

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA PLANIFICACIÓN OPERATIVA DE CORTO PLAZO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN BASE AL ALGORITMO DE ENJAMBRE DE PARTÍCULAS**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**JORDIN ORLANDO CASTILLO VILLAMARIN**

**jordin.castillo@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ**

**hugo.arcos@epn.edu.ec**

**DMQ, agosto - 2022**

## CERTIFICACIONES

Yo, Jordin Orlando Castillo Villamarin declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



---

**JORDIN ORLANDO CASTILLO VILLAMARIN**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Jordin Orlando Castillo Villamarin, bajo mi supervisión.



---

**HUGO ARCOS MARTÍNEZ**  
**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

JORDIN ORLANDO CASTILLO VILLAMARIN

DR. HUGO ARCOS M.

## DEDICATORIA

*A Dios y la Virgen María, por las bendiciones que derraman sobre mí día a día.*

*A mi abuelo Miguel (+), mi abuela Martha, mi madre Nelly y mi hermano Alex, por ser mi fortaleza y apoyo en todo este camino dentro de esta prestigiosa Universidad.*

*A mis tíos: Geovanny (+), Henry, Eduardo, Edgar, Marcelo y a mi tía Mayra, por permitirme contar con su apoyo incondicional en cualquier decisión que tome en la vida.*

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios y la Virgen María, por permitirme cumplir esta etapa muy importante en mi vida.

A toda mi familia, quienes me brindaron fuerza, compañía y apoyo en todo este largo proceso académico.

A todos mis amigos: Ricardo, Pablo, Josua, Javier, Ronald, Danny y Karen. En especial a Luis Salazar, con el que compartimos años de arduo estudio y sacrificio.

Al Doctor Hugo Arcos, por su conocimiento impartido, entusiasmo, confianza y guía en el desarrollo de este trabajo de integración curricular.

A todos los trabajadores y docentes de la Escuela Politécnica Nacional que contribuyeron a mi formación personal y profesional.

A la prestigiosa Escuela Politécnica Nacional, por acogerme y hacerme sentir parte de una gran familia.

**¡Muchas Gracias!**



2.2 Implementación del modelo del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de prueba y del modelo matemático del despacho hidrotérmico en Python .....	23
2.2.1 Implementación del Modelo del SEP en Python .....	23
2.2.2 Implementación del modelo matemático del despacho hidrotérmico en Python .....	24
2.3 Despacho económico hidrotérmico basado en la Optimización por enjambre de partículas (PSO) .....	25
2.3.1 Parámetros del Algoritmo PSO en la Solución del Problema del Despacho Económico Hidrotérmico .....	30
2.3.2 Generación del enjambre de partículas inicial .....	31
2.3.3 Evaluación de las Partículas en la Función Objetivo .....	32
2.3.4 Selección de las posiciones individuales y globales .....	32
2.3.5 Actualización de la posición y velocidad de las partículas.....	34
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	35
3.1 Resultados .....	35
3.1.1 Sistema de prueba IEEE de 14 Barras.....	35
3.1.1.1 Resultados obtenidos a través del Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas.....	37
3.1.1.2. Validación de los resultados obtenidos por la Optimización por Enjambre de Partículas.....	43
3.1.2. Sistema de prueba IEEE de 39 Barras.....	45
3.1.2.1 Resultados obtenidos a través del Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas.....	47
3.1.2.2 Comparación de los resultados obtenidos por la Optimización por Enjambre de Partículas con los obtenidos mediante Algoritmos Genéticos y Optimización por Lobo Gris .....	51
3.2 Conclusiones .....	55
3.3 Recomendaciones .....	55
4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56
5 ANEXOS .....	58
5.1 ANEXO I. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA IEEE DE 14 BARRAS.....	58
5.2 ANEXO II. RESULTADOS OBTENIDOS DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA EL SISTEMA IEEE 14 BARRAS .....	60
5.3 ANEXO III. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA IEEE DE 39 BARRAS.....	61
5.4 ANEXO IV. RESULTADOS OBTENIDOS DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA EL SISTEMA IEEE 39 BARRAS .....	64

## RESUMEN

En el presente Trabajo de Integración Curricular (TIC) se desarrolla una herramienta computacional en lenguaje de programación Python que permite resolver el problema del planeamiento operativo hidrotérmico de corto plazo de sistemas eléctricos de potencia en base a la técnica metaheurística de optimización por enjambre de partículas (PSO).

La herramienta desarrollada optimiza el costo operativo diario asociado a la operación, arranque y parada de los generadores termoeléctricos presentes en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Se considera al sistema eléctrico de potencia uninodal, es decir, que toda la generación de potencia se encuentra destinada a cubrir la demanda, sin tener en cuenta las pérdidas que se generan en el sistema de transmisión. Para reducir la complejidad de la modelación matemática del problema se consideró una aproximación lineal en las funciones de costos de las unidades térmicas.

La herramienta computacional es probada con la implementación de los sistemas IEEE de 14 barras e IEEE de 39 barras, obteniéndose la potencia generada por cada unidad eléctrica de generación a lo largo del periodo de análisis, así como el costo operativo diario de generación asociado del sistema de potencia. Finalmente, los resultados fueron contrastados con las técnicas metaheurísticas por algoritmos genéticos (GA) y optimización por lobo gris (GWO), que fueron desarrolladas como componentes de este proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** despacho hidrotérmico de corto plazo, optimización por enjambre de partículas, sistema uninodal, Python.

## ABSTRACT

In this degree Work, a computational tool is developed in Python programming language that allows solving the problem of short-term hydrothermal operational planning of electrical power systems based on the heuristic technique of particle swarm optimization (PSO).

The developed tool optimizes the daily operating cost associated with the operation, start-up and shutdown of the thermoelectric generators present in an electrical power system. The electrical system is considered to have single-node power, that is, all power generation is intended to cover demand, without considering the losses generated in the transmission system. To reduce the complexity of the mathematical modeling of the problem, a linear approximation was considered in the cost functions of the thermal units.

The computational tool is tested with the implementation of the IEEE 14-BUS and IEEE 39-BUS systems, obtaining the power generated by each electric unit of generation throughout the period of analysis, as well as the associated generation operating cost of the system. Finally, the results were contrasted with the heuristic techniques by genetic algorithms (GA) and gray wolf optimization (GWO), which were developed as components of this project.

**KEYWORDS:** short term hydrothermal dispatch, particle swarm optimization (PSO), single-node power system, Python.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

El planeamiento eficiente de los recursos de energía eléctrica para satisfacer las demandas de carga ha llegado a ser una tarea fundamental en los sistemas eléctricos de potencia modernos [1]. Usualmente, la generación de energía eléctrica es llevada a cabo a través de diversos procesos, algunos de ellos aprovechando la naturaleza del recurso; como, por ejemplo, la generación hidráulica de energía. Sin embargo, existen otros procesos de generación de electricidad en los que no es posible aprovechar el recurso de forma natural, por lo que es necesario realizar un tratamiento adicional que permita la producción de energía eléctrica, cuyo tratamiento representa inversiones de dinero y, por ende, un mayor costo en la producción de energía; tal es el caso de las centrales térmicas. En un sistema del tipo hidrotérmico, la generación de energía eléctrica depende en gran parte de la disponibilidad del recurso hídrico y del uso de combustibles fósiles en las unidades de generación térmica. Cada unidad generadora presenta restricciones o limitantes en su operación; la existencia o escasez de agua en embalses, la fluencia o no de agua hacia las turbinas de unidades de generación, son algunas de las limitantes que presenta una unidad generadora hidráulica. Por otro lado, las limitantes de las unidades térmicas se encuentran relacionadas con la producción de energía; así como el tiempo de encendido y de apagado de las mismas, entre otros [2]. Todas estas limitantes conllevan a que el problema del planeamiento eficiente del uso de los recursos para la producción de energía eléctrica sea matemáticamente complejo. La operación económica de la generación hidrotérmica se convierte en un problema matemático no lineal, con un alto grado de dimensionalidad [1].

La programación de la generación hidrotérmica consiste en encontrar la estrategia óptima y económica de operación de las unidades generadoras, térmicas e hidráulicas, considerando sus limitaciones [3]; para esto, el uso de técnicas heurísticas resulta una alternativa muy novedosa, interesante, con un menor tiempo de convergencia y gasto en recursos computacionales, frente a las técnicas determinísticas tradicionales. En este contexto, el objetivo del presente Trabajo de Integración Curricular es la implementación de una herramienta computacional en lenguaje de programación Python, que basada en el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), permita dar solución al problema de planeamiento operativo de corto plazo de sistemas eléctricos de potencia, en un horizonte de 24 horas.

## **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Implementar una herramienta computacional en lenguaje de programación Python, que basada en el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), permita solucionar el problema del planeamiento operativo de sistemas eléctricos de potencia en un horizonte de 24 horas.

## **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Conocer y formular el modelo matemático del problema del planeamiento operativo a corto plazo para sistemas de generación hidrotérmica a través de una investigación bibliográfica.
2. Plantear el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), en lenguaje de programación Python, analizando su convergencia y técnicas de ajuste en la solución del problema del planeamiento operativo a corto plazo.
3. Comparar los resultados obtenidos por el algoritmo de optimización de enjambre de partículas (PSO) con los resultados proporcionados de la optimización por lobo gris (GWO) y de algoritmos genéticos (GA).

## **1.3 ALCANCE**

En una primera fase, se desarrollará una investigación bibliográfica que permita conocer el problema de planeamiento operativo a corto plazo para los sistemas de generación hidrotérmica, entendiendo conceptos, definiciones y la respectiva modelación matemática del problema de optimización mencionado, en el que se destaque las limitaciones de generación hidrotérmica; así como la función objetivo a optimizar.

En una segunda fase, se analizará el algoritmo de optimización de enjambre de partículas. Durante esta fase se conocerán las técnicas de ajuste y tiempo de convergencia de este algoritmo; además, se establecerán las ventajas y desventajas de su incorporación en la solución del problema de planeamiento operativo de corto plazo para sistemas eléctricos de potencia. También se desarrollarán capacidades y habilidades de programación en Python; y, se investigarán librerías, diccionarios y programas modelos, que permitan acelerar el proceso de la implementación de la técnica metaheurística de optimización por enjambre de partículas (PSO) en el lenguaje de programación.

En una tercera fase, se incluirá la técnica de optimización por enjambre de partículas (PSO) en el lenguaje de programación Python. Además, se corroborará el funcionamiento de la herramienta computacional estructurada, a través de un ejemplo de aplicación en el sistema eléctrico de 39 barras de IEEE. Durante esta fase, se realizará un análisis comparativo con los resultados obtenidos por los otros dos métodos heurísticos, optimización por lobo gris y algoritmos genéticos, componentes complementarios del proyecto de TIC, evaluando la calidad de los resultados y los tiempos de convergencia de los dos algoritmos de optimización.

En una fase final, se elaborará un documento escrito en el que se presentará el problema de planeamiento operativo de corto plazo para sistemas de generación hidrotérmica, la metodología implementada para su solución y la implementación en lenguaje de programación Python de la técnica de optimización descrita en la tercera fase. Se evaluarán y corroborarán los resultados obtenidos del ejemplo de aplicación implementado; y, se incluirán conclusiones, recomendaciones, así como las referencias bibliográficas utilizadas durante el desarrollo del trabajo de integración curricular.

## **1.4 MARCO TEÓRICO**

La generación de energía eléctrica es una etapa fundamental en un sistema eléctrico de potencia; ya que, a través de esta etapa se produce toda la energía eléctrica que es consumida en residencias, industrias y comercios. El aspecto económico es evidentemente muy importante en la operación de un sistema eléctrico de potencia; y es debido a ello que el despacho económico se transforma en una pieza fundamental para la reducción de costos de producción de energía eléctrica, a través de una planificación integrada, que cumple con los criterios de seguridad y confiabilidad.

### **1.4.1 DESPACHO ECONÓMICO DE GENERACIÓN**

El despacho económico de generación constituye un problema de tipo combinatorio que contempla un sinnúmero de soluciones posibles en las que se determina la asignación de potencia a ser entregada por cada central para abastecer las necesidades de la demanda. No todas estas posibles soluciones asegurarán que los costos de producción de energía eléctrica alcancen su valor mínimo, y es así que, el despacho económico de generación se plantea como un problema de optimización cuyo objetivo es determinar la forma óptima en la que se debe asignar la potencia de generación a las unidades de un sistema de potencia,

logrando el mínimo costo posible; y cumpliendo diversas restricciones de igualdad y desigualdad; como por ejemplo, balances de potencia y límites de operación mínimos y máximos de las unidades de generación [4].

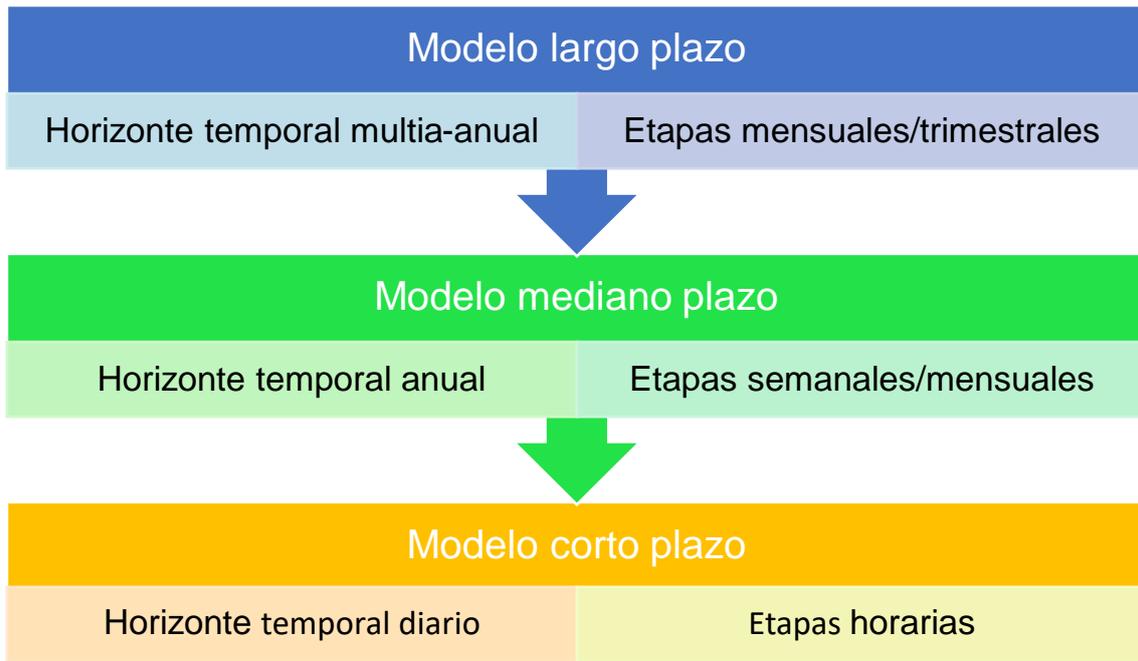
#### **1.4.2 PLANEAMIENTO OPERATIVO DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

El planeamiento eficiente de los recursos de energía disponible para satisfacer la demanda de un sistema eléctrico ha llegado a ser una tarea importante en los sistemas eléctricos de potencia modernos. El problema de planeamiento operativo de generación hidrotérmica se plantea como un problema de optimización no lineal con un alto grado de dimensionalidad, variables continuas y discretas, y con una función objetivo explícita con muchas limitaciones.

La programación de la generación consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las unidades generadoras. Para alcanzar este objetivo, debe procurarse que el costo de operación del sistema sea mínimo, satisfaciendo simultáneamente tanto las restricciones de cada unidad generadora como del sistema en su conjunto.

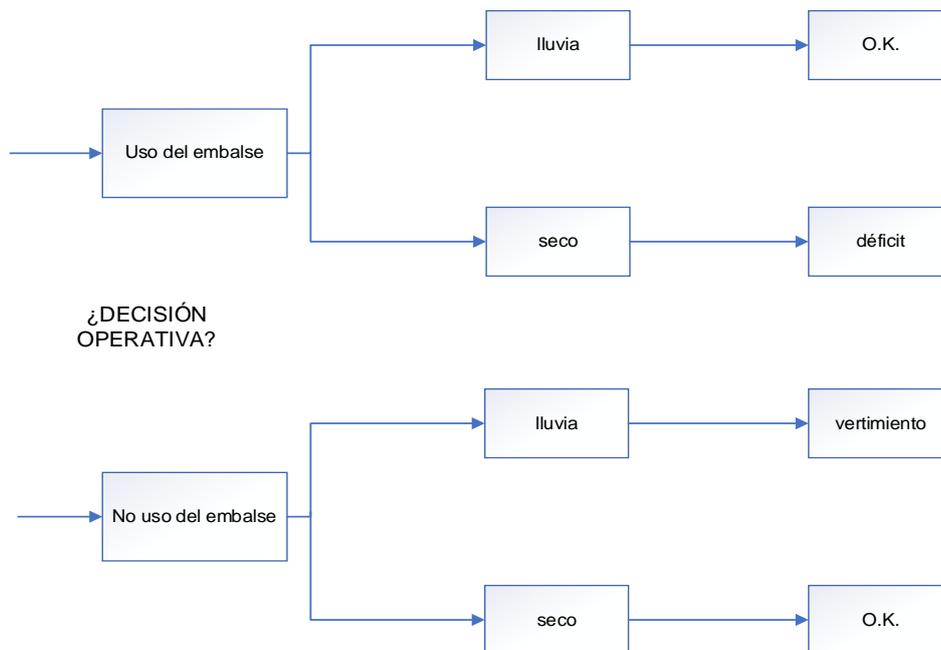
El problema del planeamiento operativo de un sistema de generación hidrotérmico requiere el uso de varios modelos, dado que un único modelo no es capaz de satisfacer todas las complejidades que el problema requiere. Usualmente el problema de planeamiento operativo es dividido en un problema de programación con diferentes horizontes de planificación y modelación [5].

Los resultados obtenidos de la programación hidrotérmica a largo plazo son usados como entrada para el modelo de programación hidrotérmica de mediano plazo, y a su vez, los resultados obtenidos de este modelo son usados como entrada al modelo de planificación de corto plazo.



**Figura 1.1.** Despacho de generación en orden jerárquico [4].

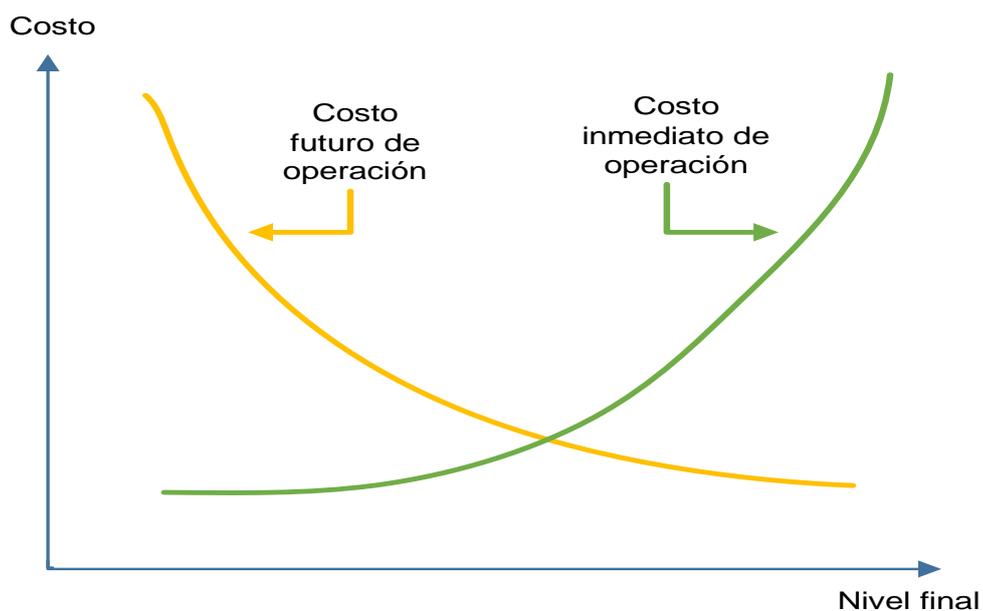
La generación hidroeléctrica depende de la cantidad de recurso hídrico embalsado o fluyente; por lo que, el uso del agua puede afectar la disponibilidad de generación de energía eléctrica futura. La siguiente figura presenta de mejor forma lo descrito anteriormente.



**Figura 1.2.** Mapa de decisión para la planificación de generación en sistemas hidrotérmicos [6].

### 1.4.2.1 Costos Operativos Inmediatos (CI) y Futuros (CF)

En la Figura 1.3 se presentan las curvas de costo inmediato y futuro de operación, en función del agua almacenada al final del periodo de programación. Se establece que, si el agua almacenada al final del período es abundante, el costo operativo inmediato es elevado debido a que se debe suplir la demanda con unidades de generación térmica. Por otra parte, si el agua almacenada al final del período es escasa, es decir que ha sido utilizada durante el período, evitando así el uso de energía térmica, el costo operativo futuro es elevado [6].



**Figura 1.3.** Costos inmediatos y futuros de operación en unidades hidráulicas [6].

### 1.4.2.2 Planeamiento Operativo a Corto Plazo

Es caracterizado por emplear un escenario de planificación diario o semanal, generalmente, con intervalos de tiempo horarios (24 horas). El objetivo de este despacho económico es establecer el esquema de generación más económico, a través del cual pueda satisfacerse la demanda de energía eléctrica requerida en cada hora del día. Hay que tener en cuenta que esta planificación resulta ser repetitiva, por lo que se la debe ejecutar diariamente considerando los resultados de los despachos económicos de mediano y largo plazo.

La solución al problema de planeamiento operativo hidrotérmico de corto plazo consiste en decidir la cantidad de agua que se usará de los embalses en cada etapa (hora) del

horizonte de programación (diario), así como minimizar los costos de combustible de las unidades termoeléctricas, cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación (tanto eléctricas como hidráulicas y térmicas) y tomando como referencia los resultados obtenidos de la simulación de los modelos de mediano y largo plazo.

#### **1.4.2.3 Despacho Económico Hidrotérmico**

El Despacho económico hidrotérmico tiene como objetivos principales determinar el uso del agua almacenada en embalses de centrales hidroeléctricas en el horizonte de planificación, y reducir el costo por consumo de combustibles para la operación de sus centrales térmicas. Usualmente, este despacho es dividido en dos subproblemas:

- Programación de caudales turbinados en generadores hidráulicos con embalses, considerando aportes provenientes de cuencas hidrográficas, vertimientos y pérdidas por evaporación en espejos de agua de los embalses.
- Minimización de los costos por uso de combustibles fósiles para el funcionamiento de centrales termoeléctricas.

#### **1.4.2.4. Unidades Térmicas**

En Unidades Térmicas, la generación de energía eléctrica es llevada a cabo a través de la ignición de un combustible; ya sea gas, diésel, carbón, u otro combustible fósil [7]. La quema de combustible genera un movimiento de rotación en el eje de la turbina del generador de la unidad térmica, el cual convierte esta energía mecánica de rotación en energía eléctrica. Entre las características principales que presentan las unidades térmicas, se puede citar a las siguientes:

- Desacople temporal de largo plazo. Las decisiones tomadas durante un periodo de planificación no incidirán en periodos de planificación siguientes.
- Generación Independiente. La generación o disponibilidad de generación de una unidad térmica no depende de cuánta generación produzca otra unidad térmica.
- Costos operativos independientes. El costo de operación de la unidad de generación térmica se fundamenta en su curva de costos operativos.

### **Costo de arranque en Unidades Termoeléctricas a Vapor**

Se encuentra asociado a los costos de operación y mantenimiento; así como a la cantidad de combustible fósil que es necesario para que la caldera alcance una presión y temperatura ideal que permita la correcta operación de la turbina. El costo de arranque de una unidad termoeléctrica se puede expresar de la siguiente manera [8]:

$$C_{partida} = C_0(1 - e^{-\phi t})$$

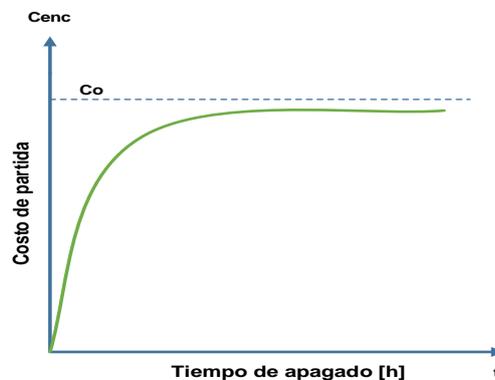
**Ecuación 1.1.** Costos de partida de una unidad termoeléctrica de vapor.

Donde:

$C_0$ : Es el costo de partida con la unidad termoeléctrica en estado frío.

$\phi$ : Es la razón de enfriamiento de la unidad termoeléctrica.

El costo de partida de la unidad termoeléctrica de vapor se puede observar a través de la siguiente figura:



**Figura 1.4.** Curva de costo de partida de una unidad termoeléctrica [8].

### **Costo de Apagado**

Costo generado al apagar, por operación o por mantenimiento, a una unidad térmica. No depende del tiempo durante el cual la unidad se haya encontrado en operación.

### **Costo de Combustible**

La potencia que entrega una unidad térmica, o su potencia de salida, depende de la cantidad de calor generado a través de la quema de combustibles fósiles. De esta forma, se puede establecer una relación importante entre el costo de combustible de la unidad generadora y la potencia que entrega la misma [2] [8].

### Curva de Entrada/Salida

Esta curva de costos entrada/salida tiene como entrada a la energía calórica  $H$  o al costo del combustible (CC) en  $\left[\frac{\$}{h}\right]$ . La salida de esta curva corresponde a la potencia que entrega la unidad térmica, y sigue un modelo cuadrático representado por la siguiente expresión [8]:

$$CC(P_t) = aP_t^2 + bP_t + c$$
$$\text{con } P_{t_{min}} \leq P_t \leq P_{t_{max}}$$

**Ecuación 1.2.** Costos de combustible de una unidad térmica.

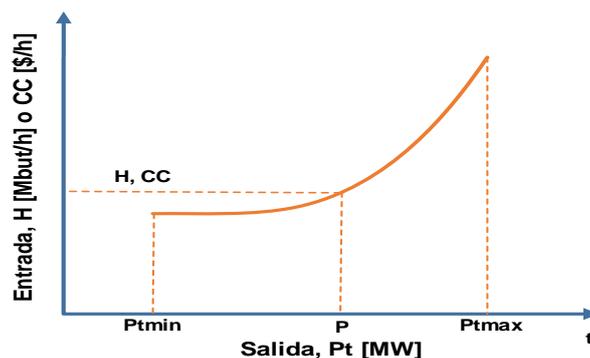
Donde:

$CC$ : Representa el costo de combustible.

$P_t$ : Representa la potencia de salida de la unidad térmica.

$a, b$  y  $c$ : Son coeficientes de costo de combustible.

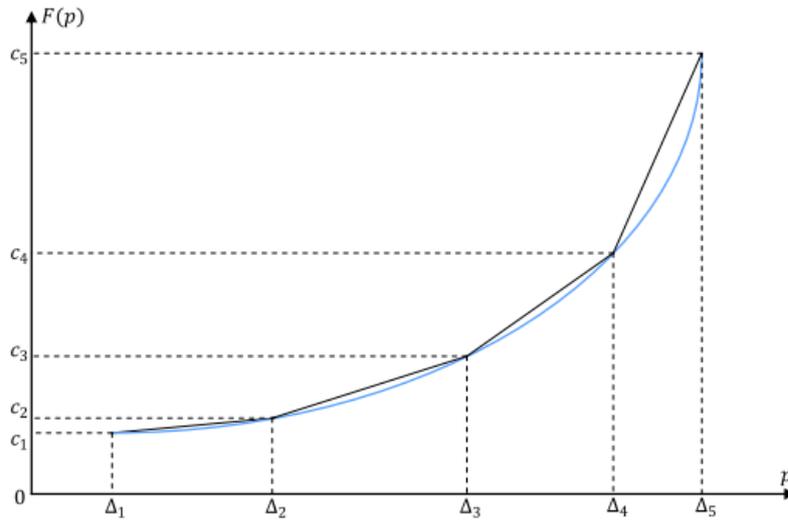
$P_{t_{min}}$  y  $P_{t_{max}}$ : Son las potencias mínimas y máximas que la unidad de generación térmica puede entregar, respectivamente.



**Figura 1.5.** Curva de costos entrada/salida de una unidad termoeléctrica [8].

Es importante considerar que no todas las unidades siguen el modelo matemático de la Ecuación 1.2, esto dependerá de la complejidad que tenga la unidad térmica, como puede ser la inclusión de válvulas de admisión de vapor, lo que convertiría a la función de costo de combustible en un modelo no diferenciable.

Una de las aproximaciones importantes para la función de costos de combustible es a través de una función lineal por partes [9] [10].



**Figura 1.6.** Aproximación lineal por partes de la función de costos de combustible de una unidad de generación térmica [9].

Debido a que la función de costos de combustible de una unidad térmica es no convexa, la aproximación lineal a considerar también es del tipo no convexa, y su solución se encontrará enmarcada cerca a la óptima real. Esto puede apreciarse a través de la siguiente expresión.

$$CC(p) = \sum_{k=1}^K C_k \lambda_k$$

Con

$$\lambda_k \geq 0, \quad k = 1, \dots, K.$$

**Ecuación 1.3.** Aproximación lineal por tramos.

Donde:

$\lambda_k$ : Representa las variables no negativas y  $K$  el número de tramos.

Como se aprecia en la Figura 1.6, la función de costo no parte del origen. Para la solución de este problema se añade el estado ( $\alpha$ ) de la unidad térmica, la misma que al ser cero "0" indica que la unidad se encuentra apagada, y al ser uno "1" que la unidad se encuentra encendida. De esta forma, la Ecuación 1.3 queda limitada a través de la siguiente restricción.

$$Pt_{min}\alpha \leq P_t \leq Pt_{max}\alpha$$

**Ecuación 1.4.** Restricción de la función de costo de combustible.

Por lo tanto, la Ecuación 1.2 puede ser ajustada a través de la aproximación lineal por tramos descrita en la Ecuación 1.3 y sujeta a la restricción de la Ecuación 1.4.

#### **1.4.2.4.1. Restricciones en la Operación de Unidades Térmicas**

Para llevar a cabo la planificación operativa de la generación, es necesario conocer las distintas restricciones que tienen las unidades térmicas, entre las cuales se presentan las mencionadas a continuación [11].

##### **Límites Técnicos de Operación**

Para asegurar la operación adecuada de la unidad generadora, la misma debe operar teniendo en cuenta un margen mínimo en su potencia de salida ( $P_{t_{\min}}$ ). Para unidades que operan en base a carbón, la potencia mínima de salida se encuentra entre el 20% y el 50% de su potencia máxima ( $P_{t_{\max}}$ ). Para unidades que funcionan en base a gas natural o petróleo, la potencia mínima de salida se encuentra entre el 10% y el 30%.

##### **Tiempo Mínimo de Funcionamiento**

Este tiempo garantiza un equilibrio térmico en la unidad, especialmente en la turbina; ya que, para que la unidad térmica pueda detenerse o apagarse, una vez puesta en funcionamiento, debe de transcurrir cierto tiempo. A través de esta consideración se evita la fatiga en la unidad térmica.

##### **Tiempo Mínimo de Parada y Limitantes de Planta**

Este tiempo asegura un equilibrio térmico en la unidad; ya que, la misma no puede entrar en funcionamiento de forma inmediata cuando se ha parado o apagado la unidad. Las limitaciones en planta hacen referencia a las limitantes en el funcionamiento simultáneo de un cierto número de unidades de generación.

##### **Limitantes en Combustible**

La programación de la generación en unidades térmicas se ve influenciada por la disponibilidad de los combustibles fósiles, los mismos que forman parte fundamental del proceso de generación eléctrica.

#### **1.4.2.5. Unidades Hidroeléctricas**

Una unidad de generación hidroeléctrica basa su funcionamiento en el aprovechamiento del recurso hídrico, el mismo que ingresa a la turbina después de pasar por la tubería de presión con alta energía cinética. La energía cinética del agua que es convertida en energía cinética rotacional del eje de la turbina es transformada en energía eléctrica gracias a la acción del generador eléctrico [6].

Una unidad hidroeléctrica puede ser de embalse o de agua fluyente, lo que diferencia a estas dos, es el hecho de que en la unidad de embalse se puede almacenar el agua y usarla de forma programada para satisfacer la demanda. La unidad hidroeléctrica de agua fluyente usa el agua que se encuentra disponible para la generación instantánea de energía eléctrica.

El agua disponible en las cuencas hidrográficas de las centrales hidroeléctricas representa una variable aleatoria; ya que, depende de condiciones hidrológico-ambientales como la pluviosidad del sector.

##### ***1.4.2.5.1 Restricciones Operativas en Unidades Hidráulicas***

Las restricciones más relevantes que presentan las unidades hidráulicas, y que forman parte del problema de planeamiento operativo hidrotérmico se presentan a continuación [11].

##### ***Límites Técnicos de Producción***

La potencia de salida o generada por la unidad hidroeléctrica no debe de sobrepasar los límites máximos y mínimos establecidos; ya que de esta forma se garantizará una operación segura del generador eléctrico.

##### ***Cotas Máximas y Mínimas de Embalse***

Los niveles de agua en embalses (cotas máximas y mínimas), deben de ser considerados en la operación, de esta forma se evita el desperdicio del recurso por vertimiento o la posible paralización de la central por la falta del mismo.

##### ***Unidades Hidroeléctricas en Cascada – Series Hidráulicas***

Las series hidráulicas hacen referencia a la existencia de unidades hidroeléctricas en cadena; es decir, si aguas abajo de una determinada central hidroeléctrica se encuentra otra central haciendo uso del recurso erogado aguas arriba; conocer esto es importante;

ya que, de este análisis se podrá determinar el tiempo de llegada del agua hacia el ingreso de la determinada central; así como el caudal de agua disponible para la operación de esta.

### ***Caudal Turbinado***

Este tipo de restricción asocia varios parámetros para su cálculo exacto, como son: tipo de tuberías y de turbinas, canales de transporte de agua, pérdidas de agua por fricción, forma y volumen del embalse. Aunque, al considerar un horizonte de planeamiento de corto plazo, todos estos parámetros son despreciables; es decir, no influyen fuertemente en la programación de la operación.

### ***Uso Alternativo del Agua***

En el aprovechamiento del recurso hídrico por parte de la central para la generación de energía eléctrica, se debe respetar un margen de caudal mínimo dedicado a la preservación de fauna y flora de la determinada zona, a este caudal se le conoce como caudal ecológico.

## **1.4.2.6 Formulación Matemática del Problema**

Como ya se ha mencionado anteriormente, el problema de planeamiento operativo hidrotérmico se convierte en un problema combinatorio, no lineal, lleno de limitaciones y con una función objetivo explícita. A continuación, se detalla la función objetivo y las diversas restricciones que permitirán modelar matemáticamente al problema de planeamiento operativo hidrotérmico.

### ***1.4.2.6.1 Función Objetivo del Problema de Planeamiento de Generación Hidrotérmica***

El objetivo de la programación hidrotérmica es la minimización de los costos asociados con el combustible para la producción de energía eléctrica dentro de un periodo de tiempo o de planificación establecido. Cada unidad térmica posee su propia curva de costos; y la función objetivo a minimizar, se expresa de la siguiente forma [12]:

$$FO = \min \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G (F_g(P_g^t) + C_g^A \times Y_g^t + C_g^P \times W_g^t)$$

**Ecuación 1.5.** Función objetivo.

Con

$$g = 1,2,3, \dots, G \text{ y } t = 0,1,2, \dots, T$$

Donde:

$g$ : índice del número de unidad térmica.

$t$ : índice de tiempo.

$F_G(P_g^t)$ : representa la función de costo de la unidad térmica  $g$ . Se encuentra modelada como la expresión cuadrática presentada en la Ecuación 1.2; que, a su vez, puede ser aproximada linealmente a través de la Ecuación 1.3.

$C_g^A$ : representa el costo de arranque de la unidad térmica  $g$ .

$C_g^P$ : representa el costo de parada de la unidad térmica  $g$ .

$Y_g^t$  y  $W_g^t$ : Representan las variables binarias asociadas al arranque y parada de la unidad térmica  $g$ , respectivamente.  $Y_g^t = 1$  indica que la unidad térmica se encuentra en arranque, y  $Y_g^t = 0$ , que la unidad no arranca. Mientras que,  $W_g^t = 1$  indica que la unidad térmica se encuentra parada, y  $W_g^t = 0$ , que la unidad no está parada.

#### **1.4.2.6.2 Restricción de Balance**

La restricción de balance entre generación y demanda, sin considerar las pérdidas del sistema de transmisión, se presenta de la siguiente forma [12]:

$$\sum_{g=1}^G P_g^t + \sum_{h=1}^H P_h^t = P_D^t$$

**Ecuación 1.6.** Restricción de balance generación – demanda sin pérdidas.

Con:

$$h = 1,2,3, \dots, H$$

Donde:

$h$ : Índice del número de unidad hidráulica.

$P_g^t$ : Es la potencia entregada por la unidad térmica  $g$  durante el periodo  $t$ .

$P_h^t$ : Es la potencia entregada por la unidad hidroeléctrica  $h$  durante el periodo  $t$ .

$P_D^t$ : Es la potencia demandada durante el periodo  $t$ .

Si se consideran las pérdidas del sistema de transmisión, la Ecuación 1.6 puede reescribirse de la siguiente manera [11]:

$$\sum_{g=1}^G P_g^t + \sum_{h=1}^H P_h^t = P_D^t + P_L^t$$

**Ecuación 1.7.** Restricción de balance generación - demanda considerando pérdidas.

Donde:

$P_L^t$ : Es la potencia de pérdidas durante el periodo  $t$ .

#### 1.4.2.6.3 Restricciones en Unidades Térmicas

##### Límites Técnicos de Operación

Matemáticamente se expresa como [12]:

$$P_{gmin} U_g^t \leq P_g^t \leq P_{gmax} U_g^t$$

**Ecuación 1.8.** Restricción técnica de operación.

Donde:

$P_{gmin}$  y  $P_{gmax}$ : Representan la Potencia Activa mínima y máxima de la unidad térmica  $g$ .

$U_g^t$ : Variable del tipo binario asociada al estado operativo de la unidad térmica  $g$ . Cuando su valor es "1", la unidad se encuentra operativa; mientras que, cuando su valor es "0", la unidad térmica se encuentra no operativa.

##### Limitantes en Arranque y Subida

Los límites máximos de potencia que se puede aumentar desde un periodo inicial hacia un periodo siguiente, matemáticamente se las expresa como [12]:

$$P_g^t - P_g^0 \leq R_g^S U_g^0 + R_g^A Y_g^t \quad \text{con} \quad t = 1$$

$$P_g^t - P_g^{t-1} \leq R_g^S U_g^{t-1} + R_g^A Y_g^t \quad \text{con} \quad t = 2, 3, \dots, T$$

**Ecuación 1.9.** Limitantes en arranque y subida de unidades térmicas.

Donde:

$R_g^S$  y  $R_g^A$ : Representan las rampas de subida y arranque de las unidades térmicas, respectivamente.

### **Limitantes en Bajada y Parada**

Los límites máximos de potencia que se puede disminuir desde un periodo inicial hacia un periodo siguiente, matemáticamente se las expresa como [12]:

$$P_g^0 - P_g^t \leq R_g^B U_g^t + R_g^P W_g^t \quad \text{con} \quad t = 1$$
$$P_g^{t-1} - P_g^t \leq R_g^B U_g^t + R_g^P W_g^t \quad \text{con} \quad t = 2, 3, \dots, T$$

**Ecuación 1.10.** Limitantes en bajada y parada de unidades térmicas.

Donde:

$R_g^B$  y  $R_g^P$ : Representan las rampas de bajada y parada de las unidades térmicas, respectivamente.

### **Lógica Binaria Operativa**

El acoplamiento, parada y arranque de la unidad térmica se encuentran regidas por las variables binarias ( $U_g^t, W_g^t$  y  $Y_g^t$ ), las mismas que se encuentran asociadas a las siguientes expresiones [12] [11]:

$$U_g^t - U_g^0 = Y_g^t - W_g^t \quad \text{con} \quad t = 1$$
$$U_g^t - U_g^{t-1} = Y_g^t - W_g^t \quad \text{con} \quad t = 2, 3, \dots, T$$
$$Y_g^t + W_g^t \leq 1$$

**Ecuación 1.11.** Expresiones asociadas al estado de la unidad térmica.

A partir de esto último, se puede establecer cuatro operaciones posibles de la unidad térmica.

1. Si la unidad se encuentra acoplada en  $t$  y desacoplada en  $t - 1$ ; entonces la unidad térmica arranca en  $t$ .
2. Si la unidad se encuentra acoplada en  $t$  y acoplada en  $t - 1$ ; entonces la unidad térmica no arranca ni para en  $t$ , ya que, la unidad se encuentra operando en  $t - 1$ .
3. Si la unidad se encuentra desacoplada en  $t$  y acoplada en  $t - 1$ ; entonces la unidad para en  $t$ .
4. Si la unidad se encuentra desacoplada en  $t$  y desacoplada en  $t - 1$ ; entonces la unidad térmica no se encuentra operando en  $t - 1$  y no arranca ni para en  $t$ .

#### 1.4.2.6.4 Restricciones en Unidades Hidráulicas

##### Límites Técnicos de Producción

Matemáticamente se formula como [12]:

$$P_{hmin} \leq P_h^t \leq P_{hmax}$$

**Ecuación 1.12.** Límite Técnico de Producción.

Donde:

$P_{hmin}$  y  $P_{hmax}$ : Representan las Potencias Activas mínima y máxima de las unidades hidroeléctricas, respectivamente.

##### Límites de Subida

Los límites máximos de potencia que se puede aumentar desde un periodo inicial hacia un periodo siguiente, matemáticamente se formula como [12]:

$$P_h^t - P_h^0 \leq R_h^S \quad \text{con} \quad t = 1$$
$$P_h^t - P_h^{t-1} \leq R_h^S \quad \text{con} \quad t = 2, 3, \dots, T$$

**Ecuación 1.13.** Restricciones de Subida en Unidades Hidroeléctricas.

Donde:

$R_h^S$ : Representa la restricción de subida de las unidades hidroeléctricas.

##### Límites de Bajada

Los límites máximos de potencia que se puede disminuir desde un periodo inicial hacia un periodo siguiente, matemáticamente se formulan como [12]:

$$P_h^0 - P_h^t \leq R_h^B \quad \text{con} \quad t = 1$$
$$P_h^{t-1} - P_h^t \leq R_h^B \quad \text{con} \quad t = 2, 3, \dots, T$$

**Ecuación 1.14.** Restricciones de bajada en unidades hidroeléctricas.

Donde:

$R_h^B$ : Representa la restricción de bajada de las h-ésimas unidades hidroeléctricas.

### **Cotas Máximas y Mínimas de Embalse**

Matemáticamente se la expresan como [12]:

$$V_{hmin} \leq V_h^t \leq V_{hmax}$$

**Ecuación 1.15.** Restricción en el volumen del embalse.

Donde:

$V_{hmin}$  y  $V_{hmax}$ : Representan el volumen mínimo y máximo del embalse de las unidades hidroeléctricas, respectivamente.

### **Dinámica Hidráulica**

Matemáticamente se la formula atendiendo a la topología de la red hidráulica; de esta forma se tienen embalses independientes de embalses situados aguas arriba. Para un embalse independiente, la formulación se presenta a continuación [12]:

$$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600r_h^t - q_h^t - S_h^t$$

**Ecuación 1.16.** Restricción de dinámica hidráulica.

Donde:

$q_h^t$ : Representa el caudal turbinado por las unidades hidroeléctricas.

$r_h^t$  y  $S_h^t$ : Representan el influjo natural y vertimiento del embalse de las unidades hidroeléctricas, respectivamente.

El término 3600 es un multiplicador de conversión de unidades en  $m^3/s$  a  $m^3$ , teniendo en cuenta una hora de evaluación [11].

### **Caudal Turbinado**

Matemáticamente se formula considerando cuasi constantes a la altura de los embalses, por lo que se encuentra asociado con la potencia generada en relación con el coeficiente de producción de cada unidad hidroeléctrica. La expresión se presenta a continuación [12]:

$$q_h^t = \frac{P_h^t}{\rho_h}$$

**Ecuación 1.17.** Restricción de caudal turbinado.

Donde:

$\rho_h$ : Representa el coeficiente de producción de cada h-ésima unidad hidroeléctrica.

### 1.4.3. OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS (PSO)

La Optimización por Enjambre de Partículas (PSO, por sus siglas en inglés), es una técnica de optimización metaheurística basada en enjambre que fue propuesta por Eberhart y Kennedy en 1995 [13]. PSO simula el comportamiento social que tienen los enjambres de animales; como insectos, pájaros, peces, en la búsqueda de comida de una forma cooperativa. Cada miembro perteneciente al enjambre, denominado partícula, va cambiando el patrón de búsqueda de alimento en base a su experiencia propia, así como en la experiencia de las demás partículas de su enjambre [14].

El objetivo de este algoritmo de optimización es determinar una variable o un conjunto de variables representados por un vector  $X = [x_1, x_2, x_3, \dots, x_p]$  que minimice o maximice a las condiciones dadas por una cierta función, llamada función objetivo  $f(x)$ , considerando las distintas restricciones que la misma pueda presentar. El vector  $X$ , es considerado como el vector posición, conformado por  $p$  variables que deben ser determinados en el problema de optimización, esto se traduce a encontrar la longitud y latitud de cada enjambre de partículas. De esta forma, la función fitness será la encargada de catalogar que tan bueno o malo es la posición del enjambre [15].

El PSO empieza inicializando aleatoriamente un grupo de partículas (soluciones) y luego busca óptimos globales a nivel de enjambre actualizando su posición y velocidad [14]. En cada iteración, cada partícula se actualiza siguiendo dos valores considerados “óptimos”. El primer valor óptimo es la mejor solución (fitness) que se ha conseguido individualmente hasta el momento por la partícula, este valor es llamado  $p_{best}$ . El segundo valor óptimo que rastrea el optimizador del enjambre es el mejor valor obtenido hasta el momento por cualquier partícula del enjambre, este valor óptimo global es llamado  $g_{best}$ . Después de que la partícula encuentre su aproximado óptimo individual ( $p_{best}$ ) y su aproximado óptimo global con el enjambre ( $g_{best}$ ), cada partícula actualiza su posición y velocidad de acuerdo con las siguientes ecuaciones.

$$V_p^{n+1} = \omega V_p^n + \alpha_1 R_1 (p_{best} - X_p^n) + \alpha_2 R_2 (g_{best} - X_p^n)$$

**Ecuación 1.18.** Actualización de velocidad de la partícula del enjambre.

$$X_p^{n+1} = X_p^n + V_p^{n+1}$$

**Ecuación 1.19.** Actualización de posición de la partícula del enjambre.

Donde:

$X_p^n$ : Representa al vector posición de la partícula  $p$  en una determinada iteración  $n$ .

$V_p^n$ : Representa al vector velocidad de la partícula  $p$  en una determinada iteración  $n$ .

$\alpha_1$  y  $\alpha_2$ : Son constantes de aceleración que atraen a la partícula hacia las posiciones  $p_{best}$  y  $g_{best}$ .

$R_1$  y  $R_2$ : Son constantes aleatorias.

$\omega$ : Es un factor que considera el peso de inercia de la partícula, y que se la puede calcular a través de la siguiente ecuación.

$$\omega = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{iter_{max}} iter$$

**Ecuación 1.20.** Peso de inercia de la partícula.

Donde:

$\omega_{max}$ : Es el factor máximo de peso de inercia de la partícula.

$\omega_{min}$ : Es el factor mínimo de peso de inercia de la partícula.

$iter_{max}$ : Representa el máximo número de iteraciones.

$iter$ : Representa el número actual de iteración [14].

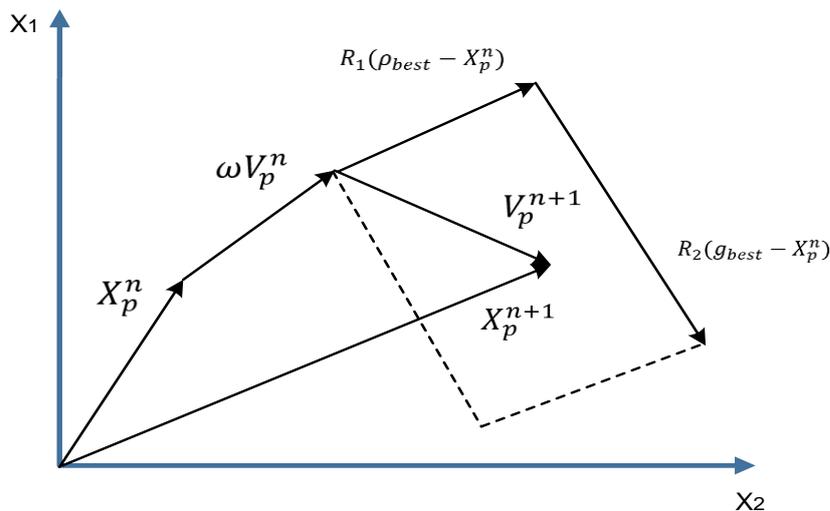
La Ecuación 1.18 muestra que existen tres diferentes contribuciones al movimiento de una partícula en una determinada iteración, tal como se puede ver en los tres términos que contiene la expresión. Mientras que, la Ecuación 1.19 actualiza las posiciones de las partículas. La constante de peso de inercia ( $\omega$ ), generalmente es un valor positivo, cuyo significado se encuentra encaminado a determinar el balance global de búsqueda, conocido como “exploración” (cuando se establecen valores altos), o “aprovechamiento” (cuando se establecen valores pequeños). Si este coeficiente se reduce entre el rango de  $0 \leq \omega < 1$ , el enjambre de partículas puede explorar más áreas en el dominio de búsqueda, lo que significaría que existen más oportunidades de hallar un casi óptimo global; sin embargo, el precio de reducir esta constante se traduce en el uso de una mayor memoria computacional, lo que hace que el tiempo de convergencia se vea incrementado. Por otro lado, si  $\omega = 1$ , el movimiento de la partícula se encuentra influenciado completamente por su movimiento anterior, haciendo que la partícula continúe en la misma dirección [15].

El primer término de la Ecuación 1.18 es el producto entre la constante de inercia de la partícula y la velocidad previa que tenía la misma. El segundo término de la ecuación es calculado por medio de la diferencia entre la mejor posición de la propia partícula, por

ejemplo,  $\rho_{best}$ , y su posición actual  $X_p^n$ . La idea detrás de este término es que la partícula tenga más distancia de la posición  $\rho_{best}$ , haciendo que la diferencia  $(\rho_{best} - X_p^n)$  se incremente; atrayendo a la partícula a su mejor posición propia. El parámetro  $\alpha_1$  es una constante positiva que muestra la importancia de las experiencias propias de la partícula. El parámetro  $R_1$  es una constante aleatoria en el rango de 0 y 1; este parámetro es sumamente importante; ya que, evita convergencias prematuras, aumentando la probabilidad de llegar a óptimos globales [15].

Finalmente, el tercer término de la Ecuación 1.18 es el término del comportamiento social que establece que, todas las partículas sean capaces de compartir la información del mejor punto alcanzado independientemente de qué partícula lo haya encontrado, por ejemplo  $g_{best}$ . La diferencia  $(g_{best} - X_p^n)$  actúa como una atracción para las partículas hacia el mejor punto hasta que se encuentren en alguna iteración  $n$ . El parámetro  $\alpha_2$  representa el aprendizaje social, que pondera la importancia del aprendizaje global del enjambre. El parámetro  $R_2$  representa exactamente lo mismo que el parámetro  $R_1$  [15].

La siguiente imagen muestra la actualización del vector posición en una determinada iteración  $n$ .



**Figura 1.7.** Actualización del vector posición en una determinada  $n$  iteración compuesta por dos componentes [15].

## 2 METODOLOGÍA

Existen varias técnicas para la solución del problema de despacho económico hidrotérmico, desde algoritmos de optimización tradicionales hasta el uso de redes neuronales, en este contexto se han planteado diversas técnicas de solución en base a las denominadas técnicas heurísticas, mismas que pueden brindar buenas soluciones al problema con tiempos razonables de convergencia. En el caso de los métodos metaheurísticos de enjambre, se emula el comportamiento cognitivo - social de ciertos animales para la solución de problemas técnicos de optimización.

En este trabajo se plantea la solución del problema del despacho económico hidrotérmico de corto plazo en base a la técnica de optimización por enjambre de partículas, misma que forma parte del gran conjunto de técnicas heurísticas, cuyo atractivo principal, es su alta probabilidad de convergencia limitando las exigencias en cuanto al uso de recursos computacionales.

### 2.1 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN PYTHON

Python es un lenguaje de programación muy versátil que presenta facilidades en cuanto a la codificación de algoritmos de optimización. Esto se debe en gran medida a la disponibilidad de librerías y módulos que permiten acelerar el proceso de convergencia hacia la solución requerida. El interfaz usuario – máquina de Python hace que la codificación sea sencilla y eficiente, a la vez que presenta una gran ventaja en cuanto a la portabilidad y lectura de la información, brindando una gran variedad de formatos para su almacenamiento. Actualmente, Python es muy usado en el entorno de trabajo laboral en campos como la ingeniería, ciencia de datos, matemática, entre otras ciencias exactas.

La programación del despacho hidrotérmico en este lenguaje de programación requiere principalmente el uso de algunas librerías propias del lenguaje, y de módulos matemáticos y de optimización previamente creados que ya forman parte del entorno de Python. Algunos de estos elementos, se presentan a continuación [16].

#### 2.1.1 PRINCIPALES LIBRERÍAS Y MÓDULOS DE PYTHON PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO

##### *Pypower*

Es un solver que pertenece a MATPOWER, usado para la realización de flujos óptimos de potencia, así como también en la solución de flujos de potencia AC a través del método de

Newton Raphson y Newton Raphson Desacoplado Rápido. Este solver será de gran ayuda a la hora de modelar y validar los sistemas de prueba implementados [17].

### ***Numpy***

Es una potente librería de análisis numérico que será de gran ayuda en la creación y manejo de datos en forma de matrices (*arrays*).

### ***Pandas***

Es una librería encargada de proporcionar datos en forma de estructuras denominadas *dataframes* (datos tabulares de forma heterogénea de dos dimensiones). Se relaciona con Numpy debido a su potencial matricial, además, esta librería brinda el filtrado de datos de forma sencilla y será usada para el despliegue ordenado de datos y de resultados.

## **2.2 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA (SEP) DE PRUEBA Y DEL MODELO MATEMÁTICO DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO EN PYTHON**

Una gran ventaja que presenta Python es su versatilidad; por lo que, en la siguiente sección se detallará la implementación del modelo del SEP. Además, se definirá la función objetivo del problema de optimización sujeta a sus respectivas restricciones.

### **2.2.1 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DEL SEP EN PYTHON**

La modelación del SEP requiere que se establezcan las condiciones de cada elemento perteneciente al sistema eléctrico en estudio, para lo cual, es preciso definir los datos de las barras del sistema con sus características y parámetros principales, datos de los generadores, transformadores y datos de las líneas con sus parámetros básicos. También se incluyen datos de rampas de subida y bajada, caudales turbinados mínimos y máximos, datos de influjos naturales, eficiencia y niveles de embalse en el caso de generadores hidráulicos; así como, las rampas de subida y bajada, tiempos mínimos previos al arranque y parada de las unidades y funciones de costos en el caso de generadores térmicos.

Dentro de este modelo es esencial que se establezcan los datos de la demanda en un horizonte a corto plazo; ya que, a través de la optimización con el PSO, se busca cubrir el abastecimiento de esa demanda con la generación disponible a un mínimo precio.

Los datos establecidos en este modelo son ingresados a Python en forma de matrices a través de la librería Numpy.

## **2.2.2 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO EN PYTHON**

En la sección anterior se establecieron los datos necesarios para poder llevar a cabo el modelamiento del sistema eléctrico de potencia. En esta sección, con la ayuda del solver de Pypower se ejecuta, en primera instancia, un flujo de potencia (FP) para una demanda e instante determinado. El objetivo de la ejecución del FP es validar la correcta modelación del SEP en Python.

Se define la función objetivo del problema de minimización considerando los datos obtenidos del modelo, y paralelamente se establecen las restricciones que fueron detalladas en el marco teórico. La restricción de balance de potencia es establecida considerando un modelo uninodal, donde toda la generación es destinada a la carga; es decir que no se consideran pérdidas del sistema de transmisión. En cuanto a la generación, se debe garantizar que las potencias no puedan tener valores negativos, para lo cual se hace uso de condicionales que permitan limitar su salida.

También se establecen las restricciones en cuanto a los límites de producción de los generadores hidráulicos, los mismos que deben ajustarse a las potencias máximas y mínimas definidas por los propios valores nominales estipulados en cada generador. Se definen las restricciones de rampas de subida y de bajada de las unidades de generación eléctrica.

En cuanto a las restricciones de las unidades térmicas, se define las rampas de arranque y parada de la unidad a través de una lógica binaria de operación, la cual afirma que la unidad no se puede encontrar operando y parada a la vez. Posteriormente, se establecen los límites de producción térmicos, considerando los valores de potencias nominales de cada generador.

De esta forma se define la concepción de ingeniería del problema de despacho hidrotérmico; y que, para su solución, es preciso acoplar todo lo anteriormente mencionado al método de solución; es decir, incorporar el PSO en su solución. En este sentido, a continuación, se presenta la incorporación del algoritmo metaheurístico en la solución del problema en estudio.

## 2.3 DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO BASADO EN LA OPTIMIZACIÓN POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS (PSO)

Como se expresó anteriormente, el algoritmo por enjambre de partículas simula el comportamiento que tienen los enjambres de animales en la búsqueda de alimento. Supóngase un ejemplo del comportamiento de una bandada de pájaros en el siguiente escenario [14]: un grupo de pájaros se encuentra aleatoriamente buscando comida en un área determinada, y existe un único pedazo de comida dentro de la mencionada área, todos los pájaros desconocen el lugar en el que se encuentra el pedazo de comida, pero ellos saben cuán lejos está ese pedazo de comida en cada iteración. En estas condiciones ¿cuál es la mejor estrategia para encontrar el pedazo de comida?; la estrategia más efectiva es seguir al pájaro que se encuentre más cerca del alimento. El algoritmo PSO se basa en el escenario antes mencionado, y de esta forma es usado para la solución de problemas de optimización. Para un mejor entendimiento, considérese el siguiente ejemplo básico [18]:

Un grupo de insectos (partículas) se encuentra en la búsqueda de comida. Estos animales desean minimizar la distancia que los separa de su pedazo de alimento; por lo que, la función objetivo usada para minimizar esa determinada distancia se la puede ejemplificar de la siguiente manera:

$$\text{fitness function} = F(x) = \min \sum_{p=1}^4 x_p^2$$

**Ecuación 2.1.** Función objetivo de ejemplo a ser minimizada.

A continuación, se describirá paso por paso la ejecución del algoritmo de PSO aplicado al ejemplo numérico mencionado en el párrafo anterior.

### **Primer paso:** Inicialización

- Inicialización de parámetros:
  - Número de variables: 1
  - Tamaño de la población de insectos: 4
  - Peso de inercia:  $\omega = 0.99$
  - Factores de aceleración:  $\alpha_1 = 1$  y  $\alpha_2 = 1$
  - $R_1$  y  $R_2$  son constantes randómicas entre 0 y 1.

- Máximo número de iteraciones: 100
- Posición inicial de las partículas ( $n = 0$ ):  
Se las inicializa de forma randómica dentro de una banda entre -10 y 10 (condición brindada para el ejemplo).

$$\begin{bmatrix} x_1^0 \\ x_2^0 \\ x_3^0 \\ x_4^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.3 \\ 4.3 \\ 0.4 \\ -1.2 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.2.** Posición inicial de los insectos para el ejemplo.

- Velocidad inicial de las partículas ( $n = 0$ ):  
Se la inicializa como un vector de condiciones planas, haciendo alusión a que las partículas se encuentran en una determinada posición sin movimiento.

$$\begin{bmatrix} v_1^0 \\ v_2^0 \\ v_3^0 \\ v_4^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.3.** Velocidad inicial de los insectos para el ejemplo.

- Inicialización de la función objetivo ( $n = 0$ ):  
Para el caso del primer insecto, se tiene:  $F_1^0 = x_1^2 = 1.3^2 = 1.69$ ; de esta forma, para el resto de los insectos, la función objetivo inicializada queda descrita como:

$$\begin{bmatrix} F_1^0 \\ F_2^0 \\ F_3^0 \\ F_4^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.69 \\ 18.49 \\ 0.16 \\ 1.44 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.4.** Función objetivo inicializada para el ejemplo.

**Segundo Paso:** Encontrar el  $\rho_{best}$  y  $g_{best}$

- El mejor valor cuasi óptimo individual de cada insecto ( $\rho_{best}$ ) corresponde precisamente a cada una de sus posiciones finales dentro de cada iteración ( $n$ ). En este caso, a sus posiciones iniciales. De esta forma se tiene:

$$\begin{bmatrix} \rho_{best,1}^1 \\ \rho_{best,2}^1 \\ \rho_{best,3}^1 \\ \rho_{best,4}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.3 \\ 4.3 \\ 0.4 \\ -1.2 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.5.** Valores óptimos de los insectos en el enjambre.

- El mejor valor cuasi óptimo global del enjambre de insectos ( $g_{best}$ ) corresponde al menor valor cuasi óptimo individual de cada insecto; debido a que, se requiere minimizar la distancia entre el pedazo de comida y el insecto. De esta forma, el mejor valor cuasi óptimo global del enjambre es  $g_{best} = \rho_{best,3}^1 = 0.4$ .

**Tercer Paso:** Cálculo de la velocidad de cada partícula

Cada insecto actualiza su velocidad de acuerdo con la Ecuación 1.18, teniendo en cuenta la inicialización de parámetros establecida y que el valor cercano al óptimo del enjambre ( $g_{best}$ ) es de 0.4; el ejemplo de cálculo de la velocidad del primer insecto es apreciable a continuación.

$$V_p^{n+1} = \omega V_p^n + \alpha_1 R_1 (\rho_{best} - X_p^n) + \alpha_2 R_2 (g_{best} - X_p^n)$$

$$V_1^{0+1} = 0.99 V_1^0 + \alpha_1 R_1 (\rho_{best,1}^1 - X_1^0) + \alpha_2 R_2 (g_{best} - X_1^0)$$

$$V_1^1 = 0.99(0) + 1(0.233)(1.3 - 1.3) + 1(0.801)(0.4 - 1.3) = 0.7209$$

**Ecuación 2.6.** Actualización de la velocidad del primer insecto para el ejemplo en análisis.

Similarmente para los tres insectos restantes, se define cada una de sus velocidades para la iteración  $n = 1$  de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} V_1^1 \\ V_2^1 \\ V_3^1 \\ V_4^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.7209 \\ -3.1229 \\ 0 \\ 1.2816 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.7.** Actualización de velocidad de cada insecto perteneciente al enjambre para  $n = 1$ .

**Cuarto Paso:** Cálculo de la posición de cada partícula

Cada insecto actualiza su posición de acuerdo con la Ecuación 1.19, teniendo en cuenta la posición inicial de los insectos y la actualización de su velocidad para una iteración  $n + 1$ ; obtenidas de la Ecuación 2.2 y de la Ecuación 2.7, respectivamente; se puede hallar la nueva posición del insecto. El ejemplo de cálculo de la posición del primer insecto se indica a continuación.

$$X_p^{n+1} = X_p^n + V_p^{n+1}$$

$$X_1^{0+1} = X_1^0 + V_1^{0+1}$$

$$X_1^1 = 1.3 + 0.7209 = 2.0209$$

**Ecuación 2.8.** Actualización de la posición del primer insecto para el ejemplo en análisis.

Similarmente para los tres insectos restantes, se define cada una de sus posiciones para la iteración  $n = 1$  de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} X_1^1 \\ X_2^1 \\ X_3^1 \\ X_4^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2.0209 \\ 1.1771 \\ 0.4 \\ 0.0819 \end{bmatrix}$$

**Ecuación 2.9.** Actualización de posición de cada insecto perteneciente al enjambre para  $n = 1$ .

**Quinto Paso:** Evaluación de la función objetivo para cada partícula del enjambre en  $n = 1$

Para el caso del primer insecto, se tiene:  $F_1^1 = x_1^2 = 2.0209^2 = 4.084$ ; de esta forma, para el resto de los insectos, la evaluación de la función objetivo se encuentra descrita como:

$$\begin{bmatrix} F_1^1 \\ F_2^1 \\ F_3^1 \\ F_4^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.084 \\ 1.386 \\ 0.16 \\ 0.007 \end{bmatrix}$$

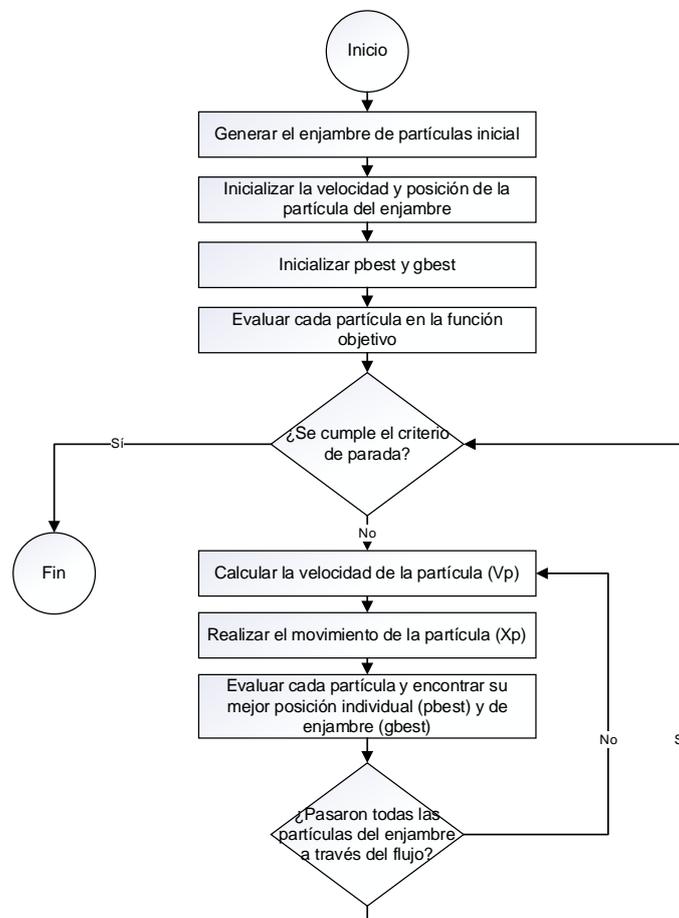
**Ecuación 2.10.** Evaluación de la función objetivo para cada partícula en  $n = 1$ .

Como resultado de la Ecuación 2.10, se puede apreciar que el insecto que mejor posición tiene con respecto al pedazo de comida es el cuarto; de esta forma, los demás insectos

tratan de seguir al insecto con la mejor posición y juntamente con las constantes de aceleración lograr que los demás insectos lleguen a su destino.

Los cinco pasos, anteriormente descritos, pueden repetirse debido a dos condiciones; la primera, no se ha cumplido con el número de iteraciones, y la segunda, no se ha cumplido con un criterio de tolerancia establecida; que en este caso corresponde a la distancia entre el insecto y la comida; es decir, la tolerancia es ajustable en base a qué tan cerca se requiere que se encuentre el insecto de su pedazo de comida, cerca, medianamente cerca o ligeramente lejos [18]. En el caso de que ambas condiciones no se cumplan, los cinco pasos detallados se repiten empezando desde encontrar los valores cercanos a sus óptimos individuales y cuasi óptimo global de los insectos, seguido de las actualizaciones de sus velocidades y posiciones, para finalmente ser evaluadas en la función objetivo que gobierna la búsqueda de alimento de cada uno de los insectos pertenecientes al enjambre.

El ejemplo anteriormente presentado y optimizado por el algoritmo de enjambre de partículas se puede entender de mejor forma a través del siguiente diagrama de flujo [19].



**Figura 2.1** Diagrama de Flujo del Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas (PSO).

Teniendo como referencia al ejemplo básico planteado anteriormente, el algoritmo de enjambre de partículas se centrará en la optimización para el abastecimiento de la demanda con generación hidrotérmica a un precio económico.

### **2.3.1 PARÁMETROS DEL ALGORITMO PSO EN LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO**

En cualquier algoritmo de optimización siempre es imprescindible la inicialización de parámetros y variables que permitan llevar a cabo el modelo de optimización. La inicialización de estos resulta de gran importancia, puesto que, ayudan a la convergencia del problema de optimización. En este caso, para el algoritmo PSO orientado a la solución del problema del despacho hidrotérmico, al ser un problema del tipo entero mixto, existen diversos parámetros que deben ser elegidos adecuadamente; ya sea guiados de estudios previamente realizados, o del clásico modelo de prueba y error; para de esta manera lograr asegurar la convergencia del problema y, consecuentemente resultados cercanos al óptimo.

Existen tres tipos de variables que enmarcan el problema del despacho hidrotérmico, el primer tipo corresponde a la potencia generada por cada unidad hidráulica y térmica, el segundo tipo al volumen de agua en los embalses ( $V_h^t$ ), y el último corresponde al caudal turbinado ( $q_h^t$ ). Estas variables, o partículas, son importantes para el estudio del planeamiento hidrotérmico, pues corresponden a algunas de las restricciones del problema de optimización. En base a ellas se podrá generar el espacio de búsqueda de las partículas.

El tamaño del enjambre de partículas se establecerá para un determinado número de muestras; la misma que deberá ir en aumento conforme se desee mejorar la precisión y búsqueda de los cuasi óptimos individuales y globales de las partículas. Por ejemplo, en primera instancia se genera una muestra de 100 partículas para cada enjambre y se obtienen resultados aceptables y, relativamente precisos; si se aumenta ese tamaño de muestras a 1000, se obtienen resultados aceptables y muy precisos, pero con un tiempo de procesamiento mayor. En resumen, al aumentar el número de muestras por enjambre de partículas, aumenta la fiabilidad en los resultados, así como el tiempo de procesamiento del problema. Se establece que un tamaño de 100 muestras resulta adecuado y capaz de proporcionar resultados cercanos a los óptimos globales [13].

Otro parámetro importante para el algoritmo PSO es el coeficiente de peso de inercia. Diversos estudios muestran que este coeficiente sirve para balancear la búsqueda global

e individual [20]. Un mayor peso de inercia se encuentra orientado a la búsqueda global, mientras que un menor peso de inercia tiende a una búsqueda individual; por tal motivo, este valor debe de ser reducido gradualmente con el tiempo. Shi y Eberhart sugieren que este coeficiente se encuentre entre 0.9 y 1.2 para mejorar el rendimiento del algoritmo [20].

Los coeficientes sociales ( $\alpha_1$  y  $\alpha_2$ ) en el algoritmo de enjambre de partículas son esenciales y, determinan la aceleración del método. En muchos casos estos coeficientes son igualados a 2, lo que hace que la búsqueda cubra la región centrada en el óptimo individual y global. Otro valor común es 1.49445, el cual puede asegurar la convergencia del PSO. Sin embargo, después de varios experimentos Charlisle y Dozier, establecieron  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  en 2.8 y 1.3 respectivamente, garantizando un menor tiempo de respuesta y mayor precisión en resultados [21]. Los valores de  $R_1$  y  $R_2$  son configurados aleatoriamente entre 0 y 1.

Finalmente, la característica de optimización del método de enjambre de partículas se encuentra establecido al considerar la inicialización de los parámetros mencionados anteriormente.

### **2.3.2 GENERACIÓN DEL ENJAMBRE DE PARTÍCULAS INICIAL**

Los datos de entrada al problema de optimización corresponden a los establecidos en la sección 2.2.1. De esta forma, se empieza generando un enjambre de partículas, que considera una generación aleatoria de las potencias que suministra cada central hidroeléctrica y termoeléctrica basada en la curva de demanda horaria establecida en la modelación del SEP, para cada hora se tendrá un cierto número de escenarios operativos, de forma que el enjambre sea lo suficientemente grande para poder abarcar valores muy aproximados a los óptimos individuales y globales. Es importante tener en cuenta que los valores aleatorios generados de las potencias se deben encontrar entre los rangos de potencia mínima y máxima de cada generador hidráulico y térmico. Lo anteriormente mencionado traducido al lenguaje de programación se compone de dos lazos repetitivos, uno interno y otro externo. Dentro del lazo externo, se va a determinar un grupo de valores de potencias desde la hora 1 hasta la hora 24, definiendo de esta manera el espacio temporal del planeamiento operativo. El lazo interno contempla el número de casos operativos que se van a generar por cada hora de demanda, como se mencionó anteriormente. Finalmente, los grupos de potencias que se han generado hora a hora atendiendo al número de casos establecidos, ingresan al modelo matemático descrito en la sección 2.2.2; es decir, este grupo de potencias randómicamente generado debe cumplir

todas las limitantes establecidas; y solo aquellos valores que han logrado superar todas las restricciones conforman el enjambre de partículas inicial.

El segundo y tercer enjambre de partículas que se debe generar corresponde al volumen de agua de los embalses y el caudal turbinado, para que, de la misma manera, solo aquellas que cumplan con las restricciones establecidas puedan conformar los enjambres de partículas iniciales. Estos tres enjambres llegan a formar el enjambre de partículas inicial, en el que su mejor posición corresponderá a las mejores posiciones individuales de cada partícula para esa iteración inicial.

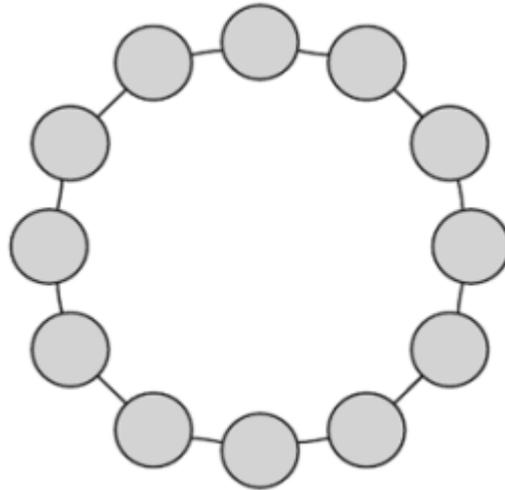
En cuanto a la velocidad de las partículas, se asume una condición plana; es decir, que se encuentran en reposo en una posición determinada.

### **2.3.3 EVALUACIÓN DE LAS PARTÍCULAS EN LA FUNCIÓN OBJETIVO**

El enjambre de partículas generado debe ser evaluado a través de la función objetivo del problema de despacho hidrotérmico. La evaluación de cada partícula se la realiza atendiendo a las restricciones que gobiernan al problema y en base a la curva de demanda establecida. Como resultado de la evaluación de cada partícula, se obtendrán diversos valores que toma la función objetivo, este número de valores obtenidos es dependiente del número de partículas que se considere. Lo que se busca en este problema de optimización es la minimización en los costos de las unidades térmicas cuando ingresan en operación para el abastecimiento de la demanda; por lo que, aquellos valores mínimos de la función objetivo serán seleccionados para conformar los valores objetivos cercanos a los óptimos iniciales.

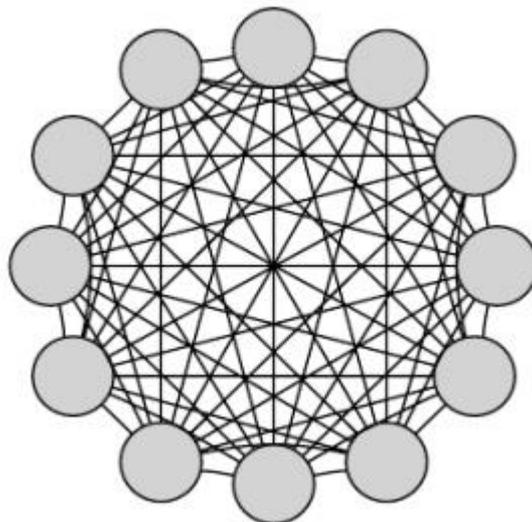
### **2.3.4 SELECCIÓN DE LAS POSICIONES INDIVIDUALES Y GLOBALES**

Las posiciones cercanas al óptimo individual de cada variable o partícula ( $\rho_{best}$ ) corresponde a cada una de las posiciones finales de las partículas dentro de cada iteración. Por lo tanto, cada partícula contiene una posición dentro de su enjambre. La búsqueda del óptimo individual es más lenta en comparación a la búsqueda del óptimo global (ver Figura 2.2) [22].



**Figura 2.2.** Modelo del óptimo individual ( $\rho_{best}$ ) [22].

En el caso del valor cercano al óptimo global del enjambre ( $g_{best}$ ) corresponde al menor valor cercano al óptimo individual de cada partícula en esa iteración; es decir, aquellas partículas que satisfagan las restricciones establecidas y que, al ser evaluadas en la función objetivo obtenga el menor valor entre todas las partículas, se considerará como la mejor partícula del enjambre. En este sentido, la mejor posición encontrada es comunicada a las demás partículas. A diferencia del óptimo individual, la búsqueda del óptimo global es más rápida (Figura 2.3) [22].



**Figura 2.3.** Modelo del óptimo global ( $g_{best}$ ) [22].

### 2.3.5 ACTUALIZACIÓN DE LA POSICIÓN Y VELOCIDAD DE LAS PARTÍCULAS

Una vez que se obtienen los valores cercanos a los óptimos individuales y globales de las partículas, el problema de optimización se desarrolla en base al cálculo de la velocidad y posición de todas las partículas del enjambre, de este modo, cada partícula presenta una velocidad y una posición para una determinada iteración. Con la ayuda de los factores sociales y cognitivos, que caracterizan al algoritmo, se puede acelerar su convergencia. Luego, se deberá evaluar estas nuevas posiciones encontradas en la función objetivo, y determinar los nuevos valores objetivos cercanos a los óptimos de cada partícula; y así sucesivamente hasta obtener la convergencia del problema. De este modo, al ser evaluadas cada una de las muestras de partículas que se han generado, se obtendrán los resultados cercanos al óptimo requerido, los cuales son presentados en el siguiente capítulo en base al análisis de dos sistemas de prueba provistos por IEEE.

A continuación, se presenta el resumen del algoritmo PSO implementado para la resolución del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo.

*Paso 1:* Definir los parámetros del algoritmo de enjambre de partículas PSO.

*Paso 2:* Crear aleatoriamente el enjambre inicial con las posiciones y velocidades de las partículas, asociadas con las variables  $P_t$ ,  $V_h^t$  y  $q_h^t$ .

*Paso 3:* Evaluar las partículas en la función objetivo expresada para resolver el problema de planeamiento operativo de la generación hidrotérmica.

*Paso 4:* Seleccionar las mejores posiciones individuales y globales,  $p_{best}$  y  $g_{best}$ .

*Paso 5:* Actualizar las posiciones y velocidades de las partículas.

*Paso 6:* Formar un nuevo enjambre de partículas.

*Paso 7:* Si se alcanza el número de muestras de enjambre de partículas que se han generado; fin y despliegue de resultados; caso contrario, regresar al *Paso 3*.

### 3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 RESULTADOS

Con el objetivo de validar el método metaheurístico de enjambre de partículas en la solución al problema del planeamiento hidrotérmico de corto plazo, se utilizaron los sistemas de prueba de 14 y 39 barras de IEEE.

##### 3.1.1 SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 14 BARRAS

El sistema de prueba provisto por IEEE consta de 16 líneas, 5 transformadores, 5 centrales de generación, 3 de las cuales son centrales hidroeléctricas con embalse y 2 son centrales termoeléctricas. Los generadores hidroeléctricos se encuentran conectados a las barras 1, 2 y 3; mientras que los térmicos se encuentran conectados a las barras 6 y 8. El sistema tiene cargas conectadas a las barras 2, 3, 4, 5, 6, 9, 10, 11, 12, 13 y 14.

En la siguiente figura se puede apreciar el sistema eléctrico de potencia en análisis.

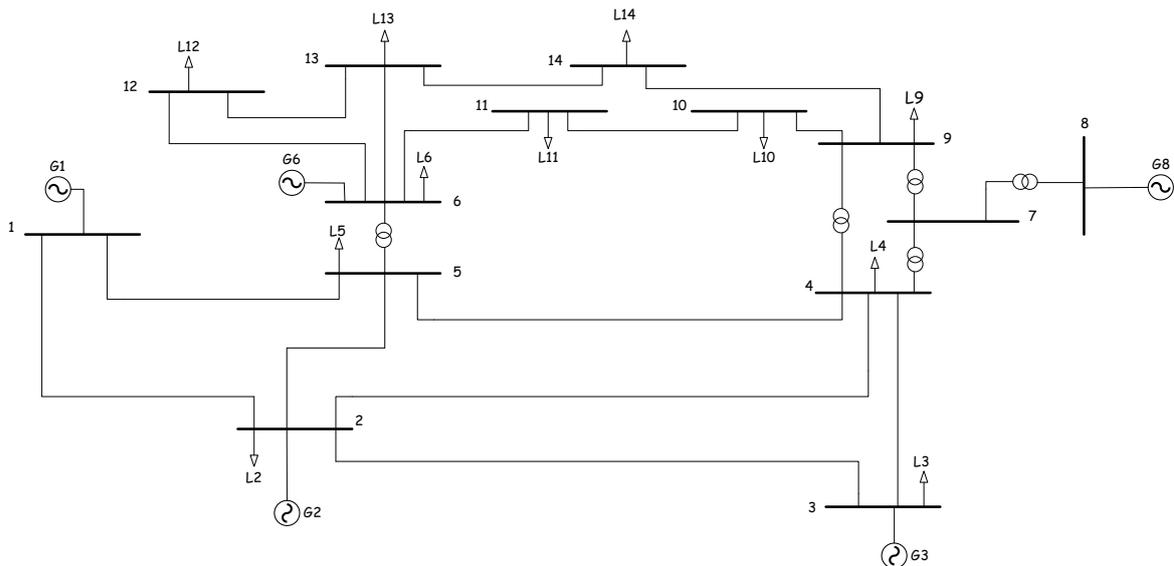
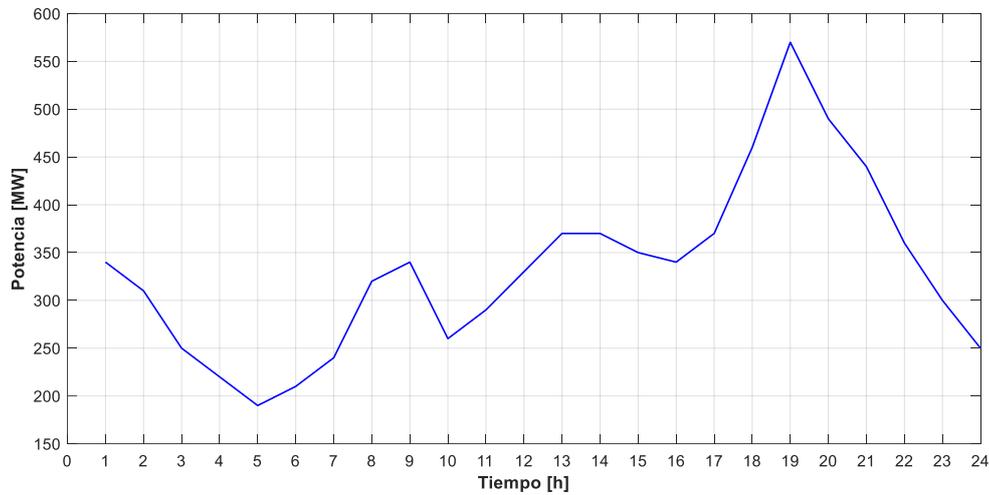


Figura 3.1. Sistema de prueba IEEE de 14 barras [12].

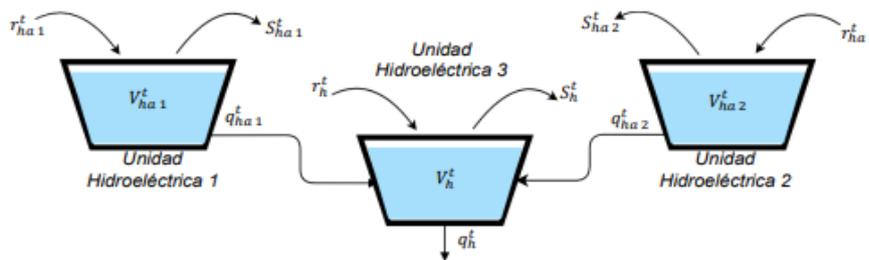
La curva de demanda del sistema se presenta en la Figura 3.2., se aprecia que la carga muestra un comportamiento típico de demanda residencial, pudiéndose notar que la

demanda mínima sucede a las 05:00 horas y corresponde a 190 [MW]; mientras que la demanda pico o máxima sucede a las 19:00 horas con 570 [MW].



**Figura 3.2.** Curva de demanda del sistema de prueba IEEE de 14 barras.

La topología hidráulica de la red (ver en la Figura 3.3), establece que el caudal turbinado por las centrales hidroeléctricas 1 y 2 alimentan el embalse de la unidad hidráulica 3 ubicada aguas abajo.

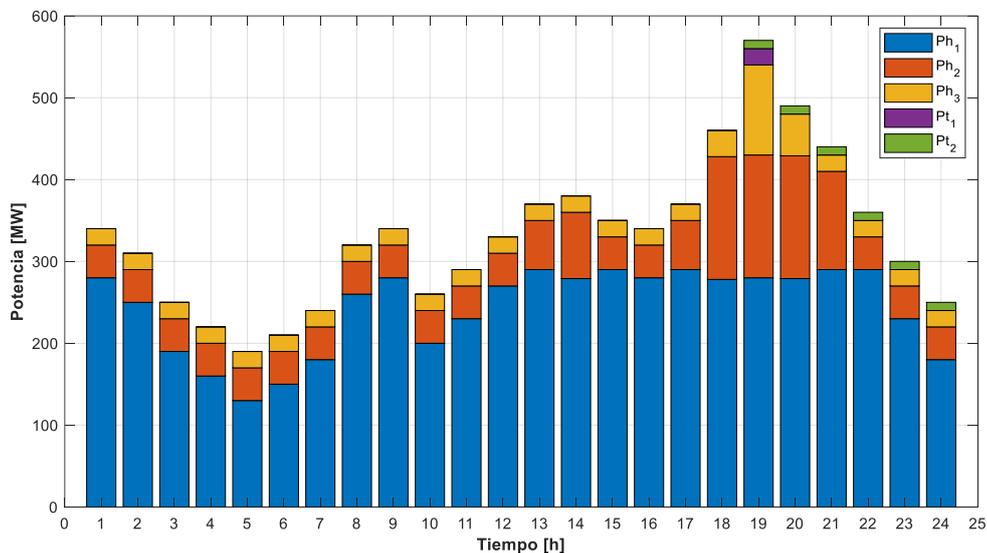


**Figura 3.3.** Topología hidráulica de la red para el sistema de prueba IEEE de 14 barras [12].

En el Anexo I de este documento se presenta, en forma tabulada, los datos de líneas, transformadores y generadores que conforman el sistema eléctrico de prueba.

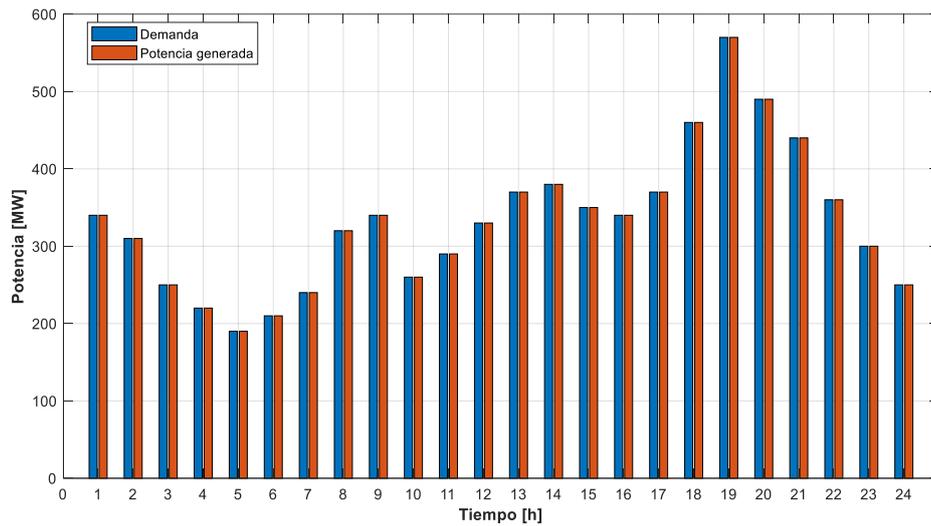
### 3.1.1.1 Resultados obtenidos a través del Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas

El despacho económico hidrotérmico de corto plazo resultante de la optimización por enjambre de partículas se presenta en la Figura 3.4. En esta, se puede notar que el mayor aporte de potencia generada corresponde a la central hidroeléctrica 1 (Ph1), seguida de la segunda central (Ph2) y, por último, la tercera (Ph3). La potencia generada de las centrales termoeléctricas (Pt1 y Pt2) solamente interviene cuando la demanda no puede ser abastecida por generación hidroeléctrica. En cuanto a la potencia generada por la central termoeléctrica 1 (Pt1), se puede notar que ingresa en operación solamente en la hora pico; este comportamiento es debido a que en este pequeño sistema de prueba no se consideraron las restricciones en cuanto a los tiempos de encendido y apagado de las centrales termoeléctricas; mientras que la central termoeléctrica 2 (Pt2) empieza con la generación de potencia mínima desde la hora pico, y mantiene su potencia a lo largo del periodo de estudio.



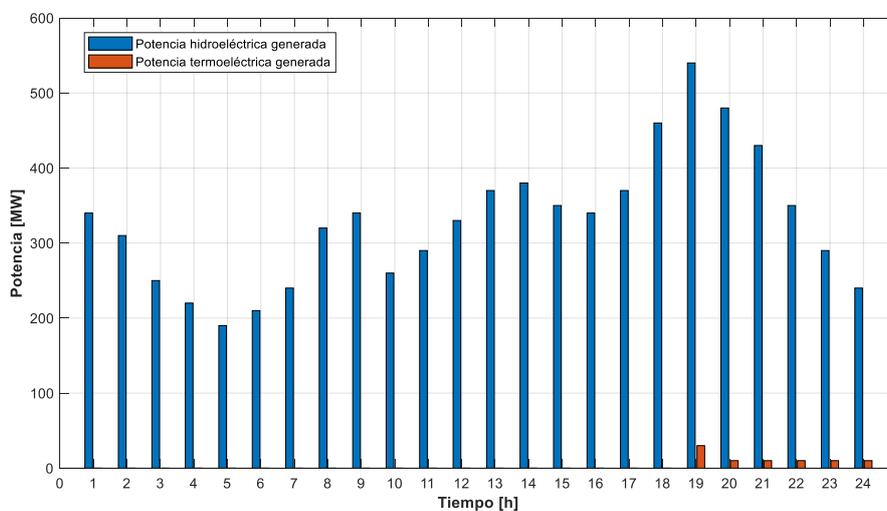
**Figura 3.4.** Despacho hidrotérmico obtenido a través de la optimización por enjambre de partículas.

En la Figura 3.5, se puede notar que toda la potencia generada por las centrales eléctricas (hidráulicas y térmicas) abastece a la demanda del sistema eléctrico para el periodo horario analizado; debido a que se consideró un modelo uninodal; es decir, sin pérdidas.



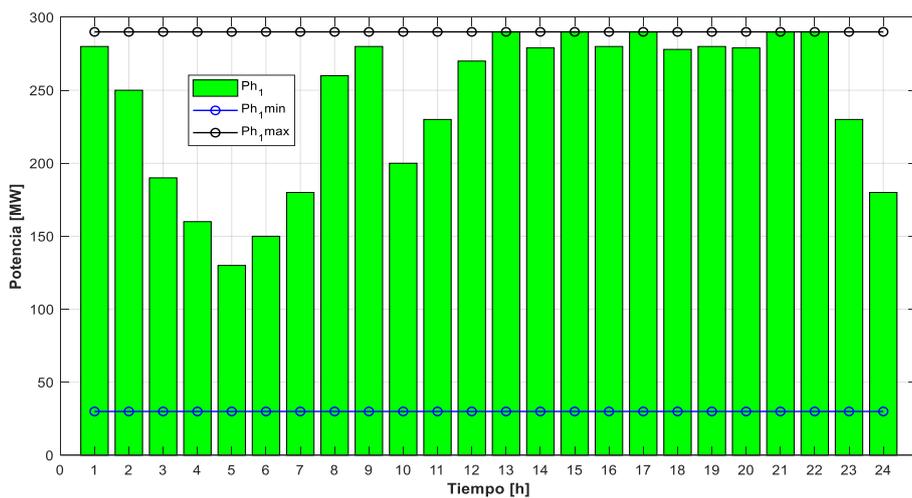
**Figura 3.5.** Demanda vs potencia generada para el sistema de prueba IEEE de 14 barras.

La Figura 3.6 muestra que el aporte de potencia de las centrales termoeléctricas empieza desde la hora pico de demanda, debido a que el costo de producción de energía eléctrica por una central térmica es elevado; ya que involucran los costos de combustibles y de arranque y parada de las unidades (ver capítulo 1); y que precisamente, es lo que busca el problema de optimización, despachar en la medida de lo posible una menor generación térmica. En tal sentido, la generación de potencia hidroeléctrica es la predominante en este sistema de 14 barras, mientras que la generación de potencia térmica es mínima.

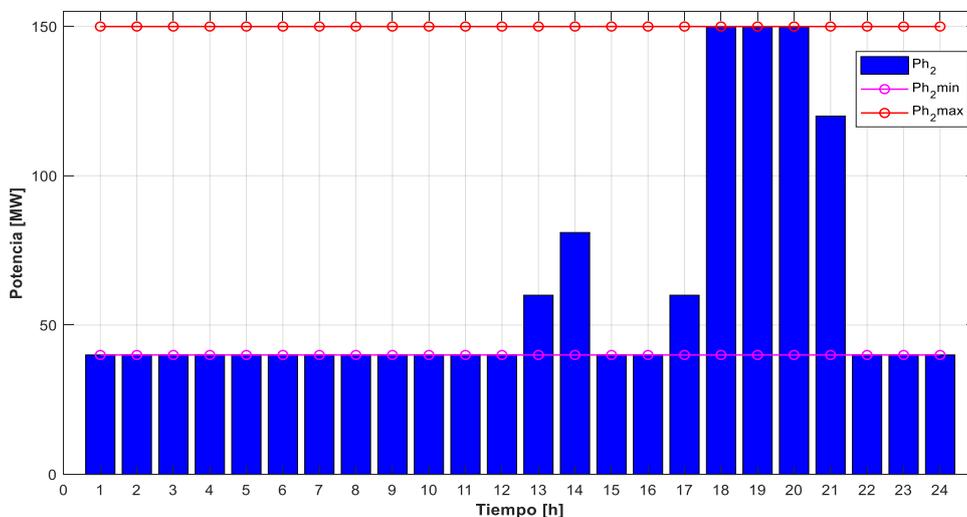


**Figura 3.6.** Generación de potencia hidroeléctrica vs generación de potencia termoeléctrica.

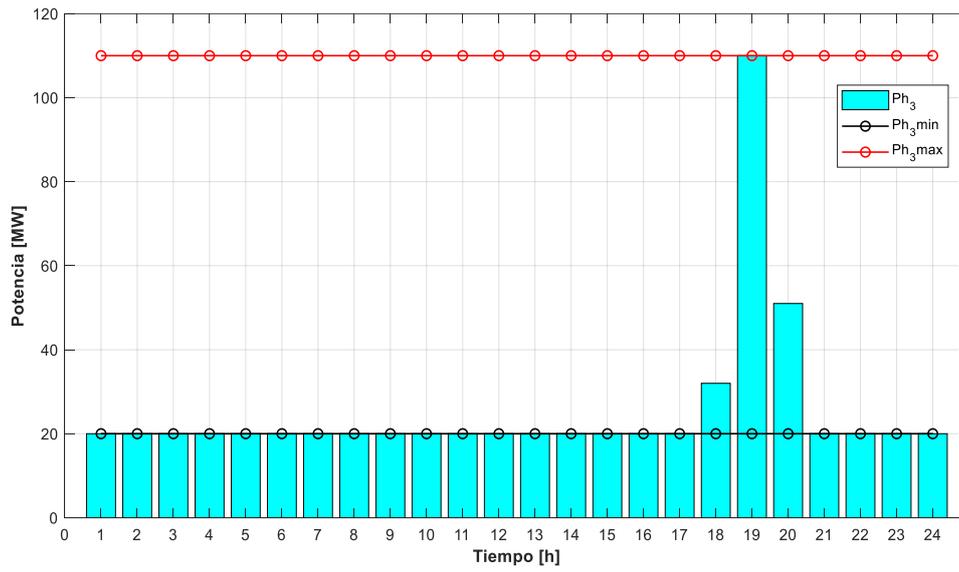
En la Figura 3.7, Figura 3.8, Figura 3.9, Figura 3.10 y Figura 3.11, se puede observar que los límites técnicos de potencia máximos y mínimos de las centrales de generación hidráulicas y térmicas no han sido violados. Con excepción de la unidad Ph1, se aprecia que las unidades de generación ingresan al despacho de generación con sus valores de potencia mínima y posteriormente incrementan su entrega de potencia en el caso de Ph2 y Ph3. Además, es evidente que el mayor aporte de potencia que se genera para cubrir la demanda es proporcionado por la central hidroeléctrica 1 (ver Figura 3.7), ya que es la unidad que tiene el mayor volumen de embalse, así como la que más potencia puede generar.



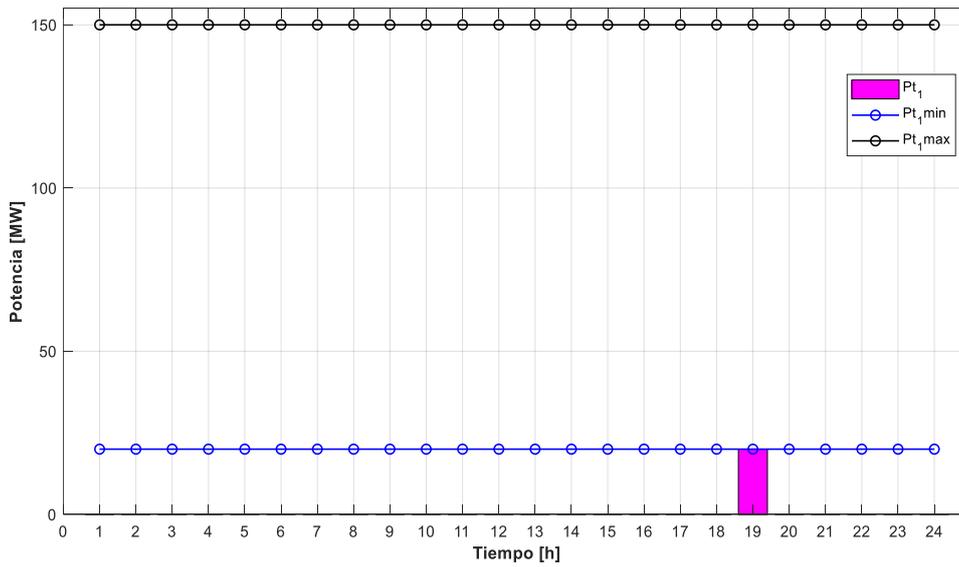
**Figura 3.7.** Potencia despachada y límites técnicos de operación de la central hidroeléctrica 1.



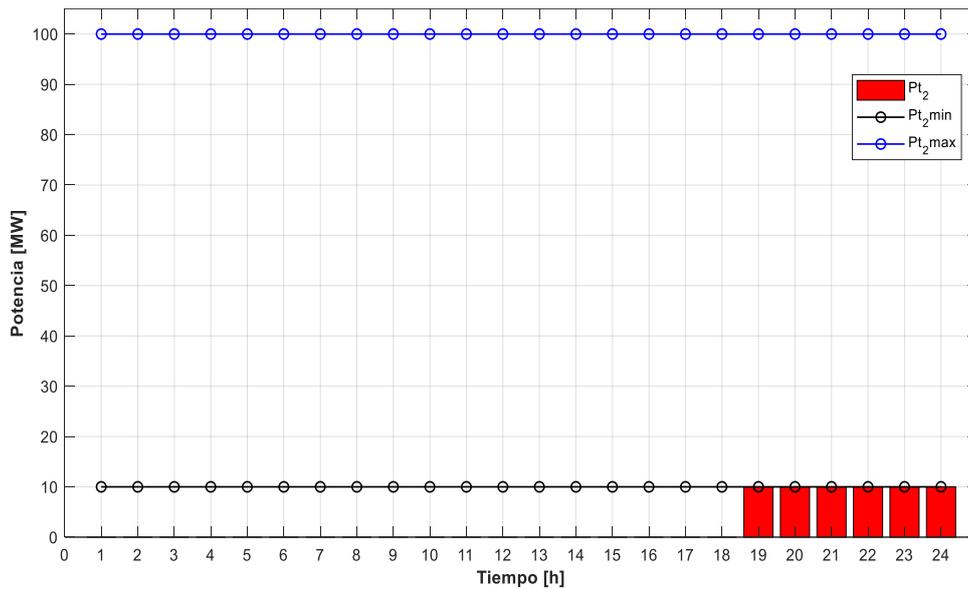
**Figura 3.8.** Potencia despachada y límites técnicos de operación de la central hidroeléctrica 2.



**Figura 3.9.** Potencia despachada y límites técnicos de operación de la central hidroeléctrica 3.



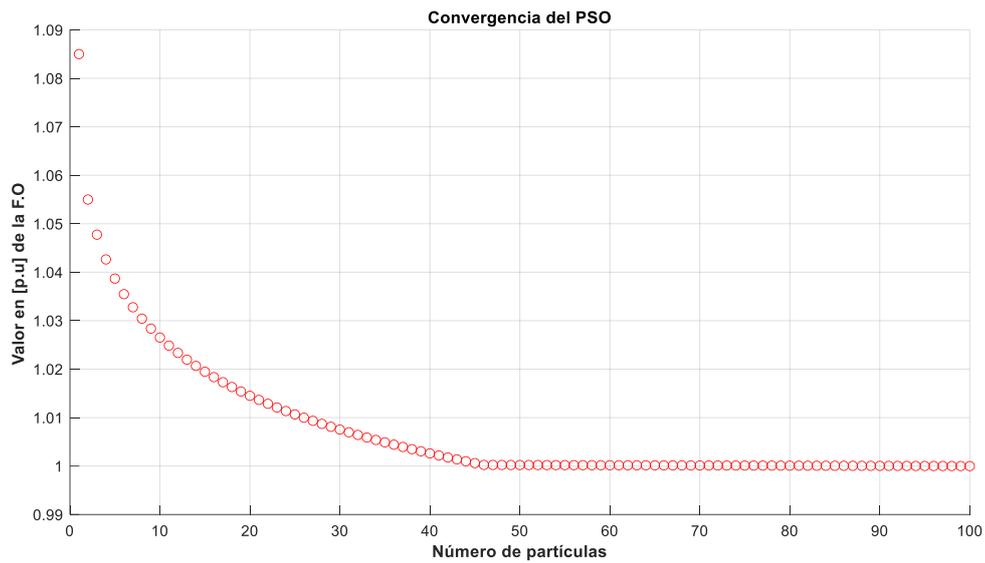
**Figura 3.10.** Potencia despachada y límites técnicos de operación de la central termoeléctrica 1.



**Figura 3.11.** Potencia despachada y límites técnicos de operación de la central termoeléctrica 2.

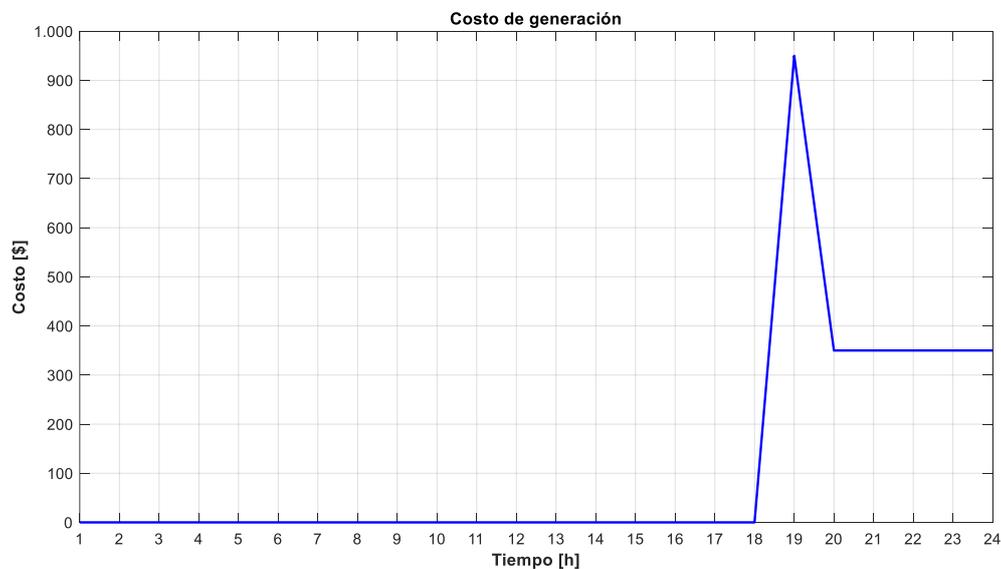
En cuanto a la convergencia del algoritmo, la Figura 3.12 ilustra que a medida que el número de partículas aumenta, el valor de la función objetivo decrece. En este sentido, para un tamaño de enjambre de 100 partículas se puede notar que el valor de la función objetivo es tendiente a 1 (su valor base) aproximadamente desde la partícula 45, por lo que se puede establecer que mientras mayor es el número de partículas que se considere en el problema de optimización, mejores serán los resultados, en su defecto, al considerar un número pequeño de partículas, se considera un error significativo en la solución al problema. Los parámetros del PSO que determinaron la convergencia para este sistema de prueba IEEE de 14 barras y permitieron obtener los resultados anteriormente presentados, se enlistan a continuación.

- Número de partículas: 100
- Peso de inercia: 0,01
- Factores de aceleración  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$ : 0,01
- Parámetros  $R_1$  y  $R_2$ : Valores aleatorios entre 0 y 1



**Figura 3.12.** Convergencia del algoritmo por enjambre de partículas.

La Figura 3.13 ilustra el comportamiento que tiene el costo de la generación de energía eléctrica. En esta se puede observar que el mayor costo se da en el pico de la demanda (19:00 horas), y va reduciendo su valor a medida que la participación de la generación termoeléctrica no es necesaria. Es evidente que el costo de generación entre la hora 1 y la hora 18 es cero, ya que como se mencionó anteriormente, la demanda es abastecida en gran parte con generación hidroeléctrica.

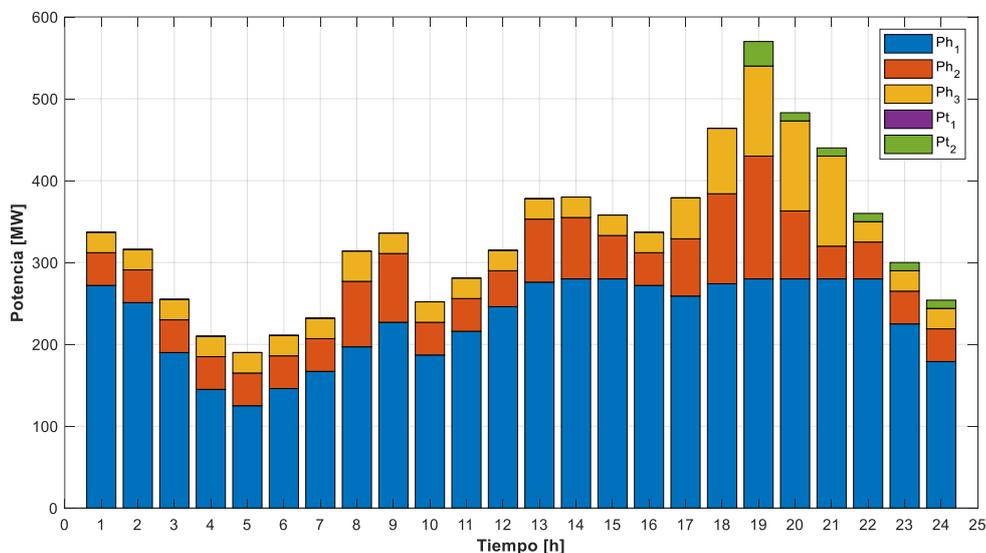


**Figura 3.13.** Costos de generación de energía eléctrica.

En el Anexo II de este documento se presenta de forma tabulada la potencia generada de cada central, producto de la optimización del algoritmo PSO en la solución del despacho hidrotérmico.

### 3.1.1.2. Validación de los resultados obtenidos por la Optimización por Enjambre de Partículas

Para la validación de los resultados obtenidos de la solución del problema del planeamiento operativo de corto plazo a través del algoritmo PSO, se ha tomado como referencia la solución al problema del despacho hidrotérmico a través de técnicas convencionales sin considerar pérdidas de la red para el sistema de prueba IEEE de 14 barras presentado en [23].



**Figura 3.14.** Despacho hidrotérmico a través de técnicas convencionales [23].

Al comparar la Figura 3.4 con la Figura 3.14, se puede evidenciar que los resultados obtenidos son bastante similares. Con relación a los resultados obtenidos a través de técnicas convencionales se puede notar que la central que mayor potencia genera es la hidroeléctrica 1 (Pgh1), lo cual es correspondiente a los resultados obtenidos a través de la optimización por enjambre de partículas. Además, durante la hora pico del sistema, se puede observar la intervención de todas las centrales de generación en el abastecimiento a la demanda, a excepción de la termoeléctrica 1, la cual siempre permanece apagada; y es precisamente en esta central en la que se tiene diferencia con los resultados obtenidos

a través del PSO. Sin embargo, la diferencia obtenida entre la generación de potencia de cada central al considerar ambas técnicas de optimización, convencionales por un lado, y de enjambre por el otro, permiten establecer que los resultados son bastante aceptables, y en el caso del PSO, muy cercano al óptimo deseado.

Al ser uno de los objetivos de este trabajo la comparación de los resultados obtenidos por la optimización por enjambre de partículas, con las técnicas metaheurísticas mediante algoritmos genéticos y optimización por lobo gris; a continuación, se presentan dos tablas comparativas en base a dos variables importantes, la primera corresponde al agua consumida por las centrales hidroeléctricas durante el día de operación, y la segunda correspondiente al costo operativo diario del despacho.

**Tabla 3.1.** Resultados obtenidos de las tres técnicas metaheurísticas en la solución del problema de despacho hidrotérmico.

	<b>Agua consumida al final del día en [m<sup>3</sup>]</b>			
	<b>C. Hidroeléctrica 1</b>	<b>C. Hidroeléctrica 2</b>	<b>C. Hidroeléctrica 3</b>	<b>Total</b>
<b>Particle Swarm Optimization (PSO)</b>	11.672.000,00	2.487.428,57	1.131.692,31	15.291.120,88
<b>Genetic Algorithm (GA)</b>	11.680.000,00	2.485.714,29	1.126.153,85	15.291.868,13
<b>Gray Wolf Optimization (GWO)</b>	11.706.595,24	2.468.938,78	1.121.670,33	15.297.204,35

Para una mejor interpretación de resultados, en la Tabla 3.2 y Tabla 3.3 se presentan los errores relativos porcentuales de agua consumida al final del día entre las técnicas PSO – GA y PSO – GWO, respectivamente; a fin de establecer una comparativa más detallada.

**Tabla 3.2.** Error relativo entre las técnicas PSO y GA.

<b>Error relativo [%]</b>		
<b>C. Hidroeléctrica 1</b>	<b>C. Hidroeléctrica 2</b>	<b>C. Hidroeléctrica 3</b>
0,06854%	0,06892%	0,48940%

Como es apreciable en la Tabla 3.2, el error obtenido entre las dos técnicas metaheurísticas (PSO y GA) es mínimo. El máximo error corresponde a 0,48940%, lo que implica que ambas técnicas presentan resultados similares cercanos al óptimo global.

**Tabla 3.3.** Error relativo entre las técnicas PSO y GWO.

Error relativo [%]		
C. Hidroeléctrica 1	C. Hidroeléctrica 2	C. Hidroeléctrica 3
0,29640%	0,74333%	0,88557%

Con relación a la Tabla 3.3, se puede evidenciar que el mayor error es de 0.88% correspondiente a la central hidroeléctrica 3. Sin embargo, este error no alcanza ni el 1%, por lo que se puede establecer que los resultados proporcionados entre estas dos técnicas enmarcadas en la solución al problema del planeamiento operativo de corto plazo son similares y muy cercanos al valor óptimo global.

**Tabla 3.4.** Resultados obtenidos del fitness function a través de las tres técnicas metaheurísticas al final del periodo de estudio.

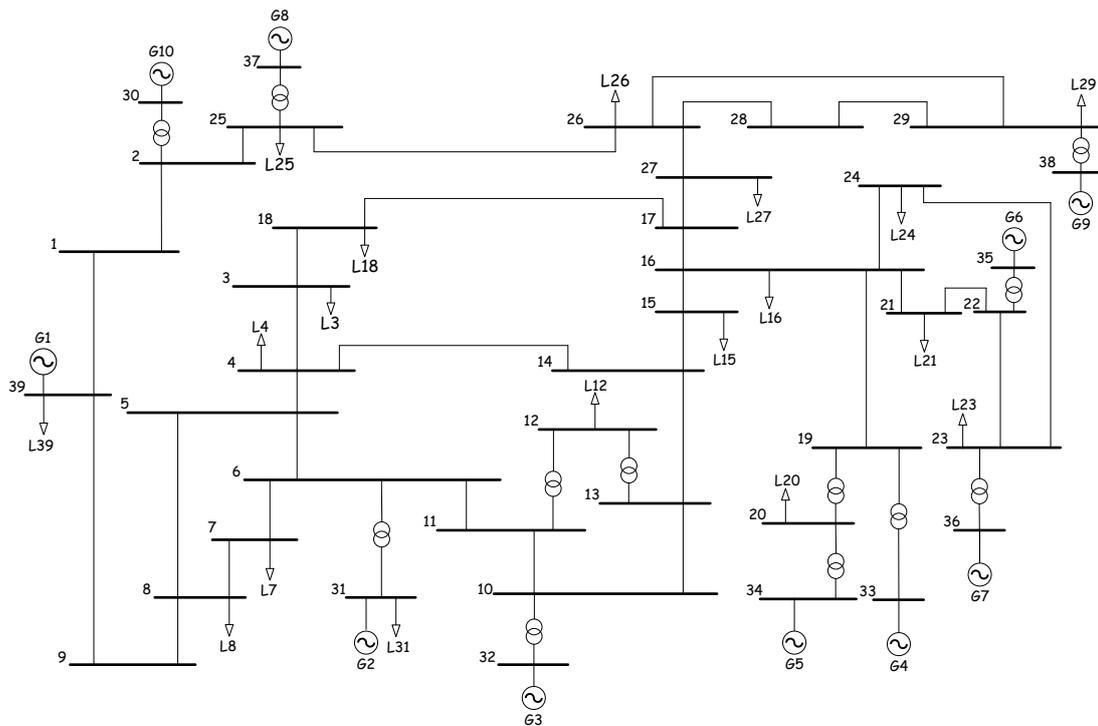
	Función Objetivo [\$]
Particle Swarm Optimization (PSO)	2.700,00
Genetic Algorithm (GA)	2.700,00
Graw Wolf Optimization (GWO)	2.665,42

En la Tabla 3.4 se puede observar que el valor de la función que gobierna el problema de optimización es idéntico entre las técnicas del PSO y GA al final del periodo de estudio; sin embargo, el valor obtenido por parte de la técnica GWO no es el mismo, lo que involucra que exista un valor de 34.58 dólares menos a los que tendrían el PSO y el GA. Es evidente que la mejor minimización del costo lo presenta la técnica de optimización por lobo gris, pues, es la que más se acerca al óptimo. Aunque, la diferencia no es tan significativa, por lo que estas tres técnicas obtienen de buena manera valores muy cercanos al óptimo.

### 3.1.2. SISTEMA DE PRUEBA IEEE DE 39 BARRAS

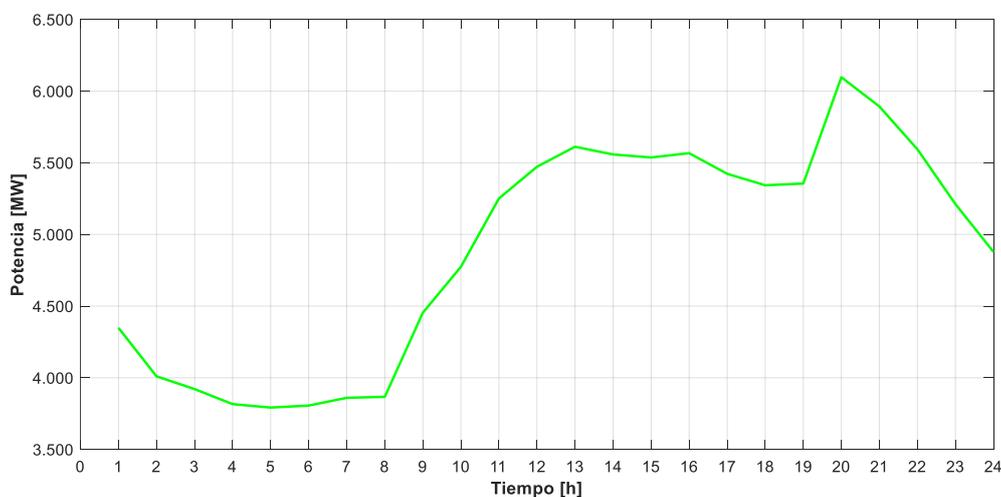
El sistema de prueba IEEE de 39 barras, consta de 12 transformadores, 10 centrales de generación, 6 de las cuales son centrales hidroeléctricas y 4 son centrales termoeléctricas. Los generadores hidráulicos se encuentran conectados a las barras 31, 32, 33, 34, 35 y 36; mientras que los térmicos se encuentran conectados a las barras 30, 37, 38 y 39.

En la siguiente figura se puede apreciar el sistema de potencia en análisis.



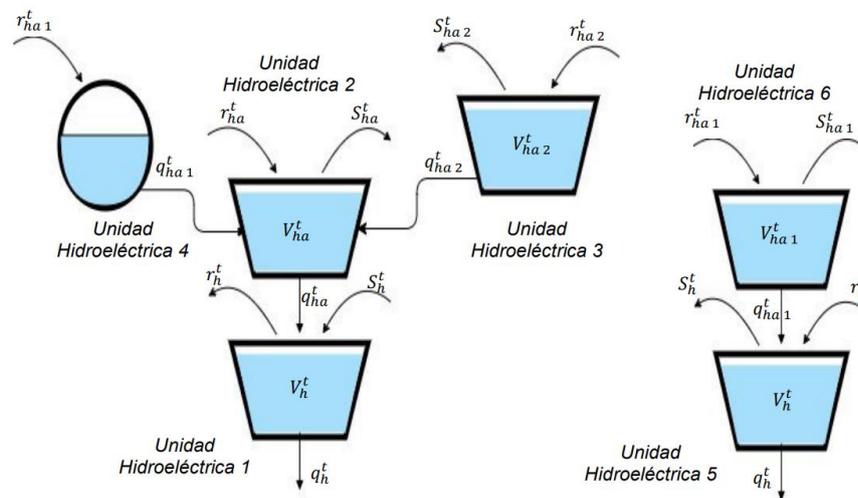
**Figura 3.15.** Sistema de prueba IEEE de 39 barras.

La curva de demanda del sistema se muestra en la Figura 3.16., se aprecia que la carga presenta un comportamiento típico de demanda industrial, pudiéndose notar que la demanda mínima sucede a las 05:00 horas y corresponde a 3.792,00 [MW]; mientras que la demanda máxima sucede a las 20:00 horas con 6.097,00 [MW]. Es evidente que, con respecto al anterior sistema de prueba, se tiene un sistema eléctrico mucho más grande, con mayores centrales de generación, así como una mayor demanda.



**Figura 3.16.** Curva de demanda del sistema de prueba IEEE de 39 barras.

Para las unidades hidroeléctricas se utiliza una topología hidráulica de la red (ver en la Figura 3.17) que depende de las unidades hidráulicas conectadas en las barras 31, 32 y 35. Además, muestra que todos los generadores hidroeléctricos poseen embalse, a excepción de la unidad hidroeléctrica 4, cuyo caudal turbinado quedará determinado en base a su influjo natural.



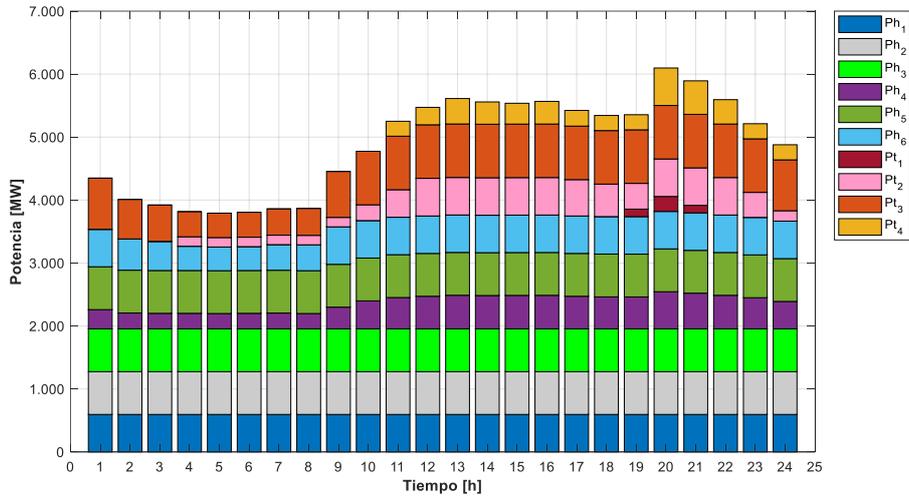
**Figura 3.17.** Topología hidráulica de la red para el sistema de prueba IEEE de 39 barras [12].

En el Anexo III de este documento se presenta, en forma tabulada, los datos de líneas, transformadores y generadores que conforman el sistema eléctrico de prueba.

### 3.1.2.1 Resultados obtenidos a través del Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas

La Figura 3.18 muestra el resultado del despacho hidrotérmico obtenido a través de la ejecución del PSO en el periodo de análisis. En esta, se puede observar que las centrales hidroeléctricas 1, 2, 3 y 5, simbolizadas en la figura como Ph1, Ph2, Ph3 y Ph5, respectivamente, siempre se encuentran generando su potencia máxima; mientras que la central hidroeléctrica 4 se encuentra variando su potencia dependiendo de la necesidad de abastecer la demanda. Al ser un sistema eléctrico grande, la generación termoeléctrica de energía se realiza desde la primera hora del periodo en análisis para lograr abastecer a la carga conjuntamente con la generación hidroeléctrica. La central termoeléctrica 3 (Pt3), es la que mayor potencia de todas las centrales termoeléctricas genera, debido a que es la de menor costo, le sigue la central termoeléctrica 2 (Pt2), posteriormente la central 4 (Pt4) y

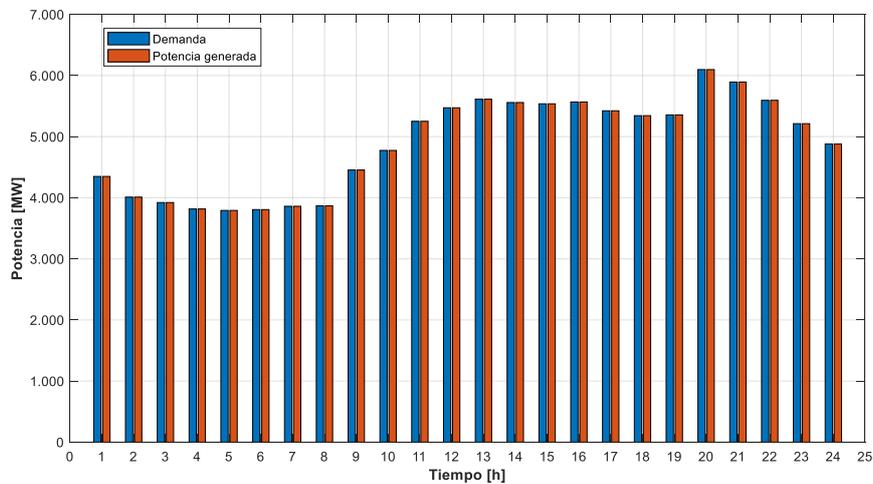
finalmente la central 1 (Pt1). Como era de esperarse, la mayor generación de energía termoeléctrica se produce en las horas de mayor demanda del sistema.



**Figura 3.18.** Despacho hidrotérmico obtenido a través del algoritmo PSO para el sistema de prueba IEEE de 39 barras.

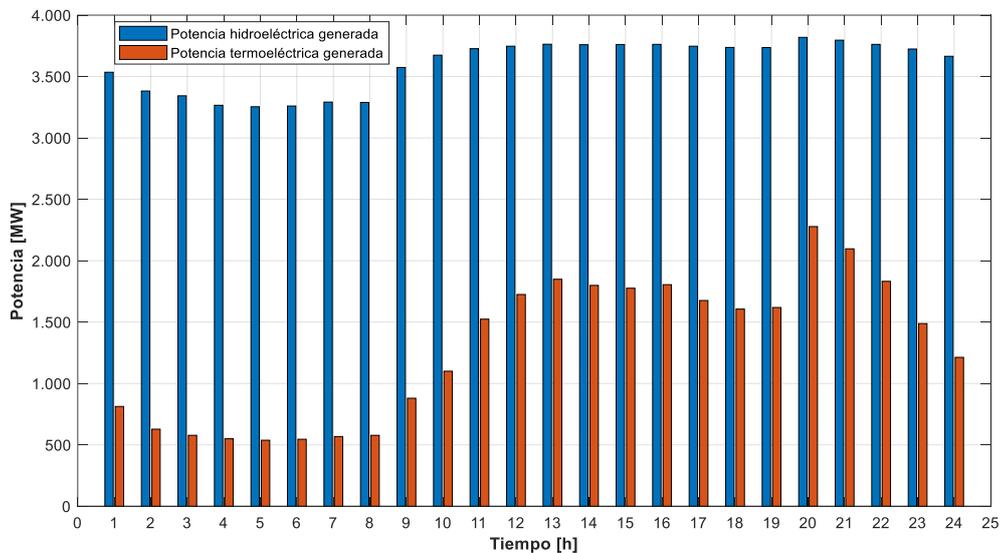
De los resultados obtenidos se puede evidenciar que los límites técnicos mínimos y máximos de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas son respetados, como se evidencia en forma tabular en el Anexo IV, Tabla 5.6 y Tabla 5.10.

En la Figura 3.19 se puede notar que toda la potencia eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas abastece a la demanda del sistema eléctrico para el periodo de corto plazo en análisis, debido a que no se consideraron las pérdidas del sistema de transmisión.



**Figura 3.19.** Demanda vs potencia generada para el sistema de prueba IEEE de 39 barras.

La Figura 3.20 muestra que el aporte de potencia por parte de las centrales termoeléctricas empieza desde la hora 1, debido a que la demanda eléctrica que se debe cubrir es alta. Es apreciable que el comportamiento de la generación termoeléctrica sigue al comportamiento de la curva de la demanda (ver Figura 3.16), en el que se empieza generando 813,00 [MW] a las 01:00 horas, y va decreciendo hasta las 06:00 horas con 546,00 [MW], posteriormente vuelve a crecer la generación térmica hasta las 13:00 horas con 1.849,00 [MW], luego su participación se encuentra establecida por la necesidad de abastecer la demanda, presentando el mayor pico de generación térmica a las 20:00 horas con 2.278,00 [MW]. En cuanto a la generación de potencia hidroeléctrica, es evidente que es la predominante en este sistema IEEE de 39 barras, alcanzando su pico de generación a las 20:00 horas con 3.819,00 [MW].

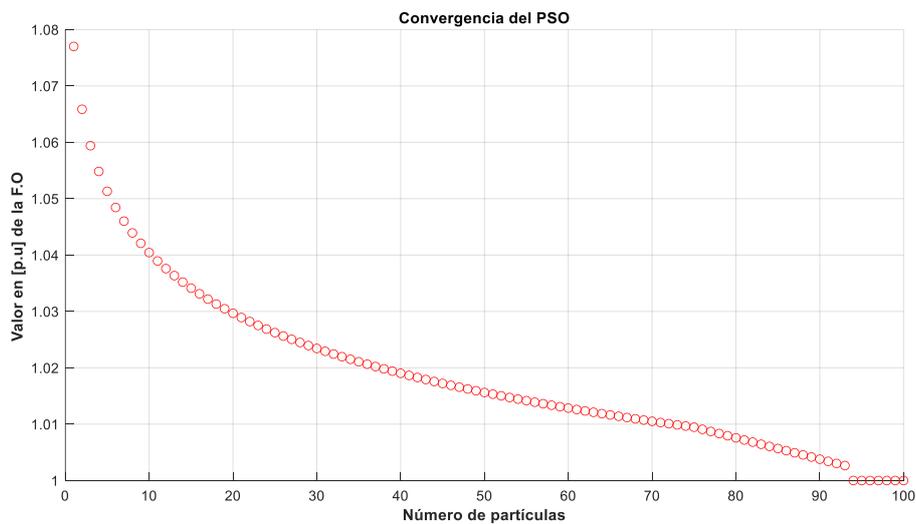


**Figura 3.20.** Generación de potencia hidroeléctrica vs generación de potencia termoeléctrica.

En cuanto a la convergencia del PSO, la Figura 3.21 ilustra que a medida que el número de partículas aumenta, el valor en p.u de la función objetivo decrece. Al ser un sistema de prueba mucho más grande que el sistema IEEE de 14 barras, la convergencia hacia la solución del problema de optimización es más lenta, pudiéndose notar que a partir de la partícula 65 el algoritmo empieza a converger de mejor forma y más rápido, logrando llegar al valor base (1 p.u) de la función objetivo, aproximadamente con 95 partículas.

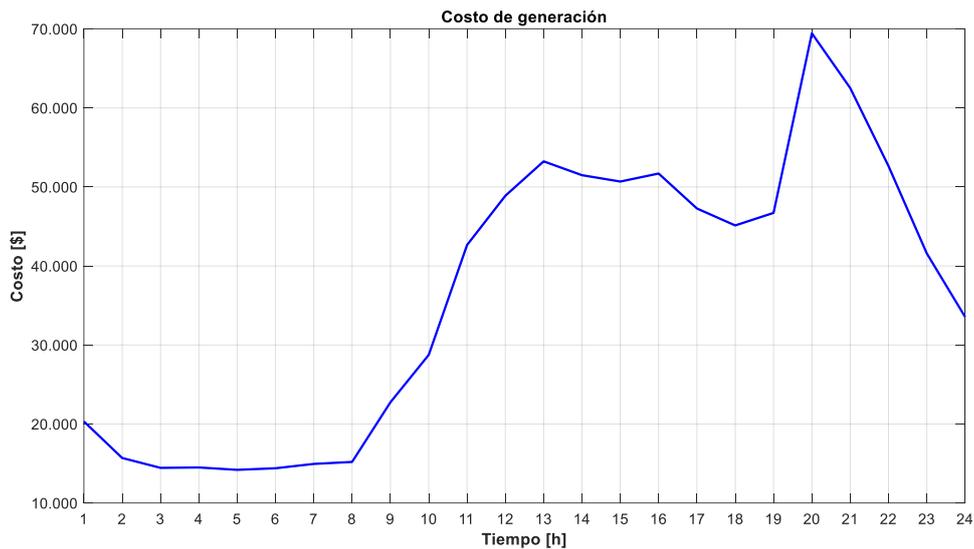
Los parámetros del PSO que determinaron la convergencia para este sistema de prueba IEEE de 39 barras y permitieron obtener los resultados anteriormente presentados, se enlistan a continuación.

- Número de partículas: 100
- Peso de inercia: 0,01
- Factores de aceleración  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$ : 0,1
- Parámetros  $R_1$  y  $R_2$ : Valores aleatorios entre 0 y 1



**Figura 3.21.** Convergencia del algoritmo por enjambre de partículas en la solución del problema de optimización.

La Figura 3.22 muestra el comportamiento que tiene el costo de la generación de energía eléctrica. En esta, se puede notar que el costo de generación tiene un comportamiento semejante a la curva de demanda, debido a que la generación termoeléctrica empieza desde la hora 1. Es evidente que el mayor costo se da en el pico de la demanda (20:00 horas), y va reduciendo su valor a medida que la participación de la generación térmica no es necesaria. Además, se puede notar que el menor costo se produce en las horas de la madrugada, entre las 01:00 y 08:00 horas.



**Figura 3.22.** Costo de generación de energía eléctrica para el sistema de prueba IEEE de 39 barras.

En el Anexo IV de este documento se presenta de forma tabulada la potencia generada de cada central, producto de la optimización del algoritmo PSO en la solución del despacho hidrotérmico.

### **3.1.2.2 Comparación de los resultados obtenidos por la Optimización por Enjambre de Partículas con los obtenidos mediante Algoritmos Genéticos y Optimización por Lobo Gris**

Para una correcta comparativa de los resultados obtenidos por la optimización de enjambre de partículas con las técnicas metaheurísticas mediante algoritmos genéticos y optimización por lobo gris, se debe considerar a dos variables importantes. Una de ellas es el agua consumida por las centrales hidroeléctricas durante el día de operación, y la otra relacionada al costo operativo diario del despacho. En tal sentido, la Tabla 3.5 presenta una comparativa con los resultados obtenidos de cada técnica en la solución al problema del despacho hidrotérmico.

**Tabla 3.5.** Resultados obtenidos de las tres técnicas metaheurísticas en la solución del problema de despacho hidrotérmico para el sistema IEEE de 39 barras.

		Particle Swarm Optimization (PSO)	Genetic Algorithm (GA)	Gray Wolf Optimization (GWO)
Agua consumida al final del día en [m <sup>3</sup> ]	C. Hidroeléctrica 1	22.848.000,00	22.848.000,00	22.957.333,33
	C. Hidroeléctrica 2	32.640.000,00	32.640.000,00	32.640.000,00
	C. Hidroeléctrica 3	27.977.142,86	27.977.142,86	28.000.571,43
	C. Hidroeléctrica 4	15.154.500,00	14.977.500,00	15.148.000,00
	C. Hidroeléctrica 5	30.129.230,77	30.129.230,77	30.080.615,38
	C. Hidroeléctrica 6	20.849.600,00	20.811.200,00	20.764.800,00
	<b>Total</b>	149.598.473,63	149.383.073,63	149.591.320,14

Para establecer una mejor comparativa entre los resultados obtenidos, la Tabla 3.6 y la Tabla 3.7 presentan los errores relativos de agua consumida al final del día entre las técnicas PSO – GA y PSO – GWO, brindando una mejor interpretación en la solución al problema.

**Tabla 3.6.** Error relativo entre las técnicas PSO y GA.

Error relativo [%]					
C. Hidroeléctrica 1	C. Hidroeléctrica 2	C. Hidroeléctrica 3	C. Hidroeléctrica 4	C. Hidroeléctrica 5	C. Hidroeléctrica 6
0,00000	0,00000	0,00000	1,16797	0,00000	0,18418

En la Tabla 3.6 se puede notar que los errores relativos obtenidos entre las dos técnicas metaheurísticas para las centrales hidroeléctricas 1, 2, 3 y 5 son 0%, esto es debido a que las mencionadas centrales se encuentran generando su potencia eléctrica máxima a lo largo del horizonte de estudio. En su defecto, las centrales hidroeléctricas 4 y 6 representan

un error del 1,17% y 0,18%, respectivamente; debido a que estas centrales varían la generación de su potencia acorde a su participación en el despacho.

**Tabla 3.7.** Error relativo entre las técnicas PSO y GWO.

Error relativo [%]					
C. Hidroeléctrica 1	C. Hidroeléctrica 2	C. Hidroeléctrica 3	C. Hidroeléctrica 4	C. Hidroeléctrica 5	C. Hidroeléctrica 6
0,47852	0,00000	0,08374	0,04289	0,16136	0,40672

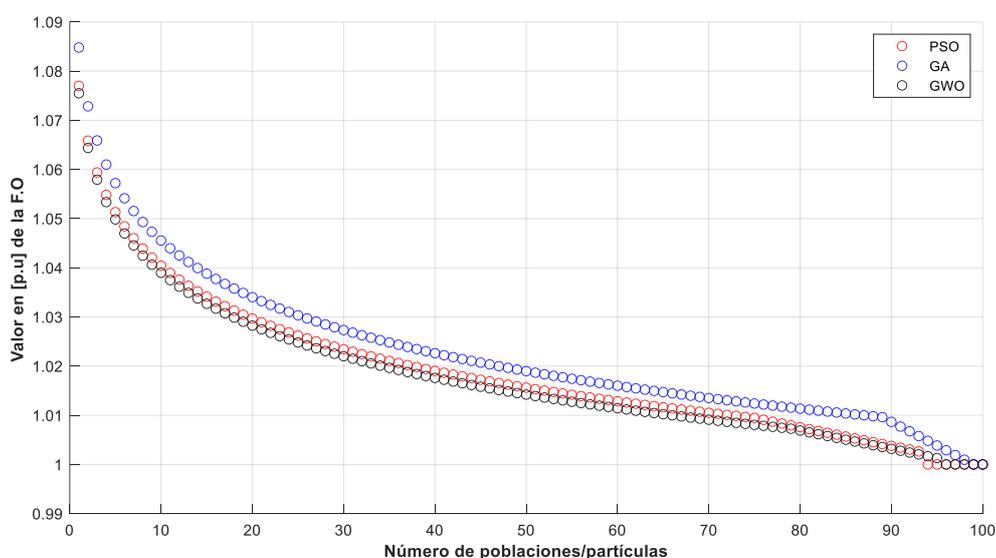
Con respecto a la Tabla 3.7 se puede evidenciar que el error relativo entre la técnica del PSO y GWO es 0% únicamente para la central hidroeléctrica 2, lo que significa que producto de la optimización a través del GWO se obtuvo un despacho igual al obtenido a través del PSO para esta determinada central. Además, se puede notar que todas las demás centrales termoeléctricas presentan un error relativo que no supera a los 0.5%. Vale la pena destacar que a diferencia de la comparación que se realizó con el GA, el GWO presenta un despacho por parte de la central hidroeléctrica 4 más cercano al que se obtuvo a través del PSO, de ahí que el error sea el menor de todos los obtenidos. Para este sistema de prueba, se puede evidenciar que los resultados obtenidos a través de algoritmos genéticos se encuentran más cercanos a los óptimos obtenidos a través de la optimización por enjambre de partículas.

La Tabla 3.8 muestra que el valor de la función objetivo obtenido entre las técnicas metaheurísticas del PSO, GA y GWO es diferente; esto es debido a la participación que tiene cada central termoeléctrica en la ejecución del despacho. Es evidente que el menor costo de operación diario que se obtiene es a través de la optimización por enjambre de partículas, ya que el valor de la minimización de la función objetivo a través del PSO difiere en 4.175,00 dólares a las obtenidas por algoritmos genéticos, y en 408,33 dólares a las obtenidas a través de la optimización por lobo gris. En este sentido, la técnica metaheurística que presenta un mayor costo operativo diario es la de algoritmos genéticos, mientras que la de menor costo corresponde a la optimización por enjambre de partículas. Sin embargo, este valor no difiere en mucho entre cada técnica, por lo que las tres brindan resultados que se encuentran cercanos al óptimo.

**Tabla 3.8.** Resultados obtenidos del fitness function a través de las tres técnicas metaheurísticas al final del periodo de estudio.

	<b>Función Objetivo [\$]</b>
<b>Particle Swarm Optimization (PSO)</b>	872.755,00
<b>Genetic Algorithm (GA)</b>	876.930,00
<b>Gray Wolf Optimization (GWO)</b>	873.163,33

En cuanto a la convergencia entre estas tres técnicas de optimización, la Figura 3.23 ilustra que el PSO y el GWO son las técnicas que más rápido convergen hacia la solución del problema. Es evidente que a partir de la partícula/población 75 a 80, el PSO y GWO empiezan a encontrar los valores cercanos al óptimo que permitirán satisfacer las restricciones al problema de optimización, mientras que el GA lo hace a partir de la población 90. En tal sentido, y en el análisis de este sistema de prueba IEEE de 39 barras; se puede considerar que la convergencia de la técnica GWO es ligeramente más rápida que la técnica del PSO en la búsqueda de resultados cercanos al óptimo, mientras que la convergencia de la técnica por GA es más lenta. Sin embargo, los resultados que brindan cada una de las técnicas metaheurísticas se aproximan de buena forma al valor óptimo deseado, más allá de que su metodología de operación sea diferente.



**Figura 3.23.** Comparación entre la convergencia de las técnicas del PSO, GA y GWO.

## **3.2 CONCLUSIONES**

- Se elaboró una herramienta computacional en Python que permite la solución al problema del planeamiento operativo hidrotérmico de corto plazo de sistemas eléctricos de potencia en base a la técnica metaheurística de optimización por enjambre de partículas sin considerar las pérdidas del sistema de transmisión.
- Se determinó que el modelo matemático que gobierna al problema del planeamiento operativo hidrotérmico contempla esencialmente, una función de costos asociados a la operación, arranque y parada de las centrales termoeléctricas del tipo cuadrático, por lo que es necesario el uso de aproximaciones lineales que faciliten su tratamiento computacional.
- Las técnicas de ajuste y convergencia del algoritmo de optimización por enjambre de partículas dependerán del sistema eléctrico en análisis, así como de los factores de aprendizaje cognitivo - social que se usen en la actualización de las velocidades de las partículas en el enjambre.
- Se determinó que, en sistemas eléctricos pequeños como el de 14 barras de IEEE, las técnicas metaheurísticas del PSO, GA y GWO presentan valores de costos operativos diarios similares; en sistemas de potencia grandes como el de 39 barras de IEEE, estos costos son diferentes, pues la participación de cada central termoeléctrica en la ejecución del despacho es diferente.
- Los resultados obtenidos de la optimización en los sistemas de prueba de 14 y 39 barras de IEEE a través de las técnicas del PSO, GA y GWO, muestran que son valores muy aproximados al óptimo global, ya que se logra abastecer a la demanda del sistema eléctrico al menor precio posible, a pesar de que la metodología de operación de cada técnica sea diferente.

## **3.3 RECOMENDACIONES**

- Es aconsejable considerar un mayor número de partículas en la solución del problema de optimización, debido a que la precisión de resultados mejora significativamente.
- Se recomienda para futuros trabajos de investigación, la ejecución de la planificación operativa de corto plazo considerando la modelación de las pérdidas del sistema de transmisión.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] P. Sulek, «A hydro power system operation using Genetic Algorithms and mixed-integer nonlinear programming,» *ResearchGate*, vol. XX, nº 1, p. 10, 2012.
- [2] J. S. Ortiz Malla y D. A. Pico Tayo, «Desarrollo de un modelo de optimización para el despacho hidrotérmico a corto plazo con multiembalse,» Latacunga, 2021.
- [3] E. M. Gil Sagás, «Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos,» Valparaíso, 2001.
- [4] P. E. Vallejo Correa, C. Barrera Singaña y A. Valenzuela, «Evaluation of heuristic techniques for solving the short-term hydrothermal scheduling based on key performance indicators (KPIs),» IEEE, Quito, 2021.
- [5] R. N. Rodrigues , E. L. da Silva, E. C. Finardi y F. Y. Takigawa, «Solving the Short-Term Scheduling Problem of Hydrothermal Systems via Lagrangian Relaxation and Augmented Lagrangian,» *Hindawi*, vol. 2012, nº 856178, p. 18, 2011.
- [6] W. R. Guañuna Quilachamin, «Metodología para la valoración del agua de embalses,» Marzo, 2001.
- [7] D. F. Sontay Chan, «Optimización del despacho hidrotérmico estocástico del SNI para un estudio de largo plazo,» Guatemala, 2011.
- [8] P. E. Oñate Y y J. M. Ramírez A, «Solución al problema de coordinación hidrotérmica de corto plazo por algoritmos genéticos,» *Energía*, vol. 5, nº 1, pp. 39-47, 2009.
- [9] Q. P. Zheng, J. Wang y P. M. Pardalos, «A decomposition approach to the two-stage stochastic unit commitment problem,» *Springer*, vol. 210, pp. 8-10, 2013.
- [10] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, Canadá: Wiley, 2014.
- [11] J. A. Henríquez Valencia y S. A. Montano Rivas, «Modelo de programación de la operación de un sistema hidrotérmico con flujo óptimo de potencia utilizando herramientas convencionales de optimización,» San Salvador, 2018.
- [12] C. A. Rueda Mayorga, «Implementación de una herramienta computacional en lenguaje Python para obtener las curvas de oferta de importación/exportación de un sistema eléctrico de potencia,» Quito, 2021.
- [13] D. Wang, D. Tan y L. Liu, «Particle swarm optimization algorithm: an overview,» *Springer*, pp. 1-2, 2017.
- [14] M. O. Hassan, E. Z. Yahia y A. G. Mohammed, «Short Term Hydrothermal Scheduling Using Particle Swarm Optimization,» *International Journal of Advanced Engineering and Research Development (IJAERD)*, vol. 3, nº 11, pp. 40-41, 2016.

- [15] B. S. Gomes de Almeida y V. Leite Coppo, «Particle Swarm Optimization: A Powerful Technique for Solving Engineering Problems,» *IntechOpen*, pp. 1-5, 2019.
- [16] S. Delgado Quintero, *Aprende Python*, 2021.
- [17] R. Lincoln, *PYPOWER Documentation Release 4.0.1*, 2011.
- [18] R. Ray, «Particle Swarm Optimization Algorithm Numerical Example,» 2021.
- [19] J. D. Galarcio, J. M. López Pereira y H. E. Hernández Riaño, «Ruteo de vehículos refrigerantes y de tipo general para la entrega de múltiples productos perecederos,» ResearchGate, 2017.
- [20] Y. Shi y R. Eberhart, A modified particle swarm optimizer. In: Proceedings of the IEEE international conference on evolutionary computation, Anchorage, Alaska, 1998, pp. 69 - 73.
- [21] A. Charlisle y G. Dozier, An off-the-self PSO. In: Proceedings of the workshop on particle swarm optimization, Indianapolis, Indiana, 2001.
- [22] C. Velásquez Dodge y M. Mejía Lavalle, «Análisis del algoritmo de optimización por enjambre de partículas por medio de una aplicación gráfica 3D,» *Computing Science*, nº 116, pp. 135-140, 13 mayo 2016.
- [23] M. J. Moscoso Vásconez, «Herramienta computacional, en lenguaje Python, para la solución del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo considerando la red eléctrica con un flujo óptimo de potencia de corriente continua y el efecto de las pérdidas,» Quito, 2022.

## 5 ANEXOS

### 5.1 ANEXO I. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA IEEE DE 14 BARRAS

Tabla 5.1. Datos de generadores hidroeléctricos y termoeléctricos [12].

N° Gen	Conectado a Barra	Voltaje [pu]	Qmin [MVA]	Qmax [MVA]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Rampa Up/Down [MW]	Eficiencia [MWh/m <sup>3</sup> ]	b <sub>g</sub> [\$/MWh]
GH1	Bus_001	1,060	---	---	30,00	290,00	30,00	0,012	12,00
GH2	Bus_002	1,045	-40,00	50,00	40,00	150,00	40,00	0,014	15,00
GH3	Bus_003	1,010	-40,00	50,00	20,00	110,00	30,00	0,013	10,00
GT1	Bus_006	1,070	-100,00	100,00	20,00	150,00	15,00	---	30,00
GT2	Bus_008	1,090	-100,00	100,00	10,00	100,00	20,00	---	35,00

Tabla 5.2. Datos de transformadores de potencia con  $S_{Base} = 100$  [MVA] [12].

Transformador	Barra i	Barra j	HV [kV]	LV [kV]	r [p.u.]	x [p.u.]	Relación de Transf.	Límite Potencia [MW]
Trf_0004_0007	4	7	132,00	1,00	0,00	0,20912	0,978	200,00
Trf_0004_0009	4	9	132,00	33,00	0,00	0,55618	0,969	200,00
Trf_0005_0006	5	6	132,00	33,00	0,00	0,25202	0,932	200,00
Trf_0007_0008	7	8	11,00	1,00	0,00	0,17615	0,000	200,00
Trf_0007_0009	7	9	33,00	1,00	0,00	0,11001	0,000	200,00

Tabla 5.3. Datos de líneas de transmisión con  $S_{Base} = 100$  [MVA] [12].

Barra i	Barra j	r [p.u.]	x [p.u.]	b [p.u.]	Límite Potencia [MW]
1	2	0,01938	0,05917	0,0528	200
1	5	0,05403	0,22304	0,0492	110
2	3	0,04699	0,19797	0,0438	150
2	4	0,05811	0,17632	0,0374	200
2	5	0,05695	0,17388	0,0340	250
3	4	0,06701	0,17103	0,0346	200
4	5	0,01335	0,04211	0,0128	150
6	11	0,09498	0,19890	0,0000	150
6	12	0,12291	0,25581	0,0000	150
6	13	0,06615	0,13027	0,0000	120
9	10	0,03181	0,08450	0,0000	140
9	14	0,12711	0,27038	0,0000	150
10	11	0,08205	0,19207	0,0000	200
12	13	0,22092	0,19988	0,0000	110
13	14	0,17093	0,34802	0,0000	100

**Tabla 5.4.** Datos hidrológicos de las centrales hidroeléctricas [12].

Central Hidroeléctrica	Volumen inicial [Hm <sup>3</sup> ]	Volumen máximo [Hm <sup>3</sup> ]	Volumen mínimo [Hm <sup>3</sup> ]	Caudal mínimo [m <sup>3</sup> /h]	Caudal máximo [m <sup>3</sup> /h]	Influjos naturales [m <sup>3</sup> /s]
1	3,2	8	1,8	2.300	25.000	0,6944
2	3,5	7	1,1	1.400	12.000	0,7778
3	3,8	6	1,2	1.100	14.000	0,6111

## 5.2 ANEXO II. RESULTADOS OBTENIDOS DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA EL SISTEMA IEEE 14 BARRAS

**Tabla 5.5.** Resultados obtenidos del despacho hidrotérmico de corto plazo a través del PSO.

Hora	Ph1 [MW]	Ph2 [MW]	Ph3 [MW]	Pt1 [MW]	Pt2 [MW]	Generación Total [MW]
1	280,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>340,00</b>
2	250,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>310,00</b>
3	190,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>250,00</b>
4	160,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>220,00</b>
5	130,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>190,00</b>
6	150,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>210,00</b>
7	180,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>240,00</b>
8	260,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>320,00</b>
9	280,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>340,00</b>
10	200,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>260,00</b>
11	230,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>290,00</b>
12	270,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>330,00</b>
13	290,00	60,00	20,00	0,00	0,00	<b>370,00</b>
14	279,00	81,00	20,00	0,00	0,00	<b>380,00</b>
15	290,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>350,00</b>
16	280,00	40,00	20,00	0,00	0,00	<b>340,00</b>
17	290,00	60,00	20,00	0,00	0,00	<b>370,00</b>
18	278,00	150,00	32,00	0,00	0,00	<b>460,00</b>
19	280,00	150,00	110,00	20,00	10,00	<b>570,00</b>
20	279,00	150,00	51,00	0,00	10,00	<b>490,00</b>
21	290,00	120,00	20,00	0,00	10,00	<b>440,00</b>
22	290,00	40,00	20,00	0,00	10,00	<b>360,00</b>
23	230,00	40,00	20,00	0,00	10,00	<b>300,00</b>
24	180,00	40,00	20,00	0,00	10,00	<b>250,00</b>

## 5.3 ANEXO III. DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PRUEBA

### IEEE DE 39 BARRAS

**Tabla 5.6.** Datos de generadores hidroeléctricos y termoeléctricos [12].

N° Gen	Conectado a Barra	Voltaje [pu]	Qmin [MVA]	Qmax [MVA]	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Rampa Up/Down [MW]	Eficiencia [MWh/m3]	b <sub>g</sub> [\$/MWh]
GH1	Bus_0031	0,9820	---	---	150,0	595,0	150,0	0,015	12,0
GH2	Bus_0032	0,9831	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,012	10,0
GH3	Bus_0033	0,9972	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,014	10,0
GH4	Bus_0034	1,0123	-180,0	420,0	70,0	595,0	70,0	0,016	15,0
GH5	Bus_0035	1,0493	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,013	10,0
GH6	Bus_0036	1,0635	-210,0	490,0	150,0	595,0	150,0	0,015	12,0
GT1	Bus_0039	1,0300	-3000,0	7000,0	0,0	595,0	120,0	---	40,0
GT2	Bus_0037	1,0278	-210,0	490,0	150,0	595,0	30,0	---	30,0
GT3	Bus_0038	1,0265	-300,0	700,0	250,0	850,0	20,0	---	25,0
GT4	Bus_0030	1,0475	-500,0	600,0	0,0	850,0	20,0	---	35,0

**Tabla 5.7.** Datos de transformadores de potencia con  $S_{Base} = 100$  [MVA] [12].

Transformador	Barra i	Barra j	HV [kV]	LV [kV]	r [p.u]	x [p.u]	Relación de Transf.	Límite Potencia [MW]
Trf 12 - 11	12	11	345,0	138,0	0,0016	0,0435	1,006	1000,00
Trf 12 - 13	12	13	345,0	138,0	0,0016	0,0435	1,006	700,00
Trf 06 - 31	6	31	345,0	16,5	0,0000	0,0250	1,070	800,00
Trf 10 - 32	10	32	345,0	16,5	0,0000	0,0200	1,070	300,00
Trf 19 - 33	19	33	345,0	16,5	0,0007	0,0142	1,070	300,00
Trf 20 - 34	20	34	230,0	16,5	0,0009	0,0180	1,009	1000,00
Trf 22 - 35	22	35	345,0	16,5	0,0000	0,0143	1,025	800,00
Trf 23 - 36	23	36	345,0	16,5	0,0005	0,0272	1,000	300,00
Trf 25 - 37	25	37	345,0	16,5	0,0006	0,0232	1,025	800,00
Trf 02 - 30	2	30	345,0	16,5	0,0000	0,0181	1,025	700,00
Trf 29 - 38	29	38	345,0	16,5	0,0008	0,0156	1,025	700,00
Trf 19 - 20	19	20	345,0	230,0	0,0007	0,0138	1,060	1000,00

**Tabla 5.8.** Datos de líneas de transmisión con  $S_{Base} = 100$  [MVA] [12].

Barra i	Barra j	r [p.u]	x [p.u]	b [p.u]	Límite Corriente [kA]
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	1
1	39	0,0010	0,0250	0,7500	1
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	1
2	25	0,0070	0,0086	0,1460	1
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	1
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	1
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	1
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	1
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	1
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	1
6	7	0,0006	0,0092	0,1130	1
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	1
7	8	0,0004	0,0046	0,0780	1
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	1
9	39	0,0010	0,0250	1,2000	1
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	1
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	1
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	1
14	15	0,0018	0,0217	0,366	1
15	16	0,0009	0,0094	0,171	1
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	1
16	19	0,0016	0,0195	0,304	1
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	1
16	24	0,0003	0,0059	0,068	1
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	1
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	1
21	22	0,0008	0,0140	0,2565	1
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	1
23	24	0,0022	0,0350	0,361	1
25	26	0,0032	0,0323	0,513	1
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	1
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	1
26	29	0,0057	0,0625	1,029	1
28	29	0,0014	0,0151	0,249	1

**Tabla 5.9.** Datos hidrológicos de las centrales hidroeléctricas [12].

Central Hidroeléctrica	Volumen inicial [Hm <sup>3</sup> ]	Volumen máximo [Hm <sup>3</sup> ]	Volumen mínimo [Hm <sup>3</sup> ]	Caudal mínimo [m <sup>3</sup> /h]	Caudal máximo [m <sup>3</sup> /h]	Influjos naturales [m <sup>3</sup> /s]
1	2,10	4,0	0,80	9.900,0	42.000,0	0,50
2	3,50	6,0	1,10	16.500,0	57.000,0	0,58
3	3,20	8,0	1,80	13.000,0	49.000,0	0,78
4	0,00	0,0	0,00	4.000,0	32.000,0	0,72
5	2,50	5,0	1,20	15.000,0	53.000,0	0,56
6	4,00	7,0	1,50	9.800,0	41.000,0	0,61

## 5.4 ANEXO IV. RESULTADOS OBTENIDOS DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO PARA EL SISTEMA IEEE 39 BARRAS

**Tabla 5.10.** Resultados obtenidos del despacho hidrotérmico de corto plazo a través del PSO.

Hora	Ph1 [MW]	Ph2 [MW]	Ph3 [MW]	Ph4 [MW]	Ph5 [MW]	Ph6 [MW]	Pt1 [MW]	Pt2 [MW]	Pt3 [MW]	Pt4 [MW]	Generación Total [MW]
1	595,0	680,0	680,0	305,0	680,0	595,0	0,0	0,0	813,0	0,0	<b>4.348,0</b>
2	595,0	680,0	680,0	251,0	680,0	496,0	0,0	0,0	628,0	0,0	<b>4.010,0</b>
3	595,0	680,0	680,0	246,0	680,0	462,0	0,0	0,0	578,0	0,0	<b>3.921,0</b>
4	595,0	680,0	680,0	246,0	680,0	385,0	0,0	150,0	400,0	0,0	<b>3.816,0</b>
5	595,0	680,0	680,0	243,0	680,0	376,0	0,0	150,0	388,0	0,0	<b>3.792,0</b>
6	595,0	680,0	680,0	246,0	680,0	379,0	0,0	150,0	396,0	0,0	<b>3.806,0</b>
7	595,0	680,0	680,0	250,0	680,0	407,0	0,0	150,0	418,0	0,0	<b>3.860,0</b>
8	595,0	680,0	680,0	243,0	680,0	411,0	0,0	150,0	428,0	0,0	<b>3.867,0</b>
9	595,0	680,0	680,0	344,0	680,0	595,0	0,0	150,0	730,0	0,0	<b>4.454,0</b>
10	595,0	680,0	680,0	444,0	680,0	595,0	0,0	250,0	850,0	0,0	<b>4.774,0</b>
11	595,0	680,0	680,0	497,0	680,0	595,0	0,0	437,0	850,0	237,0	<b>5.251,0</b>
12	595,0	680,0	680,0	520,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	277,0	<b>5.472,0</b>
13	595,0	680,0	680,0	533,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	404,0	<b>5.612,0</b>
14	595,0	680,0	680,0	529,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	354,0	<b>5.558,0</b>
15	595,0	680,0	680,0	531,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	331,0	<b>5.537,0</b>
16	595,0	680,0	680,0	532,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	360,0	<b>5.567,0</b>
17	595,0	680,0	680,0	517,0	680,0	595,0	0,0	577,0	850,0	249,0	<b>5.423,0</b>
18	595,0	680,0	680,0	507,0	680,0	595,0	0,0	516,0	850,0	240,0	<b>5.343,0</b>
19	595,0	680,0	680,0	506,0	680,0	595,0	120,0	409,0	850,0	240,0	<b>5.355,0</b>
20	595,0	680,0	680,0	589,0	680,0	595,0	238,0	595,0	850,0	595,0	<b>6.097,0</b>
21	595,0	680,0	680,0	566,0	680,0	595,0	120,0	595,0	850,0	532,0	<b>5.893,0</b>
22	595,0	680,0	680,0	532,0	680,0	595,0	0,0	595,0	850,0	387,0	<b>5.594,0</b>
23	595,0	680,0	680,0	494,0	680,0	595,0	0,0	398,0	850,0	240,0	<b>5.212,0</b>
24	595,0	680,0	680,0	435,0	680,0	595,0	0,0	165,0	808,0	240,0	<b>4.878,0</b>