estado del arte.	. 30

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE **ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES**

Resumen

Esta investigación se centra la en optimización de los costos de generación en sistemas fotovoltaicos utilizando el algoritmo heurístico DEEPSO (Optimización Diferencial de Enjambre de Partículas Evolutivas). La variabilidad de la energía solar complica su predicción y planificación eficiente. Se compararon resultados de cálculos manuales con los obtenidos mediante DEEPSO en sistemas de 50 kW, 100 kW, 150 kW, 250 kW y 300 kW, ajustando la cantidad y tipo de paneles solares para optimizar recursos y espacio. Los resultados mostraron que DEEPSO redujo significativamente el Costo Nivelado de Energía (LCOE), logrando una disminución de hasta un 24%, manteniendo costos bajos y estables.

Las conclusiones confirman que DEEPSO es eficiente herramienta una para la optimización de costos en sistemas fotovoltaicos. Además de reducir el LCOE, DEEPSO simplificó el proceso de diseño y planificación, eliminando la necesidad de múltiples iteraciones manuales. Por ejemplo, el LCOE se redujo de 5.95 ¢/kWh a 4.53 ¢/kWh en sistemas de 50 kW.

LCOE; Energía fotovoltaica; Costos de Photovoltaic Energy; Generation Costs. generación.

Abstract

The objective of this research is to optimize generation costs in photovoltaic systems using the DEEPSO heuristic algorithm (Differential Evolutionary Particle Swarm Optimization). The variability of solar energy complicates its efficient prediction and planning. Results from manual calculations were compared with those obtained using DEEPSO in 50 kW, 100 kW, 150 kW, 250 kW, and 300 kW systems, adjusting the quantity and type of solar panels to optimize resources and space. The results showed that DEEPSO significantly reduced the Levelized Cost of Energy (LCOE), achieving a reduction of up to 24%, maintaining low and stable costs.

The conclusions confirm that DEEPSO is an efficient tool for cost optimization in photovoltaic systems. In addition to reducing the LCOE, DEEPSO simplified the design and planning process, eliminating the need for multiple manual iterations. For example, the LCOE was reduced from 5.95 ¢/kWh to 4.53 ¢/kWh in 50 kW systems.

Palabras Clave: Optimización; DEEPSO; Keywords: Optimization; DEEPSO; LCOE;

1 Introducción

La energía se ha convertido en uno de los problemas más importantes para la humanidad, debido al rápido incremento de la demanda global de energía [1]. China, Estados Unidos e India destacan como los mayores consumidores de energía a nivel mundial [2] [3]. La energía solar se presenta como una solución viable y sostenible para abordar las crecientes necesidades energéticas del planeta, ofreciendo el potencial de mejorar la calidad de vida de las comunidades globales [4] [5].

Los sistemas fotovoltaicos (PV) se erigen como la tecnología clave para aprovechar la energía del sol, convirtiendo la luz solar en electricidad de manera eficiente [6]. No obstante, uno de los principales desafíos para la adopción generalizada de esta tecnología es su precio, que aún se mantiene comparativamente alto en relación con las fuentes de energía convencionales [7].

Evaluar la viabilidad económica de un sistema fotovoltaico se vuelve fundamental para su éxito. Los usuarios requieren conocer el retorno de la inversión (ROI) esperado, mientras que los agentes de financiación necesitan herramientas para analizar el desarrollo tecnológico propuesto [8].

Es esencial considerar de manera sistemática el costo de capital, los costos de operación y mantenimiento, así como el rendimiento energético esperado de un sistema fotovoltaico, para poder realizar una comparación justa con los combustibles fósiles convencionales [9]. El Costo nivelado de energía (LCOE) se presenta como un recurso valioso, ya que facilita la evaluación de la viabilidad económica de la energía solar fotovoltaica.

Existen diversos métodos para la estimación del LCOE. Algunos de los más comunes incluyen modelos lineales, redes neuronales artificiales, optimización multiobjetivo y programación geométrica.

En términos de precisión y complejidad, cada uno tiene sus propias ventajas y desventajas[10] [11].

Numerosos estudios de caso se han realizado en diversas partes del mundo para LCOE evaluar el de los sistemas fotovoltaicos. Estos estudios han demostrado que el LCOE de la energía solar fotovoltaica ha disminuido significativamente en los últimos años. siendo ahora competitivo con otras fuentes de energía en muchos casos [12] [13] [14].

En este trabajo se analizan modelos probabilísticos de la fuente de generación fotovoltaica para la estimación de costos en ubicaciones geográficas con alto potencial de irradiancia. Se plantea la implementación de la técnica DEEPSO (Differential Evolution Particle Swarm Optimization) para optimizar la estimación de costos en un sistema de 39 barras.

La formulación del problema busca minimizar los costos totales, incluyendo penalizaciones, subestimaciones y sobreestimaciones. Las funciones de costo para la tecnología fotovoltaica se detallan considerando la potencia producida; esta depende de tres tipos de irradiancia (directa, estándar y de referencia), además de la potencia nominal de salida de la celda fotovoltaica.

El contenido de la investigación se organiza de la siguiente forma: en primer lugar, en la segunda sección se exponen las ecuaciones relacionadas con el sistema fotovoltaico y los flujos de potencia. A continuación, la tercera sección se dedica a la descripción de la formulación del problema enfocado en la predicción de los costos de generación fotovoltaica. Posteriormente, los resultados obtenidos son analizados en la cuarta sección. Seguidamente, la quinta sección detalla las conclusiones derivadas del estudio. Para concluir, en la sexta sección se presentan las posibles líneas de trabajo futuras.

2 Sustento teórico

En este apartado se expone los fundamentos teóricos necesarios que se emplearan para modelar el sistema.

2.1 Modelos básicos

Α diferencia de otros métodos de optimización, el algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés) no depende de un operador de selección como principal mecanismo. En su lugar, utiliza una regla de movimiento que permite generar nuevos individuos en el espacio a partir de un conjunto preexistente de alternativas, conocido como enjambre o población [15] [16]. Aunque hay diferentes regla movimiento variantes. la de fundamental que genera un nuevo individuo X para la iteración (k + 1) se basa en la ecuación 1.

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + V^{(K)}$$
(1)

Donde V se llama velocidad de la partícula y está definida por la ecuación 2.

$$V^{(k+1)} = AV^{(k)} + B(b_i - X^{(k)})$$
(2)
+ $C(b_G - X^{(k)})$

En este sentido, el punto b_G representa la mejor posición encontrada hasta el momento por el enjambre para una partícula específica, mientras que b_i simboliza el mejor ancestro pasado en la línea de vida directa de dicha partícula. El conjunto $\{b_i, i = 1 \dots, \#P\} = P_h$ agrupa a los mejores ancestros históricos de cada partícula, siendo b_G elemento de P_b . Los parámetros A, B y C son matrices diagonales con pesos definidos al inicio del proceso. La formulación clásica establece que el parámetro A disminuye su valor con el tiempo (iteraciones). Asimismo, Los parámetros iniciales B y C, por su parte, se

multiplican por valores aleatorios tomados de una distribución uniforme en el intervalo [0,1] [17].

A partir de las ecuaciones (1) y (2), se observa que la formación de una nueva partícula $X^{(k+1)}$ se produce mediante la combinación de cuatro puntos, que se exponen a continuación.

- 1. Su ancestro directo $X^{(k)}$: la partícula de la que proviene directamente en la línea de tiempo.
- 2. El ancestro $X^{(k-1)}$ de su ancestro $X^{(k)}$: el punto que precedió a su ancestro directo en la línea de tiempo.
- 3. Un (posiblemente) pasado lejano mejor ancestro b_i : una partícula que, en algún momento anterior, fue la mejor posición para la partícula actual.
- 4. El mejor global actual del enjambre b_G : la posición más favorable que ha encontrado el enjambre en conjunto hasta el momento.

En consecuencia, la regla mencionada con anterioridad se puede reescribir mediante la ecuación 3. En la expresión planteada, la suma de los parámetros que ponderan la contribución de cada uno de los cuatro progenitores a la descendencia es igual a 1 [18]. Esta característica invita а interpretarla como una recombinación intermedia en un Algoritmo Evolutivo (EA) con cuatro padres, donde la selección de los mismos no responde al azar, sino que obedece a una regla específica. Así, se considera una población expandida que incluye no solo a las partículas activas, sino también a sus progenitores directos y a un grupo de ancestros relevantes del pasado. Esta inclusión de ancestros relevantes en la ecuación permite incorporar información valiosa del linaje a la generación de nuevas enriqueciendo soluciones. el proceso evolutivo y potencialmente acelerando la convergencia hacia resultados óptimos [19].

$$X^{(k+1)} = (1 + A - B - C)X^{(k)}$$
(3)
- $AX^{(k-1)} + Bb_i$
+ Cb_q

2.2 Algoritmo de recombinación adaptativa evolutiva (EPSO)

El algoritmo EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) surge como una propuesta para dotar de mayor adaptabilidad al operador de recombinación tradicional. Para lograrlo, se introducen mecanismos de mutación y selección sobre los parámetros presentes en la ecuación (2), buscando así impulsar el progreso del algoritmo [20].

En el contexto de una población formada por múltiples partículas, el esquema principal del algoritmo EPSO se describe de la siguiente manera. El algoritmo de optimización basado en enjambre de partículas (PSO) opera a través de la repetición de cuatro etapas esenciales: replicación, mutación, reproducción y evaluación. En la etapa de replicación, cada partícula del enjambre se clona "r" veces, un conjunto de réplicas. generando Posteriormente, en la fase de mutación, los parámetros "A", "B" y "C" de todas las partículas, tanto originales como réplicas, aleatoriamente. modifican se А continuación, en la etapa de reproducción, cada una de las partículas "r+1" (incluidas las originales y sus clones) genera descendencia. Basándose en la regla de movimiento de partículas especificada por las ecuaciones (2) o (3), se realiza un proceso de recombinación. Finalmente, en la etapa de evaluación, se calcula la aptitud de toda la descendencia generada. En la fase de selección, mediante un mecanismo de torneo estocástico u otro método de selección entre hermanos, se elige el mejor "hijo" de cada antepasado para formar parte de la nueva generación. De esta manera, cada individuo de la generación anterior tiene un único descendiente que pasa a la perpetuando siguiente iteración, las

características más favorables y dirigiendo el enjambre hacia el valor ideal de la función objetivo [21].

El proceso de mutación en el algoritmo EPSO modifica los parámetros A, B y C representados por w) utilizando dos métodos distintos: multiplicativo lognormal o aditivo gaussiano. En el primer método, la mutación se realiza multiplicando www por un número aleatorio lognormal, cuya media es 0 y su desviación estándar es del 1%. En el segundo método, la mutación se efectúa añadiendo a w un número aleatorio con distribución gaussiana, que tiene un promedio de 0 y una desviación estándar que se debe especificar externamente. El parámetro de aprendizaje (τ o σ) también debe fijarse manualmente.

La recombinación en EPSO se realiza utilizando un operador adaptativo definido por el conjunto (A, B, C). Este operador combina los valores de los parámetros de diferentes partículas para generar nuevas soluciones, permitiendo que el algoritmo adapte su estrategia de búsqueda en función del progreso obtenido [22].

$$b_G^* = b_G(1 + W_G N(0, 1)) \tag{4}$$

El peso, junto con los parámetros, está sujeto a las mutaciones previamente mencionadas, integrándose así en el modelo auto adaptativo. En la versión más actualizada y efectiva del algoritmo, se incorporó el factor de comunicación P, que define una topología de comunicación estocástica en estrella dentro del enjambre. contexto. la norma En este de recombinación (o movimiento) para la EPSO se convierte en la ecuación 5 [23].

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + V^{(K)}$$
(5)

$$V^{(k+1)} = AV^{(k)} + B(b_i - X^{(k)})$$
(6)
+ $P[C(b_G^* - X^{(k)})]$

La matriz diagonal *P*, un componente fundamental de la dinámica del enjambre

representa la influencia de la comunicación entre individuos. Cada componente de esta matriz, conocido como p, es una variable binaria que tiene la capacidad de asumir los valores de o 0. según ciertas 1 probabilidades determinadas. Un valor p de 1 indica que la comunicación entre dos individuos es perfecta. Por otro lado, un valor de 0 indica una completa falta de comunicación. La probabilidad de que p tome el valor de 1, conocida como comunicación, probabilidad de se representa por p y regula el intercambio de información dentro del enjambre. En las formulaciones clásicas. donde la comunicación se considera perfecta, p se establece en 1, representando la estrella, un modelo en el que toda la información converge en un solo punto central.

2.3 Modelación de componentes

2.3.1 Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico se define como una red de módulos solares interconectados, diseñados para satisfacer las necesidades energéticas de las cargas consideradas. La potencia de salida de este sistema, determinante para su rendimiento, se calcula mediante la ecuación (7).

$$P_{out_PV} = N_{PV}P_{rated_PV}\eta_{PV} \\ * \left(\frac{G}{G_{ref}}\right) \\ * \left[1 \\ + K_T(T_c - T_{ref})\right]$$
(7)

En este sentido, las variables involucradas en la ecuación 7 se detallan a continuación. N_{PV} : Representa el número de paneles fotovoltaicos que conforman el sistema.

 η_{PV} : Es la eficiencia de la matriz fotovoltaica, un indicador del rendimiento energético del sistema bajo condiciones específicas.

*P*_{out_PV}: Simboliza la potencia de salida del sistema fotovoltaico, es decir, la energía

eléctrica que genera el sistema en un instante determinado.

 P_{rated_PV} : Define la potencia nominal del sistema fotovoltaico en condiciones de referencia. Esta potencia se determina basándose en la radiación solar estándar (Gref) y la temperatura de referencia de la celda (Tref).

 G_{ref} : Representa la radiación solar en condiciones de referencia, un valor estandarizado comúnmente establecido en 1000 W/m².

 T_{ref} : Define la temperatura de la celda en condiciones de referencia, un valor estandarizado comúnmente establecido en 25 °C.

 K_T : Es el coeficiente de temperatura de la potencia máxima, un parámetro que indica la sensibilidad de la potencia del sistema a las variaciones de temperatura. Su valor típico es de -3,7 × 10^-3 1/°C.

 T_c es la temperatura de la celda que está determinada por la ecuación (8).

$$T_c = T_{amb} + (0.0256 * G) \tag{8}$$

 T_{amb} es la temperatura ambiente.

2.3.2 Modelación del sistema de almacenamiento

La red de baterías desempeña un papel fundamental en el sistema energético, complementando la energía fotovoltaica, cuando su generación no alcanza a cubrir la demanda. Esta intervención estratégica permite evitar el uso de un generador diesel, optimizando la eficiencia del sistema y fortaleciendo su confiabilidad.

La red de baterías funciona de manera inteligente, almacenando energía durante los periodos de sobreproducción, es decir, cuando la generación de energía excede la demanda. De esta manera, la energía acumulada se convierte en una reserva invaluable para cubrir los momentos en que la producción renovable no alcanza los niveles necesarios. Para evaluar la energía disponible en el banco de baterías en un momento dado, se utiliza la ecuación (9). Esta ecuación permite calcular la cantidad de energía almacenada con precisión, garantizando una gestión eficiente del recurso y optimizando su utilización.

$$E_{batt}(t) = E_{batt}(t-1) + E_{FE}(t)$$

$$* \eta_{cc} * \eta_{bat}$$
(9)

En esta fórmula, $E_{FE}(t)$ representa la energía adicional disponible proveniente de todos los sistemas, mientras que η_{cc} y η_{bat} simbolizan las eficiencias del controlador de carga y la batería, respectivamente. A su vez, el estado de carga de la batería (SOC) se determina utilizando la ecuación (10).

$$SOC_{min} \le SOC(t) \le SOC_{max}$$
 (10)

En este marco, SOC_{min} y SOC_{max} indican los límites mínimo y máximo del estado de carga, correspondientemente. El cálculo del estado mínimo de carga se efectúa empleando la ecuación (11).

$$SOC_{min} = 1 - DOD \tag{11}$$

El término profundidad de descarga (DOD) se refiere al porcentaje de la capacidad completa de la batería que es consumido en un ciclo de descarga.

2.3.3 Dimensionamiento del inversor

Dentro del sistema fotovoltaico, el inversor desempeña una función esencial al transformar la energía eléctrica en corriente continua (CC) producida por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es compatible tanto con la red eléctrica como con los electrodomésticos. Su tamaño se dimensiona en función de la demanda máxima de energía del sistema, tal como lo establece la ecuación (12).

$$P_{inv} = \frac{P_{load}}{\eta_{inv}} \tag{12}$$

En la ecuación presentada, P_{inv} representa las potencias nominales del inversor, P_{load} simboliza la potencia de carga y η_{inv} denota la eficiencia del inversor.

2.3.4 Costo nivelado de la energía (LCOE)

Este término engloba la suma de tres componentes clave: el costo de capital (C), los gastos de operación y mantenimiento (O&M) y los costos asociados al reemplazo (R) de cada componente del sistema. Para obtener una evaluación precisa del NPC, se emplea la ecuación (13), la cual permite calcular este valor de manera eficiente.

$$NPC = C + OM + R \tag{13}$$

3 Formulación del problema

La estimación de costos de generación en energía fotovoltaica utilizando el algoritmo heurístico de optimización de enjambre de partículas evolutivas diferenciales se basa en minimizar el costo nivelado de energía (LCOE) para aumentar la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos. Se abordan varias ecuaciones críticas: la función objetivo y las restricciones.

3.1 Función objetivo

La función objetivo se centra en reducir el costo total de generación de energía fotovoltaica. Esta fórmula se desglosa en varios componentes clave:

- Costo de capital inicial (*C_{cap}*): Representa la inversión necesaria para la instalación de los paneles fotovoltaicos.
- Costo de operación y mantenimiento (*C*_{OM}): Los gastos incurridos a lo largo de la vida útil del sistema.
- **Costos ambientales** (*C*_{env}): Reflejan el impacto ecológico de la instalación y operación del sistema.

• **Subvenciones o incentivos** (*R_{sub}*): Políticas de apoyo que pueden reducir el costo total.

$$\min(C_{total} = C_{cap} + C_{OM} + C_{env} - R_{sub})$$
(14)

3.1.1 Costo de Capital (C_{cap})

Este componente representa la inversión inicial para adquirir e instalar los paneles solares y otros equipos.

- *C_{panel,i}*: Costo unitario de cada tipo de panel.
- *N_{panel,i}*: Cantidad de paneles de ese tipo instalados.

Se calcula multiplicando el costo unitario de cada tipo de panel por la cantidad instalada de esos paneles y sumando estos valores para todos los tipos de paneles en el sistema. Este costo inicial es fundamental para la viabilidad económica del proyecto y debe gestionarse cuidadosamente para asegurar una inversión eficiente.

$$C_{cap} = \sum_{i=1}^{n} C_{panel,i} * N_{panel,i}$$
(15)

3.1.2 Costo ambiental (C_{env})

Esta variable incluye los impactos ecológicos de la producción y operación de los paneles fotovoltaicos.

- *I_{amb}*: Impacto ambiental por unidad de panel.
- *N_{panel,i}*: Número total de paneles instalados de cada tipo.

Se calcula multiplicando el impacto ambiental por unidad de panel por la cantidad total de paneles instalados de cada tipo. Incluir este costo asegura decisiones de inversión ambientalmente responsables, promoviendo prácticas sostenibles y minimizando la huella ecológica del proyecto.

$$C_{env} = \sum_{i=1}^{n} I_{amb} * N_{panel,i}$$
(16)

3.1.3 Subvenciones/Incentivos (R_{sub})

Estas subvenciones ayudan a reducir el costo total de generación de energía fotovoltaica.

- *I_{nc}*: Valor del incentivo por unidad de panel.
- N_{panel,i}: Número total de paneles instalados.

Se calcula multiplicando el valor del incentivo por unidad de panel por la cantidad total de paneles instalados. Incluir estas subvenciones hace que los proyectos de energía solar sean más asequibles y competitivos.

$$R_{sub} = \sum_{i=1}^{n} I_{nc} * N_{panel,i}$$
(17)

3.2 Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

Este se calcula como el costo total de instalación y operación del sistema fotovoltaico dividido por la energía total generada a lo largo de su vida útil:

$$LCOE = \frac{NPC * CRF}{\sum_{t=1}^{t=8760} E_{gen,t}}$$
(18)

NPC (Costo Presente Neto): Es la suma de los costos de capital (C), operación y mantenimiento (O&M), así como el reemplazo (R) de cada componente del sistema. Se calcula mediante la ecuación 19.

$$NPC = C_{cap} + C_{OM} + R \tag{19}$$

CRF (Factor de Recuperación de Capital): Es una ratio que permite calcular el valor presente de los componentes del sistema durante un período de tiempo dado,

considerando la tasa de interés. Se calcula mediante la ecuación 20.

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$
(19)

Donde $(1 + i)^n$ es la tasa de interés y *n* es la vida útil del sistema.

 $E_{aen.t}$: Energía generada en el año t.

3.2.1 Energía Generada (E_{gen.t})

La energía generada $(E_{gen,t})$ es esencial para calcular el LCOE. Se determina mediante:

$$E_{gen,t} = \sum_{i=1}^{n} (N_{panel,i} * P_{panel,i}) + H_{sun,t} * \eta_{panel,t})$$
(20)

- *N_{panel.i}*: Número de paneles instalados.
- **P**_{panel.i}: Potencia nominal del panel.
- *H_{sunt}*: Horas de sol efectivas.
- $\eta_{panel,t}$: Eficiencia del panel.

Se considera la energía producida durante cada hora del año (8760 horas en total). Factores como degradación del panel, ángulo climáticas, condiciones de inclinación e irradiancia solar influven en la generación de energía. Una estimación precisa es crucial para calcular el LCOE y evaluar económicamente el proyecto.

El análisis de las horas pico de sol se basa en un estudio detallado del recurso fotovoltaico en Paragachi, cuyas coordenadas son 0.41700729701151557, -77.94155980676648 [24]. Es esencial recopilar datos históricos de irradiancia normal directa, obtenidos de la plataforma NASA, para construir un modelo de optimización preciso y eficiente.

Para Paragachi, se han utilizado datos de 10 años (2012-2022), proporcionando una visión clara de las condiciones solares. Este análisis permite determinar con precisión las horas pico de sol, cruciales para el

dimensionamiento y eficiencia del parque fotovoltaico. Evaluar correctamente la irradiancia, acorde a las coordenadas del parque, asegura considerar las variaciones temporales y estacionales, mejorando la precisión del modelo de optimización.

3.2.1.1 Cómputo de H_{sun.t}

El cálculo de las horas pico de sol se realiza mediante la sumatoria que aproxima la integral de la irradiancia solar diaria.

$$H_{sun,t} = \frac{1}{1000} \int_0^{24} G(t) dt \qquad (21)$$

- G(t): Irradiancia solar en W/m² en función del tiempo t.
- La integral acumula la irradiancia solar diaria.
- Dividir por 1000 W/m² convierte la horas equivalentes suma en de irradiancia a 1000 W/m².

3.2.1.2 Caracterización de irrandiancia horaria.

La Figura 1 muestra la irradiancia normal directa medida cada hora durante un día. La irradiancia comienza en cero antes del amanecer, aumentando a 35.81 W/m² a partir de la séptima hora.



Figura 1. Comportamiento de la irradiancia horaria.

Alcanza un pico de 122.22 W/m² a la duodécima hora y disminuye a 117.19 W/m² a la decimotercera hora, continuando su descenso a 31.12 W/m² a la decimoséptima hora y volviendo a cero a partir de la decimoctava hora. Este patrón, típico de días despejados, es crucial para calcular las horas pico de sol, necesarias para dimensionar y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos en el parque solar de Paragachi.

3.2.1.3 Caracterización de irrandiancia diaria.

Por su parte, la Figura 2 muestra la irradiancia normal directa diaria a lo largo de un mes, con variaciones significativas debido a las condiciones atmosféricas. Inicialmente. los valores comienzan alrededor de 1.68 W/m², alcanzando un pico máximo de 3.91 W/m² el día 16, indicando condiciones favorables. Posteriormente, disminuye abruptamente, reflejando la variabilidad climática. Otros picos menores ocurren los días 20 y 21, con 2.34 y 1.94 W/m², respectivamente. En general, la irradiancia oscila alrededor de un promedio de 1.5 W/m², con días por debajo y por encima de este valor.



Figura 2. Comportamiento de la irradiancia diaria.

3.2.1.4 Caracterización de irrandiancia mensual.

En este sentido, la Figura 3 muestra la irradiancia normal directa promedio mensual a lo largo del año, revelando las fluctuaciones estacionales. En enero, la irradiancia es de 1.68 W/m², disminuyendo

hasta 1.16 W/m² en junio. En verano, incrementa levemente, alcanzando 1.66 W/m² en agosto. Septiembre registra una caída a 0.8 W/m², seguido de un repunte en octubre con 1.92 W/m², el valor más alto del año. En noviembre y diciembre, desciende a aproximadamente 1.19 W/m².



Figura 3. Comportamiento de la irradiancia mensual.

3.2.1.5 Caracterización de irrandiancia anual.

Por último, la Figura 4 muestra la irradiancia normal directa anual de 2012 a 2022. En 2012, la irradiancia fue de 2.16 W/m², disminuyendo hasta 1.99 W/m² en 2015.



Figura 4. Comportamiento de la irradiancia anual

Desde 2016, hubo una recuperación, alcanzando 2.25 W/m² en 2017. En 2018, cayó a 1.93 W/m², el valor más bajo del periodo. En 2019 y 2020, aumentó a 2.3 y 2.1 W/m², respectivamente. En 2021, se

redujo a 2.1 W/m², pero en 2022, subió a 2.37 W/m², el valor más alto del periodo. Estas variaciones interanuales son cruciales para planificar y operar sistemas fotovoltaicos.

3.3 Restricciones

La optimización está sujeta a varias restricciones técnicas que aseguran que la solución sea viable y eficiente desde el punto de vista de la ingeniería, las cuales se describen a continuación.

3.3.1 Capacidad Instalada

Esta restricción asegura que la capacidad total instalada de paneles fotovoltaicos cumpla con la demanda de potencia.

- *N*_{panel,i}: Número de paneles de cada tipo.
- *P*_{panel,i}: Potencia nominal de cada tipo de panel.
- *P_{demand}*: Demanda de potencia.

La capacidad instalada de cada tipo de panel se calcula multiplicando el número de paneles por su potencia nominal. La suma de estas capacidades debe ser igual o mayor que la demanda de potencia para garantizar que el sistema fotovoltaico cubra las necesidades de consumo energético.

$$\sum_{i=1}^{n} (N_{panel,i} * P_{panel,i}) \ge P_{demand}$$
 (22)

3.3.2 Espacio Disponible

Esta restricción garantiza que la instalación de paneles fotovoltaicos no exceda el área disponible.

- *N*_{panel,i}: Número de paneles de cada tipo.
- *A_{panel,i}*: Área requerida por cada tipo de panel.
- *A*total: Área total disponible.

Se calcula multiplicando el número de paneles por el área requerida de cada tipo y sumando estos valores. La suma debe ser menor o igual al área total disponible para asegurar que los paneles puedan ser instalados dentro del espacio asignado.

$$\sum_{i=1}^{n} (N_{panel,i} * A_{panel,i}) \le A_{total}$$
(23)

3.3.3 Presupuesto

Esta restricción asegura que los costos no excedan el presupuesto disponible.

- *C_{cap}*: Costo de capital inicial (compra e instalación de paneles).
- *C_{OM}*: Costo de operación y mantenimiento.
- *B_{total}*: Presupuesto total disponible.

La suma de los costos de capital y de operación y mantenimiento debe estar dentro del presupuesto total para garantizar la viabilidad económica del proyecto.

$$C_{cap} + C_{OM} \le B_{total} \tag{24}$$

3.3.4 Ecuaciones de Flujo de Potencia AC

Estas ecuaciones aseguran el equilibrio de potencias activa (P_i) y reactiva (Q_i) en la red eléctrica.

- $V_i V_j$: Tensiones en los nodos iii y jjj.
- *G_{ii}*: Conductancias entre los nodos.
- *B*_{*ii*}: Susceptancias entre los nodos.
- *θ_{ij}*: Diferencias de ángulo entre los nodos.

$$P_{i} = \sum_{j=1}^{n} V_{i}V_{j}(G_{ij}\cos(\theta_{ij}) + B_{ij}\sin(\theta_{ij}))$$

$$Q_{i} = \sum_{j=1}^{n} V_{i}V_{j}(G_{ij}\sin(\theta_{ij}) - B_{ij}\cos(\theta_{ij}))$$
(25)

3.3.5 Límites de Tensión

Esta restricción garantiza que las tensiones en los nodos del sistema eléctrico estén dentro de rangos permitidos.

- *V_{min}*: Valor mínimo de tensión permitido.
- *V_{max}*: Valor máximo de tensión permitido.
- *V_i*: Tensión en el nodo i.

$$V_{min} \le V_i \le V_{max} \tag{26}$$

3.3.6 *Límites de Potencia de Generación* Esta restricción asegura que las potencias generadas estén dentro de los rangos permitidos.

- **P**_{gen,i}: Potencia activa generada en el nodo i.
- **Q**_{gen,i}: Potencia reactiva generada en el nodo i.
- *P*^{*min*}_{*gen,i*}, *P*^{*max*}_{*gen,i*} Límites mínimo y máximo para la potencia activa.
- $Q_{gen,i}^{min}, Q_{gen,i}^{max}$: Límites mínimo y máximo para la potencia reactiva.

Esto asegura que los generadores operen dentro de sus capacidades, evitando ineficiencias o daños y manteniendo la estabilidad del sistema.

$$P_{gen,i}^{min} \le P_{gen,i} \le P_{gen,i}^{max}$$

$$Q_{gen,i}^{min} \le Q_{gen,i} \le Q_{gen,i}^{max}$$
(27)

3.4 Flujo de trabajo para la minimización del LCOE.

A continuación, se plantean cuatro partes o niveles importantes que están diseñados para trabajar en conjunto como parte de un sistema de optimización complejo que modela y optimiza configuraciones de sistemas fotovoltaicos utilizando algoritmos avanzados (ver Figura 5). Estos niveles son: cálculo de flujo de potencia AC, función objetivo, restricciones y algoritmo hibrido PSO-DE.

Inicialmente, la función performOPF se utiliza para ejecutar un análisis de Flujo Óptimo de Potencia (OPF) en el sistema de prueba seleccionado, cuyo éxito es crucial para las etapas de cálculo subsiguientes. Si performOPF tiene éxito, se calcula el costo total de generación de energía, que luego se utiliza en la función LCOE_Function. Esta función evalúa el Costo Nivelado de Energía (LCOE) incorporando los costos de capital, operación y mantenimiento, así como los costos de reemplazo, basados en el número de paneles fotovoltaicos y la potencia nominal por panel.

Por otro lado, la función Constraints actúa como un verificador de viabilidad dentro del sistema, evaluando si las soluciones generadas por las simulaciones caen dentro de rangos aceptables para variables como el número de paneles, su potencia nominal y la eficiencia. Esta validación es necesaria para garantizar que las soluciones propuestas no solo sean óptimas desde el punto de vista del costo, sino también técnicamente realizables.



Figura 5. Flujo de trabajo de algoritmo de optimización de LCOE.

La combinación de performOPF y LCOE_Function con la validación de Constraints se integra en la técnica híbrida PSO_DE, misma que utiliza una fusión de los algoritmos de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) y Evolución Diferencial (DE) para explorar de manera espacio de soluciones. efectiva el optimizando tanto la factibilidad técnica como la eficiencia económica. La capacidad de PSO_DE para actualizar dinámicamente y adaptar las soluciones utilizando información performOPF de V LCOE_Function, junto con las restricciones validadas por Constraints, asegura que el proceso de optimización sea robusto, dirigido y convergente hacia soluciones óptimas dentro de un marco de trabajo realista.

3.5 Modelo DEEPSO

El pseudocódigo del modelo desarrollado comienza con la inicialización de los parámetros del problema y del algoritmo DEEPSO (ver Tabla 1). Esto incluye la definición de límites para las variables de decisión y la configuración de los parámetros del algoritmo, como el tamaño de la población y la tasa de mutación. A continuación, se inicializa la población de soluciones aleatoriamente dentro de los límites especificados. Cada solución en la población representa una posible configuración de paneles solares y se evalúa su aptitud en función de la función objetivo, que considera los costos de capital, operación mantenimiento, impacto У ambiental y subvenciones.

Tabla 1. Pseudocódigo	de modelo DEEPSO
-----------------------	------------------

Paso	Descripción	
1	Inicializar parámetros del problema y del algoritmo	
2	Inicializar población de soluciones aleatoriamente	
3	Evaluar la aptitud de la población inicial:	
3.1	$aptitud = C_{total} = C_{cap} + C_{OM} + C_{end} - R_{sub}$	
4	Actualizar la mejor solución global (gbest)	
5	Mientras no se cumpla el criterio de terminación:	

5.1	Para cada partícula en la población:	
5.1.1	Seleccionar memoria según la estrategia DEEPSO	
5.1.2	Si el tipo DEEPSO es 1:	
5.1.2.1	Actualizar la mejor solución personal usando DEEPSO_COMPUTE_NEW_PERSON AL_BEST_PROF_VLAD	
5.1.3	Si no:	
5.1.3.1	Actualizar la mejor solución personal usando CDEEPSO_COMPUTE_NEW_PERSO NAL_BEST	
5.1.4Actualizar la posición y la velo de la partícula:		
5.1.4.1	$pos_i = pos_i + vel_i$	
5.1.4.1	$pos_i = pos_i + vel_i$ Aplicar límites de búsqueda	
5.1.4.1 5.1.5 5.1.6	$pos_i = pos_i + vel_i$ Aplicar límites de búsqueda Evaluar la aptitud de la partícula	
5.1.4.1 5.1.5 5.1.6 5.1.7	$pos_i = pos_i + vel_i$ Aplicar límites de búsqueda Evaluar la aptitud de la partícula Actualizar la mejor solución global (gbest) si se encuentra una mejor aptitud	
5.1.4.1 5.1.5 5.1.6 5.1.7 6	$pos_i = pos_i + vel_i$ Aplicar límites de búsqueda Evaluar la aptitud de la partícula Actualizar la mejor solución global (gbest) si se encuentra una mejor aptitud Imprimir resultados de convergencia periódicamente	
5.1.4.1 5.1.5 5.1.6 5.1.7 6 7	$pos_i = pos_i + vel_i$ Aplicar límites de búsqueda Evaluar la aptitud de la partícula Actualizar la mejor solución global (gbest) si se encuentra una mejor aptitud Imprimir resultados de convergencia periódicamente Calcular y mostrar el LCOE de la mejor solución encontrada	

Una vez evaluada la aptitud de la población inicial, se actualiza la mejor solución global conocida como *gbest*. El algoritmo entra en un bucle que continúa hasta que se cumple un criterio de terminación, como un número máximo de generaciones o evaluaciones de aptitud. Dentro de este bucle, para cada partícula en la población, se selecciona la memoria según la estrategia DEEPSO especificada. Si el tipo DEEPSO es 1, se actualiza la mejor solución personal de la partícula usando una función específica. De lo contrario, se usa otra función para la actualización. La posición y velocidad de cada partícula se actualizan según las reglas de DEEPSO, y se aplican límites de búsqueda para asegurarse de que las soluciones se mantengan dentro de los límites válidos. La aptitud de cada partícula se reevalúa y, si se encuentra una mejor solución, se actualiza la mejor solución global gbest. El progreso del algoritmo se imprime periódicamente monitorear la convergencia. para Finalmente, se calcula el LCOE de la mejor solución encontrada y se grafican todas las soluciones exploradas durante el proceso de optimización.

3.6 Modelación de LCOE

El pseudocódigo para el cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE) inicia con la función calculate_LCOE(x), donde x representa una configuración específica de paneles solares (ver Tabla 2). Primero, se calcula el costo de capital (C_{cap}) sumando el producto del costo de cada tipo de panel y el número de paneles de ese tipo instalados. Luego, se asignan los costos de operación y mantenimiento (C_{OM}) y de reemplazo (R). La suma de estos costos da el costo presente neto (*NPC*), que es una medida integral del costo total del proyecto a lo largo de su vida útil.

Paso	Descripción		
1	Función calculate_LCOE(x)		
2	Calcular: $C_{cap} = \sum_{i=1}^{n} C_{panel,i} * N_{panel,i}$		
3	Asignar: C _{OM}		
4	Asignar $R = costo de reemplazo$		
5	Calcular: $NPC = C_{cap} + C_{OM} + R$		
6	Asignar: $i = tasa \ de \ inter$ és		
7	Asignar: $n = vida \acute{u}til en a \widetilde{n}os$		

8	Calcular: $CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$
9	Calcular: $E_{gen,t} = \sum_{i=1}^{n} (N_{panel,i} * P_{panel,i} * H_{sun,t} + \eta_{panel,t})$
10	Calcular: $LCOE = \frac{NPC * CRF}{\sum_{t=1}^{t=8760} E_{gen,t}}$
11	Retornar LCOE

La función procede a calcular el Factor de Recuperación de Capital (*CRF*), que depende de la tasa de interés (i) y la vida útil del sistema en años (n). El *CRF* se usa para convertir los costos futuros en un valor presente, facilitando la comparación de costos a lo largo del tiempo. A continuación, se calcula la energía total generada por el sistema fotovoltaico en un año ($E_{gen,t}$), considerando la potencia nominal de los paneles, las horas de sol efectivas, y la eficiencia de los paneles.

Finalmente, el *LCOE* se calcula dividiendo el producto del *NPC* y el *CRF* por la energía total generada. Este valor proporciona una medida del costo por unidad de energía generada, lo que es crucial para evaluar la viabilidad económica de un proyecto fotovoltaico. La función retorna el *CRF*, permitiendo su uso en la evaluación de la aptitud de diferentes configuraciones de paneles solares en el contexto del algoritmo de optimización DEEPSO.

3.7 Caso de estudio

El estudio se divide en dos fases principales. La primera fase tiene como objetivo comprobar la funcionalidad y efectividad del modelo DEEPSO mediante la propuesta de cinco casos de estudio. Estos casos se fundamentan en los datos técnicos y económicos del sistema fotovoltaico de Paragachi. Para dimensionar varios sistemas fotovoltaicos con variaciones en potencia y, por ende, en costo de inversión, área requerida, eficiencia, costo y área por cada panel, se emplean parámetros como la tasa de interés, el costo de reemplazo, el costo de operación y mantenimiento, y la vida útil del sistema. Así, cada uno de estos escenarios se diseña utilizando la técnica DEEPSO.

En la segunda fase, se realiza el dimensionamiento óptimo del sistema fotovoltaico de Paragachi mediante la técnica DEEPSO. Con los resultados obtenidos del dimensionamiento, se integra el sistema en el modelo IEEE de 39 barras como controlador de voltajes local. Esto permite analizar el perfil de tensión, la potencia reactiva de los generadores y de las líneas de transmisión antes y después de la instalación del sistema fotovoltaico. Adicionalmente, se validarán los resultados obtenidos mediante simulaciones en el software Power Factory, donde se modelará el sistema de 39 barras IEEE incluyendo el sistema fotovoltaico.

El objetivo de estas fases es garantizar que el modelo DEEPSO no solo funcione correctamente, sino que también sea eficaz en el dimensionamiento y optimización de sistemas fotovoltaicos. Comparando los resultados con las simulaciones realizadas en Power Factory, se valida la precisión del modelo y se examinan las mejoras en el perfil de tensión y la potencia reactiva en el sistema de 39 barras. Este enfoque metodológico asegura que el sistema fotovoltaico de Paragachi esté diseñado de manera óptima y contribuya de manera efectiva al control de voltajes y a la estabilidad del sistema eléctrico.

3.7.1 Fase 1

En esta, el caso de estudio se centra en la implementación de una metodología técnica y financiera para la adopción de tecnología fotovoltaica en la región Imbabura, Paragachi. El objetivo es diseñar una planta de energía fotovoltaica que minimice el costo total de generación de energía, incluyendo el costo de capital, el costo de operación y mantenimiento, el costo ambiental y las subvenciones o incentivos. Además, se busca calcular el costo nivelado de la energía (LCOE) para asegurar que el diseño sea económicamente viable a largo plazo [25]. A continuación, en la Tabla 3 se presentan todos los parámetros utilizados en el estudio.

|--|

Parámetro	Descripción	Valor
Potencia del	Potencia	ver Tabla
parque	instalada	4
(P_{demand})	deseada	
Área	Área total	ver Tabla
Disponible	disponible para	4
(A_{total})	la instalación	
	de paneles	
	solares	
Presupuesto	Presupuesto	ver Tabla
(B_{total})	total disponible	4
	para instalación	
	y operación	
Tipos de	Características	ver Tabla
Paneles	de los paneles	5
Solares	solares	
Horas de Sol	Promedio de	5
(H_{sun})	horas de sol	horas/día
	efectivas por	
	día	
Eficiencia	Eficiencia de	18%
del Panel	los paneles	
(η_{panel})	solares	
Costo de	Costo anual de	USD
Operación y	operación y	2,000
Mantenimien	mantenimiento	
to (\mathcal{C}_{OM})		
Costo de	Costo de	USD
Reemplazo	reemplazo para	1,000
(\hat{R})	componentes	
	durante la vida	
	útil	
Tasa de	Tasa de interés	5%
Interés (i)	para la	
	evaluación	
	económica	

Vida Útil del	Vida útil del	20 años
Sistema (n)	sistema	
	fotovoltaico	

Los cinco casos expuestos en la Tabla 4 permiten evaluar cómo varían los costos y la eficiencia del sistema bajo diferentes condiciones de instalación y financiación. Cada caso ajustará los parámetros del modelo según sea necesario para reflejar las condiciones específicas de potencia, área disponible y presupuesto. La optimización del diseño de la planta de energía fotovoltaica se llevará a cabo utilizando estos datos para maximizar la viabilidad económica y técnica del proyecto.

Tabla 4. Datos de casos de estudio

Caso	Potencia del Parque (kW)	Área Disponible (m²)	Presupuesto Total (USD)
1	100,000	1,000	200,000
2	50,000	500	100,000
3	250,000	1,750	850,000
4	150,000	1,500	500,000
5	300,000	2,000	850,000

Además, el caso de estudio considera tres tipos diferentes de paneles solares, cada uno con características únicas en términos de costo, impacto ambiental. incentivos. potencia y área requerida (Tabla 5). Los paneles tienen costos unitarios que varían \$500 \$700, con impactos entre y ambientales correspondientes que van de \$50 a \$70. Los incentivos por panel también varían, oscilando entre \$100 y \$150, dependiendo del tipo de panel. En términos de potencia, los paneles proporcionan entre 250 y 350 W, y requieren áreas que van desde 1.5 m² hasta 2.5 m². Estas variaciones permiten evaluar la viabilidad económica y técnica de cada tipo de panel en el diseño de la planta fotovoltaica, considerando tanto la eficiencia energética como los costos y beneficios ambientales y financieros. Esta evaluación ayuda a determinar la mejor configuración de paneles para maximizar la eficiencia y minimizar los costos totales del proyecto.

Tabla 5. Parámetros de los tipos de paneles

Parámetro	Panel 1	Panel 2	Panel 3
Costo Unitario (\$/panel)	500	600	700
Impacto Ambiental (\$/panel)	50	60	70
Incentivos (\$/panel)	100	120	150
Potencia (W/panel)	250	300	350
Área (m²/panel)	1.5	2	2.5

3.7.2 Fase 2

El parque fotovoltaico Paragachi, situado en la comunidad de San Francisco de Paragachi, dentro del cantón Pimampiro, provincia de Imbabura, Ecuador, representa la primera planta fotovoltaica a gran escala en el país. Esta instalación fue inaugurada gracias a una inversión aproximada de 2.2 millones de dólares, financiada parcialmente por el Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social (Biess).

La planta se extiende sobre 3.5 hectáreas y alberga 4,160 paneles solares montados en estructuras metálicas. Con una capacidad de generación de 998 kilovatios, esta planta es capaz de suministrar energía eléctrica a más de 2,000 familias en la zona urbana de Pimampiro durante el día.

Desarrollado por Valsolar Ecuador, este proyecto juega un papel crucial en la diversificación de la matriz energética del país, aprovechando la alta irradiación solar de la región. Dado que la planta no dispone de sistemas de almacenamiento de energía, la electricidad generada se consume directamente, con el riesgo de perderse si no se utiliza inmediatamente. Este proyecto marca un avance significativo en el empleo de energías renovables en Ecuador, y se proyecta que tendrá una vida útil de 20 años. Además, se espera que genere beneficios ambientales sustanciales al contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Los datos relativos a la inversión, el número de paneles, la potencia instalada y el área requerida se utilizaron como punto de partida para la optimización del sistema fotovoltaico mediante la técnica DEEPSO. Estos parámetros iniciales son fundamentales para establecer una base sólida para el análisis y asegurar que el adecuadamente modelo refleie las condiciones reales del parque fotovoltaico de Paragachi. La inversión total y la cantidad de paneles influyen en el costo y la escala del proyecto, mientras que la potencia instalada y el área necesaria son cruciales para evaluar tanto la capacidad de generación como el uso eficiente del espacio disponible.

Por último, el modelo propuesto para la integración del sistema fotovoltaico, dimensionado mediante la técnica DEEPSO, se aplica al modelo de prueba IEEE de 39 barras (Figura 6). Este modelo incluye diez generadores y 46 líneas de transmisión, además de que el primer generador representa una agregación de numerosos generadores individuales.



Figura 6. Modelo de prueba propuesto.

4 Análisis de resultados

Esto implica la evaluación del costo nivelado de la energía (LCOE) mediante cálculos analíticos y la optimización con la técnica DEEPSO, con el fin de comparar la precisión de ambos métodos. Se examinan varios tipos de paneles fotovoltaicos basados en consideraciones de costos, y se contrastan con los resultados obtenidos por DEEPSO. análisis incluve El la determinación de la capacidad de potencia instalada y el área requerida para la instalación, utilizando ambas metodologías. Finalmente, se compara el presupuesto total derivado de los métodos analíticos con el obtenido mediante DEEPSO, para asegurar configuraciones viables tanto económica como técnicamente.

4.1 Fase 1

4.1.1 Caso 1: sistema fotovoltaico de 100kW

La comparación de los resultados obtenidos entre la solución analítica y la técnica propuesta DEEPSO muestra diferencias significativas en el LCOE. El cálculo analítico presenta un LCOE de 5.49 ¢/kWh, mientras que la técnica DEEPSO logra reducir este valor a 4.4 ¢/kWh (ver Figura 7). Esta reducción del LCOE con DEEPSO demuestra la eficacia de la técnica para optimizar el sistema y reducir los costos. Específicamente, DEEPSO se enfoca en encontrar la configuración óptima de los paneles solares para minimizar el costo total de generación de energía, lo cual es evidente en los resultados obtenidos.



Figura 7. Comparativa de LCOE, Solución Analítica vs DEEPSO, sistema de 100 kW

La técnica DEEPSO no solo logra un LCOE más bajo, sino que también ajusta la cantidad y tipo de paneles utilizados de manera más eficiente. En comparación, DEEPSO usa un total de 289 paneles, distribuidos en 10 de tipo 1 (250 W), 20 de tipo 2 (300 W) y 259 de tipo 3 (350 W). Por otro lado, el cálculo analítico utiliza 315 paneles: 15 de tipo 1, 200 de tipo 2 y 100 de tipo 3. Esta distribución refleja la capacidad de DEEPSO para seleccionar la combinación más eficiente de paneles, reduciendo tanto el costo inicial como el LCOE (ver Tabla 6).

Además, el presupuesto total para la instalación es ligeramente mayor con siendo de \$200,400 DEEPSO. en comparación con \$197,500 del cálculo manual. Sin embargo, este incremento en el es compensado presupuesto por significativa reducción en el LCOE, lo cual representa una inversión más eficiente a largo plazo. La potencia instalada final es ligeramente mayor con DEEPSO (99.19 kW frente a 97.5 kW), lo que también contribuye a una mejor eficiencia general del sistema.

Tabla 6. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSOpara el sistema de 100 kW.

Donámotro	Resultado	
rarametro	Analítico	DEEPSO
Presupuesto Total (USD)	197,500	200,400

LCOE (¢/kWh)	5.49	4.4
Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	15	10
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	200	20
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	100	259
Potencia Instalada Final (kW)	97.5	99.19
Área Requerida (m ²)	672.5	702.8

Finalmente, la técnica DEEPSO también requiere un área mayor para la instalación (702.8 m² en comparación con 672.5 m² del cálculo manual). A pesar de esto, la reducción en el LCOE y la optimización del uso de paneles solares justifica el uso de un área adicional.

4.1.2 Caso 2: sistema fotovoltaico de 50kW

La comparación de los datos obtenidos entre el cálculo analítico y la técnica DEEPSO para un sistema de 50 kW revela una notable diferencia en el LCOE. La solución analítica arroja un LCOE de 5.95 ¢/kWh, mientras que con la técnica DEEPSO este valor se reduce a 4.53 ¢/kWh Figura disminución (ver 8). Esta significativa del LCOE demuestra la efectividad de DEEPSO en la optimización del sistema para minimizar los costos. La técnica DEEPSO se enfoca en buscar la configuración óptima de los paneles solares, logrando así un menor costo de generación de energía.

Además, DEEPSO no solo reduce el LCOE, sino que también optimiza la distribución y cantidad de paneles utilizados. Con DEEPSO se emplean 159 paneles en total: 10 de tipo 1 (250 W), 119 de tipo 2 (300 W) y 30 de tipo 3 (350 W). En comparación, el cálculo analítico utiliza 310 paneles, distribuidos en 10 de tipo 1, 200 de tipo 2 y 100 de tipo 3. Esta optimización en la cantidad de paneles refleja la capacidad de DEEPSO para seleccionar la combinación más eficiente de paneles, lo que contribuye a la reducción del LCOE (ver Tabla 7).



Figura 8. Comparativa de LCOE, cálculo analítico vs DEEPSO, sistema de 50 kW

El presupuesto total de instalación es considerablemente menor con DEEPSO, ascendiendo a \$100,400 frente a los \$132,500 del cálculo analítico. Esta reducción en el presupuesto total, junto con la disminución del LCOE, hace que la técnica DEEPSO sea más atractiva desde una perspectiva económica. La potencia instalada final con DEEPSO es de 49.19 kW, ligeramente inferior a los 57.5 kW del cálculo analítico, lo que sugiere una mayor eficiencia en la distribución de la capacidad instalada.

Tabla 7. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSOpara el sistema de 50 kW.

Donámotro	Resultado	
Parametro -	Analítico	DEEPSO
Presupuesto Total (USD)	132,500	100,400
LCOE (¢/kWh)	5.95	4.53
Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	10	10
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	200	119
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	100	30

Potencia Instalada	57.5	49.19
Final (kW)		
Área		
Requerida	430	331
(m²)		

Asimismo, el área requerida para la instalación es menor con DEEPSO (331 m² frente a 430 m² del cálculo analítico). Aunque el área de instalación es reducida, técnica DEEPSO maximiza la el rendimiento energético y minimiza los costos, demostrando su eficacia en la optimización del sistema. En resumen, DEEPSO proporciona una estrategia que minimiza el LCOE y optimiza el uso de recursos, presentando una clara ventaja sobre el método analítico en términos de costos y eficiencia energética.

4.1.3 Caso 3: sistema fotovoltaico de 250kW

La comparación de los datos obtenidos entre el cálculo analítico y la técnica DEEPSO para un sistema de 250 kW resalta una significativa diferencia en el LCOE. El cálculo analítico muestra un LCOE de 4.75 ¢/kWh, mientras que la técnica DEEPSO reduce este valor a 4.39 ¢/kWh (ver Figura 9). Esta disminución del LCOE refleja la capacidad de DEEPSO para optimizar la configuración del sistema, buscando el costo más bajo posible en la generación de energía. La técnica DEEPSO se enfoca en encontrar la combinación óptima de paneles solares para minimizar el costo total, logrando una mayor eficiencia económica.



Figura 9. Comparativa de LCOE, cálculo analítico vs DEEPSO, sistema de 250 kW

En términos de distribución de paneles, DEEPSO utiliza un total de 799 paneles, distribuidos en 100 de tipo 1 (250 W), 399 de tipo 2 (300 W) y 300 de tipo 3 (350 W). Por otro lado, el cálculo analítico emplea 800 paneles: 50 de tipo 1, 450 de tipo 2 y 300 de tipo 3. Esta diferencia en la cantidad y tipo de paneles evidencia la habilidad de DEEPSO para ajustar la configuración de precisa eficiente, manera más v contribuyendo a la reducción del LCOE (ver Tabla 8).

Tabla 8. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSOpara el sistema de 250 kW.

Davámatus	Resu	ltado
Parametro –	Analítico	DEEPSO
Presupuesto Total (USD)	505,000	501,998
LCOE (¢/kWh)	4.75	4.39
Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	50	100
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	450	399
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	300	300
Potencia Instalada Final (kW)	252.5	249.99

Área Requerida (m²)	1725	1699

El presupuesto total de instalación es ligeramente menor con DEEPSO, siendo \$501,998 en comparación con \$505,000 del cálculo analítico. Aunque la diferencia en el presupuesto es marginal, la reducción del LCOE hace que DEEPSO sea más atractivo desde un punto de vista económico a largo plazo. La potencia instalada final con DEEPSO es de 249.99 kW, comparado con 252.5 kW del cálculo analítico, indicando una ligera diferencia en la capacidad instalada que no afecta la eficiencia global del sistema.

Además. el área requerida para la instalación es menor con DEEPSO (1699 m² frente a 1725 m² del cálculo analítico). Esta reducción en el área necesaria, junto con la disminución del LCOE, demuestra la superioridad de DEEPSO en la optimización del uso del espacio y los recursos.

4.1.4 Caso 4: sistema fotovoltaico de 150kW

La comparación de los datos obtenidos entre el cálculo analítico y la técnica DEEPSO para un sistema de 150 kW muestra una diferencia clara en el LCOE. El cálculo analítico presenta un LCOE de 4.96 ¢/kWh, mientras que la técnica DEEPSO reduce este valor a 4.39 ¢/kWh (ver Figura 10). Esta disminución del LCOE evidencia la capacidad de DEEPSO para optimizar el sistema, buscando la configuración más eficiente y rentable. La técnica DEEPSO se enfoca en encontrar la mejor combinación de paneles solares para minimizar el costo total de generación de energía, logrando así una mayor eficiencia económica.



Figura 10. Comparativa de LCOE, cálculo analítico vs DEEPSO, sistema de 150 kW

En cuanto a la distribución de los paneles, DEEPSO utiliza un total de 474 paneles: 150 de tipo 1 (250 W), 24 de tipo 2 (300 W) y 300 de tipo 3 (350 W). En contraste, el cálculo analítico emplea 520 paneles: 20 de tipo 1, 300 de tipo 2 y 200 de tipo 3. Esta diferencia en la cantidad y tipo de paneles muestra la habilidad de DEEPSO para ajustar la configuración de manera más precisa y eficiente, contribuyendo a la reducción del LCOE (ver Tabla 9).

El presupuesto total de instalación es considerablemente menor con DEEPSO, siendo \$301,998 en comparación con los \$330,000 del cálculo analítico. Esta reducción en el presupuesto total, junto con la disminución del LCOE, hace que DEEPSO sea una opción más atractiva desde el punto de vista económico a largo plazo. La potencia instalada final con DEEPSO es de 149.99 kW, comparada con los 165 kW del cálculo analítico, indicando una ligera diferencia en la capacidad instalada que no compromete la eficiencia global del sistema.

Tabla 9. Resultados del cálculo analítico y con DEEPSOpara el sistema de 150 kW.

Danámatra	Resu	ltado
Parametro	Analítico	DEEPSO
Presupuesto Total (USD)	330,000	301,998
LCOE (¢/kWh)	4.96	4.39

Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	20	150
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	300	24
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	200	300
Potencia Instalada Final (kW)	165	149.99
Área Requerida (m ²)	1130	1024

Además, el área requerida para la instalación es menor con DEEPSO (1024 m² frente a 1130 m² del cálculo analítico). Esta reducción en el área necesaria, junto con la disminución del LCOE, demuestra la superioridad de DEEPSO en la. optimización del uso del espacio y los recursos. En resumen, la técnica DEEPSO ofrece una estrategia de optimización que minimiza el LCOE y mejora la eficiencia del sistema, presentando claras ventajas sobre el método analítico en términos de costos y uso de recursos.

4.1.5 Caso 5: sistema fotovoltaico de 300kW

La comparación de los datos obtenidos entre el cálculo analítico y la técnica DEEPSO para un sistema de 300 kW revela una diferencia significativa en el LCOE. El cálculo analítico presenta un LCOE de 4.7 ¢/kWh, mientras que la técnica DEEPSO reduce este valor a 4.39 ¢/kWh (ver Figura 11). Esta reducción del LCOE demuestra la capacidad de DEEPSO para optimizar la configuración del sistema y reducir los costos de generación de energía. La técnica DEEPSO se centra en encontrar la combinación óptima de paneles solares, maximizando la eficiencia económica y técnica del sistema.

En términos de distribución de paneles, DEEPSO utiliza un total de 1012 paneles, distribuidos en 376 de tipo 1 (250 W), 336 de tipo 2 (300 W) y 300 de tipo 3 (350 W). En comparación, el cálculo analítico emplea 950 paneles, con 10 de tipo 1, 620 de tipo 2 y 320 de tipo 3 (ver Tabla 10). Esta variación en la cantidad y tipo de paneles refleja la habilidad de DEEPSO para ajustar la configuración de manera más precisa, contribuyendo a la disminución del LCOE y mejorando la eficiencia general del sistema.



Figura 11. Comparativa de LCOE, cálculo analítico vs DEEPSO, sistema de 300 kW

El presupuesto total de instalación es ligeramente mayor con DEEPSO, siendo \$601,998 en comparación con \$601,000 del cálculo analítico. Sin embargo, esta pequeña diferencia en el presupuesto se ve ampliamente compensada por la reducción del LCOE, haciendo que DEEPSO sea más atractivo desde un punto de vista económico a largo plazo. La potencia instalada final con DEEPSO es de 299.99 kW, ligeramente inferior a los 300.5 kW del cálculo analítico, indicando una leve diferencia que no compromete la eficiencia global del sistema.

Tabla 10. Resultados del cálculo manual para el sistemade 300 kW.

Parámetro -	Resultado	
	Analítico	DEEPSO

Presupuesto Total (USD)	601,000	601,998
LCOE (¢/kWh)	4.7	4.39
Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	10	376
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	620	336
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	320	300
Potencia Instalada Final (kW)	300.5	299.99
Área Requerida (m ²)	2055	1987

Además, el área requerida para la instalación es menor con DEEPSO (1987 m² frente a 2055 m² del cálculo analítico). Esta reducción en el área necesaria, junto con la disminución del LCOE, demuestra la superioridad de DEEPSO en la optimización del uso del espacio y los recursos.

4.1.6 Resumen de resultados

Una vez analizados todos los casos por separado, se procede a presentar los resultados cuantificados en la Tabla 11. En esta, se exponen tanto los resultados de los cálculos analíticos como los obtenidos con Esta comparación DEEPSO. permite observar claramente el comportamiento del LCOE a lo largo de los diferentes escenarios de estudio (50 kW, 100 kW, 150 kW, 250 kW, y 300 kW). Es importante mencionar que el cálculo analítico resultó ser muy difícil y tomó mucho tiempo, ya que para obtener un resultado aceptable fue necesario realizar múltiples ensayos de prueba y error. Esto se contrasta con el modelo DEEPSO propuesto, que proporciona la solución óptima para cada variable de forma rápida y eficiente. Mientras el método analítico presenta una curva descendente, pero con valores más altos de LCOE, DEEPSO muestra una línea casi plana con valores significativamente más bajos, subrayando su eficacia en la reducción de costos (ver Figura 12).

	50	kW	100	kW	150	kW	250	kW	300 kW				
Parámetro	Analítico	DEEPSO	Analítico	DEEPSO	Analítico	DEEPSO	Analítico	DEEPSO	Analítico	DEEPSO			
Presupuesto Total (USD)	132,500	100,400	197,500	200,400	330,000	301,998	505,000	501,998	601,000	601,998			
LCOE (¢/kWh)	5.95	4.53	5.49	4.4	4.96	4.39	4.75	4.39	4.7	4.39			
Cantidad de Paneles Tipo 1	10	10	15	10	20	150	50	100	10	376			
(250 W)													
Cantidad de Paneles Tipo 2	200	119	200	20	300	24	450	399	620	336			
(300 W)													
Cantidad de Paneles Tipo 3	100	30	100	259	200	300	300	300	320	300			
(350 W)													
Potencia Instalada Final (kW)	ncia lada 57.5 (kW)		97.5	99.19	165	149.99	252.5	249.99	300.5	299.99			
Área Requerida (m²)	430	331	672.5	702.8	1130	1024	1725	1699	2055	1987			

 Tabla 11. Resumen de resultados obtenidos mediante el cálculo analítico y la técnica propuesta DEEPSO.

En consecuencia, DEEPSO no solo logra reducir el LCOE en todos los casos, sino que también ajusta la cantidad de paneles y el presupuesto total de manera más eficiente. Esta técnica no solo mejora la rentabilidad de los proyectos, sino que también facilita el proceso de diseño, eliminando la necesidad de tediosas iteraciones analíticos.



Figura 12. Comportamiento del LCOE a lo largo de los casos de estudio.

4.1.7 Análisis de sensibilidad de LCOE con DEEPSO

El análisis de Monte Carlo se realiza utilizando el modelo DEEPSO para evaluar la variabilidad del LCOE bajo diferentes condiciones de entrada. Los parámetros incluyen una potencia media de 100,000 W con desviación estándar de 10,000 W, un área media de 1500 m² con desviación estándar de 300 m² y un presupuesto medio de 500,000 USD con desviación estándar de 100,000 USD.

Se ejecutan 1000 simulaciones generando aleatoriamente estos parámetros, y los valores resultantes de LCOE se almacenan para cada simulación. La mayoría de los valores de LCOE se agrupan alrededor de 0.0441 USD/kWh, indicando que este es el valor más probable. La distribución sesgada hacia la derecha sugiere que los valores extremadamente altos de LCOE son menos probables (ver Figura 13).

El gráfico de caja y bigotes muestra una mediana de 0.0441 USD/kWh y un rango intercuartil estrecho, indicando baja variabilidad en los resultados (ver Figura 14). Los valores atípicos indican posibles escenarios de riesgo, subrayando la importancia de gestionar estos riesgos en la planificación de proyectos fotovoltaicos.



Figura 13. Análisis de LCOE con DEEPSO.



4.2 Fase 2: Dimensionamiento del parque fotovoltaico Paragachi

La Figura 15 muestra la variación anual de las horas de sol pico (HSP) en el parque fotovoltaico Paragachi.



Igura 15. Analisis de variabilidad de HSP para modelo DEEPSO.

Las HSP diarias oscilan entre 0 y 7, con una media anual de 2.2689 horas. Las HSP más bajas, frecuentes, indican menor irradiancia solar y menor generación de energía, mientras que las HSP más altas reflejan condiciones óptimas para la generación solar.

El análisis del dimensionamiento del parque fotovoltaico Paragachi mediante DEEPSO muestra diferencias clave respecto a los datos iniciales (ver Tabla 12). El presupuesto inicial de 2.2 millones de dólares se reduce a 1.998 millones de dólares con DEEPSO, indicando una optimización eficaz. El número total de paneles disminuye de 4,160 a 3,494, manteniendo una potencia instalada de 998 kW gracias a paneles de mayor capacidad (250 W, 300 W, y 350 W). El área requerida se reduce de 35,000 m² a 6,485 m², mostrando una significativa optimización espacial. El LCOE optimizado es de 9.67 ¢/kWh, lo cual es competitivo y eficiente en costos.

Tabla 12. Resultados empleando DEEPSO para el parque
fotovoltaico Paragachi 998 kW.

Parámetro	Resultado
Presupuesto Total (USD)	1'997999
LCOE (¢/kWh)	9.67
Cantidad de Paneles Tipo 1 (250 W)	1500 paneles
Cantidad de Paneles Tipo 2 (300 W)	1500 paneles
Cantidad de Paneles Tipo 3 (350 W)	494 paneles
Potencia Instalada Final (kW)	997.999
Área Requerida (m ²)	6485

4.3 Análisis con Matpower

Una vez dimensionado el parque fotovoltaico de Paragachi, se procede a integrarlo en el sistema de 39 barras de la IEEE, eligiendo el nodo con mayor demanda activa (Pd) que no tenga un generador existente. En este caso, se selecciona la barra 20 por cumplir con estos criterios. Conectar el parque fotovoltaico en esta barra mejora la estabilidad y eficiencia del sistema, ya que actúa como control de voltaje local. A continuación, se realiza un flujo de potencia para evaluar el perfil de tensión nodal, la potencia reactiva de los generadores y los flujos de potencia reactiva. La Figura 16 muestra que la inclusión del sistema PV estabiliza y eleva las tensiones, acercándolas más a 1 p.u. Esta mejora es especialmente notable en la barra 20, donde la tensión alcanza 1 p.u., en comparación con aproximadamente 0.99 p.u. sin el PV.



Figura 16. Perfil de tensión, sin y con la integración del PV.

La Figura 17 ilustra cómo los generadores del sistema de 39 barras de la IEEE suministran potencia reactiva, comparando escenarios con y sin la presencia del sistema fotovoltaico (PV).

Cuando se incluye el sistema PV en la barra 20, se observa un impacto significativo en la distribución de la potencia reactiva. En ausencia del sistema PV, los generadores ubicados entre las barras 30 y 39 deben proporcionar una mayor cantidad de potencia reactiva. Con la inclusión del sistema PV, se reduce la demanda de potencia reactiva en estas barras, lo cual se visualiza en las barras de color naranja que son más bajas que las de color azul. Particularmente, las barras 33, 34 y 36 muestran una disminución notable en la potencia reactiva requerida, lo que sugiere una mejora en la estabilidad de voltaje. Esto alivia la carga sobre los generadores tradicionales y mejora el perfil de tensión.



generadores.

Por otro lado, la Figura 18 ilustra el flujo de potencia reactiva en las líneas del sistema de 39 barras de la IEEE, comparando escenarios con y sin la presencia del sistema fotovoltaico (PV).

La integración del sistema fotovoltaico modifica significativamente los flujos de potencia reactiva en diversas líneas del sistema. Las líneas que incorporan el sistema PV, indicadas por círculos naranjas, muestran variaciones más marcadas en comparación con aquellas sin el sistema PV, representadas por círculos azules. Esto indica que el sistema fotovoltaico influye considerablemente en la distribución de la potencia reactiva dentro de la red.



Figura 18. Potencia reactiva por las líneas.

Por ejemplo, se observa una mayor fluctuación en el flujo de potencia reactiva en las líneas 26 y 35 cuando se incluye el sistema PV, debido a la inyección de potencia reactiva del mismo. En cambio, la línea 25 presenta una diferencia menor, lo que sugiere una influencia reducida del sistema PV en esa sección específica del sistema.

4.3.1 Comparación de resultados con Power Factory

Para evaluar los impactos de la inclusión del sistema fotovoltaico en la barra 20, se ejecuta el flujo de potencia en Power Factory (ver Figura 19). Esta simulación permite verificar y validar los efectos de la instalación del parque fotovoltaico de Paragachi en el sistema eléctrico de 39 barras de la IEEE.



Figura 19. Integración de sistema fotovoltaico Paragachi en Power Factory.

Las Figuras 20 y 21 presentan los resultados de la simulación, demostrando la validez del comportamiento del sistema de 39 barras de la IEEE tanto con cómo sin la integración del sistema fotovoltaico (PV) mediante los softwares Matpower y Power Factory.

La Figura 20 compara la potencia reactiva suministrada por los generadores. Los resultados de Matpower, mostrados en azul sin PV y en amarillo con PV, se alinean estrechamente con los de Power Factory, representados en naranja sin PV y en morado con PV. La inclusión del sistema PV reduce la necesidad de potencia reactiva en las barras 30 a 39 en ambos softwares, evidenciando una coherencia en la disminución de la carga reactiva.



Figura 20. Perfil de tensión, sin y con la integración del PV, comparativa Matpower – Power Factory.

En la Figura 21 se ilustra el perfil de tensión del sistema. Los resultados de voltaje de Matpower, indicados en azul claro sin PV y en amarillo con PV, coinciden con los de Power Factory, en naranja sin PV y en morado con PV. La integración del sistema PV mejora el perfil de tensión en ambos softwares, acercando los valores a 1 p.u. y estabilizando los niveles de tensión.



Figura 21. Potencia reactiva por generador, sin y con la integración del PV, comparativa Matpower – Power Factory.

5 Conclusiones

La investigación ha demostrado que DEEPSO puede minimizar efectivamente el Costo Nivelado de Energía (LCOE), proporcionando soluciones óptimas de manera eficiente. DEEPSO logró una significativa reducción del LCOE en todos los escenarios evaluados (50 kW, 100 kW, 150 kW, 250 kW y 300 kW) en comparación con los cálculos manuales, optimizando además la cantidad y tipo de paneles necesarios. Esta optimización se refleja en las tablas de resultados y análisis detallados, confirmando la superioridad de DEEPSO en la planificación de sistemas fotovoltaicos.

Asimismo, DEEPSO simplificó el proceso de diseño y planificación, eliminando la necesidad de múltiples iteraciones de prueba y error requeridas por los métodos manuales. Esta eficiencia está documentada en los tiempos de procesamiento y precisión de los resultados obtenidos, mejorando la rentabilidad de los proyectos y facilitando la implementación de sistemas fotovoltaicos eficientes y sostenibles.

Los objetivos específicos planteados en la investigación han sido alcanzados. DEEPSO logró reducir el LCOE significativamente en todos los escenarios, ajustó la cantidad y tipo de paneles necesarios y validó los resultados de la simulación del sistema de generación fotovoltaico, manteniendo bajos los costos de generación en comparación con los métodos manuales.

El análisis del parque fotovoltaico Paragachi demostró la efectividad de DEEPSO para dimensionar y optimizar sistemas fotovoltaicos. Las simulaciones realizadas en Power Factory validaron mejoras significativas en la estabilidad del voltaje y en la distribución de potencia reactiva, especialmente en la barra 20, seleccionada por su alta demanda activa. La comparación entre los datos iniciales y optimizados reveló una reducción en el presupuesto total, una disminución en el número de paneles necesarios y un uso más eficiente del área disponible, confirmando la viabilidad y beneficios de la integración del parque fotovoltaico en la red eléctrica.

5.1 Trabajos futuros

La presente investigación abre varias perspectivas de futuro para el campo de estudio de la energía fotovoltaica y la optimización de costos en sistemas de generación de energía renovable. En primer lugar, la aplicación exitosa del algoritmo heurístico DEEPSO para minimizar el Costo Nivelado de Energía (LCOE) sugiere que este enfoque puede extenderse a otros tipos de sistemas de generación de energía renovable, como la eólica o la biomasa. La capacidad de DEEPSO para proporcionar soluciones óptimas de manera rápida y eficiente lo convierte en una herramienta valiosa para optimizar no solo los sistemas fotovoltaicos, sino también una amplia variedad de tecnologías de energía sostenible.

Además, se recomienda explorar la integración de DEEPSO con sistemas inteligentes y de automatización en el diseño y gestión de plantas fotovoltaicas. Por ejemplo, la combinación de DEEPSO con técnicas de aprendizaje automático y redes neuronales puede mejorar aún más la precisión y eficiencia en la predicción de generación de energía y costos, adaptándose dinámicamente cambios a en las condiciones ambientales y operativas. Este enfoque podría llevar a la creación de sistemas de gestión energética autónomos optimicen continuamente que el rendimiento y los costos de operación en tiempo real.

6 Referencias

[1] S. Bhatti, A. Zoha, S. Hussain, and R. Ghannam, "A Machine Learning Framework for Predicting the LCOE of PV A Machine Learning Framework for Predicting the LCOE of PV Systems using Demographic, Energy and Policy Data Systems using Demographic, Energy and Policy Data," 2023, [Online]. Available: https://doi.org/10.36227/techrxiv.21 779996.v1

- P. Tillmann, K. Jäger, and C. Becker, "Minimising the levelised cost of electricity for bifacial solar panel arrays using Bayesian optimisation," *Sustain. Energy Fuels*, vol. 4, no. 1, pp. 254–264, 2019, doi: 10.1039/c9se00750d.
- [3] W. Shen *et al.*, "A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 133, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110301.
- [4] V. Kizilcec, C. Spataru, A. Lipani, and P. Parikh, "Forecasting Solar Home System Customers' Electricity Usage with a 3D Convolutional Neural Network to Improve Energy Access," *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022, doi: 10.3390/en15030857.
- [5] J. Zhao *et al.*, "Self-Powered Implantable Medical Devices: Photovoltaic Energy Harvesting Review," *Adv. Healthc. Mater.*, vol. 9, no. 17, pp. 1–22, 2020, doi: 10.1002/adhm.202000779.
- [6] J. Zhao, R. Ghannam, M. K. Law, M. A. Imran, and H. Heidari, "Photovoltaic Power Harvesting Technologies in Biomedical Implantable Devices Considering the Optimal Location," *IEEE J. Electromagn. RF Microwaves Med. Biol.*, vol. 4, no. 2, pp. 148–155, 2020, doi: 10.1109/JERM.2019.2937970.
- [7] R. Ghannam, P. V. Klaine, and M. Imran, *Artificial intelligence for photovoltaic systems*. Springer

Singapore, 2019. doi: 10.1007/978-981-13-6151-7_6.

- [8] X. Hao, H. Algorithm, U. Energy, and S. Analysis, "Static Planning Analysis of Urban Energy Power System Based on Heuristic Algorithm," vol. 5, pp. 33–39, 2022, doi: 10.23977/jeeem.2022.050205.
- [9] C. Touabi, A. Ouadi, and H. Bentarzi, "Photovoltaic Panel Parameters Estimation Using an Opposition Based Initialization Particle Swarm Optimization †," *Eng. Proc.*, vol. 29, no. 1, 2023, doi: 10.3390/engproc2023029016.
- [10] W. Khan, S. Walker, and W. Zeiler, "Improved solar photovoltaic energy generation forecast using deep learning-based ensemble stacking approach," *Energy*, vol. 240, p. 122812, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122812.
- [11] A. Malik and F. Blaabjerg, "Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems," pp. 1–35, 2021.
- [12] G. M. Yagli, D. Yang, and D. Srinivasan, "Automatic hourly solar forecasting using machine learning models," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, no. January, pp. 487–498, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.02.006.
- [13] S. O. Abril, G. V. Ochoa, and J. D. Forero, "Estimation model of electricity generation with the wind in the colombian caribbean region using probability distribution functions," *Int. Rev. Autom. Control*, vol. 13, no. 3, pp. 100–109, 2020, doi: 10.15866/ireaco.v13i3.18639.
- [14] J. R. Rodríguez-Ossorio, A. González-Martínez, M. de Simón-Martín, A. M. Diez-Suárez, A. Colmenar-Santos, and E. Rosales-Asensio, "Levelized cost of electricity for the deployment of solar photovoltaic plants: The region of León (Spain) as case study,"

Energy Reports, vol. 7, pp. 199–203, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2021.06.034.

- [15] N. S. Filippchenkova, "Prediction of Levelized Cost of Electricity for Solar Photovoltaic Systems by Using Neural Networks," *Vestn. MEI*, pp. 53–58, 2021, doi: 10.24160/1993-6982-2021-4-53-58.
- [16] M. T. Nooshabadi, J. L. Schanen, S. Farhangi, and H. Iman-Eini, "Three phase PV inverter LCOE optimization considering technological choice," 24th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE 2022 ECCE Eur., 2022.
- [17] A. Allouhi, "Solar PV integration in commercial buildings for selfconsumption based on life-cycle economic/environmental multiobjective optimization," J. Clean. Prod., vol. 270, p. 122375, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122375.
- [18] K. J. Goodrick *et al.*, "LCOE Design Optimization Using Genetic Algorithm with Improved Component Models for Medium-Voltage Transformerless PV Inverters," *ECCE 2020 - IEEE Energy Convers. Congr. Expo.*, pp. 2262–2267, 2020, doi: 10.1109/ECCE44975.2020.9236092
- [19] B. A. Nieto-Diaz, A. F. Crossland, and C. Groves, "A Levelized Cost of Energy Approach to Select and Optimise Emerging PV Technologies: The Relative Impact of Degradation, Cost and Initial Efficiency," *SSRN Electron. J.*, pp. 1–34, 2020, doi: 10.2139/ssrn.3732410.
- [20] Y. Son *et al.*, "Levelized Cost of Energy-Oriented Modular String Inverter Design Optimization for PV Generation System Using Geometric Programming," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 27561–27578, 2022, doi:

10.1109/ACCESS.2022.3157332.

- [21] E. Veronese, G. Manzolini, and D. Moser, "Improving the traditional levelized cost of electricity approach by including the integration costs in the techno-economic evaluation of future photovoltaic plants," *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 6, pp. 9252–9269, 2021, doi: 10.1002/er.6456.
- [22] S. Zhao, Y. Men, X. Lu, D. Zhao, and A. Huang, "Photovoltaic (PV) System Levelized Cost of Energy (LCOE) Evaluation with Grid Support Function Valuation and Service Lifetime Estimation," in *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/IECON48115.2021.958947 8.
- [23] S. Kibaara, D. K. Murage, P. Musau, and M. J. Saulo, "Analysis of the Levelized cost of Electricity (LCOE) of Solar PV Systems considering their Environmental impacts on Biodiversity," in 2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), IEEE, Sep. 2020, pp. 56–61. doi: 10.1109/ENERGYCon48941.2020.9 236590.
- [24] Universidad Técnica del Norte,
 "Central fotovoltaica Paragachi."
 2024. [Online]. Available:
 https://energiasrenovables.utn.edu.e
 c/museo/central-paragachi.html
- [25] H. D. A. Arias and A. J. A. Cardona, "A methodology for the technical and financial implementation of photovoltaic technology in Chocó, Colombia," *Int. J. Energy Technol. Policy*, vol. 14, no. 2–3, pp. 153– 169, 2018, doi: 10.1504/IJETP.2018.090709.

6.1 Matriz de Estado del Arte

	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES																							
		DATOS			TEMÁT	ГІСА		FORM I FUNCI	MULAC PROBLI ONES (IÓN DE EMA DBJETI	L VO	RES	FRICC PROB	IONES SLEMA	DEL	F RES	PROPU OLVEI	JESTA R EL F	S PAR PROBI	A LEMA	S Pl	OLUC ROPUI	IÓN ESTA	
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Tecnología fotovoltaica	Modelos predictivos	Pronostico del LCOE	Costo de Capital	Costo de la energía	Costo de operación	Costo de incentivos	Potencia instalada	Tecnología de los paneles	Área disponible	Potencia activa	Inteligencia artificial	PSO	Algoritmo genético	Heurística	Metaheurística	Cálculo del LCOE	Estimación de costos	Costos anuales	Costo por tecnología
1	2023	A Machine Learning Framework for Predicting the LCOE of PV A Machine Learning Framework for Predicting the LCOE of PV Systems using Demographic, Energy and Policy Data Systems using Demographic, Energy and Policy Data	1		¥		æ	¥	¥	¥		¥	æ	¥			Æ				¥	¥		Æ
2	2019	Minimising the levelised cost of electricity for bifacial solar panel arrays using Bayesian optimisation	42	₩		æ		Æ	¥		¥	¥	₩	æ		¥					Æ		¥	
3	2020	A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity	224	₩		¥		¥	₩		¥	₩	₩	₩						₩				
4	2022	Forecasting Solar Home System Customers	5		×		æ	¥	æ	₩		¥	×	æ			¥				¥	₩		æ
5	2020	Self-Powered Implantable Medical Devices: Photovoltaic Energy Harvesting Review	145	₩			₽	æ	æ			₩	₩	æ	æ	₩					æ			

Tabla 13: Matriz de estado del arte.

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES

		DATOS			TEMÁT	ГІСА		FORI I FUNCI	MULAC PROBLI ONES (IÓN DE EMA OBJETI	L VO	RES	TRICC PROB	IONES BLEMA	DEL	I RES	PROPU	JESTA R EL F	S PAR PROBL	A LEMA	SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Tecnología fotovoltaica	Modelos predictivos	Pronostico del LCOE	Costo de Capital	Costo de la energía	Costo de operación	Costo de incentivos	Potencia instalada	Tecnología de los paneles	Área disponible	Potencia activa	Inteligencia artificial	OSA	Algoritmo genético	Heurística	Metaheurística	Cálculo del LCOE	Estimación de costos	Costos anuales	Costo por tecnología	
6	2020	Photovoltaic Power Harvesting Technologies in Biomedical Implantable Devices Considering the Optimal Location	23	Æ	æ			æ	Æ			Ð	Æ	¥	Æ				æ					₩	
7	2019	Artificial intelligence for photovoltaic systems	11	×				¥	×			×	×	×		<u> </u>	æ			<u> </u>				¥	
8	2022	Static Planning Analysis of Urban Energy Power System Based on Heuristic Algorithm	1	*	æ			æ	¥			¥	¥	₩						₩	æ			₩	
9	2023	Photovoltaic Panel Parameters Estimation Using an Opposition Based Initialization Particle Swarm Optimization	0	Æ		æ		æ	æ			¥	æ	¥			¥				æ				
10	2022	Improved solar photovoltaic energy generation forecast using deep learning- based ensemble stacking approach	162	¥	æ		₩			¥	₽			¥	¥		¥	¥	¥			¥			
11	2021	Grid-Connected Solar Photovoltaic Systems	0	×	×			¥	×			æ	₩	æ		×					¥				
12	2019	Automatic hourly solar forecasting using machine learning models	235	₩		₩	₩	æ	₩		₩	¥	¥	₩	₩	¥					æ	¥			

								ΕΟΡΜΙΙΙ ΑΟΙΌΝ DEL																	
		DATOS			TEMÁI	FICA		FORM I FUNCI	MULAC PROBLI ONES (IÓN DE EMA OBJETI	L VO	RES	FRICC PROB	IONES SLEMA	DEL	P	ROPU RES PR	UESTA OLVE OBLE	S PAR R EL MA	A	S Pl	OLUC! topuf	IÓN ESTA		
ITEM	ÅŇO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Tecnología fotovoltaica	Modelos predictivos	Pronostico del LCOE	Costo de Capital	Costo de la energía	Costo de operación	Costo de incentivos	Potencia instalada	Tecnología de los paneles	Área disponible	Potencia activa	Inteligencia artificial	PSO	Algoritmo genético	Heurística	Metaheurística	Cálculo del LCOE	Estimación de costos	Costos anuales	Costo por tecnología	
13	2020	Estimation model of electricity generation with the wind in the colombian caribbean region using probability distribution functions	0	₽				¥				¥	¥	×	₩	¥					₩	₩			
14	2021	Levelized cost of electricity for the deployment of solar photovoltaic plants: The region of León (Spain) as case study	0	æ				¥				Ħ	æ	æ	æ	æ					æ	₩			
15	2021	Prediction of Levelized Cost of Electricity for Solar Photovoltaic Systems by Using Neural Networks	0	æ				æ			¥	¥	¥	₩			æ				₩				
16	2022	Three phase PV inverter LCOE optimization considering technological choice	0			¥	₩	¥	₩			¥	æ	₩	₩	₩					₩	¥			
17	2020	Solar PV integration in commercial buildings for self-consumption based on life-cycle economic/environmental multi-objective optimization	55			æ	æ	¥	æ			꾟	¥	¥	¥	¥					₩	₩			
18	2020	LCOE Design Optimization Using Genetic Algorithm with Improved Component Models for Medium-Voltage Transformerless PV Inverters	3			æ	¥	¥	æ			¥	¥	¥	¥	¥				¥	æ	₩			

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES

	DATOS				TEMÁI	FICA		FORM F FUNCI	IULAC PROBLI ONES (IÓN DE EMA DBJETI	L VO	RE	STRI D PROB	CCION EL LEMA	ES	P	ROPU RES PR	ESTA OLVE OBLE	S PAR R EL MA	A	SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Tecnología fotovoltaica	Modelos predictivos	Pronostico del LCOE	Costo de Capital	Costo de la energía	Costo de operación	Costo de incentivos	Potencia instalada	Tecnología de los paneles	Área disponible	Potencia activa	Inteligencia artificial	PSO	Algoritmo genético	Heurística	Metaheurística	Cálculo del LCOE	Estimación de costos	Costos anuales	Costo por tecnología
19	2020	A Levelized Cost of Energy Approach to Select and Optimise Emerging PV Technologies: The Relative Impact of Degradation, Cost and Initial Efficiency	0			æ	æ	函	₩			æ	₽	₽	₽	₽				¥	¥	¥		
20	2022	Levelized Cost of Energy-Oriented Modular String Inverter Design Optimization for PV Generation System Using Geometric Programming	8		æ		æ	¥	₽	¥		¥	₽	₽			₽				¥	¥		¥
21	2021	Improving the traditional levelized cost of electricity approach by including the integration costs in the techno-economic evaluation of future photovoltaic plants	18	¥		¥		极	₩		¥	¥	₩	₩		¥					¥		¥	
22	2021	Photovoltaic (PV) System Levelized Cost of Energy (LCOE) Evaluation with Grid Support Function Valuation and Service Lifetime Estimation	3	æ		æ		¥	¥		Æ	¥	¥	₩						æ				

		DATOS	TEMÁTICA					FORM F FUNCI	IULAC: PROBLI ONES (IÓN DH EMA OBJET	EL IVO	REST	FRICC PROE	IONES BLEMA	5 DEL	Р	ROPU RES PR	ESTA OLVE OBLE	S PAR R EL MA	Α	SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	Tecnología fotovoltaica	Modelos predictivos	Pronostico del LCOE	Costo de Capital	Costo de la energía	Costo de operación	Costo de incentivos	Potencia instalada	Tecnología de los paneles	Área disponible	Potencia activa	Inteligencia artificial	PSO	Algoritmo genético	Heurística	Metaheurística	Cáleulo del LCOE	Estimación de costos	Costos anuales	Costo por tecnología
23	2020	Analysis of the Levelized cost of Electricity (LCOE) of Solar PV Systems considering their Environmental impacts on Biodiversity	4		¥		¥	¥	¥	¥		¥	¥	æ			¥				¥	₩		¥
24	2018	A methodology for the technical and financial implementation of photovoltaic technology in Chocó, Colombia	1	¥			æ	æ	æ			¥	¥	¥	¥	¥					¥			
			CANTIDAD:	16	8	11	12	24	21	5	7	24	24	24		13	8		2		20	12	3	8

ESTIMACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN EN ENERGÍA FOTOVOLTAICA UTILIZANDO EL ALGORITMO HEURÍSTICO DE OPTIMIZACIÓN DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS EVOLUTIVAS DIFERENCIALES

6.2 Resumen de Indicadores



Figura 22. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.



Figura 23. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.



Figura 24. Indicador de solución - Estado del arte