

# **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 DEL LOBO GRIS**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA ELÉCTRICA**

**ROSSY ALEJANDRA CONSTANTE MOYA**

[rossy.constante@epn.edu.ec](mailto:rossy.constante@epn.edu.ec)

**DIRECTOR: HUGO NEPTALÍ ARCOS MARTÍNEZ**

[hugo.arcos@epn.edu.ec](mailto:hugo.arcos@epn.edu.ec)

**DMQ, octubre 2022**

## CERTIFICACIONES

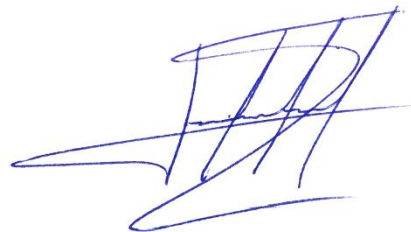
Yo, Rossy Alejandra Constante Moya declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



---

**Rossy Alejandra Constante Moya**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Rossy Alejandra Constante Moya, 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.

ROSSY ALEJANDRA CONSTANTE MOYA

DR. HUGO ARCOS MARTÍNEZ

## DEDICATORIA

*Con mucho amor para mis padres, Roberto y Silvia, por su apoyo y entrega incondicional durante todo este proceso de formación académica.*

*A mis hermanos Tito y Sammi, por su motivación pese a la distancia.*

*A toda mi familia, especialmente a mis abuelitos y primas.*

*A mis amigos de la universidad y del baloncesto.*

## **AGRADECIMIENTO**

*A Dios por cada una de sus bendiciones durante este largo caminar.*

*A mis padres (R&S) por su ejemplo de constancia y cordialidad.*

*A mis hermanos (R&S) por sus ocurrencias e infinitos acolites.*

*A mi familia por todas las palabras de motivación.*

*A todos mis amigos quienes hicieron que la experiencia dentro y fuera de la universidad sea única. Gracias por siempre estar Paito, Darío, Isidro.*

*A la Escuela Politécnica Nacional, sobre todo a la FIEE por la formación personal y académica brindada. Mención especial al doctor Hugo Arcos por su guía en el desarrollo de este trabajo.*

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT .....	VIII
1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO .....	1
1.1 Objetivo general .....	2
1.2 Objetivos específicos .....	2
1.3 Alcance .....	2
1.4 Marco teórico .....	3
1.4.1 Generación eléctrica .....	3
1.4.2 Despacho económico de generación .....	3
1.4.3 Despacho hidrotérmico de corto plazo .....	4
1.4.4 Costo de operación de las centrales térmicas .....	4
1.4.5 Restricciones de operación de centrales térmicas .....	8
1.4.6 Costo de operación de las centrales hidroeléctricas .....	8
1.4.7 Restricciones de operación de centrales hidroeléctricas .....	10
1.4.8 Formulación del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo .....	11
1.4.9 Algoritmo del lobo gris (GWO) .....	16
2 METODOLOGÍA .....	20
2.1 Lenguaje de programación Python .....	20
2.2 Modelación de los parámetros del Sistema de Potencia .....	21
2.3 Implementación del Algoritmo de Lobo Gris orientado al despacho económico hidrotérmico .....	22
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	30
3.1 Resultados .....	30
3.1.1 Sistema de prueba: 14 Barras IEEE .....	30
3.1.2 Resultados del sistema de prueba 14 Barras IEEE .....	31
3.1.3 Comparación de resultados obtenidos del algoritmo de lobo gris (GWO) con Algoritmos Genéticos (AG) y Enjambre de Partículas (PSO) .....	35
3.1.4 Sistema de prueba: 39 Barras IEEE .....	37

3.1.5 Resultados del sistema de prueba 39 Barras IEEE .....	39
3.1.6 Comparación de resultados obtenidos del algoritmo de lobo gris (GWO) con Algoritmos Genéticos (AG) y Enjambre de Partículas (PSO) .....	43
3.2 Conclusiones .....	45
3.3 Recomendaciones .....	46
4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	47
5 ANEXOS .....	49
ANEXO I. DATOS DEL SISTEMA 14 BARRAS IEEE .....	49
ANEXO II RESULTADOS DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA DE 14 BARRAS IEEE CON GWO .....	51
ANEXO III. DATOS DEL SISTEMA 39 BARRAS IEEE .....	52
ANEXO IV RESULTADOS DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA DE 39 BARRAS IEEE CON GWO .....	55

## RESUMEN

El problema del despacho económico hidrotérmico consiste en encontrar el esquema idóneo de generación que permita que los costos de producción asociados al uso de combustibles y agua sean mínimos. El siguiente Trabajo de Integración Curricular presenta el desarrollo de una herramienta de software en lenguaje de programación Python para llevar a cabo el despacho económico a través de la técnica heurística del lobo gris que busca minimizar el costo de generación hidrotérmica y así dar solución al problema de planeamiento operativo de corto plazo en los sistemas eléctricos de potencia.

La función objetivo está representada por los costos de operación de las centrales térmicas y las restricciones operativas del sistema como son límites de producción, restricciones de arranque y parada, tiempo de funcionamiento. Además de considerar los límites de almacenamiento de embalses, caudales y volúmenes de seguridad para los sistemas hidroeléctricos. La complejidad del problema se redujo con el modelamiento sin pérdidas del sistema de transmisión (modelo uninodal) y la aproximación lineal de la función objetivo.

La herramienta fue probada en los sistemas de prueba de 14 y 39 barras de IEEE donde como resultados se obtuvieron las potencias de generación de cada central para todo el periodo de planeamiento (24 horas) y los costos de operación del sistema. Estos valores fueron validados con trabajos previamente presentados y contrastados con dos algoritmos de optimización que son que son algoritmos genéticos (GA) y enjambre de partículas (PSO).

**PALABRAS CLAVE:** Algoritmo de Lobo Gris (GWO), despacho económico de corto plazo, Python.



## ABSTRACT

Hydrothermal economic dispatch problem reaches out the ideal generation scheme that allows the production costs associated with the use of fuel and water to be minimized. The following Curricular Integration Work presents the development of a software tool in Python programming language to carry out the economic dispatch through the heuristic technique of the Gray Wolf Optimizer that seeks to minimize the cost of hydrothermal generation and thus provide a solution to the problem of short-term operational planning in electric power systems.

The objective function is represented by the operating costs of the thermal power plants and the operating constraints of the system such as production limits, start-up and shutdown constraints, and operating time. In addition to considering reservoir storage limits, flow rates and safety volumes for hydroelectric systems. The complexity of the problem was reduced with lossless modeling of the transmission system (uninodal model) and linear approximation of the objective function.

The tool was tested on the IEEE 14 and 39-bus test systems where the results were obtained are the generation powers of each plant for the whole planning period (24 hours) and the operating costs of the system. These values were validated with previously presented works and contrasted with two optimization algorithms which are Genetic Algorithms (GA) and Particle Swarm Optimizer (PSO).

**KEYWORDS:** Gray Wolf Optimizer, short-term economic dispatch, Python.

# 1 DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

La tarea de planificar el abastecimiento continuo de generación eléctrica implica resolver problemas asociados al despacho de energía y optimización de recursos para atender la demanda, buscando siempre la maximización de beneficios para el sistema eléctrico en su conjunto. En un sistema hidrotérmico, la operación de las centrales hidroeléctricas y térmicas depende de la cantidad de agua y combustibles fósiles disponibles, de la capacidad de reserva y de las restricciones de cada unidad generadora. Normalmente, por los costos de producción asociados a cada tipo de generación, se prefiere atender los requerimientos de la demanda con los sistemas hidroeléctricos, sin embargo, existe la necesidad técnica de complementar el despacho con generación térmica, para así brindar un adecuado soporte de las condiciones eléctricas del sistema y garantizar el abastecimiento continuo de energía.

La programación de la operación de un sistema de potencia se basa en la planificación en un horizonte dado, que puede ser largo, mediano y corto plazo. Se busca encontrar la combinación ideal de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas cumpliendo con la minimización de los costos asociados en el horizonte de largo plazo de la operación. Actualmente, el problema de despacho económico hidrotérmico es tratado a través de métodos clásicos, sin embargo, al ser un problema de optimización no lineal y no convexo, aplicar técnicas heurísticas se convierte en una alternativa a los métodos de optimización exactos tradicionales. El problema de optimización guarda relación con la minimización de la función objetivo de costos de operación, compuesta por funciones cuadráticas o polinomiales, sujeta a restricciones propias de cada sistema, por ejemplo, límite de almacenamiento de embalses, tiempo de recorrido del agua, volumen de descarga a las turbinas y volúmenes de seguridad para los sistemas hidroeléctricos. Mientras que para los sistemas térmicos se considera restricciones por límite de producción, restricciones de toma de carga y arranque, restricciones de parada y disminución de carga entre otras.

Se plantea el desarrollo de un modelo matemático en base al algoritmo del lobo gris (GWO) que sea capaz de dar solución al problema de planeamiento operativo de corto plazo en los sistemas eléctricos de potencia. GWO, es una técnica heurística cuya implementación algorítmica se basa en el fenómeno de cacería de los lobos grises. A través de un proceso iterativo se encuentra de manera pronta y óptima las soluciones al problema planteado, cumpliendo los rangos establecidos por las restricciones operativas del sistema. Tras adaptar el algoritmo al problema de planeación operativa de corto plazo, la herramienta desarrollada se pondrá a prueba en el sistema de 39 barras de la IEEE.

## **1.1 Objetivo general**

Desarrollar una herramienta computacional en lenguaje Python basada en el algoritmo del lobo gris (GWO) que permita encontrar una solución óptima al problema del despacho económico hidrotérmico de corto plazo.

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Analizar y plantear el problema de planeamiento operativo de corto plazo en sistemas hidrotérmicos a través de un modelo de optimización.
2. Desarrollar el modelo del algoritmo GWO en lenguaje de programación Python aplicado a la solución del problema del despacho económico hidrotérmico.
3. Validar la herramienta creada a través de la aplicación en el sistema de prueba 39 barras de la IEEE.
4. Contrastar los resultados obtenidos de tres herramientas computacionales en base a técnicas heurísticas que son algoritmos genéticos (GA), algoritmo del lobo gris (GWO) y en el algoritmo de enjambre de partículas (PSO).

## **1.3 Alcance**

Como primera fase se tiene la recopilación y revisión bibliográfica en lo referente al sustento teórico necesario para la realización del trabajo de integración curricular. Esta investigación enfocará su atención a definir y formular el problema de la planificación operativa y despacho económico a corto plazo de los sistemas hidrotérmicos. Parte fundamental de esta etapa es definir el modelo matemático del problema de optimización.

La segunda fase consiste en una familiarización con el entorno de Python y la revisión del algoritmo del lobo gris (GWO). Esto incluye consulta de comandos, librerías y códigos afines en este lenguaje que agilicen la programación de la herramienta computacional. Asimismo, se busca adaptar y vincular el algoritmo de optimización del lobo gris al problema del despacho económico hidrotérmico planteado en la primera fase. Se complementa con la evaluación de técnicas de ajuste y convergencia que permitan conseguir soluciones óptimas en tiempos de simulación más cortos.

En la tercera fase, ya con la herramienta programada en lenguaje Python, tras cumplir los límites de ajuste y convergencia, se implementará como caso de prueba al sistema de 39 barras de la IEEE a fin de comprobar el funcionamiento del modelo de optimización desarrollado. Además, a manera de validación se presentará una comparación de

resultados con otras dos técnicas heurísticas que serán, algoritmos genéticos (GA) y enjambre de partículas (PSO).

## **1.4 Marco teórico**

### **1.4.1 Generación eléctrica**

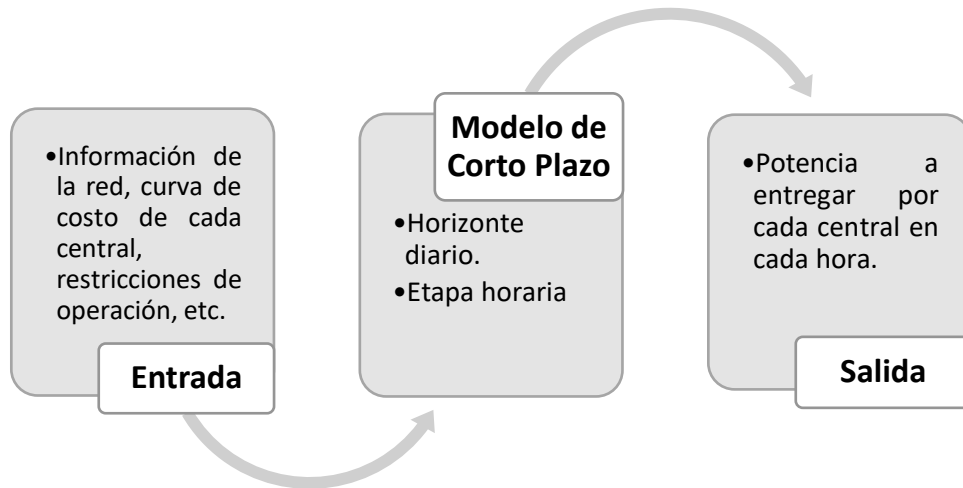
Un sistema eléctrico de potencia común se compone de cuatro etapas, estas son: generación, transmisión, distribución y consumidor. La generación es el proceso de transformación de energía primaria a energía eléctrica a través de unidades de generación, pudiendo clasificarlas en renovables y no renovables. La radiación solar, el viento, el agua, geotermia, biomasa están dentro de energías limpias, mientras que los combustibles fósiles, gas natural, carbón y la energía nuclear componen las no renovables.

En el caso de Ecuador, el recurso hídrico es el que más aporta a la generación de energía, seguido de la generación termoeléctrica. De acuerdo al último informe presentado por CENACE, en 2020, se alcanzó una producción neta de energía de 24.168,66 GWh de generación hidroeléctrica y 2.159,64 GWh de generación termoeléctrica. Se conoce también que entre empresas públicas y privadas se cuenta con 159 unidades de generación hidroeléctrica y 126 unidades de generación termoeléctrica.

### **1.4.2 Despacho económico de generación**

Un componente importante en la operación de los sistemas de potencia es el factor económico. Independientemente del tipo de generación, cada unidad tiene asociada costos de producción que dependen de la tecnología y recursos que emplea. El despacho económico de generación trata de minimizar el costo de generación de energía de las 'n' centrales y consecuentemente disminuir el precio del kilovatio hora (KWh). Esta operación económica se plantea como un problema de optimización que busca obtener el valor de potencia de salida de cada unidad generadora al menor costo posible de acuerdo al horizonte de planificación.

Se distinguen tres modelos de planificación para el despacho económico: largo, mediano y corto plazo. La importancia de la planificación radica en mantener un equilibrio entre la oferta y demanda, por lo que el objetivo del despacho económico a corto plazo es determinar el esquema de generación menos costoso que permita el abastecimiento de la demanda en cada hora del día.



**Figura 1.1** Modelo del despacho económico de corto plazo. [1]

### 1.4.3 Despacho hidrotérmico de corto plazo

El despacho hidrotérmico consiste en un problema de optimización que espera encontrar un punto de equilibrio entre la generación hidráulica y térmica, donde los costos de operación sean mínimos para abastecer la demanda de manera óptima, en un horizonte de planificación dado. Se tiene como objetivo decidir el uso adecuado de agua disponible en los embalses para que haya mayor generación hidroeléctrica disminuyendo así los costos de combustibles de las unidades termoeléctricas y conseguir un menor aporte de generación térmica. A la par se deben respetar las restricciones de operación de cada central y del sistema.

### 1.4.4 Costo de operación de las centrales térmicas

El despacho económico hidrotérmico, al tratar de minimizar una función objetivo de costos, se considera un problema de optimización no lineal y no convexo. Su complejidad radica en el tamaño del sistema, el número de centrales térmicas e hidroeléctricas, las variables de decisión, la disponibilidad de recursos y la demanda energética. La solución de este problema puede realizarse mediante el uso de técnicas heurísticas que permitan alcanzar respuestas de óptima calidad en intervalos cortos de procesamiento.

La coordinación hidrotérmica de corto plazo debe considerar tanto las características operativas de las plantas hidroeléctricas como térmicas. En la programación hidráulica, los recursos hídricos son los principales a tomar en cuenta pues por su naturaleza estocástica no es posible conocer con exactitud la cantidad de agua que llegará a los embalses (incertidumbre de caudales). También están los límites y eficiencia de las turbinas, límite de almacenamiento de embalses, tiempo de recorrido del agua, volumen de descarga a las

turbinas y volúmenes de seguridad. En este caso los costos del recurso primario no se definen como variables de decisión, pues el agua se encuentra disponible en la naturaleza y los costos de inversión de la central no son considerados en análisis operativos. Por otro lado, en la programación térmica la función de costos, generalmente cuadrática, se la debe plantear considerando los costos variables de producción, operación y el costo del combustible. También se debe tomar en cuenta la capacidad máxima y mínima de cada unidad generadora.

El problema del despacho económico está ligado a la función de costos de las unidades térmicas, por lo que es importante conocer la relación entre el costo y la potencia de salida que se representa con curvas de entrada y salida. Por lo general estas funciones son de segundo o mayor orden y también exponenciales, sin embargo, para simplificar el problema se trata de hacer aproximaciones con funciones lineales a trozos. A continuación, se detallan los principales costos de operación que se asocian a los sistemas térmicos.

- *Costo de encendido y apagado*

El costo de partida relaciona la cantidad de combustible necesario a usarse en la caldera a temperatura y presión ideal para operar la turbina. De igual forma se vinculan los costos por operación y mantenimiento. En el arranque de una unidad termoeléctrica el tiempo es una variable importante pues, el costo de poner en marcha una unidad fría en comparación a una previamente apagada involucra más recursos.

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

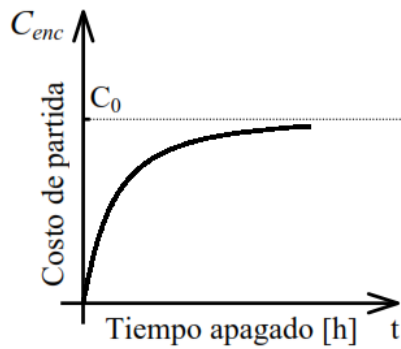
**Ecuación 1.1.** Ecuación del costo de encendido de una unidad térmica.

Donde,

$C_0$ , es el costo de partida en frío

$\phi$ , la razón de enfriamiento de la unidad.

Esta relación se puede representar a través de la siguiente curva



**Figura 1.2** Costo de encendido en función del tiempo de apagado. [2]

Los costos de parada de las unidades térmicas se los considera independientes del tiempo de operación la misma, por lo que se los incluye dentro de los costos de operación y mantenimiento.

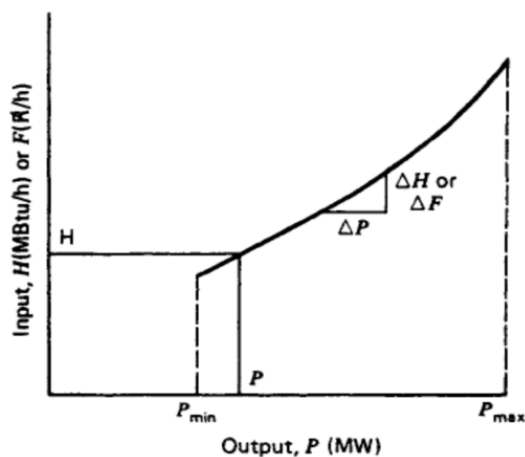
- *Curva de entrada y salida*

También conocida como curva de costos de combustible, es la que permite determinar los costos totales de operación y el valor de las variables duales asociadas a la demanda (costo de la energía de corto plazo). Típicamente esta curva se la modela como una función cuadrática y está en función de la potencia despachada y el precio del combustible.

$$CC(Pt) = aPt^2 + bPt + c$$

$$\text{con } Pt_{\min} \leq Pt \leq Pt_{\max}$$

**Ecuación 1.2.** Ecuación de los costos de combustibles

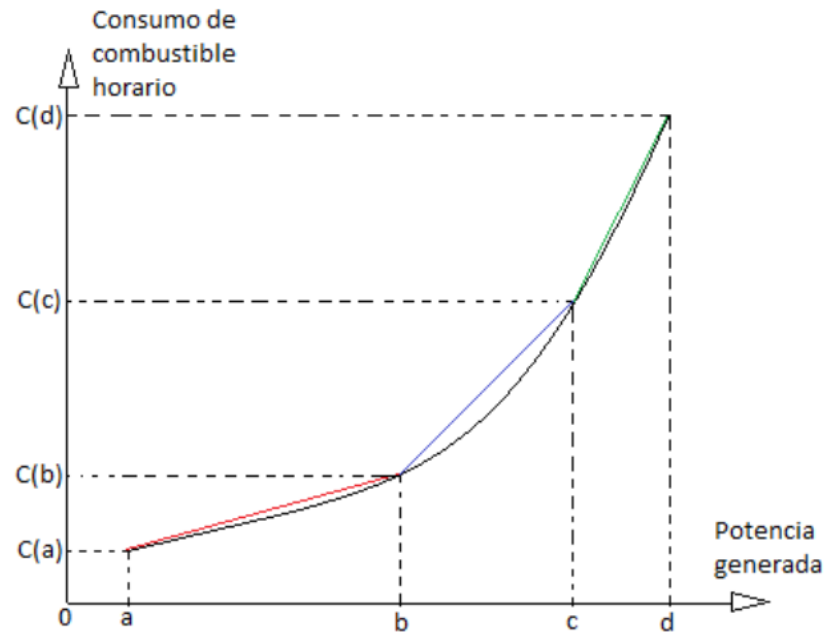


**Figura 1.3** Curva de costo de combustible.

Para disminuir la complejidad del problema para la representación de la curva de costos de combustible se usa una aproximación lineal por tramos que se describe a continuación.

- *Costos de combustible*

Generalmente la curva de costos de combustibles es la más importante a considerar pues representa el consumo horario de producir determinado nivel de potencia. En la figura 4 se representa la función cuadrática y su respectiva aproximación con funciones lineal a trozos con diferentes pendientes.



**Figura 1.4** Curva entrada /salida de combustible. [3]

Esta aproximación lineal es de tipo no convexa, pues la función de costos de combustible de las unidades térmicas es del mismo tipo, lo que brinda una solución óptima real. La curva de entrada y salida de combustible se representa a través de la siguiente ecuación

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

Donde

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

**Ecuación 1.3.** Modelo de curva de costos lineal a trozos.

Otra característica de la curva de costos, se ve en su desfase de partida lejos del origen, por lo que es necesario incluir una variable binaria que condicione si la unidad se encuentra encendida ( $\alpha = 1$ ), caso contrario ( $\alpha = 0$ ), si se encuentra apagada. Con ello los límites de potencia quedan restringidos a través de  $Pt_{min_i} \alpha \leq p_i \leq Pt_{max_i} \alpha$ .



### 1.4.5 Restricciones de operación de centrales térmicas

- Límites técnicos de operación

Para garantizar el funcionamiento correcto de las unidades térmicas se debe considerar una potencia de salida mínima. Por lo general este valor se encuentra entre el 20% y 50% de la potencia máxima si la central usa carbón, mientras que para las alimentadas con gas natural o petróleo el valor oscila entre el 10% y 30%.

- Tiempos mínimos de operación y apagado

Debido al trabajo que implica poner en marcha las unidades térmicas hasta llegar a temperaturas iguales en toda la unidad, especialmente en la turbina, es que se debe garantizar un tiempo mínimo de espera tanto para apagarlas y/o volverlas a encender. Con ello se pretende cumplir los límites técnicos y controlar la fatiga de los materiales.

- Rampas de potencia

Las unidades térmicas tienen la limitación de efectuar cambios progresivos de temperatura por lo que se emplea rampas de toma de carga para modelar la adición o sustracción de carga.

- Disponibilidad de combustible

La limitación del combustible se asocia al abastecimiento de materia prima o su falta de reserva. Se puede considerar una limitación el precio variable del combustible o los contratos take or pay.

### 1.4.6 Costo de operación de las centrales hidroeléctricas

Al ser el agua un recurso disponible para la generación hidroeléctrica, dicha disponibilidad se traduce en un proceso estocástico por lo que puede tener diferentes valores a cada instante, variando así también su 'costo de agua' asociado. Sin embargo, no se considera un problema de optimización con respecto a esta variable.

Con respecto al volumen se usa la siguiente expresión cuadrática que relaciona el flujo del embalse con la potencia suministrada:

$$Q = aP^2 + bP + c$$

**Ecuación 1.4.** Flujo del embalse en función de la potencia. [4]

Se conoce que el volumen es el producto del flujo por el tiempo y el tiempo se calcula en horas, el volumen se expresa como:

$$V = aP^2 + bP + c$$

**Ecuación 1.5.** Función del volumen del embalse

Por lo que esta expresión sería el volumen de agua gastado por un embalse entregando una potencia determinada durante una hora. Esta relación es similar a la del costo de combustible de las unidades térmicas. La principal diferencia está en que mientras en las unidades térmicas el consumo total no varía durante el periodo, para las unidades hidroeléctricas este cálculo debe hacerse por hora teniendo en cuenta la restricción de la diferencia de volumen final e inicial, pues el combustible es un recurso fijo para las termoeléctricas mientras que en las hidroeléctricas el volumen del embalse depende del flujo del afluente.

$$V_i = aP^2 + bP + c + \text{flujo de entrada}$$

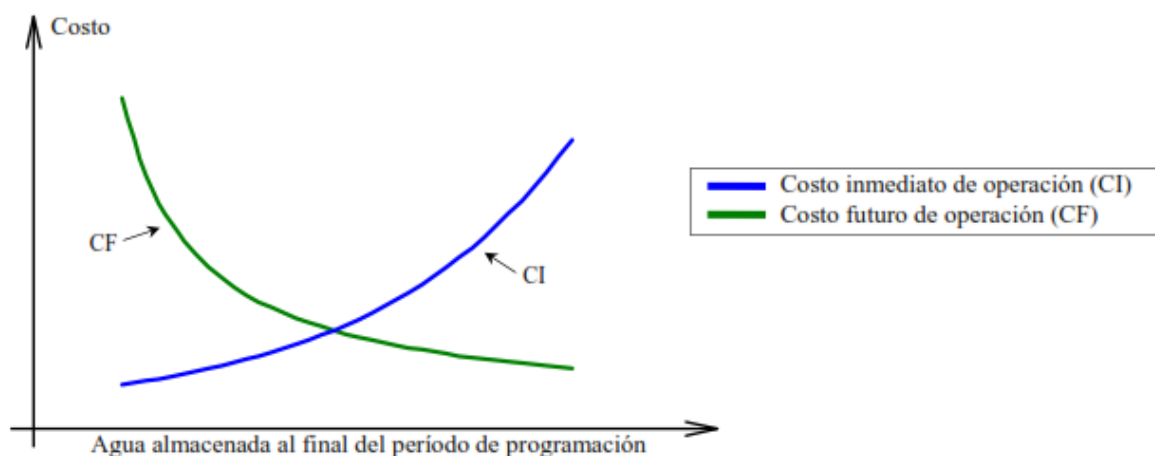
**Ecuación 1.6.** Volumen de agua gastado por un embalse en una hora

Para cada hora se realiza el cálculo ya que el volumen aumenta o disminuye de forma dinámica en función de la potencia usada en la hora anterior, además de comprobar que el volumen requerido no exceda el valor máximo.

$$V_i = V_{i-1} + \text{flujo de entrada} - \text{flujo de salida}$$

**Ecuación 1.7.** Volumen de agua considerando la hora anterior

A continuación, se muestra la relación entre los costos asociados al agua en función al agua almacenada al final de un periodo en sistemas hidrotérmicos.



**Figura 1.5** Curva de costos inmediatos y futuros de operación en función del agua almacenada [2]

El costo inmediato de operación se relaciona con los costos de la generación térmica durante el periodo de análisis, por ello la curva sigue una función cuadrática. Entonces si el agua almacenada al final del periodo es menor, se usó menos generación térmica y el costo inmediato es menor. Por otro lado, el costo futuro de operación se asocia a la generación térmica de mediano y largo plazo, si hay mayor agua almacenada el costo futuro es decreciente.

#### **1.4.7 Restricciones de operación de centrales hidroeléctricas**

- Cotas máximas y mínimas del embalse

Para las centrales hidroeléctricas la capacidad de almacenamiento es un factor importante pues así se previene el desperdicio de recursos o la mala operación de la central, por lo que se debe respetar el nivel útil mínimo y máximo del embalse.

- Dinámica hidráulica propia de cada embalse

Describe una relación del volumen en el embalse en función del caudal de entrada, también se considera el vertimiento, filtración y evaporación del embalse a los que se añade una variable de decisión que modela la descarga de la planta hidroeléctrica. Todo esto para el periodo de programación.

- Existencia de series hidráulicas

Algunos sistemas se componen de cadenas de centrales, por lo que es necesario tomar en cuenta el recurso disponible aguas arriba y el tiempo en que llega el agua de un embalse a otro, pues de ello dependerá la descarga a la última unidad o planta hidroeléctrica.

- Criterios por coordinación hidrotérmica de mediano y largo plazo

La curva de costos futuros de operación establece los criterios de coordinación de mediano y largo plazo que involucran las cotas máximas y mínimas que debe tener cada embalse durante el periodo de programación de corto plazo.

- Usos alternativos del agua

En algunos casos no todo el recurso hídrico se destina a la generación de energía, se suele ocupar ramales para agricultura, procesos industriales, fines turísticos, irrigación, incluso caudales mínimos para la conservación del entorno ecológico.

### 1.4.8 Formulación del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo

El despacho económico hidrotérmico se presenta como un problema de optimización para obtener el costo mínimo de generación en la operación de un sistema integrado por generación hidroeléctrica y térmica, a través de una función objetivo. Se consideran las diversas restricciones técnicas de las unidades de generación y el balance generación carga del sistema. A continuación, se presenta la formulación del problema.

#### 1.4.8.1 Función objetivo

Los costos asociados a cada unidad termoelectrica están compuestos por los costos totales de operación que incluyen el costo del combustible y los costos de arranque y parada en toda la planificación operativa.

$$\min C_{total} = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^G (F_g(P_{g,t}) + Ca_g \times Y_{g,t} + Cp_g \times W_{g,t})$$

**Ecuación 1.8.** Función objetivo a minimizar en el problema de optimización

Donde:

$G$ , g-unidades de generación térmica

$T$ , t-consideraciones de tiempo de análisis

$F_g(P_{g,t})$ , Función de costos de combustible de las unidades térmicas

$Ca_g$ , Costo de arranque total por unidad térmica

$Cp_g$ , Costo de parada total por unidad térmica

$Y_{g,t}$  y  $W_{g,t}$ , Estado de la unidad, variable binaria asociada a los estados: arranca 1, no arranca 0

Como se describió en la ecuación 1.2 la función de costo de combustibles de las unidades térmicas se representa con una función polinomial de grado dos.

$$F_g(P_{g,t}) = a_g P_{g,t}^2 + b_g P_{g,t} + c_g$$

**Ecuación 1.9.** Función de costos cuadrática

Donde:

$P_{g,t}$ , Potencia generada por la central g en el periodo t

$a_g, b_g, C_g$ , Coeficientes de costos de combustible de las g-unidades térmicas

Sin embargo, para el desarrollo del trabajo se usa la siguiente aproximación lineal, donde se incluye la variable  $U_{g,t}$ , de tipo binaria para indicar el estado de operación de cada unidad térmica, en operación toma el valor de 1, y en parada el valor de 0.

$$F_g(P_{g,t}) = a_g P_{g,t} + b_g U_{g,t}$$

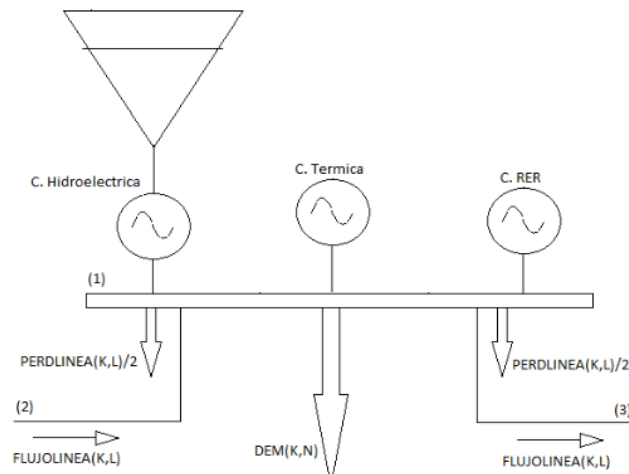
**Ecuación 1.10.** Función de costos lineal

### 1.4.8.2 Restricciones

Cada sistema está sujeto a un conjunto de restricciones de acuerdo a la naturaleza de su operación. A continuación, se detallan las restricciones consideradas en la programación del problema de optimización.

#### 1.4.8.2.1 Restricción de balance de potencia

De acuerdo a la primera ley de Kirchhoff se debe considerar el balance de carga en cada uno de los periodos de optimización. Sin considerar pérdidas, la generación total debe ser igual a la demanda total. Sin embargo, para que el modelo de optimización se aproxime a un sistema real, se incluye en la propuesta, un modelo de carga ficticia que emule las pérdidas.



**Figura 1.6** Diagrama uninodal del sistema

Por lo tanto, la restricción del balance de carga queda representada como:

$$\sum_{g=1}^G P_{g,t} + \sum_{h=1}^H P_{h,t} = P_{D,t}$$

**Ecuación 1.11.** Restricción asociada al balance de potencia

Donde:

$P_{g,t}$ , Potencia generada por la central térmica  $g$  en el intervalo  $t$

$P_{h,t}$ , Potencia generada por la central hidroeléctrica  $h$  en el intervalo  $t$

$P_{D,t}$ , Potencia de Demanda de la carga en el periodo  $t$

#### **1.4.8.2 Restricciones Técnicas en Sistemas Térmicos**

- Restricción del límite de producción

Para garantizar la operación correcta de las unidades de generación termoeléctricas, cada una de ellas no puede sobrepasar sus límites de potencia máxima y mínima. A esta restricción se suma la variable binaria ( $U_{g,t}$ ), asociada al estado de operación de cada unidad térmica.

$$P_{g\min}U_{g,t} \leq P_{g,t} \leq P_{g\max}U_{g,t}$$

##### **Ecuación 1.12.** Restricción de límites de producción

- Restricción de arranque y subida

La potencia generada por el generador  $g$  en un periodo  $t$ , menos la potencia generada en el periodo anterior  $t - 1$ , debe ser menor o igual a la suma de: la potencia máxima de subida si el generador está en línea ( $U_{g,t-1} = 1$ ) en el periodo  $t - 1$ , más la potencia máxima de arranque si el generador arranca ( $Y_{g,t} = 1$ ) en el periodo  $t$ . Siendo  $Rs_g$  y  $Ra_g$  las rampas de subida y arranque de los  $g$  generadores en un periodo de tiempo determinado.

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq Rs_g U_{g,t-1} + Ra_g Y_{g,t}$$

##### **Ecuación 1.13.** Restricción de rampa de arranque y subida

- Restricción de parada y bajada

Dado que en esta vez se analiza el caso en el que un generador se encuentra operando y se desea disminuir o detener la generación, el periodo empleado es el periodo actual  $t$ , para la variable binaria  $U_{g,t}$ . En esta restricción, la potencia generada por el generador  $g$  en un periodo  $t - 1$ , menos la potencia generada en el periodo  $t$ , debe ser menor o igual a la suma de la potencia máxima de bajada si el generador está en línea ( $U_{g,t} = 1$ ), más la potencia máxima de parada si el generador está parado ( $W_{g,t} = 1$ ). Siendo  $Rb_g$  y  $Rp_g$  las rampas de bajada y parada de los  $g$  generadores en un periodo de tiempo determinado.

$$P_{g,t-1} - P_{g,t} \leq Rb_g U_{g,t} + Rp_g W_{g,t}$$

**Ecuación 1.14.** Restricción de rampa de parada y bajada

- Lógica binaria de operación

Por otra parte, se deben considerar las restricciones funcionales como es la potencia máxima y mínima de funcionamiento ya mencionada en la ecuación 1.2. Con respecto a las restricciones lógicas de acoplamiento de cada unidad térmica se tiene que:

1. Si la unidad térmica está acoplada en el periodo (t-1) y también acoplada en el periodo (t), la unidad ya estuvo operando en (t-1).
2. Si la unidad térmica está acoplada en el periodo (t-1) y desacoplada en el periodo (t), la unidad paró en (t).
3. Si la unidad térmica está desacoplada en el periodo (t-1) y acoplada en el periodo (t) entonces se ha efectuado el arranque en (t)
4. Si la unidad térmica está desacoplada en el periodo (t-1) y también desacoplada en el periodo (t) entonces no se ha efectuado el arranque.

$$U_{g,t} - U_{g,t-1} = Y_{g,t} - W_{g,t}$$

$$Y_{g,t} + W_{g,t} \leq 1$$

**Ecuación 1.15.** Restricción de lógica binaria de operación

**1.4.8.2.3 Restricciones Técnicas en Sistemas Hidroeléctricos**

Se describen las ecuaciones de manera similar a los sistemas térmicos con la diferencia que en los sistemas hidroeléctricos no se incluye la variable binaria de operación o no operación.

- Restricción del límite de producción

Para esta restricción, el límite se establece por la cantidad de potencia mecánica que puede entregar el generador, es decir valores de potencia máximos y mínimos dentro de los márgenes de operación segura.

$$P_{hmín} \leq P_{h,t} \leq P_{hmáx}$$

**Ecuación 1.16.** Restricción del límite de generación

- Restricción de subida

Las centrales hidroeléctricas se caracterizan por generar un máximo de producción, por lo no pueden sobrepasar dicho límite al pasar de un periodo de tiempo determinado al

siguiente. En la siguiente desigualdad se describe esta restricción de potencia con la variable  $Rs_h$  que es la rampa de subida de la h-unidad hídrica.

$$P_{h,t} - P_{h,t-1} \leq Rs_h$$

**Ecuación 1.17.** Restricción de rampa de subida

- Restricción de bajada

De la misma forma las centrales hidroeléctricas presentan un mínimo de producción por lo que es necesario incluir en la formulación la restricción del límite de disminución de potencia, siendo  $Rb_h$  la rampa de bajada de la h-unidad hídrica.

$$P_{h,t-1} - P_{h,t} \leq Rb_h$$

**Ecuación 1.18.** Restricción de rampa de bajada

- Restricción del volumen de embalse máximo y mínimo

Las hidroeléctricas de pasada, embalse y bombeo son los tipos de unidades generadoras hidroeléctricas. En las de pasada se aprovecha la fluencia y velocidad del agua para generar energía, con la limitante de no tener almacenamiento de agua. En las unidades de embalse se tiene la capacidad de almacenamiento y en ciertos casos para reducir el costo de operación del sistema se usa la energía de reserva. Finalmente, las de bombeo que se caracterizan por tener un contraembalse aguas abajo que sirve de reservorio de bombeo. En cada una es necesario considerar los límites máximos y mínimos de volumen de agua dentro el embalse, por lo que la restricción de cotas de embalse se representa en la ecuación 1.19.

$$V_{h\text{mín},t} \leq V_{h,t} \leq V_{h\text{máx},t}$$

**Ecuación 1.19.** Restricción de volumen máximo y mínimo

- Restricción de balance hidráulico

Dependiendo el tipo de sistema es imprescindible hacer uso eficiente de los embalses, es así que se proponen dos escenarios: con embalses acoplados o dependientes aguas arriba e independientes hidrológicamente.

*Embalse independiente*

$$V_{h,t} = V_{h,t-1} + 3600r_{h,t} - q_{h,t} - s_{h,t} [3]$$

**Ecuación 1.20.** Restricción embalse independiente

Donde:



$r_{h,t}$ , Tasa de afluencia neta para el periodo t

$q_{h,t}$ , Caudal a través de la turbina en el periodo t

$s_{h,t}$ , Derrame en el periodo t

*Embalse dependiente aguas arriba*

$$V_{h,t} = V_{h,t-1} + 3600r_{h,t} - q_{h,t} - s_{h,t} + \sum(q_{ha,t-t_{TD}} - s_{ha,t-t_{TD}}) [3]$$

**Ecuación 1.21.** Restricción embalse dependiente aguas arriba

Donde:

$q_{ha,t}$ , Caudal aguas arriba a través de la turbina en el periodo t

$s_{ha,t}$ , Derrame aguas arriba en el periodo t

$t_{TD}$ , Desfase temporal entre la unidad aguas arriba y la h-unidad hidroeléctrica

- Restricción del caudal turbinado

El caudal turbinado en determinado periodo de tiempo no puede exceder el caudal máximo ( $q_{gm\acute{a}x}$ ) y mínimo ( $q_{gm\acute{i}n}$ ) permitido por la turbina. Para este trabajo no se considera los parámetros de volumen ni forma de embalse, ni el tipo de turbina, que involucra el cálculo del caudal ya que se asume que la altura de los embalses es constante.

$$q_{gm\acute{i}n} < q_{g,t} < q_{gm\acute{a}x}$$

**Ecuación 1.22.** Restricción de caudal turbinado

#### 1.4.9 Algoritmo del lobo gris (GWO)

El despacho económico hidrotérmico es considerado un problema de optimización de naturaleza discontinua, multimodal y no convexa, por lo que los algoritmos heurísticos se presentan como una buena alternativa de solución. Dichos algoritmos incorporan mecanismos de búsqueda que, a través de iterar y evaluar, calculan nuevas soluciones candidatas, basándose en el éxito de las soluciones anteriores [7]. Dentro de los algoritmos de optimización inspirados en el comportamiento colectivo de ciertas especies se encuentra el del lobo gris (GWO), por sus siglas en inglés (Grey Wolf Optimizer), el cual fue desarrollado en 2014 por el australiano Seyedali Mirjalili.

El GWO imita el mecanismo de caza y la jerarquía de liderazgo de los lobos grises en su hábitat, quienes se encuentran al inicio de la cadena alimenticia, por lo general en grupos de 5 a 12 individuos. De forma similar a los otros optimizadores, GWO utiliza una población inicial aleatoria para evaluar la función objetivo y luego encontrar los óptimos globales a través de un modelo matemático siguiendo los tres pasos principales de la caza: buscar la

presa, rodearla y atacarla. De acuerdo a su comportamiento existe una división jerárquica donde se evidencia 4 grupos: los lobos alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ), delta ( $\delta$ ) y omega ( $\omega$ ). Los dos primeros son los que intentan atraer al resto de los agentes de búsqueda hacia la presa, siendo ellos la solución óptima del problema. Para determinar los líderes y reconstruir la jerarquía social, GWO actualiza la posición de todos los lobos en cada iteración, incluyendo los lobos líderes [8].

La posición de los lobos se actualiza con las siguientes ecuaciones

$$D = |CX_{p(t)} - X_{(t)}|$$

$$X = X_{p(t)} - AD$$

### **Ecuación 1.23.** Modelo matemático de acorralamiento

Donde:

$D$ , representa la distancia entre la posición de la presa y el lobo que la rodea

$t$ , representa el número de iteración

$A$  y  $C$ , son vectores aleatorios

$X_{p(t)}$ , representa la ubicación de la presa

$X_{(t)}$ , representa la posición actual del lobo

Simultáneamente los valores de  $A$  y  $C$  se los determina de acuerdo a:

$$C = 2r_2$$

$$A = 2ar_1 - a$$

$$a = 2 - \frac{2t}{T}$$

### **Ecuación 1.24.** Vectores aleatorios de posición

Los vectores  $r_1$  y  $r_2$  son creados con valores aleatorios entre  $[0,1]$ . Por otro lado, el valor de  $a$ , se calcula a través de la iteración actual ( $t$ ) y el número total de iteraciones ( $T$ ) generando valores que decrecientan linealmente de 2 a 0. Estos parámetros son importantes ya que a través de  $A$  y  $C$  conjuntamente con todas las ubicaciones entre los puntos obtenidos según los valores de  $r_1$  y  $r_2$ , los lobos pueden aprovechar todas las regiones cercanas a la presa. Cuando encuentran a su objetivo, el mejor lobo posicionado (alfa) intenta guiar a los demás cazadores hacia la presa. Dependiendo el caso, los lobos

beta y delta pueden también ayudar a alfa a dirigir a los demás y así aumentar su influencia en el grupo. Por lo tanto, los tres mejores agentes basados en su fitness deben ser almacenados en cada iteración para atraer al resto de agentes hacia la presa [9]. Los demás lobos deben actualizar su distancia respecto a los mejores agentes de acuerdo a:

$$D_{\alpha} = |C_1 X_{\alpha} - X_{(t)}|$$

$$D_{\beta} = |C_2 X_{\beta} - X_{(t)}|$$

$$D_{\delta} = |C_3 X_{\delta} - X_{(t)}|$$

**Ecuación 1.25.** Actualización de distancia

Donde:

$X_{\alpha}, X_{\beta}, X_{\delta}$ , muestran la posición de los líderes

$C_1, C_2, C_3$ , vectores randómicos de acuerdo a  $r_2$

$X_{(t)}$ , vector de posición actual del lobo en cada iteración

Con respecto a estas distancias, los lobos se mueven hacia los líderes de la siguiente manera

$$X_1 = |X_{\alpha} - A_1 D_{\alpha}|$$

$$X_2 = |X_{\beta} - A_2 D_{\beta}|$$

$$X_3 = |X_{\delta} - A_3 D_{\delta}|$$

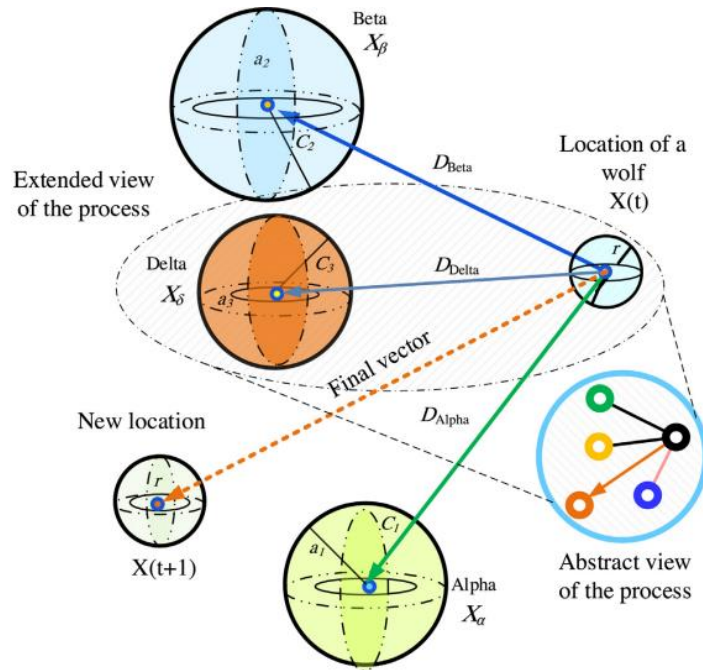
**Ecuación 1.26.** Posición de los tres mejores lobos

Finalmente, para encontrar la posición para la siguiente iteración se emplea la ecuación 1.27 que se describe como el promedio de los tres mejores agentes de búsqueda.

$$X_{(t+1)} = \frac{X_1 + X_2 + X_3}{3}$$

**Ecuación 1.27.** Posición siguiente del lobo

Este procedimiento se lo resume gráficamente en la siguiente figura donde se detalla el movimiento de los lobos de acuerdo a cierta ubicación de la presa.



**Figura 1.7** Descripción del movimiento de los lobos [8]

Se debe tomar en cuenta que el vector  $A$ , está dentro del intervalo  $[-2a, 2a]$  y el valor máximo de  $a$  es 2 en la primera iteración y disminuye linealmente a 0 en la última iteración. Como se mencionó antes, los valores de  $A$  y  $C$  son importantes para dictaminar la acción de los lobos pues si  $|A| > 1$  y  $|C| < 1$  el GWO se comporta solo de manera exploratoria, obligando incluso a buscar otra presa, mientras que si  $|A| < 1$  y  $|C| > 1$  existe mayor certeza en aprovechar la posición para atacar y cazar. En todas las iteraciones, el vector aleatorio  $C$  puede definir la caza o la exploración por lo que se debe asegurar que el valor no decremente a 0 para evitar que el GWO se estanque y llegue con facilidad al óptimo local.

## 2 METODOLOGÍA

El problema de despacho económico hidrotérmico representa un punto neurálgico dentro de la operación de los sistemas de potencia, ya que se busca el óptimo esquema de generación de manera que los costos de producción de las centrales térmicas sean minimizados. Los métodos heurísticos se presentan como una alternativa muy llamativa para la solución de dicho problema de optimización, por lo que a través de una herramienta computacional programa en lenguaje Python se propone encontrar la solución del problema de DEHT.

En este trabajo plantea el algoritmo de lobo gris que pertenece al grupo de metaheurísticas de inteligencia de enjambre, como solución al problema de despacho económico. Dicha técnica tiene gran potencial para conseguir soluciones óptimas en tiempos cortos de simulación, ya que al ser un método exploratorio permite realizar una búsqueda a nivel global y en regiones con características no uniformes.

### 2.1 Lenguaje de programación Python

Actualmente Python es uno de los lenguajes de programación más utilizados en el mundo por su licencia de código abierto. Se lo define como un software de cómputo para distintas áreas como la ingeniería y ciencia, ya que es un lenguaje combina propiedades de diferentes paradigmas de programación, que permite desarrollar programación orientada a objetos, imperativa e incluso funcional [10]. Una de las ventajas del programa es que ha implementado toda su librería estándar en el lenguaje C, haciendo que su sintaxis sea legible con el usuario y por ende sus funciones primitivas bastante eficientes. A ello se suma que cuenta con una librería estándar bastante completa, a la que se puede añadir variedad de paquetes y módulos como NumPy, SciPy, Pyomo que llegan a ser comparables con las funciones disponibles en Matlab, lo que convierte a Python en una herramienta que permite modularizar los programas y reutilizar los códigos, traduciéndose en otra ventaja.

Cada librería trabaja de forma independiente entre sí, sin embargo, pueden enlazarse entre sí en caso de requerir sus funciones. Esta disponibilidad de herramientas reduce los tiempos computacionales, lo que resulta conveniente en la programación el despacho económico hidrotérmico y el tiempo de convergencia de los optimizadores. A continuación, se detallan las librerías empleadas en el trabajo.

- Pypower

Es un solver que permite calcular flujos de potencia óptimos a través del método de Newton Raphson y Newton Raphson Desacoplado Rápido. Al ser una adaptación de MATPOWER también permite resolver problemas de simulación y optimización de sistemas de potencia en estado estacionario. Una de sus ventajas es que incluye una lista de casos de prueba. Por ejemplo, para ejecutar un flujo de potencia está el caso del sistema de 14 barras de IEEE, lo que en el presente trabajo se considera como el ejercicio de prueba del algoritmo.

- NumPy

Se conoce como la herramienta fundamental para cálculo científico y numérico en Python, de ahí su abreviatura de Python Numérico. Se usa para realizar operaciones y sus matrices (arrays) facilitan el almacenamiento y manipulación de datos a comparación de las otras estructuras de datos incorporadas en Python. Las matrices de NumPy son la representación estándar para los datos numéricos y permiten una implementación eficiente de los cálculos numéricos ya que permite vectorizarlos, evita la copia de datos en la memoria y minimiza el número de operaciones.

- Pandas

Esta librería proporciona herramientas para visualización de datos permitiendo que Python sea un entorno de análisis de datos potente y productivo. Una función importante que tiene es el DataFrame, estructura de datos bidimensional orientada a columnas con etiquetas de fila y columna. Al combinarse con Numpy, proporciona sofisticadas funcionalidades de indexación, corte y división de datos, la selección de subconjuntos de datos entre otras.

- Matplotlib

Es la biblioteca más popular de Python que para obtener visualizaciones estáticas y animadas de datos en 2D y 3D. con un entorno iterativo que permite acercarse a una sección del gráfico y desplazarse por él mediante la barra de herramientas de la ventana.

## **2.2 Modelación de los parámetros del Sistema de Potencia**

A través de los módulos que cuenta la librería Pypower se puede modelar una red y ejecutar su flujo de potencia. Como paso preliminar, se debe introducir toda la información con respecto a los elementos que componen dicho sistema, por lo que con la versatilidad de Numpy se definen matrices para las barras, líneas, generadores, demanda y para las centrales térmicas e hidroeléctricas cada uno de sus parámetros. A continuación, se describe los componentes de los sistemas, que numéricamente están detallados en los Anexos I y III.

El primer elemento son las barras, por lo que se necesita especificar su tipo, recalcando que solo se colocan valores en las barras de carga, se añade también a la matriz el valor del voltaje de referencia y los límites mínimos y máximos de voltaje en las barras. Luego están los generadores, donde se define el número de barra al que se encuentran conectados, así mismo los límites mínimos y máximos de potencia activa y reactiva, y el voltaje de generación. El siguiente elemento son las líneas donde se establece las barras de conexión (inicio/fin), también los valores que se usan para el flujo que son resistencia, reactancia, susceptancia, finalmente al array se suma la cargabilidad de la línea.

Por otro lado, se crean matrices para cada tipo de generación. Para las centrales hidroeléctricas es necesario incluir los datos de influjos naturales, volumen de almacenamiento, caudal mínimo y máximo y el respectivo valor binario para determinar si las centrales están conectadas en serie hidráulica, al igual que la condición de rampas; otro valor importante es la eficiencia de cada central. Para las unidades térmicas los parámetros que se incluyen son las potencias tanto de subida y bajada, las potencias de arranque y parada, los costos de arranque y parada que se consideran dentro de las restricciones técnicas de operación. Se incluye en otra matriz los coeficientes de costos de generación para cada generador. Finalmente, para la demanda se crea una matriz que modela el horizonte de planificación, es decir 24 horas con su respectivo valor asociado a cada hora, generando así la curva de demanda horaria.

Tras haber modelado el sistema se ejecuta un flujo de potencia a través de una herramienta de PyPower permite conocer los valores de voltaje y ángulo para un instante determinado y estos resultados se comparan con los sistemas de prueba de DlgSILENT. El objetivo de correr el flujo de potencia es validar la modelación del sistema en Python, dando apertura a que en próximos trabajos se consideren las pérdidas.

## **2.3 Implementación del Algoritmo de Lobo Gris orientado al despacho económico hidrotérmico**

Antes de introducir el GWO al despacho económico se presenta un ejemplo ilustrativo que muestra el proceso de iteración del optimizador descrito en la sección 1.4.9. La técnica heurística del lobo gris está basada en la creación aleatoria de posibles soluciones que compongan una población inicial. Dichos valores deben estar dentro de los rangos definidos por las restricciones del problema a optimizar y mientras el algoritmo va iterando, dichas soluciones se van perfeccionando y actualizando por la intervención de operadores propios del método. En este caso particular, están representados por  $r_1$ ,  $r_2$ ,  $A$  y  $C$  los cuales

guían a seguir explorando el espacio de búsqueda hasta llegar a soluciones óptimas globalmente factibles con gran celeridad.

A continuación, se presenta la minimización de la función de Binh y Korn (1997) a través de GWO.

$$f(x_1, x_2) = \min[(x_1 - 5)^2 + (x_2 - 2)^2]$$

**Ecuación 1.28.** Función de prueba

**Paso 1:** Inicialización de la población

- Número de lobos: 12
- Número de iteraciones: 3

**Paso 2:** Inicialización de los operadores

$r_1, r_2$ , valores aleatorios entre  $[0,1]$ , para el ejemplo se han asignado los siguientes valores.

$$r_1 = rand() = 0,705$$

$$r_2 = rand() = 0,59$$

El valor de  $a$ , se calcula a través de la iteración actual  $t$  y el número total de iteraciones  $T$ .

$$a = 2 - \frac{2t}{T}$$

$$a = 2 - \frac{2(1)}{3}$$

$$a = 1,33$$

**Paso 3:** Cálculo de la aptitud de cada miembro de la población

Se proponen valores aleatorios para  $x_1, x_2$  y se evalúan en la ecuación 1.28 obteniendo los siguientes resultados:

**Tabla 2.1.** Evaluación de la función objetivo

Lobo	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
1	4,0698	3,0173	1,9001
2	4,0487	2,6051	1,2710
3	4,6492	3,0427	1,2103
4	5,4633	3,6633	2,9813
5	5,6096	3,5901	2,9001
6	4,6582	3,0302	1,1781
7	4,7476	3,3369	1,8509
8	4,2452	2,6600	1,0054
9	4,9026	3,2497	1,5712



10	4,5201	2,9588	1,1495
11	4,1136	2,5382	1,0754
12	5,0927	3,1546	1,3418

Se escogen los tres mejores valores que ahora serán conocidos como  $X_\alpha, X_\beta, X_\delta$

**Tabla 2.2.** Mejores agentes de búsqueda

	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
$\alpha$	4,7372	3,3048	1,7716
$\beta$	4,8148	3,4931	2,2636
$\delta$	5,9444	3,4433	2,9750

**Paso 4:** Empieza el lazo 'while' para  $t < T$  (máximo número de iteraciones)

Lazo 'for' para cada agente de búsqueda, actualizar distancia y nueva posición, los valores de  $A$  y  $C$  se obtienen con la ecuación 1.24.

*Primera iteración*

Cálculo de distancias

$$D_\alpha = |C_1 X_\alpha - X_{(t)}|$$

$$D_\alpha = |2 \cdot \text{rand}() \cdot [4.7372, 3.3048] - [6.1686, 4.4100]|$$

$$D_\beta = |C_2 X_\beta - X_{(t)}|$$

$$D_\beta = |2 \cdot \text{rand}() \cdot [4.8148, 3.4931] - [6.1686, 4.4100]|$$

$$D_\delta = |C_3 X_\delta - X_{(t)}|$$

$$D_\delta = |2 \cdot \text{rand}() \cdot [5.9444, 3.4433] - [6.1686, 4.4100]|$$

$$\begin{bmatrix} D_\alpha \\ D_\beta \\ D_\delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5109, 0.2498 \\ 0.6203, 0.5153 \\ 2.2130, 0.4451 \end{bmatrix}$$

Ahora se calculan las posiciones

$$X_1 = |X_\alpha - A_1 D_\alpha|$$

$$X_1 = [4.7372, 3.3048] - (2a \cdot \text{rand}() - a)[0.5109, 0.2498]$$

$$X_2 = |X_\beta - A_2 D_\beta|$$

$$X_2 = [4.8148, 3.4931] - (2a \cdot rand() - a)[0.6203, 0.5153]$$

$$X_3 = |X_\delta - A_3 D_\delta|$$

$$X_3 = [5.9444, 3.4433] - (2a \cdot rand() - a)[2.2130, 0.4451]$$

$$\begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.2351, 3.0593 \\ 4.2051, 2.9866 \\ 3.7691, 3.0058 \end{bmatrix}$$

$$X_{(t+1)} = \frac{X_1 + X_2 + X_3}{3}$$

$$X_{(1,:)} = [4.0698, 3.0173]$$

Con este valor se empieza a generar la nueva población y se da paso a la siguiente iteración. Se utilizan las mismas ecuaciones, sin embargo, se actualizan los vectores aleatorios  $r_1, r_2$  y los operadores  $A$  y  $C$ .

#### Segunda iteración

**Tabla 2.3.** Evaluación de la función objetivo con la nueva posición

Lobo	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
1	4,0698	3,0173	1,9001
2	4,0487	2,6051	1,2710
3	4,6492	3,0427	1,2103
4	5,4633	3,6633	2,9813
5	5,6096	3,5901	2,9001
6	4,6582	3,0302	1,1781
7	4,7476	3,3369	1,8509
8	4,2452	2,6600	1,0054
9	4,9026	3,2497	1,5712
10	4,5201	2,9588	1,1495
11	4,1136	2,5382	1,0754
12	5,0927	3,1546	1,3418

**Tabla 2.4.** Mejores agentes de búsqueda

	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
$\alpha$	4,2452	2,6600	1,0054
$\beta$	4,1136	2,5382	1,0754
$\delta$	5,0927	3,1546	1,3418

Tercera iteración

**Tabla 2.5.** Evaluación de la función objetivo con la nueva posición

Lobo	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
1	4,4838	2,7843	0,8816
2	4,5634	2,8257	0,8725
3	4,5899	2,8395	0,8730
4	4,7486	2,9400	0,9467
5	4,6340	2,8684	0,8881
6	4,5957	2,8445	0,8767
7	4,5830	2,8366	0,8738
8	4,5787	2,8339	0,8729
9	4,5750	2,8321	0,8730
10	4,5724	2,8306	0,8727
11	4,5703	2,8295	0,8727
12	4,5696	2,8291	0,8727

**Tabla 2.6.** Mejores agentes de búsqueda

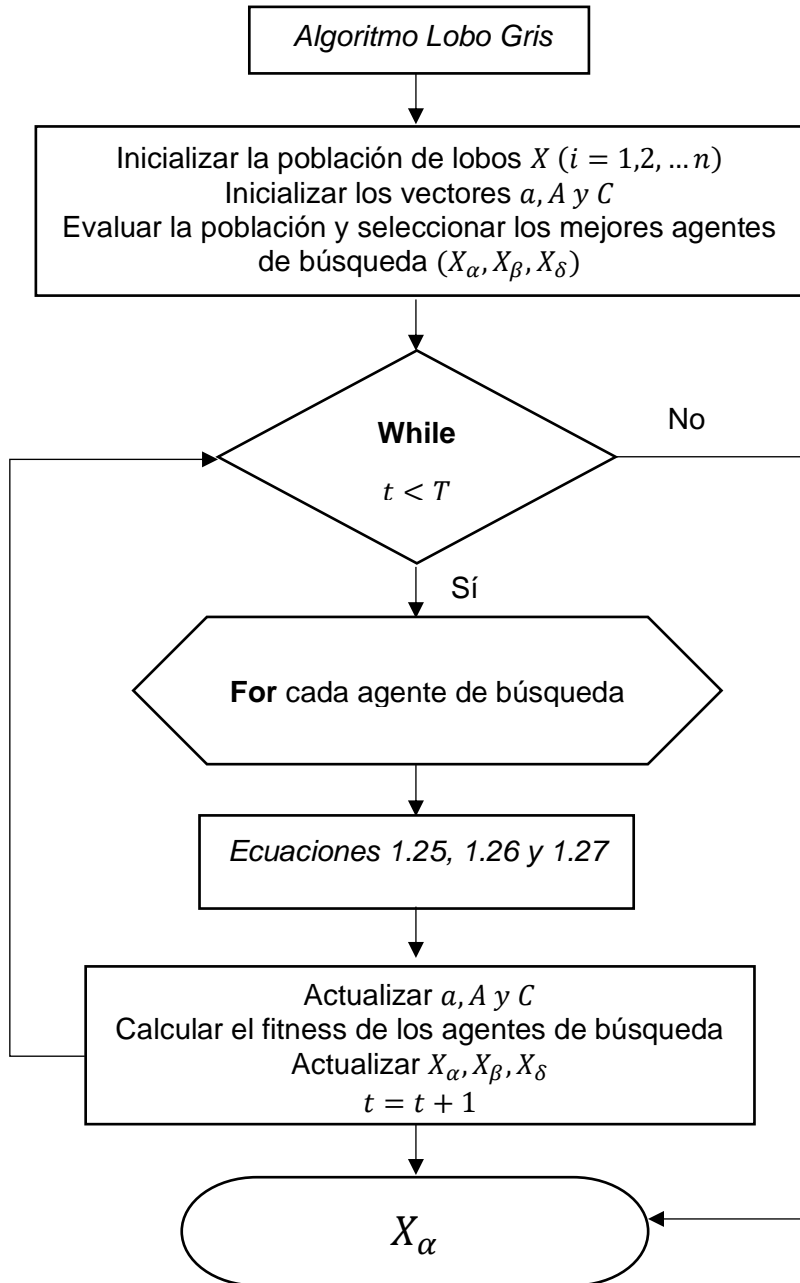
	$x_1$	$x_2$	$f(x_1, x_2)$
$\alpha$	4,5634	2,8257	0,8725
$\beta$	4,5696	2,8291	0,727
$\delta$	4,5760	2,8321	0,8730

Como se pudo observar los mejores agentes  $X_\alpha, X_\beta, X_\delta$ , son los valores óptimos para que la función objetivo tenga un valor mínimo. Es importante detallar también que este ejemplo de aplicación, mientras el número de iteraciones sea mayor, los valores de  $x_1$  y  $x_2$  cumplen las restricciones ( $0 \leq x_1 \leq 5$  y  $0 \leq x_2 \leq 3$ ).

**Paso 5:** Encuentra  $X_\alpha$

Finalmente, el valor de  $X_\alpha$  es el que representa la menor distancia posible entre el lobo y la presa, por lo que representa el valor óptimo.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo que describe el algoritmo GWO.



**Figura 2.1** Diagrama de flujo algoritmo GWO

Si se orienta el algoritmo al despacho hidrotérmico, las posiciones de los lobos, seleccionadas como mejores agentes de búsqueda ( $\alpha, \beta, \delta$ ), son las potencias de generación tanto para las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. Con esos valores optimizados se logra minimizar la función de costos del problema de despacho económico hidrotérmico de corto plazo planteado.

A continuación, se detalla la secuencia de programación del GWO para el problema de despacho hidrotérmico.

- Inicialización de la población (agentes de búsqueda)

Como antecedente se propone una población inicial de 30 generaciones por demanda. A través de prueba y error se determina que si usa una población menor no se logra una buena convergencia del algoritmo y por ende los resultados no son los óptimos; por otro lado, si se supera las 1000 el tiempo computacional crece y lo que se busca son tiempos cortos de optimización. Definido esto, se generan aleatoriamente los valores iniciales de potencia generada por cada unidad, tomando en cuenta ya la restricción de límites mínimos y máximos de potencia de cada central térmica e hidráulica. Para ello se usan dos lazos iterativos, el primero que se compone del horizonte de planificación, es decir las 24 horas del día y el segundo que involucra el número de casos operativos generados por hora. Asimismo, se inicializan los vectores  $a$ ,  $A$  y  $C$  a través de la ecuación 1.24, aquí también están involucrados valores aleatorios pues  $r_1$  y  $r_2$  son vectores rándomicos entre  $[0,1]$ .

- Cálculo de restricciones

Cada unidad de generación tiene sus restricciones técnicas de acuerdo a su tipo de operación, por lo que la población inicial (potencia de generación) debe cumplir los límites de valores máximos y mínimos para ser considerados agentes de búsqueda. Luego de ello se debe cumplir, para el caso de las centrales hidroeléctricas las restricciones del volumen de embalse y el caudal turbinado con sus respectivos límites de embalse. A la par, se verifica el estado de las centrales térmicas a través de las restricciones de límite de producción, las restricciones de arranque y parada y las rampas de subida y bajada, se concluye con la restricción de la lógica binaria de operación. Las potencias que cumplan estas restricciones pasan a ser evaluadas en la función objetivo.

- Identificación de las tres mejores posiciones

Para lograr alcanzar el menor costo, se procede con la evaluación del vector posición de los agentes de búsqueda. Se seleccionan las tres primeras mejores soluciones de toda la población de lobos evaluada y se les asigna la denominación de alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ) y delta ( $\delta$ ) por lo que estos agentes de búsqueda permiten tener un conocimiento mayor de la ubicación más cerca al punto óptimo y de ser necesario permite realizar el cálculo de mejores posiciones candidatas que ayuden a lograr un acorralamiento más estrecho de la presa a través de las iteraciones.

- Actualización de posiciones

Con este conjunto de soluciones óptimas es necesario que el resto de población actualice su valor y haya mejor convergencia, por lo que con las ecuaciones 1.25 y 1.26 se conocen las primeras tres mejores posiciones en la iteración  $t$  actualizadas. Obtenidos los valores

de  $X_1, X_2, X_3$  se promedia estos valores para obtener la nueva posición, con la que se inicia la próxima iteración. Se actualizan también los operadores y se repite el proceso.

- Verificación de restricciones

Cuando se haya terminado el proceso es necesario volver a verificar las restricciones de balance de potencia y las restricciones técnicas de cada unidad para garantizar que  $X_\alpha$  es el óptimo.

- Resultados

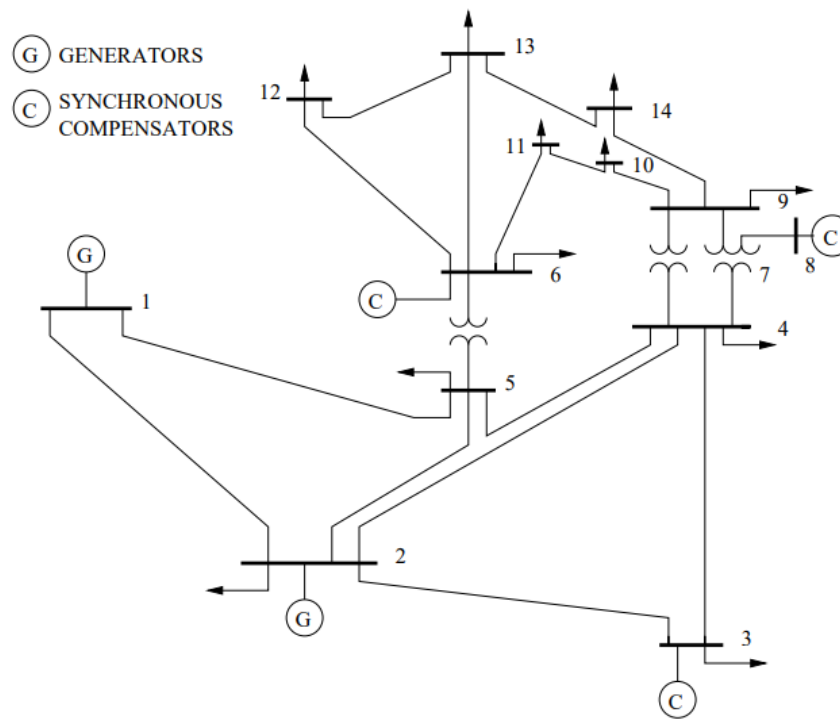
Finalmente se despliega en el DataFrame las potencias de generación de cada unidad de todo el horizonte de planificación para abastecer la demanda con el menor costo.

### 3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 3.1 Resultados

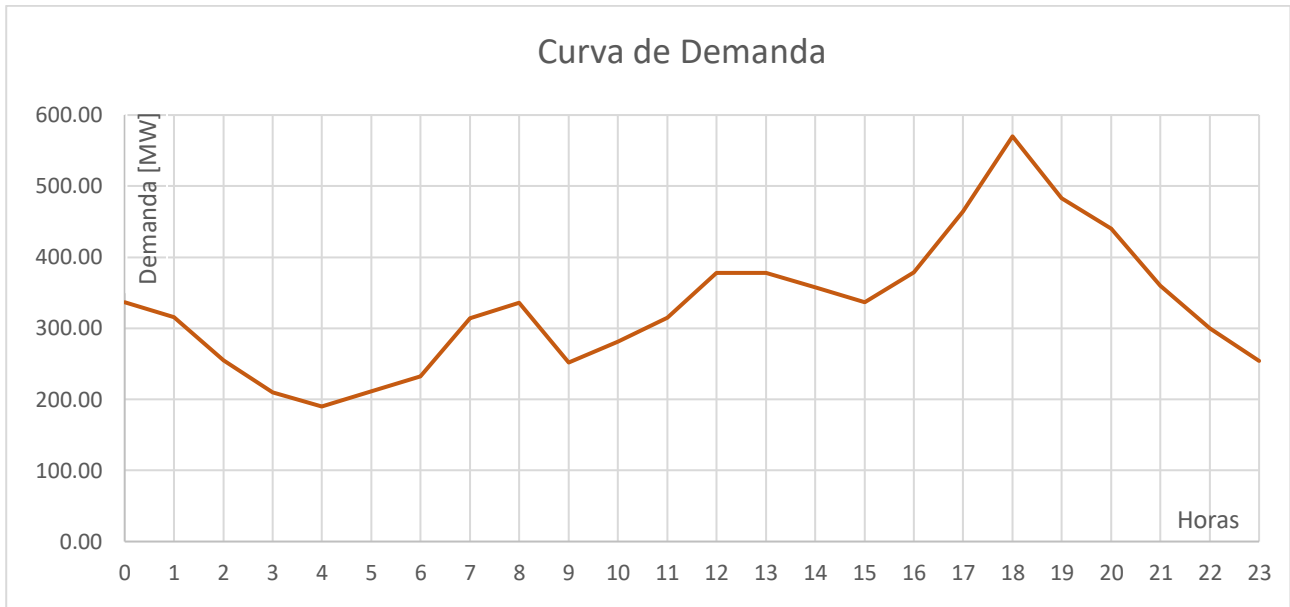
##### 3.1.1. Sistema de prueba: 14 Barras IEEE

Se escogió el sistema de 14 barras de IEEE para validar el algoritmo, este sistema consta de cinco unidades de generación de las cuales dos son termoeléctricas y tres son hidroeléctricas de embalse. Los generadores hidroeléctricos se conectan a las barras 1, 2 y 3, mientras que los generadores termoeléctricos se conectan a las barras 6 y 8. Los datos de los demás elementos que componen al sistema se encuentran detallados en tablas en el Anexo I. El generador hidroeléctrico conectado a la barra 3 (ver Figura 3.2) se encuentra aguas abajo de los generadores 1 y 2, lo que se conoce como concatenación hidráulica.



**Figura 3.1.** Sistema de prueba 14 Barras IEEE

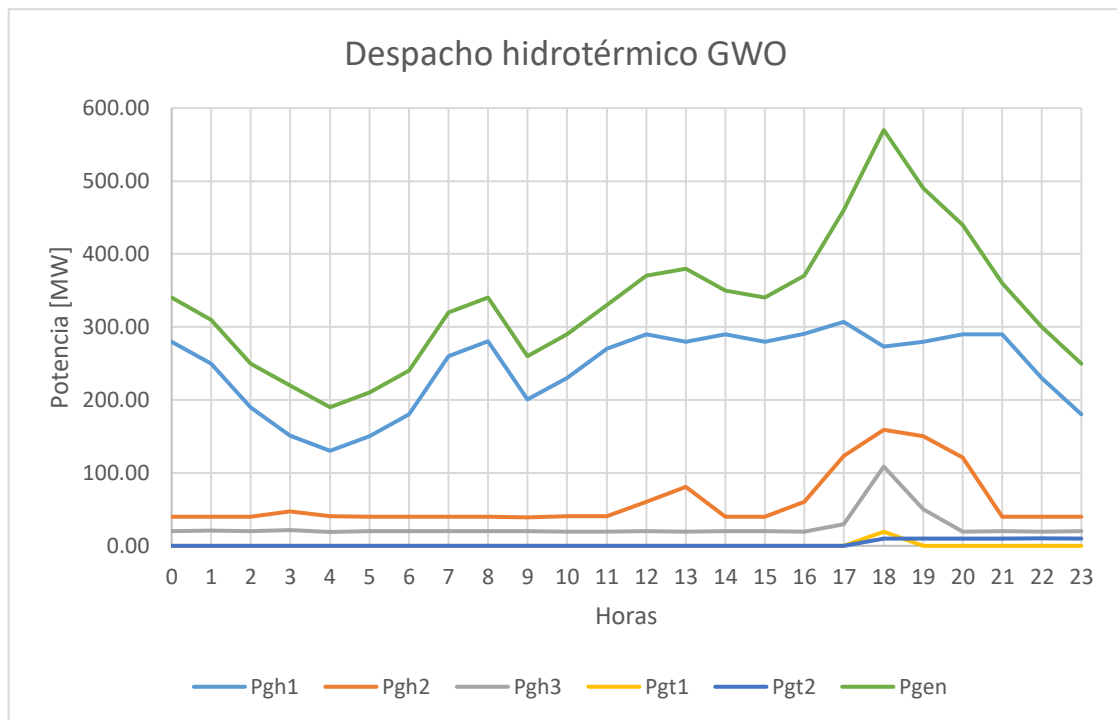
Se presenta a continuación la curva de demanda a la que debe satisfacer el despacho de generación del sistema IEEE de 14 barras.



**Figura 3.2.** Demanda en un horizonte de planificación horario

### 3.1.2 Resultados del sistema de prueba 14 Barras IEEE

Los resultados que se presentan se obtuvieron bajo la consigna de un sistema uninodal, es decir, sin considerar las pérdidas en su sistema de transmisión.



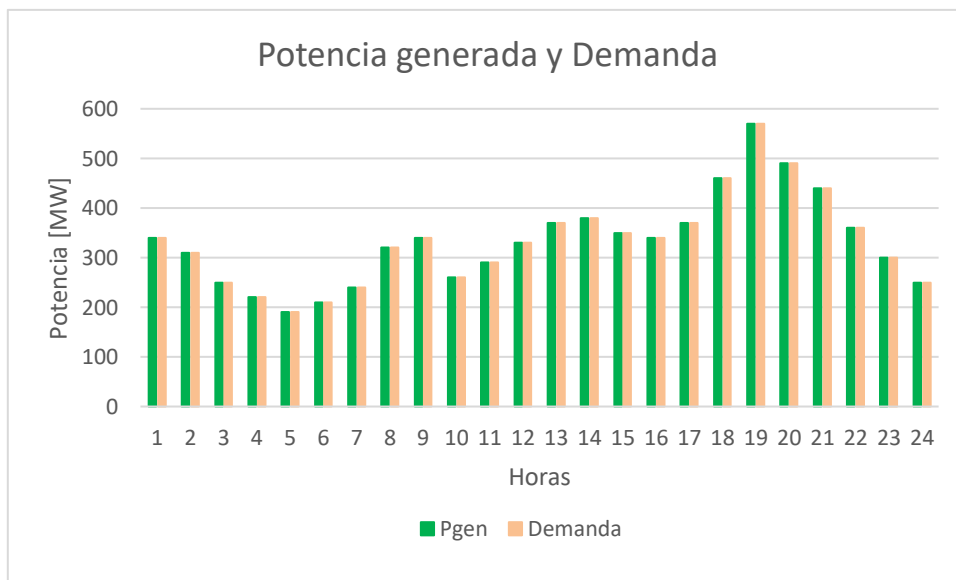
**Figura 3.3.** Resultados de potencia generada por cada unidad de generación mediante GWO para el sistema de 14 barras IEEE

Como se observa en la Figura 3.3, la central que mayor potencia entrega, es la 31



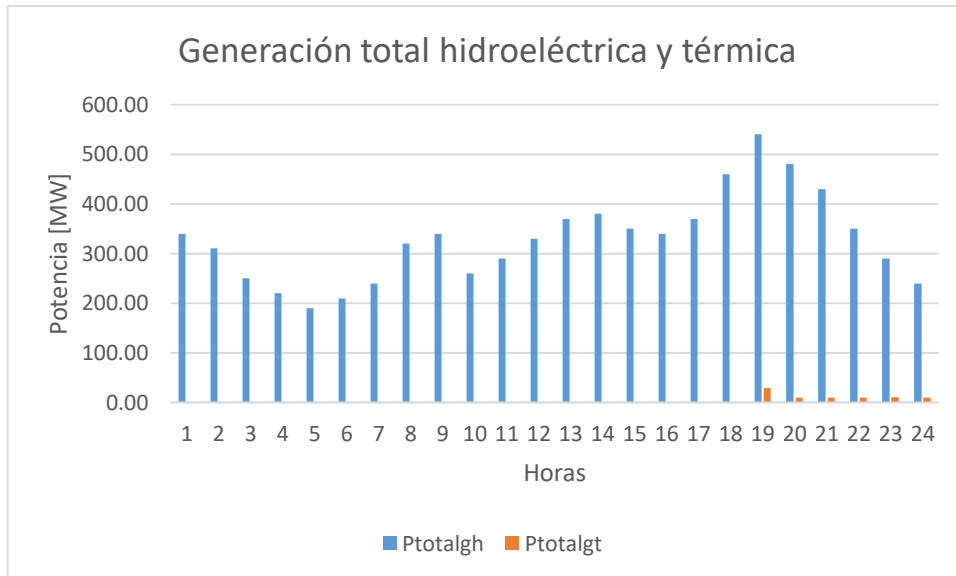
hidroeléctrica 1 (Pgh1) y básicamente sigue la curva de demanda excepto en la hora pico de 17h00 a 21h00, esto se debe a que sus límites de potencia de generación son los más altos y tiene gran capacidad de embalse. En horas de la tarde y noche incrementan su entrega de potencia las unidades hidroeléctricas 2 y 3, las cuales se mantenían generando su valor mínimo en las primeras horas del día (40 y 20 [MW] respectivamente). Se podría decir que la demanda está básicamente abastecida con generación hidroeléctrica, excepto en horas de demanda pico en las que es necesario el ingreso a operación de las centrales térmicas Pgt1 y Pgt2, cuyo aporte se limita a ese intervalo de tiempo pues la central térmica 1 sale de operación después de trabajar una hora (18h00), mientras que la central térmica 2 se mantiene generando en su mínimo.

Al ser un sistema que no considera pérdidas se comprueba que la demanda es igual a la potencia generada como se aprecia en la siguiente figura, estableciéndose que en el ejemplo se cumple con la restricción de balance de potencia.



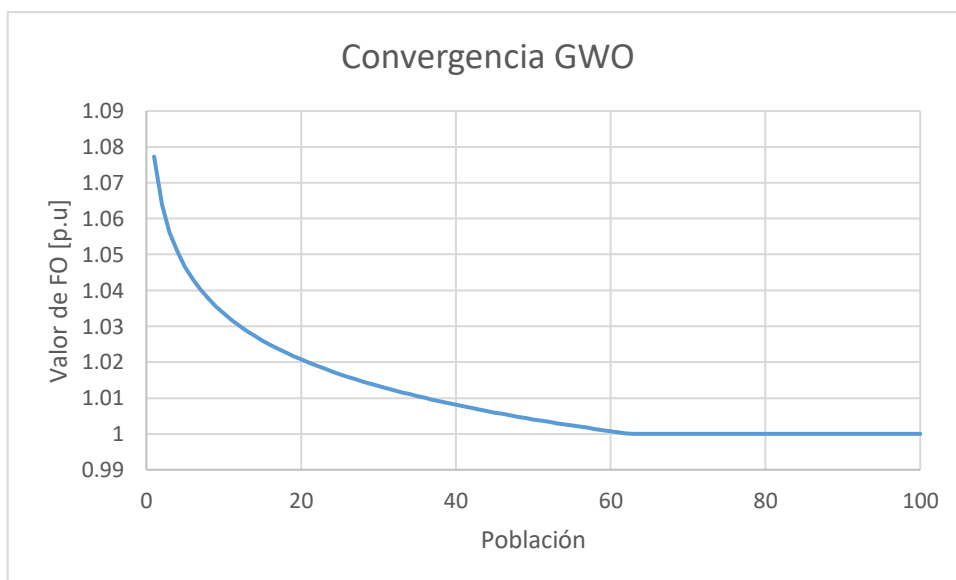
**Figura 3.4.** Balance de potencia sistema de 14 barras IEEE

Otra forma de comparar la generación de las unidades térmicas e hidroeléctricas es través de la potencia total que entregan. En la Figura 3.5 se presenta la suma de las potencias generadas por las tres centrales hidroeléctricas, que son las que trabajan todo el tiempo y cubren la mayor parte de la demanda, y la suma de las centrales térmicas que solo entran a funcionar en la hora pico.



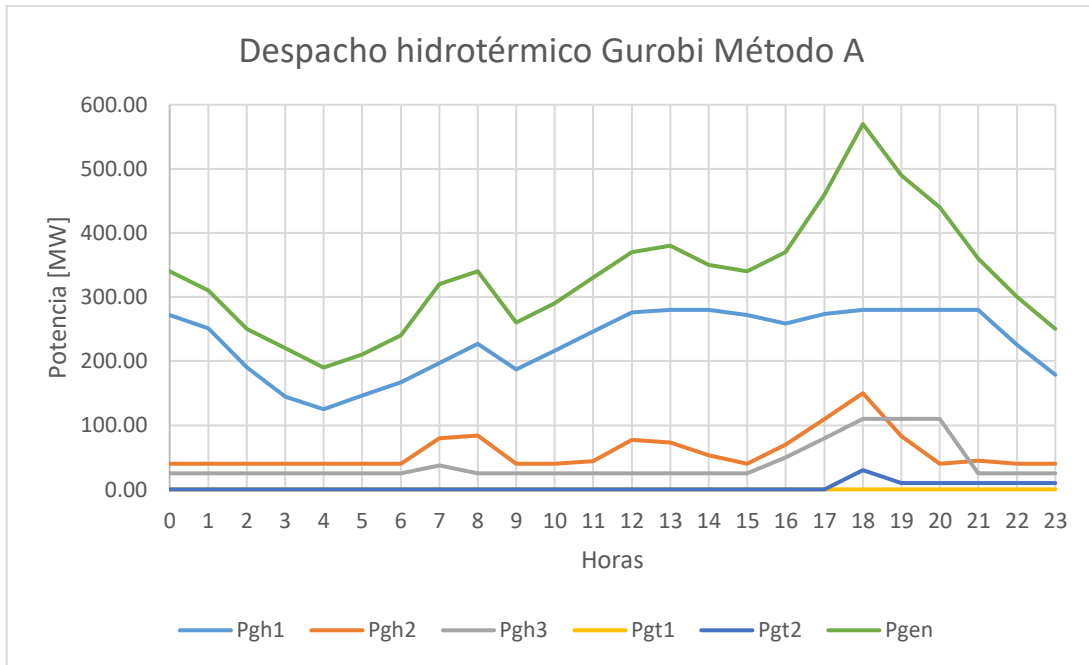
**Figura 3.5.** Potencia total generada por centrales hidroeléctricas y térmicas

Para validar el algoritmo se presenta su curva de convergencia construida en función de la población definida. Los valores están en por unidad y como se puede apreciar, es una curva suave asintótica hacia el valor óptimo a partir de una población de 60 individuos.



**Figura 3.6.** Convergencia del algoritmo del lobo gris para el sistema de 14 barras IEEE

Finalmente se presentan los resultados obtenidos a través de un solver de optimización denominado GUROBI, presentado por la referencia [6] que permite validar los resultados obtenidos con GWO.



**Figura 3.7.** Potencia generada por cada unidad de generación mediante el software Gurobi para el sistema de 14 barras IEEE

Al hacer la respectiva comparación de los resultados de potencia de la Figura 3.3 y Figura 3.7 se tiene que la central hidroeléctrica 1 (Pgh1) presentan el mismo comportamiento pues siguen la curva de demanda. Las dos centrales que presentan mayor diferencia son la central hidroeléctrica 2 y 3 (Pgh2 y Pgh3 respectivamente). En los resultados GWO se mantienen generando su valor mínimo y solo aumentan su entrega de potencia en horas de la tarde aproximadas a la hora pico (18h00); mientras que con el solver Pgh2 ya aumenta el valor de potencia en las primeras horas de la mañana y al medio día 84 y 77 [MW] respectivamente. Por otro lado, Pgh3 aumenta su generación desde las 16h00 hasta las 20h00 con el solver, mientras que con GWO solo incrementa a las 18h00 que es la hora pico. En lo que respecta a las unidades termoeléctricas, con el solver la central térmica 1 Pgt1 no tiene participación, es decir no genera potencia, mientras que en GWO entra en operación solo en la hora pico. La central térmica 2, con el solver genera potencia solo en la hora pico, mientras que en GWO a partir de las 18h00 se mantiene entregando un valor máximo 10 [MW].

Los costos operativos vinculados con costos de combustible y costos de arranque y parada de las centrales térmicas, se presentan cuando entran en funcionamiento las centrales térmicas, en este caso a la hora de demanda pico (18h00).



**Figura 3.8** Costos de operación del sistema 14 barras IEEE

### 3.1.3 Comparación de resultados obtenidos del algoritmo de lobo gris (GWO) con Algoritmos Genéticos (AG) y Enjambre de Partículas (PSO)

Uno de los objetivos de trabajo de integración curricular es contrastar los resultados obtenidos por las tres herramientas computacionales basadas en técnicas heurísticas: algoritmos genéticos (AG), algoritmo del lobo gris (GWO) y algoritmo de enjambre de partículas (PSO). La variable de comparación será el consumo de agua en las centrales hidroeléctricas dentro del horizonte de planificación y el costo total de generación.

**Tabla 3.1.** Resultados consumo de agua centrales hidroeléctricas para los diferentes algoritmos

Consumo diario de agua en $m^3$	GWO	AG	PSO
<b>Hidroeléctrica 1</b>	11.706.595,24	11.680.000,00	11.672.000,00
<b>Hidroeléctrica 2</b>	2.468.938,78	2.485.714,29	2.487.428,57
<b>Hidroeléctrica 3</b>	1.121.670,33	1.126.153,85	1.131.692,31
<b>Total</b>	<b>15.297.204,34</b>	<b>15.291.868,14</b>	<b>15.291.120,88</b>

Los valores son similares para los tres métodos, obteniéndose en todos los casos valores de consumo total de alrededor de 15.290.000,00  $m^3$ . A continuación, se presenta una tabla con los errores relativos porcentuales.

**Tabla 3.2.** Error relativo porcentual consumo de agua centrales hidroeléctricas

Error relativo porcentual consumo de agua	AG	PSO
---	----	-----

<b>Hidroeléctrica 1</b>	0,227	0,296
<b>Hidroeléctrica 2</b>	0,679	0,749
<b>Hidroeléctrica 3</b>	0,40	0,893

Los métodos de optimización son comparables pues el porcentaje de error no alcanza el 1%, evidenciándose que la solución obtenida con la herramienta computacional estructurada se ajusta a valores esperado para el sistema de 14 barras IEEE.

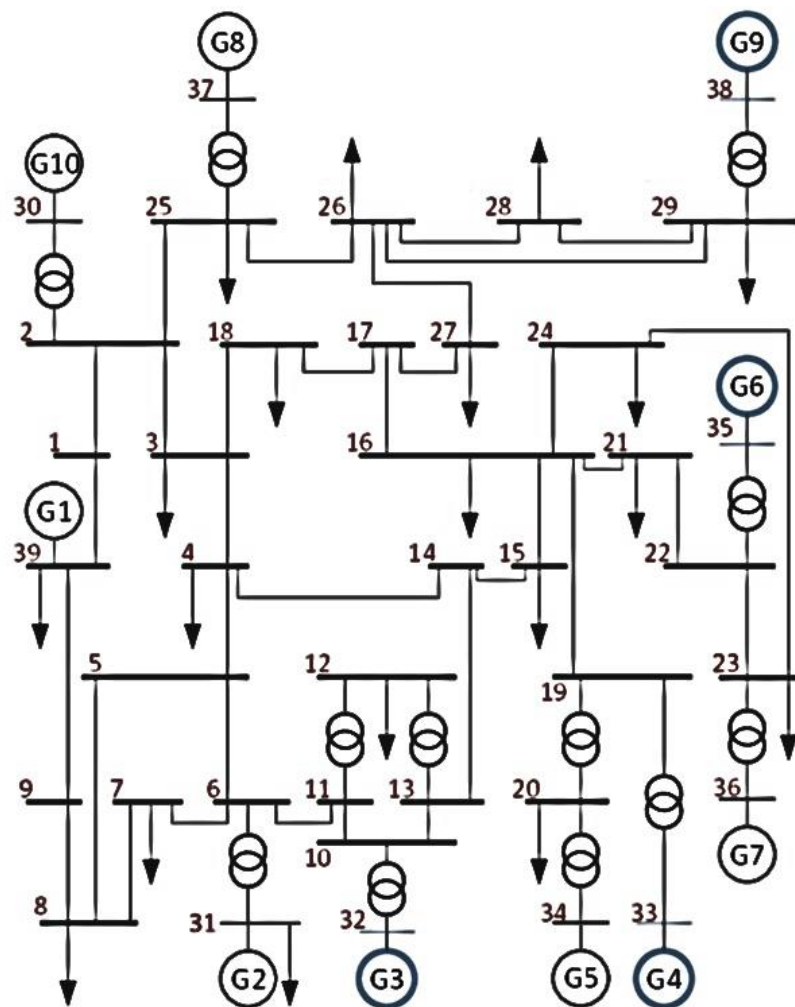
Finalmente, se presenta la comparación de los costos operativos obtenidos con cada uno de los algoritmos heurísticos.

**Tabla 3.3.** Costos de operación diaria en base a los diferentes algoritmos

<b>Costos totales [\$]</b>	<b>GWO</b>	<b>AG</b>	<b>PSO</b>
	2.665,42	2.700,0	2.700,0

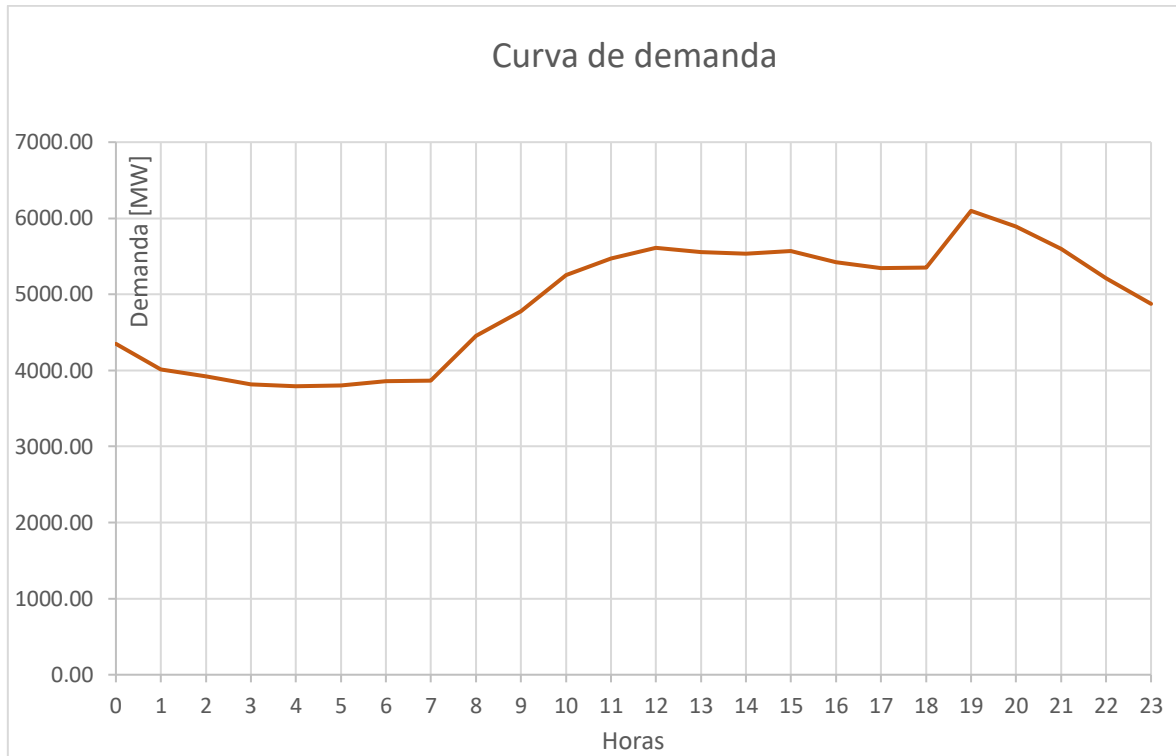
### 3.1.4 Sistema de prueba: 39 Barras IEEE

Con la herramienta computacional validada en el sistema de 14 barras se muestran los resultados obtenidos en el sistema de 39 barras que es la finalidad del presente trabajo. Este sistema es más robusto ya que se compone de 10 centrales de generación distribuidas de la siguiente forma, 6 unidades hidroeléctricas en las barras 31, 32, 33, 34 y 35; y 4 unidades termoeléctricas en las barras 30, 37, 38 y 39. Los demás elementos que abarca este sistema se encuentran detallados en el Anexo III.



**Figura 3.8** Sistema de prueba 39 Barras IEEE

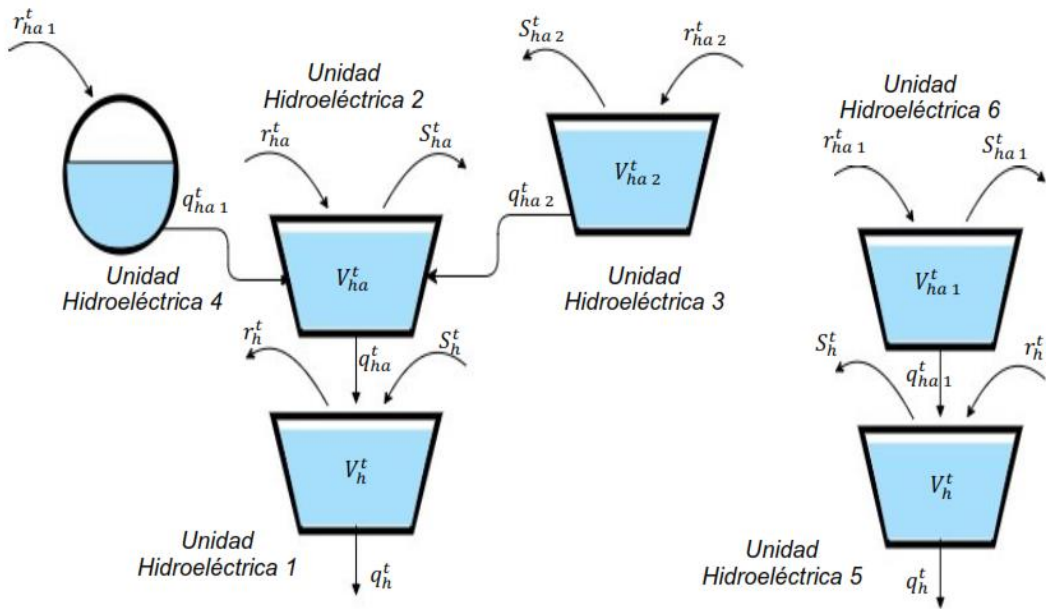
Se presenta a continuación la curva de demanda que debe ser cubierta por el despacho de generación del sistema IEEE de 39 barras.



**Figura 3.9** Demanda en un horizonte de planificación horario

En la Figura 3.9 se puede observar que la curva de demanda se comporta de manera creciente a partir de las 04h00 que es donde alcanza su valor mínimo de 3.792,0 [MW]. Se mantiene durante el día con esa tendencia y al llegar la hora pico a las 19h00 alcanza su punto máximo con un valor de 6.097,0 [MW].

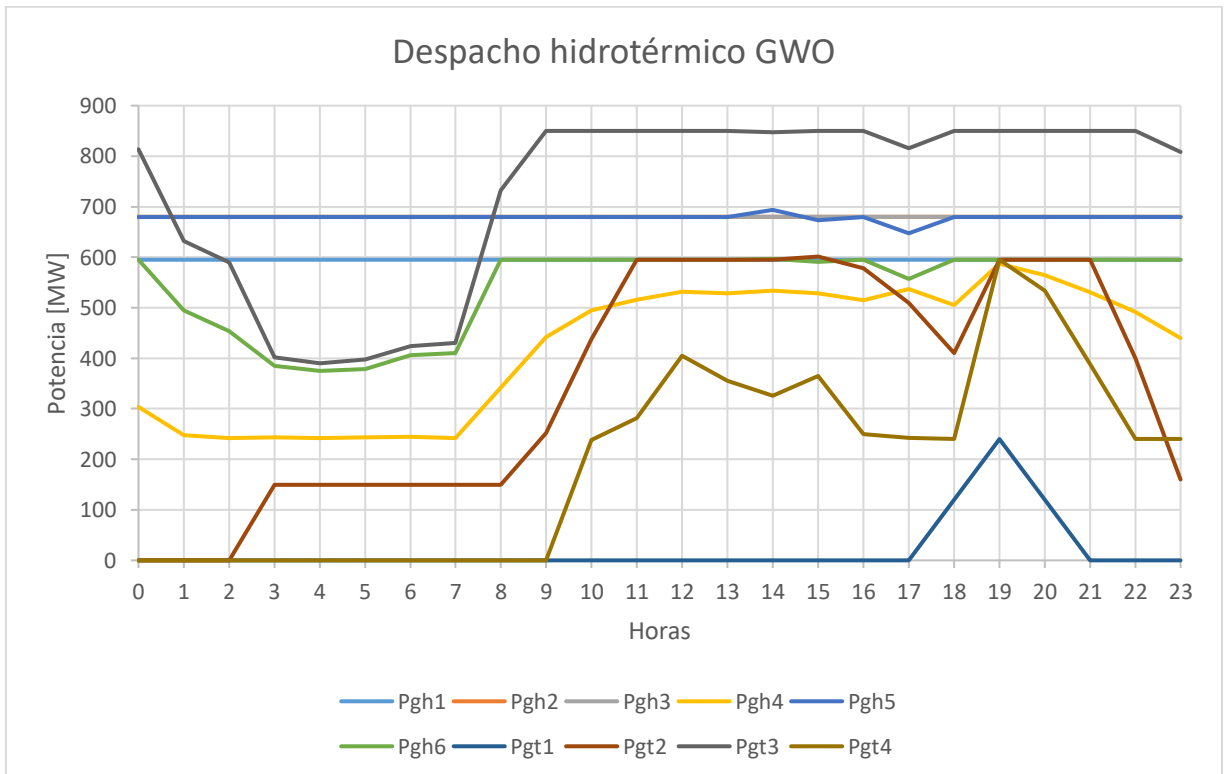
Antes de establecer los resultados es importante detallar la concatenación hidráulica de las unidades de generación hidroeléctrica. Como bien se aprecia en la Figura 3.10, la central hidroeléctrica 1 (CH1) se encuentra aguas abajo de CH2 que a su vez está aguas abajo de CH3 y CH4, y está última es la única central que no posee embalse por lo que su entrada de agua es un flujo natural. Por otro lado, están la central CH6 que está aguas arriba de CH5.



**Figura 3.10.** Concatenación y serie hidráulica del sistema 39 barras IEEE [5]

### 3.1.5 Resultados del sistema de prueba 39 Barras IEEE

De manera análoga al sistema de 14 barras, los resultados que se presentan se obtuvieron bajo la consigna de un sistema uninodal sin considerar las pérdidas del sistema de transmisión. Lo valores tabulados para cada unidad de generación se encuentran en el Anexo IV.

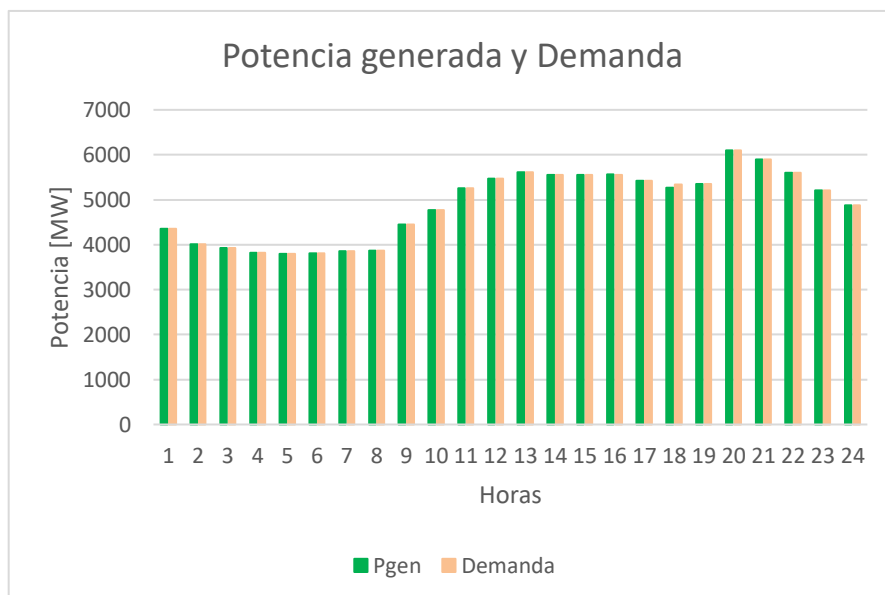




**Figura 3.11.** Resultados de potencia generada por cada unidad de generación mediante GWO para el sistema de 39 barras IEEE

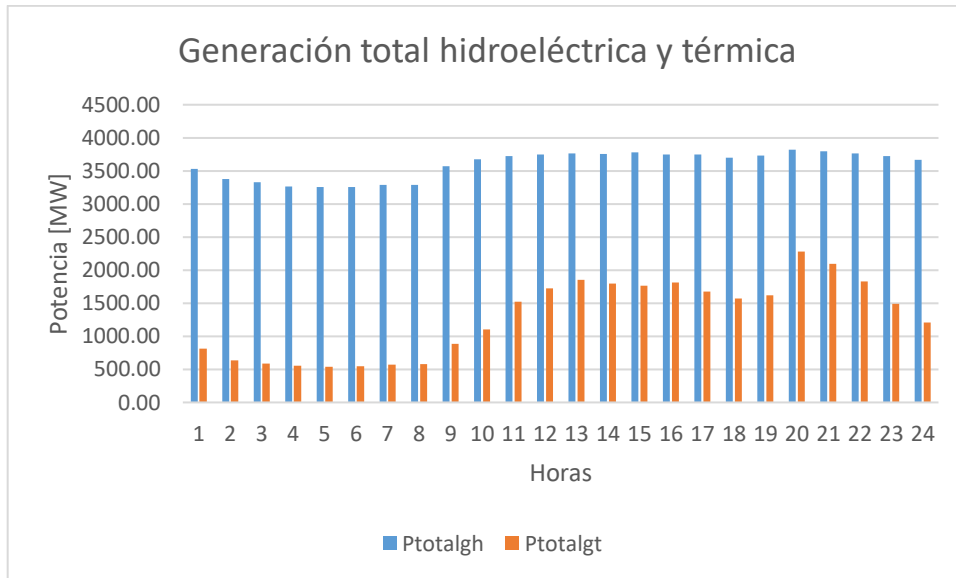
Al ser un sistema de gran robustez, la demanda obliga a que los dos tipos de generación trabajen en conjunto desde las 00h00 para satisfacer los requerimientos de potencia. Se evidencia también un patrón de comportamiento para las centrales hidroeléctricas Phg1, Pgh2, Pgh3 y Pgh5, las que todo el tiempo están entregando su máximo valor de potencia. La central hidroeléctrica Pgh4 empieza a despachar mayor potencia conforme transcurre el día, este aumento de potencia entregada ocurre a partir de las 09h00. Por otro lado, el comportamiento de las unidades termoeléctricas no es muy predictivo, sin embargo, las centrales térmicas Pgt1 y Pgt4 limitan su aporte a las horas pico, pues transcurren la madrugada y parte de la mañana sin generar, por lo que Pgt1 es la que menos aporta al sistema. Las centrales que mayor potencia entregan son la Pgt2 y Pgt3 pues se mantienen generando su valor máximo de potencia.

Para este sistema el algoritmo también cumple la restricción de balance de potencia, sin considerar pérdidas, pues como detalla la Figura 3.12, la demanda es igual a la potencia generada por todas las unidades.



**Figura 3.12.** Balance de potencia sistema de 39 barras IEEE

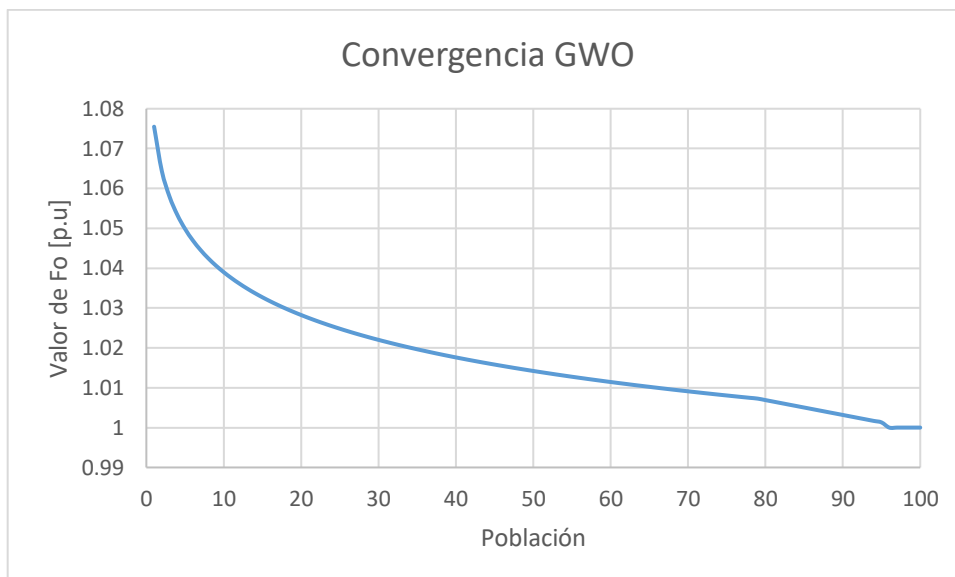
A continuación, se presenta la comparación de la potencia total que entregan tanto las unidades térmicas como hidroeléctricas.



**Figura 3.13.** Potencia total generada por centrales hidroeléctricas y térmicas

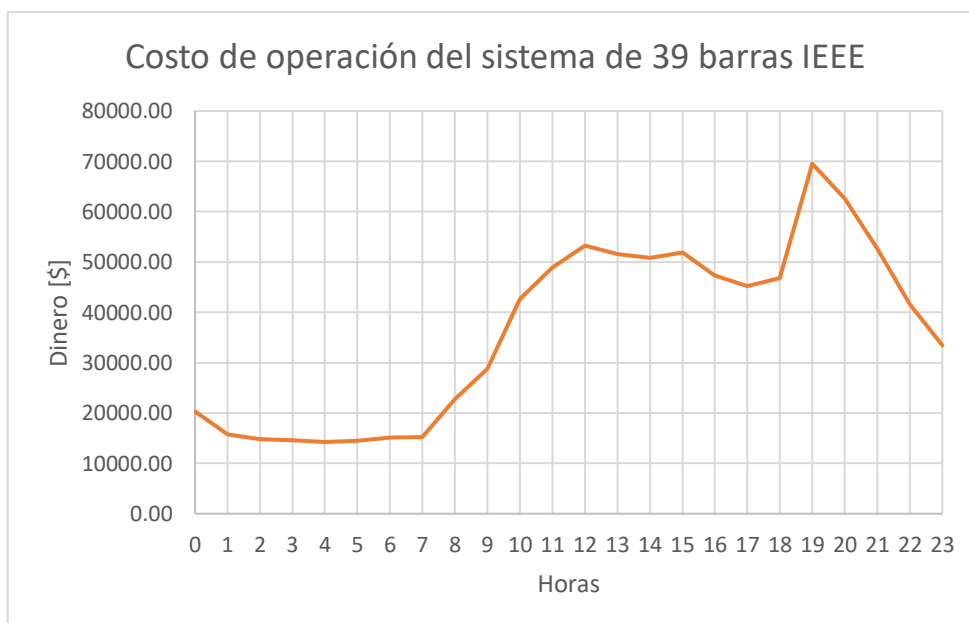
En la Figura 3.13, se evidencia que centrales hidroeléctricas a más de trabajar todo el tiempo son las que cubren la mayor parte de la demanda. Sin embargo, debido a la gran demanda del sistema, las unidades térmicas también funcionan todo el día con un aporte menor. Su participación es más notoria en las horas demanda máxima y horas pico de la mañana y noche. Pese a que están generando todo el día, siguen siendo de apoyo para las hidroeléctricas evitando que se maximicen los costos.

Se valida el algoritmo a través de la Figura 3.14 que muestra la curva de convergencia en función de la población definida. Su convergencia a la unidad se da a partir de los 95 individuos, el tiempo de simulación creció debido al aumento de unidades de generación y los valores de demanda, recordando que en el sistema de 14 barras ya se llegaba a la convergencia en la población 60.



**Figura 3.14.** Convergencia del algoritmo del lobo gris para el sistema de 39 barras IEEE

Finalmente, la curva de los costos de operación toma valores las 24 horas del despacho debido a la presencia de las unidades térmicas. Su valor máximo se registra en la hora pico de la noche (19h00) que coincide con el valor máximo de demanda. Esta curva se encuentra representada en la Figura 3.15.



**Figura 3.15** Costos de operación del sistema 39 barras IEEE

### 3.1.6 Comparación de resultados obtenidos del algoritmo de lobo gris (GWO) con Algoritmos Genéticos (AG) y Enjambre de Partículas (PSO)

La variable de comparación obtenida por las tres herramientas computacionales basadas en los tres métodos heurísticos, es el consumo de agua en las centrales hidroeléctricas dentro del horizonte de planificación y el costo total de generación.

**Tabla 3.4.** Resultados consumo de agua centrales hidroeléctricas para los diferentes algoritmos

Consumo diario de agua en $m^3$	<b>GWO</b>	<b>AG</b>	<b>PSO</b>
<b>Hidroeléctrica 1</b>	22.957.333,33	22.848.000,00	22.848.000,00
<b>Hidroeléctrica 2</b>	32.640.000,00	32.640.000,00	32.640.000,00
<b>Hidroeléctrica 3</b>	28.000.571,43	27.977.142,86	27.977.142,86
<b>Hidroeléctrica 4</b>	15.148.000,00	14.977.500,00	15.154.500,00
<b>Hidroeléctrica 5</b>	30.080.615,38	30.129.230,77	30.129.230,77
<b>Hidroeléctrica 6</b>	20.764.800,00	20.811.200,00	20.849.600,00
<b>Total</b>	<b>149.591.320,1</b>	<b>149.383.073,63</b>	<b>149.598.473,63</b>

Los algoritmos que más se asemejan son GWO y PSO, sin embargo, los valores se encuentran bastante próximos, por lo que de forma general se muestra un consumo total de 149 000 000 $m^3$ . Se presenta también una tabla con los errores relativos porcentuales, a continuación.

**Tabla 3.5.** Error relativo porcentual consumo de agua centrales hidroeléctricas

Error relativo porcentual consumo de agua	<b>AG</b>	<b>PSO</b>
<b>Hidroeléctrica 1</b>	0,476	0,476
<b>Hidroeléctrica 2</b>	0,000	0,000
<b>Hidroeléctrica 3</b>	0,084	0,084
<b>Hidroeléctrica 4</b>	1,126	0,043
<b>Hidroeléctrica 5</b>	0,162	0,162
<b>Hidroeléctrica 6</b>	0,223	0,408

Los métodos de optimización son comparables pues el porcentaje de error máximo alcanza el 1.62% siendo un valor aceptable que valida las tres herramientas computacionales de solución para el despacho económico para el sistema de 39 barras IEEE.

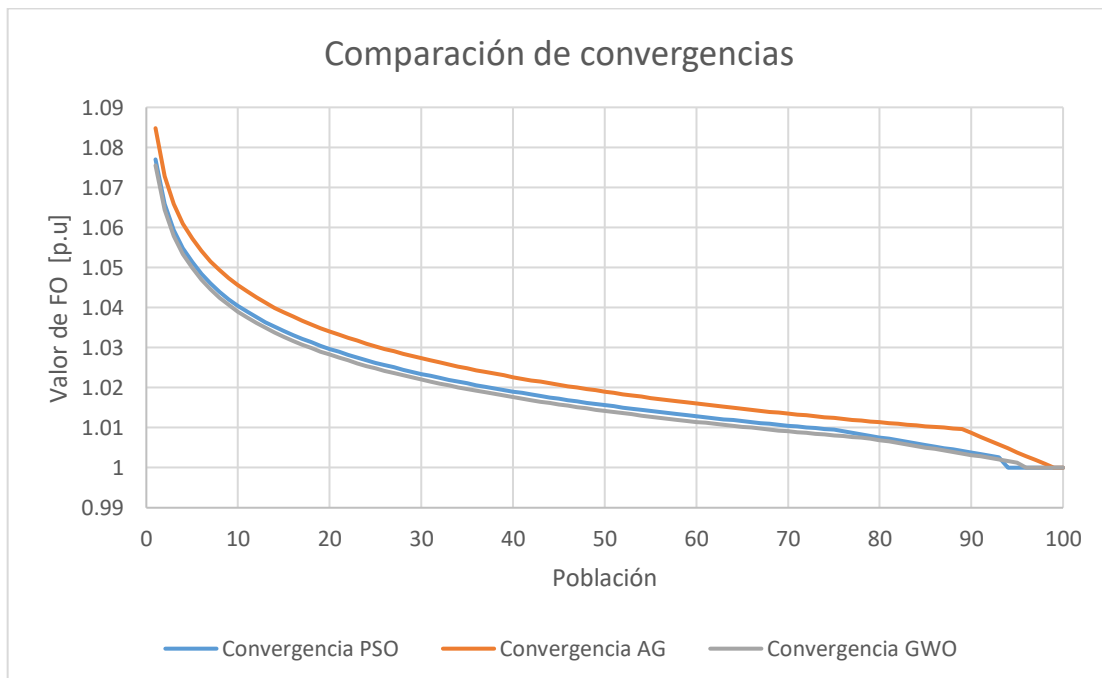
Finalmente, se presenta la comparación de los costos de generación operativos obtenidos con cada una de las técnicas heurísticas.

**Tabla 3.3.** Costos de operación de un día de operación en base a los diferentes algoritmos

Costos totales [\$]	GWO	AG	PSO
	873.163,33	876.930,00	872.755,00

Pese a la gran similitud de costos entre el lobo gris (GWO) y enjambre de partículas (PSO), se evidencia que el que mejor minimizó la función de costos fue el PSO que obtuvo un menor costos de operación.

Finalmente se presenta la convergencia de los tres métodos, donde se evidencia que GWO y PSO son métodos de optimización análogos pues casi se sobreponen las curvas, sin embargo, el que converge más rápido es el enjambre de partículas.



**Figura 3.16** Comparación de la convergencia de los tres algoritmos

## 3.2 Conclusiones

- La herramienta de software implementada en lenguaje Python constituye una contribución a la solución de problemas de despacho económico relacionados con el planeamiento operativo de corto plazo. La metodología empleada para solucionar el problema de optimización de la función de costos a través del algoritmo del lobo gris hace factible su aplicación en sistemas hidrotérmicos de cualquier tipo.
- Las técnicas heurísticas son una alternativa atractiva para resolver problemas de optimización pues no se limitan por la linealidad o no linealidad de la función objetivo ni por las restricciones que se considere. Por lo que el algoritmo de lobo gris sigue una metodología en la que a través de iteraciones y tres mejores agentes de búsqueda se perfeccionan las soluciones candidatas hasta converger en un esquema de potencias generadas que represente el menor costo.
- Se validó el modelo y la herramienta computacional desarrollada en el sistema de 14 de IEEE con un trabajo previamente presentado (referencia 6) y se obtuvieron valores similares de potencia despachada en cada unidad generadora. Con ese antecedente se implementó el algoritmo programado en el sistema de 39 barras de IEEE obteniendo respuestas óptimas de potencia y costos de generación mínimos. En ambos sistemas predomina la generación hidroeléctrica, que incluso en algunos casos logra cubrir completamente el despacho, mientras que la generación termoeléctrica toma participación en las horas pico de demanda.
- Al contrastar los resultados con otros algoritmos heurísticos se determinó que la técnica de enjambre de partículas (PSO) tuvo mayor precisión y menor costo de operación pese a que se evaluó la misma función objetivo en los tres algoritmos, lo que evidencia que los operadores juegan un papel importante en la creación de soluciones candidatas a óptimas. Sin embargo, el tamaño y robustez del sistema tiene injerencia pues los resultados de los costos en el sistema de 14 barras entre PSO y AG fueron los mismos, mientras que para el sistema de 39 barras ya existe diferencia, aunque GWO y PSO tuvieron valores similares.

### **3.3 Recomendaciones**

- Se propone que para trabajos futuros se incluya las pérdidas del sistema de transmisión en el problema de optimización del despacho económico hidrotérmico mediante el algoritmo del lobo gris.
- Se recomienda probar la herramienta desarrollada en sistemas reales del SNI, para validar los resultados de potencias de despacho y contribuir con el desarrollo energético del país.
- Se sugiere mejorar los tiempos de cómputo de la herramienta propuesta ya que al aumentar el número de poblaciones e iteraciones el algoritmo tarda en converger a los valores óptimos de solución.

## 4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Pérez Mora, S. (2015). Optimización del despacho hidrotérmico en el corto plazo basado en el modelo programación lineal entera mixta. Dspace.ups.edu.ec. Retrieved 01 February 2022, from <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/8102>.
- [2] Sagás, E. M. G. (2001). Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos. MsC Tesis, Universidad Técnica Federico Santa María. Retrieved 01 February 2022, from <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/paperspdf/Gil.pdf>.
- [3] Jiménez Avalo, D. A. X. (2014). Despacho hidrotérmico de potencia de corto plazo considerando restricciones operativas y de seguridad en el sistema eléctrico peruano.
- [4] Cardona, H. A., Burgos, M. A., González, J. W., Isaac, I. A., & López, G. J. (2012). Aplicación en Matlab para la programación del despacho económico hidrotérmico
- [5] Rueda Mayorga, C. A. (2021). Implementación de una herramienta computacional en lenguaje Python para obtener las curvas de oferta de importación/ exportación de un sistema eléctrico de potencia. 122 hojas. Quito: EPN.
- [6] Moscoso Vásconez, M. J. (2022). Despacho hidrotérmico de corto plazo: herramienta computacional, en lenguaje Python, para la solución del problema de despacho hidrotérmico de corto plazo considerando la red eléctrica con flujo óptimo de potencia de corriente continua y el efecto de las pérdidas. 104 páginas. Quito: EPN.
- [7] Lozada López, J. M. (2016). Sintonización de estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) del SNI ecuatoriano utilizando la metodología Mean-Variance Mapping Optimization (MVMO).
- [8] Merchán Guarango, P. S., & Uguña Quilli, M. F. (2019). Optimización de la topología de un sistema de distribución residencial en bajo voltaje, aplicando el método GWO (Grey Wolf Optimization), from <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/18251>
- [9] Heidari, A. A., Ali Abbaspour, R., & Chen, H. (2019). Efficient boosted grey wolf optimizers for global search and kernel extreme learning machine training. Applied Soft Computing, 105521. doi:10.1016/j.asoc.2019.105521



- [10] García-Guzmán, J.M., Vargas-Rodríguez, J.R., Ortega-Herrera, F.J y González-Ponce, M. R (2017). Python como una alternativa factible en el análisis de sistemas eléctricos de potencia. Revista de la Invención Técnica, Vol.1 No.1 10-18.
- [11] McKinney, W. (2012). Python for data analysis: Data wrangling with Pandas, NumPy, and IPython. " O'Reilly Media, Inc."
- [12] Vallejo Correa, P. E. (2021). Evaluación mediante indicadores clave de rendimiento del despacho económico hidrotérmico resuelto por medio de técnicas heurísticas (Bachelor's thesis) from <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/20441>
- [13] S. Pinzón Masache and C. Barrera-Singaña, "Short-Term Hydrothermal Economic Dispatch Applied on Hydraulic Coupled Power Plants Using Dynamic Programming," 2020 IEEE ANDESCON, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272182.
- [14] C. Li, W. Wang and D. Chen, "Multi-objective complementary scheduling of hydro-thermal-RE power system via a multi-objective hybrid grey wolf optimizer", Energy, vol. 171, pp. 241-255, 2019. Available: 10.1016/j.energy.2018.12.213
- [15] A. Azad, M. A. Rahaman, J. Watada, P. Vasant and J. Vintaned, "Optimization of the hydropower energy generation using Meta-Heuristic approaches: A review", Energy Reports, vol. 6, pp. 2230-2248, 2020. Available: 10.1016/j.egy.2020.08.009
- [16] López J.; Gallego L.; Mejía D.; "Despacho hidrotérmico mediante un método de punto interior con variables canalizadas" Scientia Et Technica, vol. XIV, núm. 40, diciembre, 2008, pp. 19-24 Universidad Tecnológica de Pereira Pereira, Colombia

## 5 ANEXOS

### ANEXO I. DATOS DEL SISTEMA 14 BARRAS IEEE

Tabla 5.1. Datos hidrológicos de las centrales hidroeléctricas

Planta Hidroeléctrica	Volumen inicial [ $Hm^3$ ]	Volumen máximo [ $Hm^3$ ]	Volumen mínimo [ $Hm^3$ ]	Caudal mínimo [ $m^3/h$ ]	Caudal máximo [ $m^3/h$ ]	Influjos naturales [ $m^3/s$ ]
1	3,2	8	1,8	2300	25000	0,6944
2	3,5	7	1,1	1400	12000	0,7778
3	3,8	6	1,2	1100	14000	0,6111

Tabla 5.2. Datos de los generadores

Central	Tipo de barra	Voltaje [p.u]	Qmín [MVA]	Qmáx [MVA]	Pmín [MW]	Pmáx [MW]	Rampa Up/Down [MW]	Eficiencia [MWh/ $m^3$ ]	$b_g$ [\$/MWh]
GH_1	Slack	1,060	...	...	30,0	290,0	30,0	0,012	12
GH_2	PV	1,045	-40,0	50,0	40,0	150,0	40,0	0,014	15
GH_3	PV	1,010	-40,0	50,0	20,0	110,0	30,0	0,013	10
GT_1	PV	1,070	-100,0	100,0	20,0	150,0	15,0	...	30
GT_2	PV	1,090	-100,0	100,0	10,0	100,0	20,0	...	35

Tabla 5.3. Datos de los transformadores en p.u en base 100 MVA

Transformador	Barra i	Barra j	HV [kV]	LV [kV]	r [p.u]	x [p.u]	Relación de Transf.	Límite [MW]
Trf_0004_0007	4	7	132,0	1,0	0.0	0,20912	0,978	200
Trf_0004_0009	4	9	132,0	33,0	0.0	0,55618	0,969	200
Trf_0005_0006	5	6	132,0	33,0	0.0	0,25202	0,932	200
Trf_0007_0008	7	8	11,0	1,0	0.0	0,17615	0,000	250
Trf_0007_0009	7	9	33,0	1,0	0.0	0,11001	0,000	200

**Tabla 5.4.** Datos de líneas en p.u base 100 MVA

Barra i	Barra j	r [p.u]	x [p.u]	b [p.u]	Límite [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

## ANEXO II RESULTADOS DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA DE 14 BARRAS IEEE CON GWO

**Tabla 5.5.** Resultados del despacho hidrotérmico mediante GWO

Hora	Pgh1	Phg2	Pgh3	Pgt1	Pgt2
0	280.00	40.00	20.00	0.00	0.00
1	249.71	39.71	20.57	0.00	0.00
2	190.00	40.00	20.00	0.00	0.00
3	151.33	47.00	21.67	0.00	0.00
4	130.25	40.75	19.00	0.00	0.00
5	150.00	40.00	20.00	0.00	0.00
6	180.00	40.00	20.00	0.00	0.00
7	260.00	40.00	20.00	0.00	0.00
8	280.33	39.67	20.00	0.00	0.00
9	201.00	39.00	20.00	0.00	0.00
10	230.00	40.33	19.67	0.00	0.00
11	270.00	40.33	19.67	0.00	0.00
12	290.00	60.00	20.00	0.00	0.00
13	280.00	80.75	19.25	0.00	0.00
14	290.00	40.00	20.00	0.00	0.00
15	280.00	40.00	20.00	0.00	0.00
16	290.33	60.00	19.67	0.00	0.00
17	307.00	123.00	30.00	0.00	0.00
18	273.33	159.00	108.67	19.33	9.67
19	280.00	150.00	50.00	0.00	10.00
20	290.00	120.67	19.67	0.00	9.67
21	290.00	40.00	20.00	0.00	10.00
22	230.00	40.00	19.75	0.00	10.25
23	180.00	40.00	20.00	0.00	10.00

## ANEXO III. DATOS DEL SISTEMA 39 BARRAS IEEE

Tabla 5.6. Datos hidrológicos de las centrales hidroeléctricas

Planta 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	4,00	0,80	9.900,00	42.000,00	0,50
2	3,50	6,00	1,10	16.500,00	57.000,00	0,58
3	3,20	8,00	1,80	13.000,00	49.000,00	0,78
4	0,00	0,00	0,00	4.000,00	32.000,00	0,72
5	2,50	5,00	1,20	15.000,00	53.000,00	0,56
6	4,00	7,00	1,50	9.800,00	41.000,00	0,61

Tabla 5.7. Datos de los generadores

Central	Tipo de barra	Voltaje [p.u]	Qmín [MVA]	Qmáx [MVA]	Pmín [MW]	Pmáx [MW]	Rampa Up/Down [MW]	Eficiencia [MWh/m <sup>3</sup> ]	$b_g$ [\$/MWh]
GH_1	Slack	0,982	...	...	150,0	595,0	150,0	0,015	12
GH_2	PV	0,9831	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,012	10
GH_3	PV	0,9972	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,014	10
GH_4	PV	1,0123	-180,0	420,0	70,0	595,0	70,0	0,016	15
GH_5	PV	1,0493	-240,0	560,0	200,0	680,0	200,0	0,013	10
GH_6	PV	1,0635	-210,0	490,0	150,0	595,0	150,0	0,015	12
GT_1	PV	1,03	-3.000	7.000	0	8500	120,0	...	40
GT_2	PV	1,0278	-210,0	490,0	150,0	595,0	30,0	...	30
GT_3	PV	1,0265	-300,0	700,0	250,0	850,0	20,0	...	25
GT_4	PV	1,0475	-500,0	600,0	0	850,0	20,0	...	35

**Tabla 5.8** Datos de los transformadores en p.u. en base 100 MVA

Transformador	Barra i	Barra j	HV [kV]	LV [kV]	r [p.u]	x [p.u]	Relación de Transf.	Límite [MW]
Trf 12 - 11	12	11	345,0	138,0	0,0016	0,0435	1,0060	1.000,0
Trf 12 - 13	12	13	345,0	138,0	0,0016	0,0435	1,0060	700,0
Trf 06 - 31	6	31	345,0	16,5	0,0000	0,0250	1,0700	800,0
Trf 10 - 32	10	32	345,0	16,5	0,0000	0,0200	1,0700	300,0
Trf 19 - 33	19	33	345,0	16,5	0,0007	0,0142	1,0700	300,0
Trf 20 - 34	20	34	230,0	16,5	0,0009	0,0180	1,0090	1.000,0
Trf 22 - 35	22	35	345,0	16,5	0,0000	0,0143	1,0250	800,0
Trf 23 - 36	23	36	345,0	16,5	0,0005	0,0272	1,0000	300,0
Trf 25 - 37	25	37	345,0	16,5	0,0006	0,0232	1,0250	800,0
Trf 02 - 30	2	30	345,0	16,5	0,0000	0,0181	1,0250	700,0
Trf 29 - 38	29	38	345,0	16,5	0,0008	0,0156	1,0250	700,0
Trf 19 - 20	19	20	345,0	230,0	0,0007	0,0138	1,0600	1.000,0

**Tabla 5.9.** Datos de líneas en p.u base 100 MVA

Barra i	Barra j	r [p.u]	x [p.u]	b [p.u]	Límite [MW]
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	0,3660	1
15	16	0,0009	0,0094	0,1710	1
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	1
16	19	0,0016	0,0195	0,3040	1
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	1
16	24	0,0003	0,0059	0,0680	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	0,3610	1
25	26	0,0032	0,0323	0,5130	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	1,0290	1
28	29	0,0014	0,0151	0,2490	1
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	1

## ANEXO IV RESULTADOS DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO DEL SISTEMA DE 39 BARRAS IEEE CON GWO

**Tabla 5.10.** Resultados del despacho hidrotérmico de centrales hidroeléctricas mediante GWO

Horas	Pgh1	Pgh2	Pgh3	Pgh4	Pgh5	Pgh6
0	595	680	680	304	680	595
1	595	680	680	248	680	495
2	595	680	680	242	680	454
3	595	680	680	244	680	385
4	595	680	680	242	680	375
5	595	680	680	244	680	379
6	595	680	680	245	680	406
7	595	680	680	242	680	410
8	595	680	680	342	680	595
9	595	680	680	442	680	595
10	595	680	680	495	680	595
11	595	680	680	516	680	595
12	595	680	680	532	680	595
13	595	680	680	528	680	595
14	595	680	680	534	694	597
15	595	680	680	528	673	590
16	595	680	680	515	680	595
17	595	680	680	537	647	557
18	595	680	680	505	680	595
19	595	680	680	587	680	595
20	595	680	680	564	680	595
21	595	680	680	531	680	595
22	595	680	680	492	680	595
23	595	680	680	440	680	595



**Tabla 5.11.** Resultados del despacho hidrotérmico de centrales térmicas mediante GWO

Horas	Pgh1	Pgh2	Pgh3	Pgh4
0	0	0	814	0
1	0	0	632	0
2	0	0	590	0
3	0	150	402	0
4	0	150	390	0
5	0	150	398	0
6	0	150	424	0
7	0	150	430	0
8	0	150	732	0
9	0	252	850	0
10	0	438	850	238
11	0	595	850	281
12	0	595	850	405
13	0	595	850	355
14	0	595	848	325
15	0	601	850	365
16	0	578	850	250
17	0	510	816	242
18	120	410	850	240
19	240	595	850	595
20	120	595	850	534
21	0	595	850	388
22	0	400	850	240
23	0	160	808	240