

**EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL  
DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE  
TÉCNICAS HEURÍSTICAS**



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

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

**TEMA:  
EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL  
DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE  
TÉCNICAS HEURÍSTICAS**

**AUTOR:  
PETER EUCLIDES VALLEJO CORREA**

**TUTOR:  
CARLOS ANDRÉS BARRERA SINGAÑA**

**Quito D.M., julio 2021**

Peter Euclides Vallejo Correa

**EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL  
DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE  
TÉCNICAS HEURÍSTICAS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Peter Euclides Vallejo Correa** (Y'1997). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa “Iberoamericano” de la ciudad de Quito, donde obtuvo el título de Bachiller en Ciencias. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en el estudio de evaluación mediante indicadores clave de rendimiento del despacho económico hidrotérmico resuelto por medio de técnicas heurísticas. [pvallejoc@est.ups.edu.ec](mailto:pvallejoc@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Carlos Andrés Barrera Singaña** (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, donde se graduó de Ingeniero Eléctrico en 2013. Además, cursó estudios de posgrado en la Universidad de Zaragoza, España, donde obtuvo el título en Máster en Energías Renovables y Eficiencia Energética con Especialidad en Sistemas Eléctricos. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. [cbarrera@ups.edu.ec](mailto:cbarrera@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

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

**DERECHOS RESERVADOS**

©2021 Universidad Politécnica Salesiana  
QUITO - ECUADOR

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Carlos Andrés Barrera Singaña declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación *EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE TÉCNICAS HEURÍSTICAS* realizado por Peter Euclides Vallejo Correa, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., julio de 2021



.....  
Carlos Andrés Barrera Singaña

C.C.: 0503503336

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Peter Euclides Vallejo Correa, con documento de identificación N.º 1725864324, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: *EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE TÉCNICAS HEURÍSTICAS*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., julio de 2021



.....  
Peter Euclides Vallejo Correa

C.C.: 1725864324

## 1. ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico .....	7
2.1	Despacho económico de generación .....	7
2.1.1	Despacho económico a largo plazo .....	8
2.1.2	Despacho económico a mediano plazo.....	8
2.1.3	Despacho económico a corto plazo .....	8
2.2	Despacho económico hidrotérmico.....	8
2.2.1	Formulación matemática .....	9
2.3	Métodos de solución clásicos del despacho económico hidrotérmico.....	13
3	Técnicas heurísticas aplicadas a la solución del despacho hidrotérmico .....	16
3.1	Algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO).....	16
3.2	Algoritmo Grey Wolf (GWO).....	17
3.3	Algoritmos Genéticos (GA).....	19
4	KPIs .....	20
5	Implementación de los métodos de solución.....	21
5.1	Sistema de prueba .....	23
6	Análisis de resultados .....	25
7	Discusión .....	32
8	Conclusiones .....	32
8.1	Trabajos futuros .....	33
9	Referencias .....	34
9.1	Matriz de Estado del Arte .....	39
9.2	Resumen de Indicadores .....	44
10	Anexos.....	47

## 2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura jerárquica temporal del despacho de generación.....	7
Figura 2. Árbol de decisión para la programación de generación hidroeléctrica considerando distintas estaciones hidrológicas.....	9
Figura 3. Función de costo de combustible de una central térmica con y sin la influencia del efecto de punto de válvula.....	10
Figura 4. Modelo de un sistema eléctrico de potencia uninodal compuesto por $Nh$ centrales hidroeléctricas y $Ns$ centrales térmicas que abastecen una demanda $PD$ .....	11
Figura 5. Grupo de centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente. ....	13
Figura 6. Flujograma del algoritmo $\lambda$ - $\gamma$ iterativo utilizado para la resolución del problema de despacho económico hidrotérmico considerando pérdidas. ....	15
Figura 7. Diagrama de flujo de un Algoritmo Genético. ....	20
Figura 8. Disposición de los embalses de las centrales hidroeléctricas que conforman el sistema de prueba. ....	24
Figura 9. Entradas de agua naturales a los embalses de cada planta hidroeléctrica para cada intervalo del horizonte de planificación.....	24
Figura 10. Escenario de demanda para un horizonte de planificación de 24 horas. ....	24
Figura 11. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 1.....	25
Figura 12. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 2.....	25
Figura 13. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 3.....	25
Figura 14. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 4.....	26
Figura 15. Flujos de descarga de agua programados por cada técnica heurística. ....	26
Figura 16. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservorio 1. ....	27
Figura 17. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservorio 2. ....	27
Figura 18. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservorio 3. ....	27
Figura 19. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservorio 4. ....	27
Figura 20. Gestión de reservorios de las plantas hidroeléctricas propuesta por cada algoritmo heurístico. ....	28



Figura 21. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo PSO.....	28
Figura 22. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GWO.....	28
Figura 23. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GA-R. ....	28
Figura 24. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GA-T.....	29
Figura 25. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica PSO. ....	29
Figura 26. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GWO.....	29
Figura 27. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GA-R.....	29
Figura 28. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GA-T.....	29
Figura 29. Costos totales de operación arrojados por cada técnica heurística implementada. ....	30
Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	44
Figura 31. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	45
Figura 32. Indicador de solución - Estado del arte.....	46

### 3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Lista de KPIs propuestos para la evaluación de Algoritmos Heurísticos usados en el DEHT. ....	20
Tabla 2. Notación utilizada. ....	21
Tabla 3. Pseudocódigo del algoritmo principal para resolver el DEHT. ....	22
Tabla 4. Pseudocódigo del algoritmo PSO para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica. ....	22
Tabla 5. Pseudocódigo del algoritmo GWO para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica. ....	22
Tabla 6. Pseudocódigo del algoritmo GA para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica. ....	23
Tabla 7. Pseudocódigo de la función para el cálculo de violaciones de las restricciones. ....	23
Tabla 8. Valores de KPIs asociados a cada técnica heurística implementada para la resolución del DEHT. ....	31
Tabla 9. Matriz de estado del arte. ....	39
Tabla 10. Coeficientes y límites de generación correspondientes a las centrales térmicas del sistema de prueba. ....	47
Tabla 11. Coeficientes y límites de generación correspondientes a las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba. ....	47
Tabla 12. Límites de descargas, límites de capacidad de almacenamiento de los reservorios y volúmenes iniciales y finales de las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba. ...	47
Tabla 13. Entradas de agua naturales a los embalses de las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba. ....	47

# EVALUACIÓN MEDIANTE INDICADORES CLAVE DE RENDIMIENTO DEL DESPACHO ECONÓMICO HIDROTÉRMICO RESUELTO POR MEDIO DE TÉCNICAS HEURÍSTICAS

## Resumen

El presente artículo resuelve el problema de coordinación hidrotérmica mediante la utilización de técnicas heurísticas como alternativa a los métodos de optimización exactos. Las técnicas utilizadas son el método de enjambre de partículas, algoritmos genéticos con sus variantes de selección por ruleta y torneo y el novedoso y reciente algoritmo lobo gris. El objetivo del modelo de optimización planteado radica en la minimización de la función objetivo referente al costo de combustibles de las centrales térmicas considerando, además, el efecto de punto de válvula que le da un toque más realista al problema. La metodología de solución propuesta incluye penalizaciones en la función objetivo relacionadas a las violaciones de las restricciones de balances de potencia y el balance dinámico de los reservorios.

El despacho económico se ejecuta para un sistema de prueba compuesto por múltiples centrales térmicas y varias centrales hidroeléctricas con reservorios en cascada. Los algoritmos desarrollados se implementaron en el software Matlab. Adicionalmente, se evalúa innovadoramente los resultados logrados por cada técnica heurística mediante la utilización de diferentes indicadores clave de rendimiento.

**Palabras Clave:** Despacho Económico de Generación, Despacho Económico Hidrotérmico, Técnicas Heurísticas, Indicadores Clave de Rendimiento.

## Abstract

This paper solves the hydrothermal scheduling problem by using heuristic techniques as an alternative to exact optimization methods. The techniques used are the particle swarm method, genetic algorithms with its variants of selection by roulette and tournament and the novel and recent grey wolf algorithm. The objective of the proposed optimization model lies in the minimization of the objective function regarding fuel costs of thermal power plants, also considering the valve point effect that gives a more realistic touch to the problem. The proposed solution methodology includes penalties in the objective function related to the violations of constraints of the power balance and dynamic balance of reservoirs.

The economic dispatch is executed for a test system composed of multiple thermal power plants and several hydroelectric power plants with cascaded reservoirs. The algorithms developed were implemented in the Matlab software. Additionally, the results achieved by each heuristic technique are innovatively evaluated using different key performance indicators.

**Keywords:** Generation Economic Dispatch, Hydrothermal Economic Dispatch, Heuristic Techniques, Key Performance Indicators.

# 1 Introducción

La generación de energía eléctrica a gran escala en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a través de generación centralizada involucra costos de producción asociados directamente a cada unidad generadora, por ello los estudios de planificación y operación económica de los sistemas de potencia y específicamente, el problema de despacho económico (DE) busca determinar la programación de generación óptima que permita satisfacer la demanda de carga requerida por un país, de tal manera que los costos totales de producción sean los mínimos [1] y además, se logre elevar la confiabilidad del sistema para el suministro de energía tanto a grandes y pequeños consumidores conectados a la red eléctrica [2], [3].

Los sistemas de potencia modernos cada vez buscan una mayor producción de energía eléctrica que sea amigable y no contaminante para el medio ambiente mediante el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables (ER). Las ER se pueden dividir en dos categorías: fuentes de energía renovables controlables (ERC) conformadas por la energía hidroeléctrica, biomasa y geotérmica; y las fuentes de energía renovables variables (ERV) como la eólica y solar [4]. Una de las desventajas de las ERV es su comportamiento estocástico que provoca que sean un tipo de fuentes de energía muy intermitentes que afectan en cierta manera a la confiabilidad y seguridad del SEP [5]; de este modo, la energía hidroeléctrica al ser una ERC que aprovecha uno de los recursos naturales más abundantes en la naturaleza como lo es el agua para la producción de electricidad [6], se convierte en una de las fuentes de energía limpias que proporciona mayor estabilidad, confiabilidad y flexibilidad al

sistema [7], logrando así posicionar a las centrales hidroeléctricas como el tipo de tecnología de generación renovable con mayor porcentaje de capacidad instalada en los actuales sistemas de potencia [8].

En referencia a las centrales termoeléctricas, su puesta en marcha y operación representan costos muy elevados por el uso de combustibles fósiles para su funcionamiento; sin embargo, una de las ventajas de este tipo de centrales es que le brindan mayor robustez al SEP, pues se encargan de suplir la demanda de energía que no es capaz de ser suministrada por las centrales de generación renovable [9]. Por consiguiente, conociendo que la operación económica de la generación termoeléctrica es costosa y que la mayoría de sistemas de potencia se encuentran conformados principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas [10], el problema de despacho económico hidrotérmico (DEHT) se plantea como un punto neurálgico para la elaboración de un buen programa de generación, ya que a través de éste se busca determinar la gestión óptima de los reservorios para los flujos de descarga de agua por las centrales hidroeléctricas durante un determinado período de tiempo a medida que los costos totales de producción por combustibles de las centrales térmicas sean mínimos, considerando tanto las restricciones operativas de las unidades de generación hidráulicas y térmicas, el equilibrio entre la generación y demanda y las restricciones propias de operación del sistema [11].

Las funciones de costos de combustible de las centrales térmicas se modelan tradicionalmente como funciones cuadráticas convexas [12]–[14] que hacen que el despacho económico termoeléctrico sea un problema de carácter no lineal. Ahora bien, el nivel de complejidad se eleva aún más para un

sistema de generación compuesto tanto por centrales hidroeléctricas y térmicas, pues se deben considerar además, las limitaciones propias de las plantas hidroeléctricas como los límites de almacenamiento de los embalses, las tasas de descarga de agua para las turbinas y el equilibrio dinámico que debe mantenerse para la gestión de los embalses cuando se dispone de centrales hidroeléctricas acopladas en cascada [3]. Los métodos de optimización que se han venido utilizando para resolver adecuadamente el problema de despacho económico hidrotérmico se pueden dividir en dos grandes grupos: métodos exactos o también denominados deterministas y métodos heurísticos [15], [16].

Los métodos deterministas son técnicas basadas ya sea en esquemas enumerativos como la programación dinámica o con un enfoque derivativo donde se aplican operadores como el hessiano o gradiente [17] que les permiten garantizar resultados óptimos para el problema de despacho económico hidrotérmico, pero a expensas de un alto procesamiento computacional [18]. Adicionalmente, cuando se consideran sistemas de potencia de mayor tamaño, estas técnicas tienden a entregar soluciones subóptimas, puesto que se les dificulta el manejo de las restricciones de las centrales hidroeléctricas y térmicas en conjunto debido a que la dimensionalidad del problema crece tras el incremento de unidades de generación a ser consideradas [19], [20].

En la literatura se encuentran diversos trabajos que han abordado el despacho hidrotérmico a través de métodos deterministas como [21], [22] que emplean programación dinámica (DP) para un horizonte de planificación de corto plazo. En [21] se aplica específicamente programación dinámica diferencial extendida con la finalidad de

reducir la complejidad del problema por su alta dimensionalidad. El modelo de optimización que propone considera el impacto de posibles cambios imprevistos de los niveles de afluencia naturales en el costo total de operación y particularmente para el subproblema térmico es importante mencionar que emplea multiplicadores de Lagrange.

Con respecto a [22], se evidencia la propuesta de un algoritmo híbrido entre el método de multiplicadores y programación dinámica diferencial. La relación recursiva que implementa este trabajo a través de DP para relacionar cada una de las etapas es hacia atrás, es decir, construye una política óptima sucesiva basada en etapas inmediatamente anteriores a ella. El modelo con el que representa la conversión de energía hidráulica en energía hidroeléctrica se basa en funciones lineales.

La utilización de programación dinámica estocástica para un horizonte de planificación a largo plazo se encuentra en [23], [24] que toman como caso de estudio el sistema de potencia brasileño. En [23] se modela el recurso hídrico mediante cadenas de Markov para el caso de una sola planta hidroeléctrica al igual que en [24], que utiliza un sistema equivalente de reservorios pero propone el método de Monte Carlo como estrategia de muestreo.

El método de relajación lagrangiana es otra técnica exacta disponible en trabajos como [25]–[27]. En [25] se propone una mejora a la función lagrangiana para incorporar restricciones de reserva rodante, pero emplea programación dinámica para el subproblema térmico. En [26], en cambio se propone el uso de relajación lagrangiana aumentada considerando restricciones de emisión por gases y toma como caso de estudio un sistema de prueba compuesto por un

conjunto de plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo. Por otra parte, si bien en [27] también se propone el uso de relajación lagrangiana, el modelo de optimización que considera no toma en cuenta la restricción de volúmenes de almacenamiento finales para la programación de las unidades hidroeléctricas, sino que solo fija una cantidad máxima de agua que puede ser turbinada en todo el horizonte de planificación.

Por último, otro trabajo relevante con un enfoque determinista se encuentra en [28], el cual emplea el método de Newton basando su metodología de solución en el cálculo de los factores LU luego de permutar las filas de la matriz jacobiana. El modelo de generación hidráulico que se considera en este trabajo es una expresión del tipo lineal que se encuentra en función del flujo de descarga y, además, el enfoque de despacho económico que propone es para sistemas equivalentes térmicos.

Los métodos heurísticos se caracterizan por ser algoritmos principalmente inspirados en eventos propios de la naturaleza o fenómenos biológicos [29], [30] que en los últimos años han venido siendo considerados como alternativas muy llamativas a los métodos exactos tradicionales por su enorme potencial al ofrecer respuestas de alto nivel cuasi óptimas [31], [32] con una implementación algorítmica más sencilla y tiempos de simulación más cortos o incluso también permitiendo llegar a conseguir soluciones óptimas globalmente factibles para problemas de menor o gran envergadura [33].

Existen varios trabajos disponibles en la literatura que han abordado el problema de despacho económico hidrotérmico a corto plazo mediante el uso de técnicas heurísticas como, por ejemplo:

En [34] se emplea programación evolutiva rápida proponiendo el uso de técnicas de mutación gaussiana y de Cauchy, el sistema de prueba en el que ensaya el algoritmo considera múltiples reservorios en cascada y un sistema equivalente térmico considerando el efecto de punto de válvula en la respectiva función de costos de la planta termoeléctrica.

El algoritmo de búsqueda Tabú es usado en [35], pero se lo complementa con el método de descomposición de Benders con la finalidad de incluir además en el modelo de optimización los costos de puesta en marcha de las centrales térmicas y resolver simultáneamente el problema de compromiso de unidad o Unit Commitment. El sistema de prueba que considera incluye múltiples centrales térmicas, pero no considera el efecto de punto de válvula.

En [36] también se emplea el algoritmo de búsqueda Tabú y al igual que el trabajo anterior se complementa con otra técnica de optimización, pero la diferencia es que no utiliza un método exacto dado que usa la técnica de programación evolutiva. En este trabajo también se aborda el problema de Unit Commitment y considera funciones de costos cuadráticas convexas para las plantas termoeléctricas.

En [37] también se evidencia una combinación de técnicas heurísticas, siendo estas la de templado simulado y algoritmos genéticos. El modelo matemático que utiliza para representar la tasa de descarga de las plantas hidroeléctricas se basa en una ecuación lineal que se encuentra en función de su potencia de salida. El algoritmo presentado en este trabajo permite analizar sistemas múltiples de centrales térmicas.

Por otra parte, en [38] se divide en dos secciones el problema de despacho

hidrotérmico, usando algoritmos genéticos (GA) para el subproblema hidroeléctrico y para el térmico se emplea una técnica exacta conocida como método de iteración Lambda considerando las pérdidas por transmisión. El sistema de prueba que considera se encuentra formado por múltiples centrales térmicas y sus respectivas funciones de costo de combustibles no toman en cuenta el efecto de punto de válvula.

Otro trabajo muy interesante es [39] que aborda tanto el problema de coordinación hidrotérmica y Unit Commitment (UC) con algoritmos genéticos, pero para determinar el esquema de despacho de las unidades térmicas usa el método de multiplicadores de Lagrange sin considerar pérdidas por transmisión. Además, propone la utilización de curvas de costos futuros para la generación hidroeléctrica y las funciones de costos de las centrales térmicas las modela como cuadráticas convexas.

El método de optimización por enjambre de partículas también ha arrojado excelentes resultados para el problema del DEHT evidenciándose en trabajos como en [40], [41] que lo utilizan con distintos enfoques. En [40] se propone abordar el problema considerando múltiples reservorios en cascada y los tiempos de retardo en el transporte de agua. Para el caso de [41] se propone una mejora al algoritmo PSO con una estrategia dinámica de búsqueda. El sistema de prueba que considera también toma en cuenta múltiples reservorios en cascada y los tiempos de retardo, pero, aunque considera el efecto de punto de válvula, lo aplica para un sistema equivalente térmico.

En [20], en cambio, se implementa un algoritmo basado en la polinización de flores (FPA). En este trabajo particularmente se considera un sistema

de prueba compuesto por una planta hidroeléctrica y una planta termoeléctrica equivalente con su función de costos de segundo grado sin incluir el efecto de punto de válvula.

En [42] se utiliza otra técnica heurística como lo es el algoritmo de búsqueda cuco (Cuckoo Search) que se basa en la modalidad de reproducción que tienen los pájaros cucos. En este trabajo se considera funciones cuadráticas no convexas para la representación de los costos de producción de las centrales térmicas, además, para el modelamiento de la potencia de salida de la central hidroeléctrica utiliza una ecuación cuadrática pero que, únicamente depende del caudal turbinado.

Adicionalmente, otro algoritmo heurístico novedoso importante de mencionar es [10], el cual propone la aplicación del algoritmo de colonia de abejas artificiales (ABC). En este trabajo se consideran las pérdidas en el sistema de transmisión, pero utiliza un modelo de planta térmica equivalente sin considerar el efecto de punto de válvula en la función de costos y, además, representa el caudal turbinado por la planta hidroeléctrica a través de una función lineal.

Por otra lado, [43] es otro trabajo que aplica un enfoque no determinista a través de la aplicación de un algoritmo de optimización fundamentado en el comportamiento de saltamontes. En este trabajo se efectúa un despacho económico para un sistema de prueba compuesto por múltiples reservorios y considerando la influencia del efecto de punto de válvula. Además, en el modelo de optimización toma en cuenta restricciones de emisión de gases contaminantes realizando un despacho multiobjetivo.

La mayoría de trabajos que han planteado en sus investigaciones la utilización de métodos heurísticos para abordar el problema de despacho

económico hidrotérmico han probado sus algoritmos en sistemas de prueba estándar disponibles en la literatura con el propósito de comparar sus resultados y contrastar la eficacia y calidad óptima que ofrecen sus soluciones con respecto a los resultados obtenidos por algoritmos ya existentes basados en métodos deterministas tradicionales o que también han utilizado otras técnicas heurísticas; sin embargo, las principales métricas con las que se han venido comparando dichas soluciones se basan en los costos totales por combustibles de las centrales térmicas y en ocasiones se mencionan los tiempos de CPU empleados, a través de los cuales no es posible realizar un análisis comparativo completo del rendimiento mostrado por cada método de optimización.

Con base en el precedente de la falta de métricas puntuales que permitan evaluar el desempeño de los métodos de optimización utilizados en el problema de despacho económico, el presente artículo propone incorporar el uso de indicadores clave de rendimiento (KPIs) en el área de operación económica de sistemas de potencia y singularmente para la problemática de programación de sistemas hidrotérmicos con el objetivo fundamental de proponer diferentes KPIs que puedan ser utilizados como parámetros evaluadores del desempeño alcanzado por cualquier algoritmo heurístico utilizado para resolver el problema de despacho económico hidrotérmico a corto plazo.

Este trabajo de investigación plantea el uso de tres técnicas de optimización heurísticas que resuelvan el DEHT para un sistema de potencia de prueba compuesto por un conjunto múltiple de centrales termoeléctricas y centrales hidroeléctricas acopladas en cascada para un horizonte de planificación de 24 horas. En el modelo de optimización se

consideran restricciones como el balance de potencia, los límites de caudal y límites de almacenamiento de los reservorios de las centrales hidroeléctricas. Además, para el caso de las centrales térmicas se considera el efecto de punto de válvula en sus funciones de costos y también se toman en cuenta los límites de potencia de salida mínimos y máximos tanto de las plantas generadoras térmicas e hidráulicas.

En adelante el presente artículo se encuentra distribuido de la siguiente manera: en la Sección 2 se describe conceptualmente las directrices del despacho económico de generación y se realiza una revisión detallada del problema de despacho hidrotérmico y una breve reseña sobre los métodos de solución exactos usados tradicionalmente para el DEHT. En la Sección 3, se explican las técnicas heurísticas consideradas en este documento para resolver el problema de despacho económico hidrotérmico a corto plazo. En la Sección 4 se describe la propuesta de aplicación de los indicadores clave de rendimiento en el área de despacho económico. En la Sección 5 se presentan los algoritmos heurísticos propuestos para dar solución al problema de despacho hidrotérmico considerando el acoplamiento hidráulico entre plantas hidroeléctricas. En la Sección 6 se realiza un análisis de los resultados provistos por cada técnica heurística y también se procede a realizar la evaluación de estos mediante el uso de los KPIs propuestos. En la Sección 7 se presenta una discusión del trabajo realizado. Finalmente, en la Sección 8 se expresan las conclusiones obtenidas tras el desarrollo del presente artículo y las ideas para futuros trabajos.



## 2 Marco teórico

### 2.1 Despacho económico de generación

La etapa de generación en un sistema eléctrico de potencia se encarga de producir masivamente la energía que es demandada por los usuarios finales ya sea para su uso en el sector residencial, comercial o industrial a través de la puesta en marcha de las grandes y pequeñas centrales generadoras que se encuentren conectadas al sistema.

Todas las unidades de generación independientemente del tipo de tecnología que empleen para transformar las fuentes primarias en electricidad llevan a cabo un proceso que trae consigo determinados costos de producción que dependen específicamente de las características propias de cada central eléctrica. Entonces, el costo total final de suplir la demanda requerida por los usuarios finales en un específico periodo de tiempo es igual al sumatorio de los costos individuales de las  $n$ -ésimas centrales que hayan participado en dicho periodo inyectando energía al sistema.

El factor económico evidentemente se encuentra estrechamente inmiscuido en la operación del SEP, y es por ello que el despacho económico se convierte en la estrategia de solución que ayuda a disminuir en gran medida los costos totales de producción de la energía eléctrica a través de una correcta planificación de la generación y que a la vez cumpla con criterios tanto de confiabilidad y seguridad [44].

El despacho de la generación es un problema de carácter combinatorio que conlleva a la existencia de un conjunto muy amplio y extenso de posibles formas en que se pueda asignar la potencia que deba entregar cada central para abastecer en conjunto la demanda eléctrica; sin embargo, no todos estos esquemas de

generación asegurarán que los costos de producción sean realmente los mínimos. De esta manera, el despacho económico se formula como un problema de optimización encaminado a determinar la manera óptima en que se pueda repartir la demanda de carga requerida entre todas las unidades de generación disponibles al menor costo posible sujeto a restricciones de igualdad como el balance de potencia y también, restricciones de desigualdad como los límites de operación mínimos y máximos que posean cada una de las centrales generadoras [45]–[47].

La toma de decisiones respecto a la programación de la generación es una tarea crucial que generalmente se le asigna al operador del sistema independiente (ISO) de cada país, siendo éste el responsable de realizar la planificación del despacho económico para todo el sistema de potencia [9].

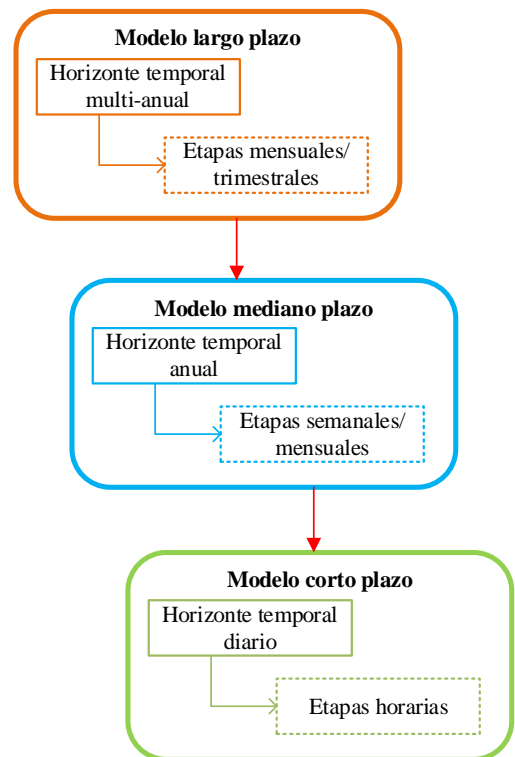


Figura 1. Estructura jerárquica temporal del despacho de generación.

De acuerdo a una estructura jerárquica temporal basada en los horizontes de tiempo utilizados para la programación de las unidades de generación tal como se presenta en la Figura 1, el despacho económico se puede descomponer en tres modelos de planificación: largo, mediano y corto plazo [11], [48].

### ***2.1.1 Despacho económico a largo plazo***

La programación con un enfoque a largo plazo implica horizontes de planificación de uno a diez años con intervalos de análisis mensuales [48] que arrojan como resultado: los montos de energía estimados a producirse mensualmente o trimestralmente, presupuestos de combustibles, precios de generación referenciales y políticas operativas en general para el sistema tomando en cuenta varios aspectos como la incertidumbre de la demanda, diferentes escenarios hidrológicos, planes de expansión del sistema y factores de disponibilidad asociados a cada unidad de generación.

### ***2.1.2 Despacho económico a mediano plazo***

Este modelo toma como punto de partida los resultados obtenidos de la planificación del despacho a largo plazo y lo aplica para un horizonte temporal de uno a dos años descomponiéndolo en períodos de optimización con etapas semanales y/o mensuales [48]. Este estudio busca determinar los requerimientos de combustible para las unidades térmicas y una estrategia adecuada de optimización para la gestión de medianos y grandes embalses para garantizar la disponibilidad de agua en ciclos multi semanales durante todo el horizonte de programación. Para la planificación del despacho económico a mediano plazo se debe tomar en cuenta

tanto los aspectos mencionados anteriormente y, además, los programas de mantenimiento preventivos para las distintas unidades de generación, los compromisos de intercambio de energía, entre otros.

### ***2.1.3 Despacho económico a corto plazo***

Este tipo de programación se caracteriza por emplear un horizonte de planificación diario o semanal con ventanas de tiempo o intervalos horarios. El propósito del despacho económico a corto plazo es definir el esquema de generación más barato que permita abastecer la demanda de carga requerida en cada hora del día. Normalmente, el horizonte de planificación más apropiado para el despacho a corto plazo es de 24 horas, en virtud de que la demanda va variando sustancialmente a lo largo de la mañana, tarde y noche. Además, cabe resaltar que la programación a corto plazo termina siendo una tarea repetitiva que debe ser ejecutada diariamente y que para su correcta elaboración debe tomar como marco referencial los resultados e información recolectada por los modelos de despacho a largo y mediano plazo [11].

## **2.2 Despacho económico hidrotérmico**

El despacho económico orientado a un conjunto de centrales hidroeléctricas y térmicas tiene como propósito determinar el uso adecuado del agua disponible en las cuencas fluviales y que se logra almacenar en los embalses durante el horizonte de planificación, de manera que sea posible generar la mayor cantidad de energía a través de las plantas hidroeléctricas y por tanto, se disminuya la contribución de las plantas termoeléctricas en el esquema de despacho de generación y que

simultáneamente, exista una reducción de los costos por combustibles de las centrales térmicas [11].

Si se divide en dos subproblemas el despacho hidrotérmico, la programación hidráulica, por un lado, tiene como desafío encontrar el esquema idóneo de descargas de agua hacia las turbinas y los volúmenes de almacenamiento previstos para un determinado intervalo de tiempo, que para el caso en específico de un horizonte de estudio a corto plazo se establece para cada hora del día los respectivos niveles de cota de los embalses y la cantidad de agua a ser turbinada [8].

El acoplamiento temporal es uno de los principales inconvenientes que presenta el subproblema hidroeléctrico [49], el cual implica que la decisión de un flujo de descarga que se programe en una determinada etapa afecte a la capacidad de descarga de agua y el nivel de almacenamiento del reservorio de la siguiente etapa y consecuentemente para el resto de intervalos durante todo el horizonte de planificación.

En la Figura 2 se muestra el proceso de decisión y posibles consecuencias que se pueden presentar al momento de efectuar el programa de generación hidráulico contemplando escenarios hidrológicos normales y de sequía.

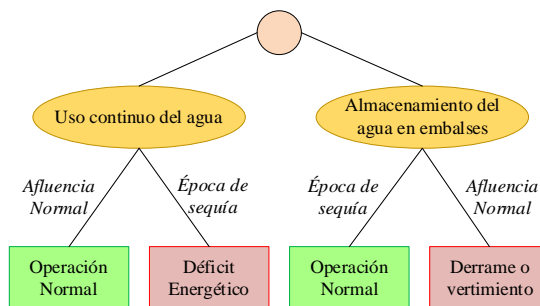


Figura 2. Árbol de decisión para la programación de generación hidroeléctrica considerando distintas estaciones hidrológicas.

El subproblema térmico a diferencia del hidroeléctrico se encuentra desacoplado en el tiempo, permitiendo que la operación de cada central térmica sea independiente de las decisiones tomadas en el resto de intervalos de todo el horizonte de planificación; además, es importante mencionar que la asignación de despacho de las unidades térmicas puede ser mayor o menor dependiendo de la cantidad de agua disponible para ser utilizada por las centrales hidroeléctricas durante cierta época del año.

### 2.2.1 Formulación matemática

Tomando como punto de partida que los costos de producción de las centrales hidroeléctricas se pueden considerar insignificantes [50], debido a que el recurso hídrico se aprovecha directamente de la naturaleza de forma gratuita; la función objetivo para el DEHT se encuentra definida exclusivamente por el costo de combustible de las centrales térmicas, y se modela típicamente como una ecuación polinomial de segundo grado, tal como se describe a continuación, en (1).

$$F_{im}(P_{im}^S) = a_i(P_{im}^S)^2 + b_i P_{im}^S + c_i \quad (1)$$

Donde:

$F_{im}$  Función de costos de combustible de la  $i$ -ésima unidad térmica durante el intervalo  $m$  en [\$/hora].

$P_{im}^S$  Potencia generada por la  $i$ -ésima unidad térmica en el intervalo  $m$  en [MW].

$a_i, b_i, c_i$  Coeficientes de costos de combustible de la  $i$ -ésima unidad térmica.

El modelo de función de costos expresado anteriormente puede tomar mayor realismo si considera el efecto de punto de válvula de las centrales térmicas,

el cual representa el efecto de trefilado que se presenta cada vez que se empiezan a abrir las válvulas de admisión de vapor de las unidades térmicas ya sea para aumentar o disminuir la capacidad de potencia de salida de cada una de ellas y que como consecuencia, eleva el consumo de combustible [3], [12], [43]. El efecto de punto de válvula se representa a través de una función sinusoidal y hace que la función cuadrática convexa formulada en (1) se convierta en una nueva función de costos del tipo no uniforme, no convexa y no diferenciable [11], [44].

El costo total de producción de las centrales térmicas al considerar el efecto de punto de válvula evidentemente varía, ya que la nueva función objetivo se define como la suma de dos funciones, una cuadrática y una sinusoidal tal como se detalla en la ecuación (2).

$$F_{im}(P_{im}^S) = a_i(P_{im}^S)^2 + b_i P_{im}^S + c_i + \left| e_i \sin \left( f_i (P_{S_i}^{min} - P_{im}^S) \right) \right| \quad (2)$$

De donde  $e_i$  y  $f_i$  son los coeficientes del efecto de punto de válvula correspondientes a cada central térmica y  $P_{S_i}^{min}$  representa la potencia mínima de generación de cada central.

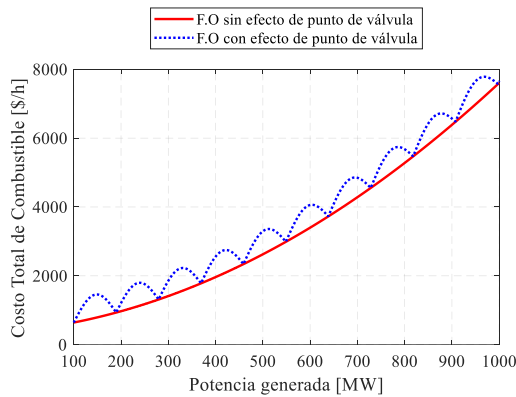


Figura 3. Función de costo de combustible de una central térmica con y sin la influencia del efecto de punto de válvula.

Gráficamente la función objetivo considerando o no el efecto de punto de válvula se ilustra en la Figura 3 para los siguientes valores de coeficientes de costos de combustible:  $a = 0.00156$ ,  $b = 1.62$ ,  $c = 425$ ,  $e = 675$  y  $f = 0.035$ . La potencia mínima que entrega la central térmica es de 100 MW.

La Figura 3 permite observar la variación en el costo de producción de las centrales térmicas tras la inclusión de la componente sinusoidal asociada al efecto de punto de válvula. La nueva función objetivo se describe como una curva ondulatoria que se coloca encima de la función cuadrática debido al valor absoluto que refleja el semiciclo negativo de la función seno.

De este modo, ya sea que se considere la función objetivo descrita en (1) sin considerar el efecto de punto de válvula o que si se lo tome en cuenta como se expresa en (2), el modelo de optimización del despacho económico hidrotérmico se define de la siguiente manera:

$$\min(F_T) = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^{N_s} F_{im}(P_{im}^S) \quad (3)$$

De donde  $F_T$  es el costo total de producción por combustibles para todo el horizonte de planificación,  $M$  corresponde al número de intervalos considerados en el horizonte de planificación y  $N_s$  representa el número de centrales térmicas que componen el sistema de generación analizado.

El modelo matemático para el despacho económico hidrotérmico se encuentra delimitado adicionalmente por las distintas restricciones de igualdad o desigualdad asociadas al equilibrio de la generación versus la demanda y también con respecto a la componente operativa de las centrales hidroeléctricas y térmicas que conforman el sistema.

El balance de potencia es una de las restricciones de igualdad que deben respetarse al momento de formular el problema de despacho económico. Esta restricción se puede definir de dos formas tal como se detalla en las siguientes expresiones:

$$\sum_{i=1}^{N_s} P_{im}^S + \sum_{j=1}^{N_h} P_{jm}^H = P_{Dm} \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_s} P_{im}^S + \sum_{j=1}^{N_h} P_{jm}^H = P_{Dm} + P_{lossm} \quad (5)$$

En donde  $P_{im}^S$  y  $P_{jm}^H$  representan la potencia entregada respectivamente por las  $N_s$  y  $N_h$  centrales térmicas e hidroeléctricas durante el intervalo de tiempo  $m$ . El parámetro  $P_{Dm}$  representa la demanda de la carga y  $P_{lossm}$  representa las pérdidas de potencia existentes en el sistema de transmisión, ambos igualmente para el respectivo intervalo de tiempo  $m$  del horizonte de planificación considerado.

El primer caso para la restricción de balance de potencia se describe en la ecuación (4), y en éste se desprecian las pérdidas del sistema de transmisión o se las consideran como una constante que se le suma a la demanda.

El segundo caso, en cambio, se muestra en la ecuación (5), y éste si considera directamente las pérdidas que se producen en las líneas y, por ende, implica que toda la potencia generada tanto por las plantas hidroeléctricas y térmicas abastezcan simultáneamente, la demanda de carga y las pérdidas de potencia ocasionadas en los conductores de las líneas por el efecto Joule.

La no inclusión de las pérdidas de transmisión conduce a un modelo de despacho económico simplificado aplicado a un sistema de potencia

uninodal compuesto por  $N_s$  centrales térmicas y  $N_h$  centrales hidroeléctricas que abastecen una demanda  $P_D$  tal como muestra la Figura 4.

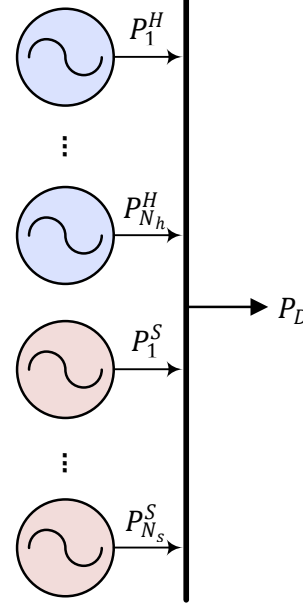


Figura 4. Modelo de un sistema eléctrico de potencia uninodal compuesto por  $N_h$  centrales hidroeléctricas y  $N_s$  centrales térmicas que abastecen una demanda  $P_D$ .

En cambio, tener presente la influencia de las pérdidas del sistema de transmisión en la restricción de balance de potencia involucra considerar para el modelo de despacho económico, un sistema de potencia multinodal compuesto por  $W$  número de barras.

Las pérdidas totales en el sistema de transmisión se pueden cuantificar a través de la ecuación (6).

$$P_{lossm} = \sum_{i=1}^{N_s+N_h} \sum_{j=1}^{N_s+N_h} P_{im} B_{ij} P_{jm} + \sum_{i=1}^{N_s+N_h} B_{0i} P_{im} + B_{00} \quad (6)$$

En donde  $B_{ij}$ ,  $B_{0i}$  y  $B_{00}$  son los coeficientes de la matriz  $B$  de pérdidas del sistema.

Por otra parte, los límites de potencia de salida de las centrales hidroeléctricas y térmicas son un tipo de restricción de desigualdad que ayudan a delimitar el espacio de búsqueda que se debe respetar para la determinación del esquema de despacho que ofrezca el menor costo para la función objetivo planteada.

$$P_{S_i}^{min} \leq P_{im}^S \leq P_{S_i}^{max} \quad (7)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N_s$$

$$P_{H_j}^{min} \leq P_{jm}^H \leq P_{H_j}^{max} \quad (8)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, N_h$$

Las expresiones (7) y (8) hacen referencia a la capacidad de potencia de generación mínima y máxima en las que deben operar las plantas termoeléctricas e hidroeléctricas, respectivamente.

Las funciones de costos de combustible y los límites operativos permiten representar adecuadamente a las unidades térmicas para la estructuración del modelo matemático del problema de despacho hidrotérmico; sin embargo, para el caso de las centrales hidroeléctricas resulta necesario tomar en cuenta otras condiciones además de sus límites de generación.

En primera instancia, la potencia entregada por una central hidroeléctrica se puede formular como una función cuadrática [33] que depende de la cantidad de agua liberada hacia las turbinas y el volumen de su embalse, tal como se indica a continuación en la ecuación (9).

$$P_{jm}^H = c_{1j}(V_{jm})^2 + c_{2j}(Q_{jm})^2 + c_{3j}(V_{jm}Q_{jm}) + c_{4j}(V_{jm}) + c_{5j}(Q_{jm}) + c_{6j} \quad (9)$$

Donde  $V_{jm}$  representa el volumen de almacenamiento esperado al final del intervalo de tiempo  $m$ . La variable  $Q_{jm}$  hace referencia a la cantidad de agua turbinada, igualmente durante el intervalo de tiempo  $m$  del respectivo horizonte de planificación. Por otro lado, los términos  $c_{1j}$ ,  $c_{2j}$ ,  $c_{3j}$ ,  $c_{4j}$ ,  $c_{5j}$  y  $c_{6j}$  son los coeficientes dados para el modelo de cada planta hidroeléctrica.

La ecuación (9) se caracteriza por ser una función cóncava y que para el modelo de optimización presentado se convierte en una nueva restricción de igualdad del tipo no convexa y no uniforme [6].

Dado que la potencia de generación hidroeléctrica se expresa en función del volumen de almacenamiento del embalse y el caudal turbinado, resulta necesario incorporar en el modelo de optimización nuevas restricciones de desigualdad asociadas a estas dos variables.

$$V_j^{min} \leq V_{jm} \leq V_j^{max} \quad (10)$$

$$Q_j^{min} \leq Q_{jm} \leq Q_j^{max} \quad (11)$$

Las expresiones (10) y (11) determinan las limitaciones físicas mínimas y máximas que se deben considerar con respecto a la capacidad de almacenamiento de los reservorios y los flujos de descargas de agua que pueden atravesar por las turbinas hidráulicas.

Otras restricciones también relacionadas con los volúmenes de almacenamiento de los embalses son el nivel de cota inicial con el que empieza cada central hidroeléctrica el periodo de programación y, por otro lado, el nivel de cota final que se deberá garantizar para el último intervalo del horizonte de planificación.

Específicamente para el problema de despacho económico hidrotérmico a corto plazo, los niveles de almacenamiento

iniciales y finales destinados para cada central hidroeléctrica se determinan en el modelo de mediano plazo [3].

$$V_{j0} = V_j^{inicial} \quad (12)$$

$$V_{j24} = V_j^{final} \quad (13)$$

Los términos  $V_j^{inicial}$  y  $V_j^{final}$  mostrados en las expresiones (12) y (13) respectivamente, corresponden al volumen de almacenamiento inicial y final para el embalse de cada unidad hidroeléctrica considerando un horizonte de planificación  $M$  de veinticuatro horas.

Finalmente, la restricción relacionada al balance dinámico del agua de los reservorios expresada en (14) completa el modelo de generación hidráulico para abordar el problema de despacho hidrotérmico.

$$V_{jm} = V_{j(m-1)} + I_{jm} - Q_{jm} - S_{jm} \quad (14)$$

Donde:

$V_{j(m-1)}$  Volumen de almacenamiento del embalse de la  $j$ -ésima unidad hidroeléctrica en el intervalo de tiempo  $m - 1$ .

$I_{jm}$  Afluencia neta natural para cada central hidroeléctrica en el intervalo  $m$ .

$S_{jm}$  Tasa de derrame durante el intervalo  $m$ .

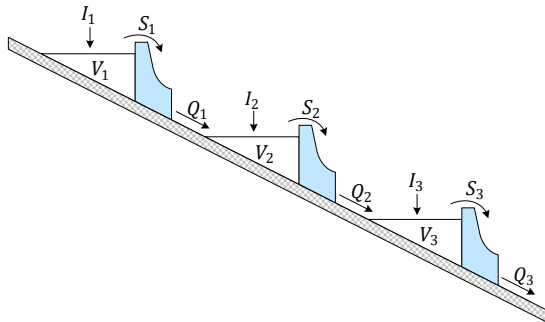


Figura 5. Grupo de centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente.

La ecuación (14) puede presentar una variación al considerar el acoplamiento hidráulico entre centrales hidroeléctricas tal como se ilustra en la Figura 5, lo que implica que el volumen del embalse de una determinada central aguas abajo en un intervalo de tiempo  $m$  considere, además, el caudal turbinado y la tasa de derrame de las centrales que se encuentren inmediatamente aguas arriba de ella. Dicha modificación de la ecuación de continuidad hidráulica se detalla a continuación, en (15).

$$V_{jm} = V_{j(m-1)} + I_{jm} - Q_{jm} - S_{jm} + \sum_{l=1}^{N_{up}} (Q_{lm} + S_{lm}) \quad (15)$$

De donde  $Q_{lm}$  y  $S_{lm}$  representan las descargas de agua y derrames provenientes de las  $N_{up}$  centrales hidroeléctricas que se encuentren directamente encima de la planta  $j$ .

Si se establece que no se permite el derrame o vertimiento del agua almacenada [1], los términos  $S_{jm}$  y  $S_{lm}$  se anulan y por consiguiente, la ecuación (15) se reduce a la siguiente expresión:

$$V_{jm} = V_{j(m-1)} + I_{jm} - Q_{jm} + \sum_{l=1}^{N_{up}} Q_{lm} \quad (16)$$

### 2.3 Métodos de solución clásicos del despacho económico hidrotérmico

Los métodos de optimización clásicos se caracterizan principalmente porque se sustentan en la aplicación de derivadas para la minimización de la función objetivo. El enfoque determinista de este tipo de técnicas le atribuye la concesión de respuestas óptimas tras determinar los mínimos globales; sin embargo, la aplicación de este tipo de métodos en

sistemas de potencia de gran tamaño con una considerable cantidad de centrales de generación hace que sus respuestas ya no sean las óptimas o fluctúen cercanamente a ellas [18], debido a que se incrementan el número de variables y restricciones en el modelo de optimización.

Dentro del grupo de métodos clásicos que han abordado el problema de despacho económico hidrotérmico se encuentran:

- Programación dinámica
- Método de relajación Lagrangiana
- Método de descomposición de Benders
- Método del punto interior

La relajación Lagrangiana es una de las técnicas más representativas que mediante el empleo de multiplicadores de Lagrange logra incluir las restricciones de cada central térmica dentro de la función objetivo [11]. El método de iteración Lambda-Gamma ( $\lambda$ - $\gamma$ ) es utilizado específicamente en el DEHT como estrategia para minimizar la función lagrangiana [1], a través del siguiente planteamiento y condiciones:

$$\min(F_T) = \sum_{k=1}^{k_{max}} n_k(F_k) \quad (17)$$

$$\sum_{k=1}^{k_{max}} n_k q_k = q_T \quad (18)$$

$$P_{D_k} - P_k^H - P_k^S = 0 \quad (19)$$

El problema se define a través la expresión (17), donde  $n_k$  representa la duración de la  $k$  etapa correspondiente al horizonte de planificación; mientras que, las ecuaciones (18) y (19) representan las restricciones a las que está sujeto dicho problema de optimización.

Por un lado, la expresión (18) indica que la sumatoria de descargas de agua  $q_k$  establecidas para cada etapa del horizonte de planificación debe ser igual a la cantidad máxima de agua  $q_T$  establecida como condición inicial para la programación de las centrales hidroeléctricas; mientras que, la expresión (19) hace referencia a la restricción de balance de potencia despreciando las pérdidas en las líneas de transmisión.

Otro aspecto importante que se establece para este método en específico con la finalidad de reducir la dificultad del problema es que el caudal turbinado se expresa como una función que únicamente depende de la potencia hidroeléctrica tal como se detalla en (20).

$$q = q(P_k^H) \quad (20)$$

Tomando en cuenta las condiciones descritas anteriormente, la función de Lagrange para el DEHT se termina formulando de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} &= \sum_{k=1}^{k_{max}} [n_k F(P_k^S) \\ &+ \lambda_k (P_{D_k} - P_k^H - P_k^S)] \\ &+ \gamma \left[ \sum_{k=1}^{k_{max}} n_k q_k(P_k^H) - q_T \right] \end{aligned} \quad (21)$$

Cuando el intervalo  $k$  coincida con la hora  $t$  para la que se esté realizando la programación de despacho, se debe tomar en cuenta que para las correspondientes derivadas parciales mostradas en (22) y (24), los valores para  $\lambda_t$  estarán dados respectivamente por las ecuaciones (23) y (25).



$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_t^S} = 0 \quad (22)$$

$$n_t \frac{dF(P_t^S)}{dP_t^S} = \lambda_t \quad (23)$$

$$\frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_t^H} = 0 \quad (24)$$

$$\gamma n_t \frac{dq_t(P_t^H)}{dP_t^H} = \lambda_t \quad (25)$$

El modelo matemático descrito anteriormente se asocia al método de iteración  $\lambda$ - $\gamma$  simplificado que no considera las pérdidas en los enlaces de transmisión en su formulación. Ahora bien, si se incorporan las pérdidas de las líneas en la función de Lagrange, la ecuación descrita en (21) toma la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} &= \sum_{k=1}^{k_{max}} [n_k F(P_k^S) \\ &+ \lambda_k (P_{Dk} + P_{lossk} - P_k^H - P_k^S)] \\ &+ \gamma \left[ \sum_{k=1}^{k_{max}} n_k q_k(P_k^H) - q_T \right] \end{aligned} \quad (26)$$

Dado que la función de Lagrange varía tras la inclusión del término  $P_{lossk}$  asociado a las pérdidas, las ecuaciones (23) y (25) para la programación de las unidades de generación en la hora  $t$  también se deben modificar considerando un nuevo término de derivada parcial. Las nuevas ecuaciones asociadas a dicho cambio se muestran en (27) y (28).

$$n_t \frac{dF(P_t^S)}{dP_t^S} + \lambda_t \frac{\partial P_{loss_t}}{\partial P_t^S} = \lambda_t \quad (27)$$

$$\gamma n_t \frac{dq_t(P_t^H)}{dP_t^H} + \lambda_t \frac{\partial P_{loss_t}}{\partial P_t^H} = \lambda_t \quad (28)$$

El esquema procedimental del algoritmo Lambda-Gamma utilizado para resolver el problema de despacho hidrotérmico considerando la inclusión de pérdidas en la función de Lagrange se ilustra en la Figura 6.

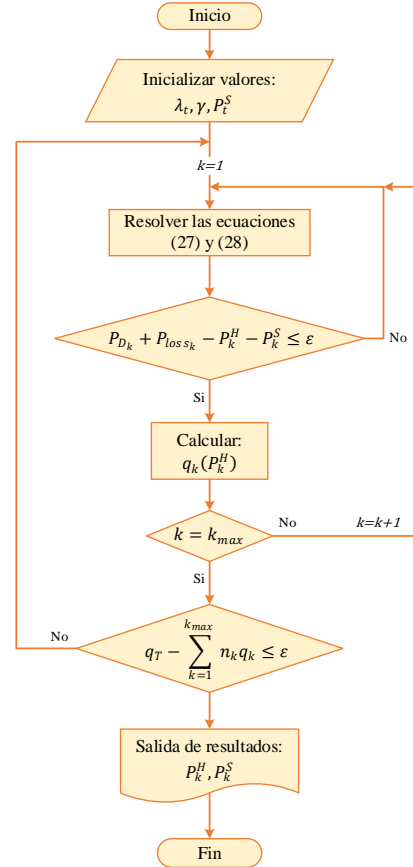


Figura 6. Flujograma del algoritmo  $\lambda$ - $\gamma$  iterativo utilizado para la resolución del problema de despacho económico hidrotérmico considerando pérdidas.

El algoritmo mostrado previamente permite destacar que la aplicación de derivadas resulta ser la base fundamental para lograr resolver el problema de DEHT a través de este método y en general, para el resto de métodos exactos que también utilizan derivadas en sus respectivos procedimientos de resolución.

### 3 Técnicas heurísticas aplicadas a la solución del despacho hidrotérmico

Las técnicas heurísticas se caracterizan porque son métodos no deterministas que se fundamentan en el desarrollo de algoritmos que simulen cierto tipo de fenómenos biológicos o eventos que se producen en la naturaleza [51]. Los métodos heurísticos se basan en la creación aleatoria de posibles soluciones que integren una población inicial de valores dentro de los rangos establecidos por las restricciones del problema en específico, y que a la medida que el algoritmo vaya iterando, dichas soluciones se puedan ir perfeccionando y actualizando gracias a los operadores característicos propios de cada heurística que los guían a seguir explorando el espacio de búsqueda hasta lograr encontrar soluciones que estén cercanamente a las óptimas con gran celeridad [11].

Una de las principales ventajas de las técnicas heurísticas radica en que ante problemas muy robustos, no lineales y no convexos si bien obtienen resultados de buena calidad cuasi-óptimos, en ocasiones si es factible que puedan alcanzar respuestas de calidad óptima [33], ya que al ser métodos exploratorios que no se basan en derivadas permiten realizar una búsqueda a nivel global y en regiones con características no uniformes [15], [17].

El uso de técnicas heurísticas permite abordar cualquier problema de optimización independientemente de la linealidad o no linealidad de las funciones objetivos y las respectivas restricciones que se deban considerar. El despacho económico hidrotérmico es el claro ejemplo de un problema de optimización no lineal que expresamente busca la

minimización de la función de costos de producción por combustibles que se asocia a las centrales térmicas. Dado que existe una variedad de algoritmos heurísticos que pueden ser utilizados para dar solución al problema de despacho económico hidrotérmico, este trabajo en específico propone el uso de las siguientes tres técnicas:

#### 3.1 Algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO)

Este es un método que pertenece a la categoría de algoritmos metaheurísticos de inteligencia de enjambre y que fue desarrollado por R. Eberhart y J. Kennedy en el año de 1995 [15]. La técnica de optimización por enjambre de partículas (PSO) se caracteriza por basarse en el comportamiento dinámico de los cardúmenes de peces o grupos de aves que se van desplazando para buscar comida [52].

Los peces o aves para este algoritmo en específico se comportan como las partículas que representan las soluciones candidatas para el problema y tienen una determinada posición y velocidad [41]. Tras cada iteración del algoritmo PSO, se determinan dos valores, el primero es  $p_{best}$  que se asocia a la mejor posición que alcanzó una determinada partícula en su propia exploración, mientras que el otro valor se representa por  $g_{best}$  y hace referencia a la mejor posición alcanzada a nivel global por una partícula de entre todas las que conforman el enjambre; después de determinar dichos parámetros, la velocidad y posición de cada partícula se actualizan a través de las ecuaciones (29) y (30).

$$\begin{aligned} \vec{V}_p^{k+1} &= w \vec{V}_p^k \\ &+ \alpha_1 rand() (\vec{p}_{best_p} - \vec{X}_p^k) \\ &+ \alpha_2 rand() (\vec{g}_{best_p} - \vec{X}_p^k) \end{aligned} \quad (29)$$

$$\vec{X}_p^{k+1} = \vec{X}_p^k + \vec{V}_p^{k+1} \quad (30)$$

De donde  $\vec{V}_p^{k+1}$  y  $\vec{X}_p^{k+1}$  representan la velocidad y posición actualizadas de la respectiva partícula  $p$  que pertenece a un enjambre conformado por  $N_p$  número de partículas. Los términos  $\alpha_1$  y  $\alpha_2$  son constantes de aceleración,  $w$  corresponde al peso de inercia y  $rand()$  es un número aleatorio comprendido entre 0 y 1.

El peso de inercia es una variable muy importante para el algoritmo PSO, pues esta permite garantizar una dinámica equilibrada para la exploración de las soluciones candidatas a un nivel local y global, por ello un valor adecuado de  $w$  garantiza que el algoritmo logre converger con un menor número de iteraciones [40]. El peso de inercia para la respectiva iteración  $k$  se calcula a través de la ecuación (31).

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{k_{max}} k \quad (31)$$

Donde  $w_{max}$  y  $w_{min}$  son los pesos de inercia mínimos y máximos establecidos como constantes en el problema y  $k_{max}$  es el número de iteraciones máximas consideradas.

Por otra parte, para el caso en específico de la aplicación del algoritmo PSO al despacho hidrotérmico, de todo el conjunto de partículas del enjambre inicializado, cierta cantidad de partículas representarán las variables asociadas a los volúmenes de almacenamiento y descargas de agua para el caso de las unidades de generación hidroeléctricas; mientras que, el resto de partículas estarán

destinadas a la potencia de despacho de cada central térmica.

Dado que es un proceso iterativo, en cada iteración se irán evaluando las posibles soluciones ligadas a cada partícula en la función objetivo de desempeño definida para el DEHT con el propósito de determinar las mejores partículas y así actualizar tanto la posición y velocidad de las partículas del nuevo enjambre, de modo que a medida que aumenten las iteraciones se logre guiar acertadamente su desplazamiento en ciertas zonas del espacio de búsqueda definido hasta lograr encontrar la ubicación que represente el menor costo de operación.

### 3.2 Algoritmo Grey Wolf (GWO)

El algoritmo con el nombre de Grey Wolf que traducido al español significa “Lobo gris”, es una metaheurística que se desarrolló en el año 2014 y se basa en la imitación del proceso de cacería que llevan a cabo los lobos grises con sus manadas [53]. Esta técnica realiza una jerarquización de los lobos a través de cuatro escalafones: alfa ( $\alpha$ ), beta ( $\beta$ ), delta ( $\delta$ ) y omega ( $\omega$ ) con la finalidad de representar la capacidad de liderazgo que tienen este tipo de animales depredadores [53], [54].

Para el algoritmo GWO los lobos alfas se encuentran en la posición más alta de la estructura piramidal y son quienes se encargan de tomar las decisiones para la caza, la selección del lugar donde va a dormir la manada, entre otros. Los betas son la mano derecha de los lobos alfas y en caso de que llegue a morir algún alfa, éstos son los llamados a tomar su lugar. Los lobos deltas se encargan de vigilar y cuidar el perímetro territorial de la manada y además deben estar en alerta ante cualquier peligro. Los lobos omegas son los de menor rango, pero igualmente cumplen un rol importante dentro de la

manada, ya que se comportan como chivos expiatorios y, además, deben cumplir todas las órdenes que les deleguen los lobos de mayor categoría.

La técnica de GWO al igual que el algoritmo PSO es una técnica del tipo inteligencia de enjambre [51] y para la imitación del proceso de caza que realizan los lobos toma en cuenta tres pasos: la búsqueda y selección de la presa, el acorralamiento que se le realiza a la presa y por último la fase de ataque [55].

La representación de la distancia existente entre la posición de la presa a ser cazada y cualquier lobo que la esté rodeando se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\vec{D} = |\vec{C} \vec{X}_p^k - \vec{X}^k| \quad (32)$$

Donde  $\vec{X}_p^k$  representa el vector de posición de la presa en la iteración  $k$  y  $\vec{X}^k$  representa el vector de posición de cada lobo de la manada. La posición de los lobos para la siguiente iteración se debe actualizar utilizando la expresión (33).

$$\vec{X}^{k+1} = \vec{X}_p^k - \vec{A} \vec{D} \quad (33)$$

Los vectores  $\vec{A}$  y  $\vec{C}$  utilizados en las anteriores ecuaciones se calculan de la siguiente manera:

$$\vec{A} = 2 \vec{h} \vec{r}_1 - \vec{h} \quad (34)$$

$$\vec{C} = 2 \vec{r}_2 \quad (35)$$

Donde  $\vec{h}$  es un parámetro que se va decrementando a lo largo del proceso iterativo de 2 a 0. Los términos  $\vec{r}_1$  y  $\vec{r}_2$  en cambio, son vectores aleatorios comprendidos entre 0 y 1.

Orientando el algoritmo GWO al despacho hidrotérmico, la ubicación de la presa a ser cazada representaría el costo

de producción de las centrales térmicas que se quiere minimizar y las determinadas posiciones de los lobos que ayudan a rodear la presa vendrían a ser las potencias de despacho para las centrales térmicas y también los volúmenes de embalse y caudales turbinados que se buscan gestionar para la operación de las centrales hidroeléctricas. Entonces, para lograr encontrar el menor costo, la primera, segunda y tercera mejor solución de toda la población de lobos se asignan respectivamente a los operadores  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\delta$ ; mientras que, el resto de soluciones se clasifican como omegas ( $\omega$ ). El uso de dichas mejores soluciones asociadas a los lobos alfa, beta y delta permiten tener un mejor conocimiento de la ubicación que se encuentre más cerca al punto óptimo y así realizar el cálculo de mejores posiciones candidatas que ayuden a lograr un acorralamiento más estrecho de la presa.

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \vec{X}_\alpha^k - \vec{X}^k| \quad (36)$$

$$\vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \vec{X}_\beta^k - \vec{X}^k| \quad (37)$$

$$\vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \vec{X}_\delta^k - \vec{X}^k| \quad (38)$$

Los vectores  $\vec{D}_\alpha$ ,  $\vec{D}_\beta$  y  $\vec{D}_\delta$  representan las tres primeras mejores posiciones obtenidas en la iteración  $k$ , y se deben actualizar a través de las ecuaciones (39), (40) y (41), respectivamente.

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha^k - \vec{A}_1 \vec{D}_\alpha \quad (39)$$

$$\vec{X}_2 = \vec{X}_\beta^k - \vec{A}_2 \vec{D}_\beta \quad (40)$$

$$\vec{X}_3 = \vec{X}_\delta^k - \vec{A}_3 \vec{D}_\delta \quad (41)$$

En base a las posiciones actualizadas  $\vec{X}_1$ ,  $\vec{X}_2$  y  $\vec{X}_3$  se calcula una posición promedio que viene dada por (42), y la cual sirve para que los omegas y el resto de lobos de la manada mejoren su ubicación para la siguiente iteración y ayuden a seguir explorando el espacio de búsqueda.

$$\vec{X}^{k+1} = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (42)$$

### 3.3 Algoritmos Genéticos (GA)

La técnica de algoritmos genéticos es una metaheurística que forma parte del grupo de algoritmos evolutivos y fue propuesta por Holland en el año de 1975 [45], [51]. Los algoritmos genéticos se inspiran en el proceso de evolución humana y selección natural, por ello empiezan creando una población aleatoria de soluciones candidatas que comúnmente son representadas como cadenas binarias con ceros y unos o también como cadenas de números enteros o reales [11]. Dichas posibles soluciones se evalúan en la función objetivo para determinar su calidad y así poder seleccionar a los mejores candidatos de esa generación para convertirlos en los padres que contienen el material genético que se modifica a través de determinados operadores de cruce y mutación, para así dar origen a una nueva población de individuos descendientes que posean mejores características que las de sus progenitores.

La fase de selección de los individuos aptos para continuar el proceso de reproducción puede ser realizado de distintas maneras, pero tradicionalmente las formas de selección más usadas son: por ruleta o torneo [49]. La selección por ruleta implica que cada individuo posee un determinado número de espacios dentro de la ruleta según su calidad y aptitud; posteriormente, se genera un

número aleatorio para escoger el espacio ganador y, por ende, al nuevo padre. Por otra parte, la selección por torneo se fundamenta en la elección aleatoria de un conjunto de individuos de los cuales se proclama ganador al que posea la mejor solución con respecto al resto de individuos que formen parte del conjunto considerado para competir.

La fase de cruzamiento implica que se mezcla el material genético de los individuos que fueron seleccionados previamente como los mejores padres, de manera que sus hijos hereden parte de la información almacenada en sus cromosomas, y por ende se conviertan en descendientes con mejores cualidades [56].

Con respecto a la mutación, este operador genético se encarga de añadirle nueva información a los cromosomas de los individuos descendientes mediante la alteración de parte de su material genético. La finalidad de este operador radica en conseguir una nueva población de individuos más variada que logre realizar una exploración más amplia por todo el espacio de búsqueda [11].

Dirigiendo la aplicación de los algoritmos genéticos en la resolución del problema de despacho económico hidrotérmico, la población de individuos contendrá los posibles valores tanto de la potencia que deba entregar cada central térmica y los caudales y niveles de almacenamiento de los embalses para las plantas hidroeléctricas. El conjunto de soluciones candidatas para dichas variables se deberán ir evaluando en la función objetivo de aptitud o desempeño establecida para el DEHT y así después, elegir los mejores resultados a los cuales se debe aplicar los operadores de cruzamiento y mutación para que a medida que vayan aumentando las generaciones, se logre encontrar el esquema de despacho que represente el

menor costo de operación de las plantas termoeléctricas para cada intervalo de planificación.

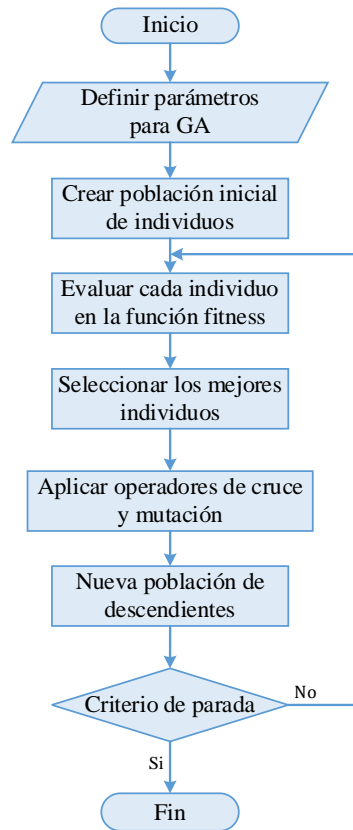


Figura 7. Diagrama de flujo de un Algoritmo Genético.

## 4 KPIs

Los indicadores clave de rendimiento provenientes de las siglas en inglés KPIs (Key Performance Indicators) son parámetros utilizados como métricas que ayudan a determinar el nivel de desempeño y éxito alcanzado por una determinada acción, estrategia o proceso [57]. Generalmente los KPIs han venido siendo canalizados en la gestión operativa de empresas y organizaciones con el propósito de medir la calidad de sus resultados tras haber cumplido determinados objetivos fijados con antelación.

Los beneficios de la inclusión de indicadores clave de rendimiento en el modelo de evaluación de las estrategias y

decisiones tomadas por una empresa permiten definir lineamientos más claros y concisos que ayuden a valorar puntualmente el rendimiento de cada estrategia implementada y, por lo tanto, determinar cuál de todas brindó los mejores resultados.

La incursión de los KPIs en el ámbito de la ingeniería eléctrica es una iniciativa que de a poco viene tomando impulso y por ejemplo, en [58] se desarrolla un trabajo enfocado en la aplicación de este tipo de indicadores en el área de campus universitarios y microrredes inteligentes con el propósito de desarrollar una metodología en base a KPIs que ayude a monitorear y supervisar de mejor manera este tipo de instalaciones.

Aprovechando las prestaciones de los KPIs resulta atractiva la idea de introducir este tipo de indicadores en el área de despacho económico de sistemas de potencia. El objetivo principal de esta idea se fundamenta en que mediante la utilización de diferentes KPIs sea posible evaluar los resultados conseguidos por los diferentes métodos de optimización.

Dado que este artículo aborda la problemática de despacho económico hidrotérmico mediante la utilización de técnicas heurísticas como herramientas de solución, en la Tabla 1 se plantean varios indicadores clave de rendimiento que sirven como métricas estándar de evaluación del desempeño alcanzado por cualquier algoritmo heurístico que se implemente para la resolución del DEHT.

Tabla 1. Lista de KPIs propuestos para la evaluación de Algoritmos Heurísticos usados en el DEHT.

Indicador KPI	Unidad
Factor de Generación Hidroeléctrica (FGH)	%
Factor de Generación Termoeléctrica (FGT)	%
Número de penalizaciones de la Función Fitness (NPPF)	#

Índice de costo por penalización (ICP)	$\frac{\$}{\text{penalización seg}}$
Tiempo medio de evaluación de la Función Fitness (TMEFF)	$\frac{\text{evaluación}}{\text{seg}}$
Índice de costo por unidad de generación térmica (ICUT)	$\frac{\$}{\text{unidad térmica}}$
Costo promedio por intervalo de planificación (CPI)	$\frac{\$}{\text{intervalo}}$

$\mu$  Constante de penalización para  $VIOL_{BP}$ .  
 $\psi$  Constante de penalización para  $VIOL_{BW}$ .

## 5 Implementación de los métodos de solución

Las técnicas heurísticas utilizadas en este artículo para abordar el problema de despacho económico hidrotérmico tal como se describieron en la Sección 3 son: el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO), el algoritmo Grey Wolf (GWO) y algoritmos genéticos (GA).

Con el antecedente que este tipo de métodos evalúan sus soluciones en una función de aptitud para posteriormente aplicar sus respectivos operadores y crear la población de soluciones candidatas para la siguiente iteración, la función objetivo de desempeño o también denominada función fitness que se propone y es utilizada en este trabajo viene dada por la ecuación (43).

$$F_{fitness_m} = \sum_{i=1}^{N_s} F_{im}(P_{im}^S) + \mu |VIOL_{BP}| + \psi \left| \sum_{j=1}^{N_h} VIOL_{BW} \right| \quad (43)$$

Donde:  
 $F_{fitness_m}$  Función fitness de aptitud para el intervalo de tiempo  $m$ .  
 $VIOL_{BP}$  Violación de la restricción de balance de potencia.  
 $VIOL_{BW}$  Violación de la restricción de balance dinámico de los reservorios.

La expresión (43) básicamente se inspira en la función objetivo del DEHT asociada al costo de combustible de las centrales térmicas; sin embargo, a ésta se le añaden dos términos asociados a las violaciones presentadas tanto en la restricción del balance de potencia y el balance dinámico de agua de los embalses. La finalidad de sumar estas penalizaciones a la función de costos de las plantas termoeléctricas radica en realizarle un aumento forzoso a su costo de operación, de manera que el algoritmo siga iterando y perfeccionando sus soluciones candidatas hasta cumplir con la tolerancia impuesta para dichas restricciones y simultáneamente, converja a un esquema de despacho que represente el menor costo.

Tras la definición de la función fitness que usarán cada una de las técnicas heurísticas para evaluar la aptitud presentada por sus soluciones candidatas, se desarrolló un algoritmo genérico que se complementa con otros subprogramas, los cuales son rutinas que poseen la algoritmia asociada a técnica heurística.

En la Tabla 2 se indica la nomenclatura utilizada en los pseudocódigos para explicar la estructura de los algoritmos propuestos.

Tabla 2. Notación utilizada.

Nomenclatura	
$P_{min}^S$ , $P_{max}^S$	Vectores de límites de potencia mínimos y máximos de las centrales térmicas.
$P_{min}^H$ , $P_{max}^H$	Vectores de límites de potencia mínimos y máximos de las centrales hidroeléctricas.
$Q_{min}$ , $Q_{max}$	Vectores de caudales mínimos y máximos tolerables por las turbinas hidráulicas.
$V_{min}$ , $V_{max}$	Vectores de volúmenes mínimos y máximos de almacenamiento de los embalses.

$V_0, V_M$	Vector de volúmenes iniciales y finales de las centrales hidroeléctricas.
$I$	Matriz de flujos de entrada de agua para cada planta hidroeléctrica.
$VIOL_{BW}$	Violación asociada a la restricción del balance de los embalses.
$VIOL_{BP}$	Violación asociada a la restricción de balance de potencia.
$P_D$	Vector de Potencia de carga.
$N_r$	Número de repeticiones a realizar.
$C_m^p$	Costo de operación para el periodo $p$ .
$C_{T_k}$	Costo de operación para todo el horizonte de planificación en la repetición $k$ .
$C_T^{best}$	Mejor costo de operación para todo el horizonte de planificación determinado por el algoritmo.
$\xi$	Repetición que logra el mejor esquema de despacho.

En la Tabla 3 se presenta el algoritmo principal implementado, en el cual *funH* hace referencia a los subprogramas 1,2 y 3 que se describen más adelante y corresponden a los algoritmos PSO, GWO y GA que se adaptaron para resolver el problema de despacho económico hidrotérmico.

Tabla 3. Pseudocódigo del algoritmo principal para resolver el DEHT.

<b>Algoritmo 1.</b> Despacho económico Hidrotérmico mediante el uso de técnicas heurísticas.	
<b>Paso 1:</b>	Ingreso de datos: $P_{min}^S, P_{max}^S, P_{min}^H, P_{max}^H, Q_{min}, Q_{max}, V_{min}, V_{max}, V_i, V_f, I, P_D, N_r$
<b>Paso 2:</b>	Construir vector de restricción de límites operativos mínimos y máximos. $lb = [V_{min} \ Q_{min} \ P_{min}^T]$ $ub = [V_{max} \ Q_{max} \ P_{max}^T]$
<b>Paso 3:</b>	Procedimiento de resolución del DEHT con la función del algoritmo heurístico. <b>Para</b> $k = 1$ <b>Hasta</b> $(N_r)$ <b>Hacer</b> $C_{T_k} = 0$ <b>Para</b> $m = 1$ <b>Hasta</b> (24) <b>Hacer</b> $[Q_{m,k}, V_{m,k}, P_{m,k}^H, P_{m,k}^T, C_m^p] \leftarrow$ $funH(lb, ub, P_D, I, V_i, V_f, m, P_{min}^H, P_{max}^H)$ $C_{T_k} = C_{T_k} + C_m^p$ <b>Fin Para</b> <b>Fin Para</b>
<b>Paso 4:</b>	Encontrar el mejor costo de operación para todo el horizonte de planificación. $C_T^{best} = C_{T_{k=\xi}}$
<b>Paso 5:</b>	Mostrar resultados del mejor esquema de despacho obtenido por la heurística.
<b>Paso 6:</b>	Determinar Indicadores KPIs.
<b>Paso 7:</b>	Análisis de resultados.

**Paso 8:** Finalizar.

En adelante se presentan los pseudocódigos asociados a cada técnica heurística que se comportan como la función *funH* que es llamada por el algoritmo principal. Estas rutinas se detallan en la Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6, respectivamente.

Tabla 4. Pseudocódigo del algoritmo PSO para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica.

<b>Subprograma 1.</b> Rutina PSO para el problema de DEHT considerando el acople hidráulico de centrales hidroeléctricas.	
<b>Paso 1:</b>	Leer datos de entrada de la función: $lb, ub, P_D, I, V_i, V_f, m, P_{min}^H, P_{max}^H$
<b>Paso 2:</b>	Definir parámetros iniciales del algoritmo PSO.
<b>Paso 3:</b>	Inicializar aleatoriamente las posiciones y velocidades de las partículas asociadas a las variables $V_{jm}, Q_{jm}$ y $P_{im}^S$ respetando los límites $lb$ y $ub$ .
<b>Paso 4:</b>	Calcular las violaciones $VIOL_{BW}$ y $VIOL_{BP}$ mediante el Subprograma 4.
<b>Paso 5:</b>	Evaluar la aptitud de cada vector de partículas candidatas en la función fitness expresada en (43).
<b>Paso 6:</b>	Seleccionar las mejores posiciones locales y globales: $p_{best}$ y $g_{best}$ .
<b>Paso 7:</b>	Actualizar posiciones y velocidades de las partículas ( $\vec{V}_p^{k+1}, \vec{X}_p^{k+1}$ ) con las ecuaciones (29) y (30).
<b>Paso 8:</b>	<b>Si</b> $VIOL_{BW} \wedge VIOL_{BP} \leq Tolerancia$ Enviar resultados y Terminar rutina. <b>Caso contrario</b> Regresar al Paso 4. <b>Fin Si</b>

Tabla 5. Pseudocódigo del algoritmo GWO para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica.

<b>Subprograma 2.</b> Rutina GWO para el problema de DEHT considerando el acople hidráulico de centrales hidroeléctricas.	
<b>Paso 1:</b>	Leer datos de entrada de la función: $lb, ub, P_D, I, V_i, V_f, m, P_{min}^H, P_{max}^H$
<b>Paso 2:</b>	Definir parámetros iniciales del algoritmo GWO.
<b>Paso 3:</b>	Inicializar aleatoriamente la población de lobos grises (agentes de búsqueda) asociados a las variables $V_{jm}, Q_{jm}$ y $P_{im}^S$ respetando los límites $lb$ y $ub$ .
<b>Paso 4:</b>	Calcular las violaciones $VIOL_{BW}$ y $VIOL_{BP}$ mediante el Subprograma 4.



<b>Paso 5:</b>	Evaluar la aptitud de cada vector de posiciones de los agentes de búsqueda en la función fitness expresada en (43).
<b>Paso 6:</b>	Identificar los 3 mejores agentes de búsqueda ubicados: $\vec{X}_\alpha$ = Primer mejor vector de lobos $\vec{X}_\beta$ = Segundo mejor vector de lobos $\vec{X}_\delta$ = Tercer mejor vector de lobos
<b>Paso 7:</b>	Actualizar las posiciones de $\vec{X}_\alpha$ , $\vec{X}_\beta$ y $\vec{X}_\delta$ aplicando respectivamente las ecuaciones (39), (40) y (41).
<b>Paso 8:</b>	Actualizar las posiciones del resto de lobos omegas $\vec{X}_\omega$ de la manada mediante la ecuación (42).
<b>Paso 9:</b>	<b>Si</b> $VIOL_{BW} \wedge VIOL_{BP} \leq Tolerancia$ Enviar resultados y Terminar rutina. <b>Caso contrario</b> Regresar al Paso 4. <b>Fin Si</b>

Tabla 6. Pseudocódigo del algoritmo GA para el despacho de generación hidroeléctrica y térmica.

<b>Subprograma 3.</b> Rutina GA para el problema de DEHT considerando el acople hidráulico de centrales hidroeléctricas.	
<b>Paso 1:</b>	Leer datos de entrada de la función: $lb, ub, P_D, I, V_i, V_f, m, P_{min}^H, P_{max}^H$
<b>Paso 2:</b>	Definir parámetros iniciales del algoritmo GA.
<b>Paso 3:</b>	Crear aleatoriamente la población inicial descendiente de individuos asociados a las variables $V_{jm}, Q_{jm}$ y $P_{im}^S$ respetando los límites $lb$ y $ub$ .
<b>Paso 4:</b>	Calcular las violaciones $VIOL_{BW}$ y $VIOL_{BP}$ mediante el Subprograma 4.
<b>Paso 5:</b>	Evaluar la aptitud de cada vector de individuos en la función fitness expresada en (43).
<b>Paso 6:</b>	Seleccionar los 2 mejores vectores de individuos de la población para la fase de apareamiento.
<b>Paso 7:</b>	Aplicar operador genético aleatorio de cruce a los individuos seleccionados como padres.
<b>Paso 8:</b>	Aplicar operador genético aleatorio de mutación para crear la nueva población descendiente.
<b>Paso 9:</b>	<b>Si</b> $VIOL_{BW} \wedge VIOL_{BP} \leq Tolerancia$ Enviar resultados y Terminar rutina. <b>Caso contrario</b> Regresar al Paso 4. <b>Fin Si</b>

Cada técnica heurística mostrada anteriormente utiliza otro subprograma para el cálculo de las violaciones tanto de la restricción del balance de los

reservorios y de la restricción del balance de potencia, esta nueva función se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Pseudocódigo de la función para el cálculo de violaciones de las restricciones.

<b>Subprograma 4.</b> Rutina de cálculo de las violaciones $VIOL_{BW}$ y $VIOL_{BP}$ .	
<b>Paso 1:</b>	Leer población de soluciones candidatas generada por la técnica heurística.
<b>Paso 2:</b>	Calcular el aporte de generación hidroeléctrica con la ecuación (9) $P_{total}^H = 0$ <b>Para</b> $j = 1$ <b>Hasta</b> $(N_h)$ <b>Hacer</b> <b>Si</b> $m = 24$ $V_{jm} = V_M$ <b>Fin Si</b> $P_{jm}^H = f(V_{jm}, Q_{jm})$ <b>Fin Para</b>
<b>Paso 3:</b>	Calcular la violación $VIOL_{BW}$ . $VIOL_{BW} = 0$ <b>Para</b> $j = 1$ <b>Hasta</b> $(N_h)$ <b>Hacer</b> <b>Si</b> $m = 1$ $BW = V_0 + I_{jm} - Q_{jm} + \sum_{l=1}^{N_{up}} Q_{lm} - V_{jm}$ <b>Caso contrario</b> $BW = V_{j,m-1} + I_{jm} - Q_{jm} + \sum_{l=1}^{N_{up}} Q_{lm} - V_{jm}$ <b>Fin Si</b> $VIOL_{BW} = VIOL_{BW} +  BW $ <b>Fin Para</b>
<b>Paso 4:</b>	Calcular la violación $VIOL_{BP}$ según (4).
<b>Paso 5:</b>	Enviar resultados de violaciones y Terminar rutina.

Finalmente, los algoritmos propuestos para la solución del despacho económico hidrotérmico con las técnicas heurísticas PSO, GWO y GA se implementaron en el software MATLAB R2020b instalado en una computadora con características: procesador Intel® Core™ i7-8550U CPU @ 1.80 GHz y memoria RAM de 16 GB.

## 5.1 Sistema de prueba

El modelo del sistema de prueba utilizado para la resolución del problema de DEHT consiste en una modificación del sistema de prueba propuesto en [33]. El sistema de prueba en el que se ensayaron las técnicas heurísticas implementadas corresponde a un sistema de potencia uninodal

compuesto por un conjunto múltiple de centrales generadoras. El sistema de generación específicamente se encuentra integrado por nueve plantas generadoras, de las cuales: cinco son térmicas y las otras cuatro restantes son centrales hidroeléctricas que se encuentran acopladas en cascada tal como se muestra en la Figura 8.

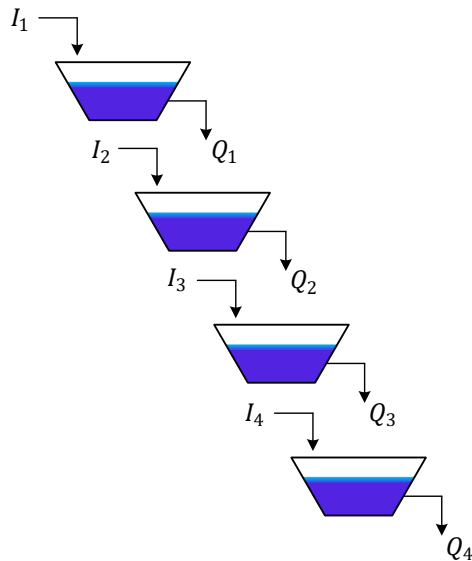


Figura 8. Disposición de los embalses de las centrales hidroeléctricas que conforman el sistema de prueba.

En la Figura 9 se muestran los flujos de entrada de agua naturales previstos para cada central hidroeléctrica para cada hora del día.

En la sección de Anexos se encuentra detallada toda la información referente a los coeficientes de las funciones de costos de las centrales térmicas y sus límites de potencia de generación. Así mismo, para las plantas hidroeléctricas se indican los coeficientes del modelo de cada planta, los límites de potencia, los límites de capacidad de descarga de agua, los límites de capacidad de almacenamiento de cada embalse y las condiciones de volúmenes iniciales y finales establecidos para cada central.

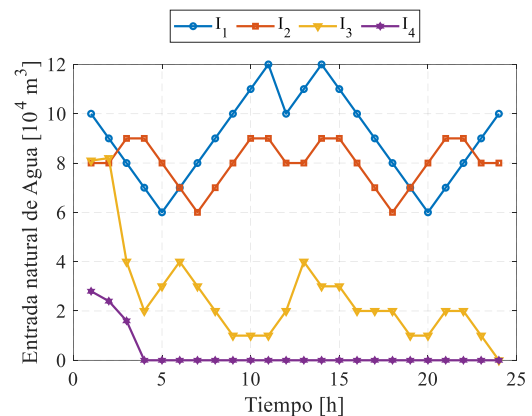


Figura 9. Entradas de agua naturales a los embalses de cada planta hidroeléctrica para cada intervalo del horizonte de planificación.

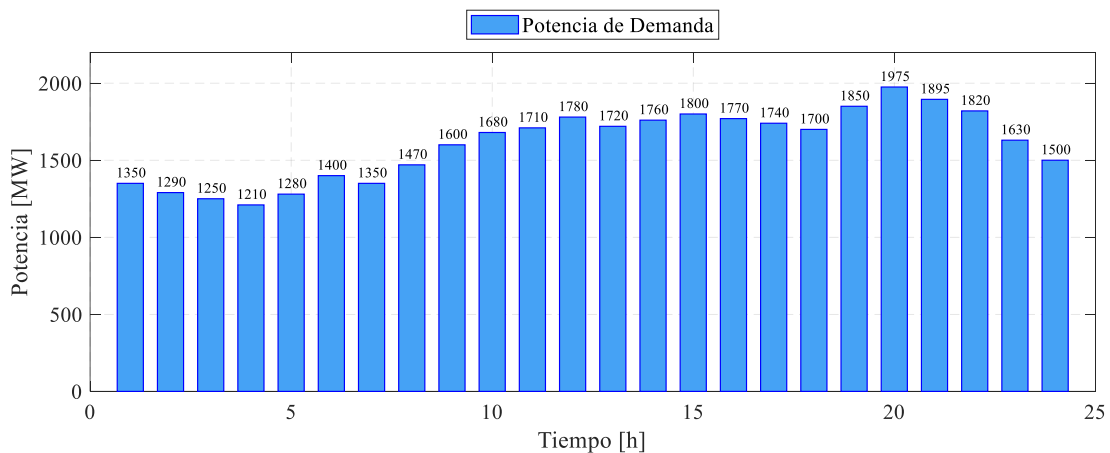


Figura 10. Escenario de demanda para un horizonte de planificación de 24 horas.

El escenario de demanda con el que se propone validar los algoritmos propuestos se ilustra en la Figura 10, el cual considera un horizonte de planificación de 24 horas y, por ende, conduce a un modelo de despacho que consta de 24 periodos de optimización.

## 6 Análisis de resultados

Con el precedente de que las técnicas heurísticas empiezan su proceso iterativo con una población inicial aleatoria de soluciones, los resultados que se obtienen en cada simulación siempre son distintos y es por ello, que para este trabajo se repitió la ejecución de cada algoritmo diez veces y en función de todo ese conjunto de resultados se escogió como ganadora a la repetición que obtuvo el menor costo.

Para el caso del algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) y el algoritmo Grey Wolf (GWO), los mejores esquemas de despacho se obtuvieron en la segunda repetición. Por otra parte, con respecto a la técnica de algoritmos genéticos se utilizaron las variantes de selección de individuos por ruleta (GA-R) y por torneo (GA-T) determinándose los mejores costos con estas dos versiones de GA en las repeticiones tres y diez, respectivamente.

De la Figura 11 a la Figura 14 se muestran los esquemas de descargas de agua determinados para cada central hidroeléctrica a lo largo de todo el horizonte de planificación por las técnicas PSO, GWO, GA-R y GA-T.

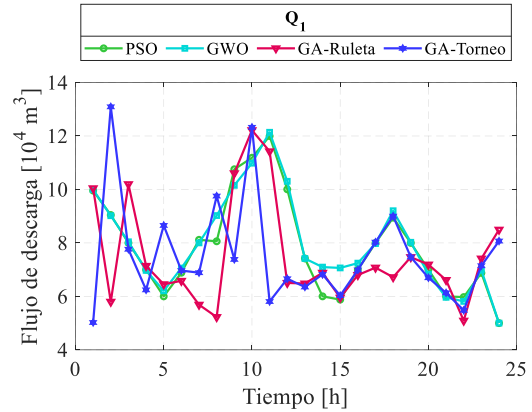


Figura 11. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 1.

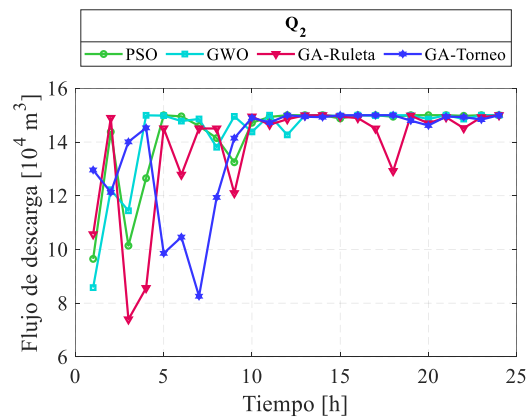


Figura 12. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 2.

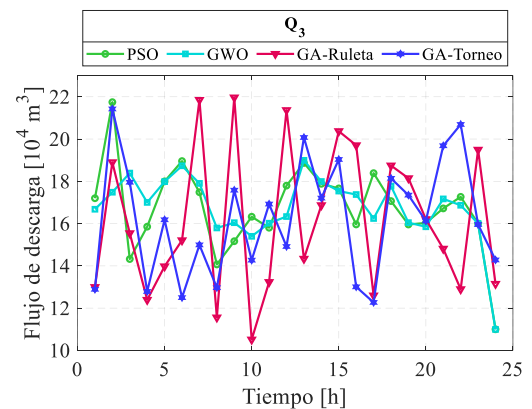


Figura 13. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 3.

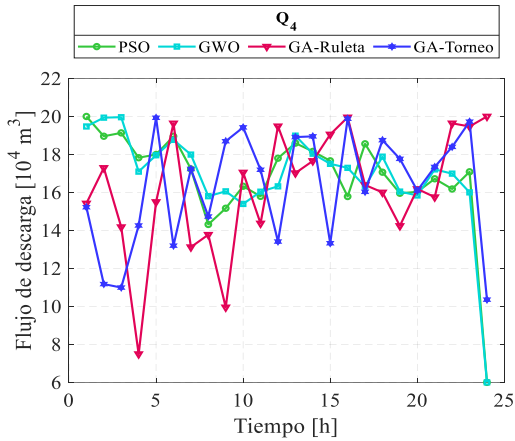


Figura 14. Flujos de descarga determinados por cada técnica heurística para la planta hidroeléctrica 4.

La Figura 15 muestra resumidamente los flujos de descarga de agua planificados por cada técnica heurística para todo el conjunto de centrales hidroeléctricas que componen el sistema de prueba analizado. De acuerdo con esta

gráfica se evidencia que la tasa de descargas de la planta 2 es la que posee un patrón más uniforme con todas las técnicas a partir del intervalo 10. Los flujos de descarga  $Q_3$  y  $Q_4$  programados por las técnicas PSO y GWO son valores prácticamente muy cercanos entre sí en la mayoría de los intervalos, a diferencia de los determinados con la técnica de algoritmos genéticos con sus modos de selección por ruleta y torneo que varían mucho más.

Los niveles de cota tanto para los embalses 1, 2, 3 y 4 determinados por cada algoritmo heurístico para cada hora del día del horizonte de planificación considerado se indican a partir de la Figura 16.

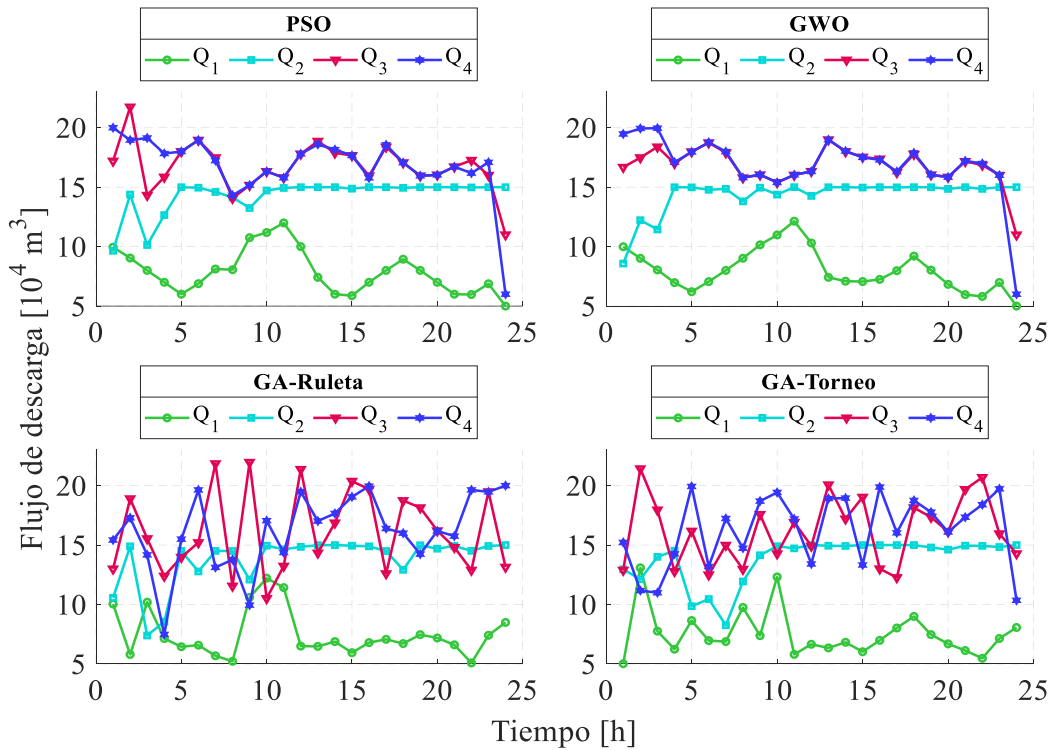


Figura 15. Flujos de descarga de agua programados por cada técnica heurística.

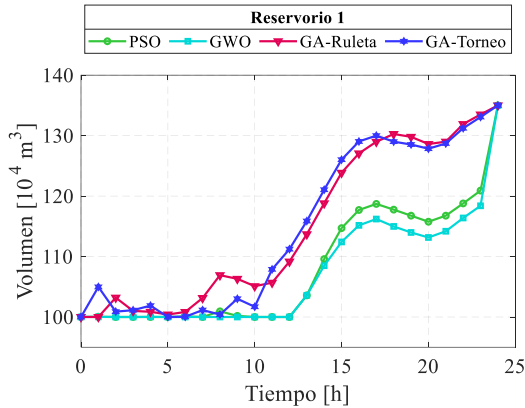


Figura 16. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservoirio 1.

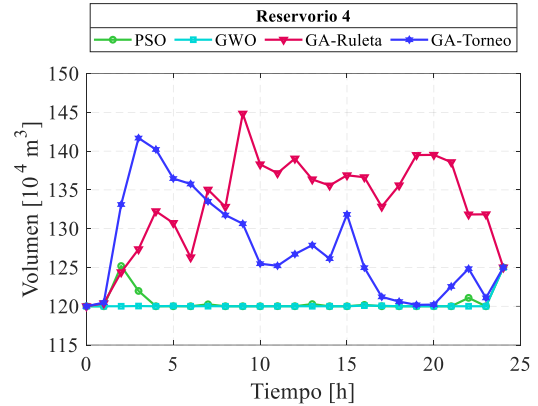


Figura 19. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservoirio 4.

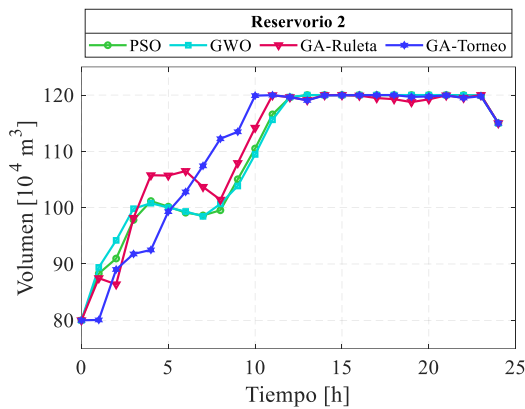


Figura 17. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservoirio 2.

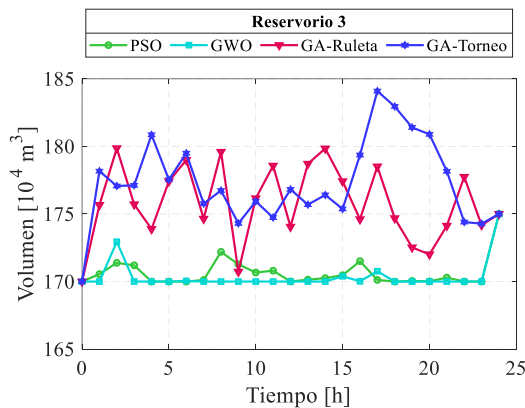


Figura 18. Niveles de almacenamiento establecidos por cada técnica heurística para el Reservoirio 3.

En base a la Figura 18 y Figura 19 correspondientes a la gestión de los reservorios 3 y 4 respectivamente, resulta interesante observar la gestión propuesta por la técnica de algoritmos genéticos tanto con el método de selección por ruleta y torneo, pues logran una mayor variación de los niveles de almacenamiento a lo largo del horizonte de planificación, a diferencia de las técnicas PSO y GWO que mantienen un nivel de cota casi constante para dichos reservorios.

En la Figura 20 se presenta un compendio de la gestión de reservorios lograda a través de cada técnica heurística para el sistema de prueba considerado. A partir de ésta se corrobora que cada una de las técnicas implementadas aprovecha las condiciones físicas del reservorio 3, dado que éste es el más grande de todos y, por ende, hacen que este embalse sea el que almacene mayor cantidad de agua durante todo el horizonte de planificación en comparación al resto de embalses que componen el sistema de prueba hidráulico.

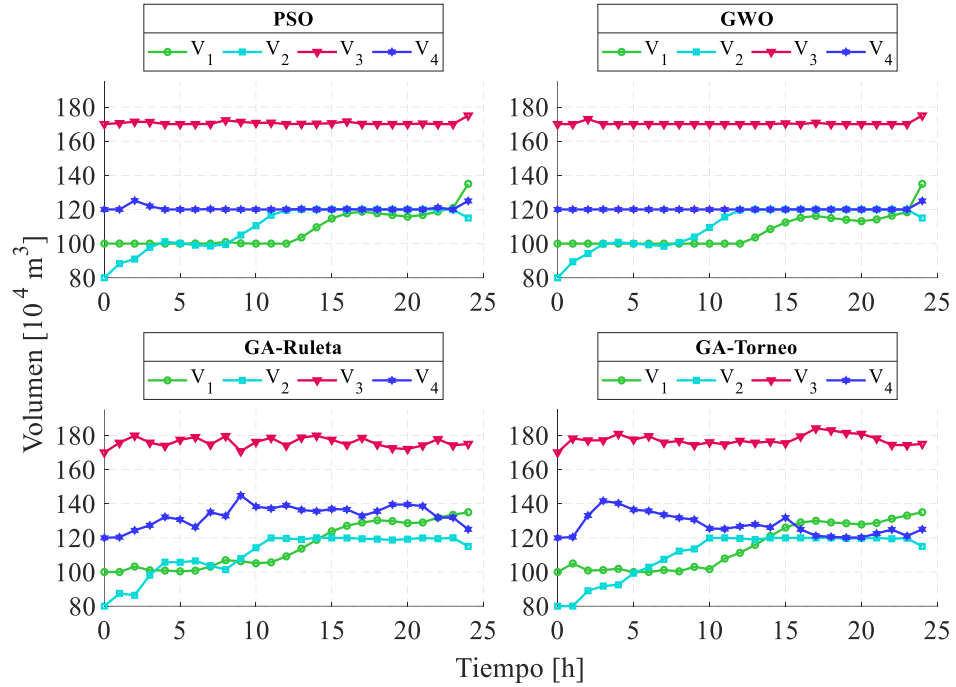


Figura 20. Gestión de reservorios de las plantas hidroeléctricas propuesta por cada algoritmo heurístico.

Los aportes de generación hidroeléctrica obtenidos para las cuatro plantas hidráulicas que componen el sistema de prueba considerado mediante los algoritmos PSO, GWO, GA-Ruleta y GA-Torneo se ilustran a continuación, en la Figura 21, Figura 22, Figura 23 y Figura 24, respectivamente.

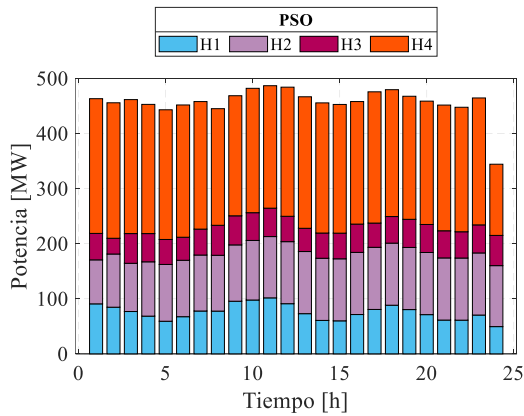


Figura 21. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo PSO.

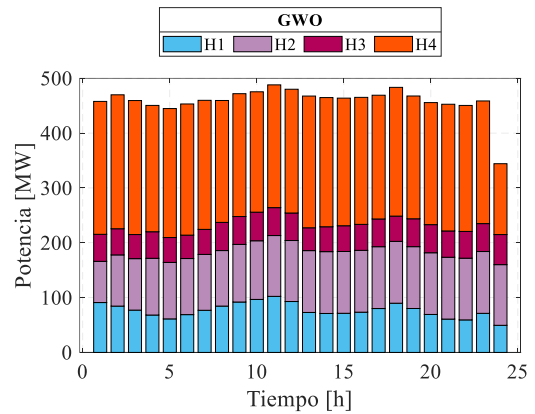


Figura 22. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GWO.

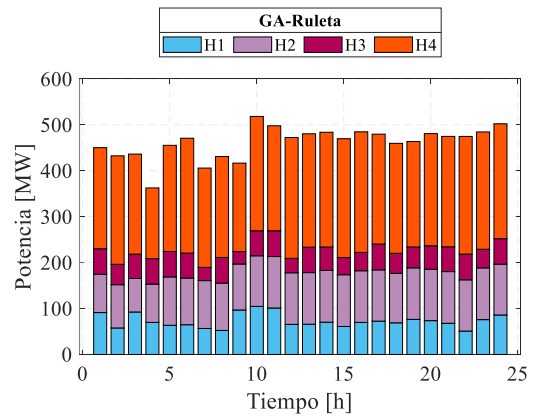


Figura 23. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GA-R.

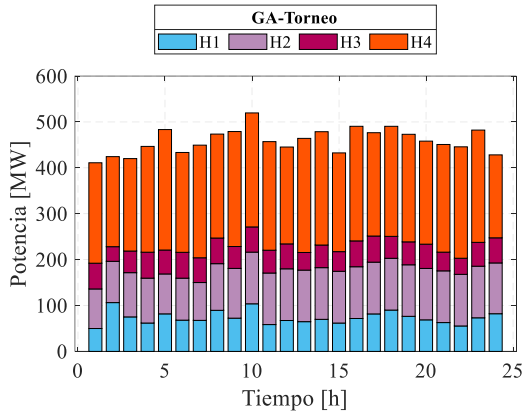


Figura 24. Despacho de generación hidroeléctrica mediante el algoritmo GA-T.

En la Figura 21 se puede apreciar el aporte de generación hidroeléctrica obtenido a través de la técnica PSO acumulando un total de 10973.35 MW. Por otra parte, en la Figura 23 se detalla el aporte conseguido con GA-R con un acumulado máximo de 11093.14 MW, logrando convertirse en la técnica que logra extraer el mayor aporte de generación hidroeléctrica.

Los resultados de los esquemas de despacho de generación termoeléctrica e hidroeléctrica para abastecer el escenario de demanda en cada intervalo del horizonte de planificación conseguidos por cada técnica heurística se exhiben en la Figura 25, Figura 26, Figura 27 y Figura 28, respectivamente.

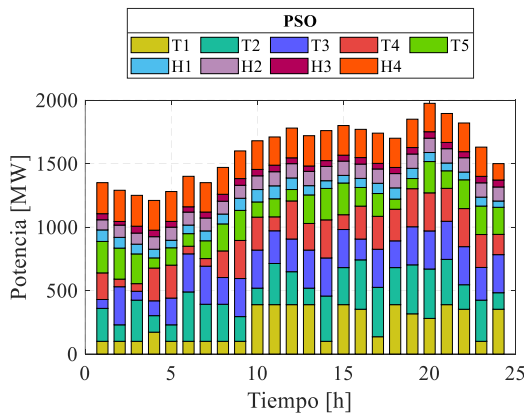


Figura 25. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica PSO.

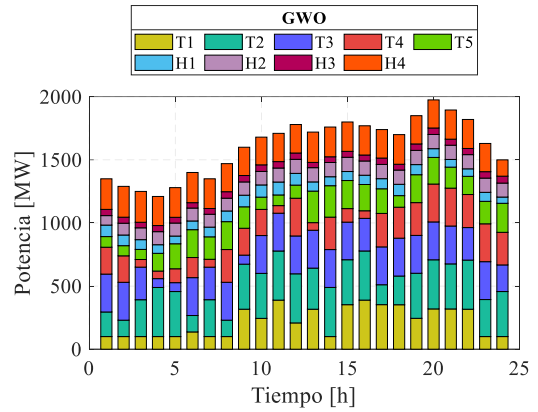


Figura 26. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GWO.

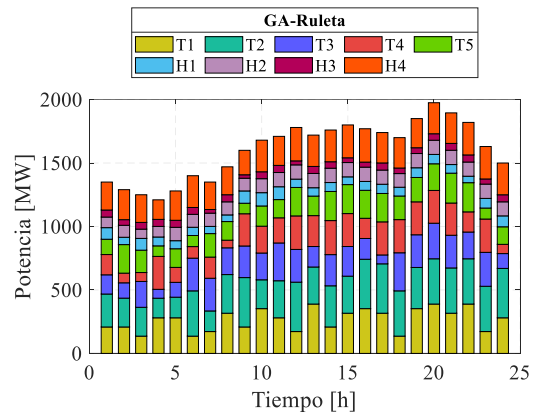


Figura 27. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GA-R.

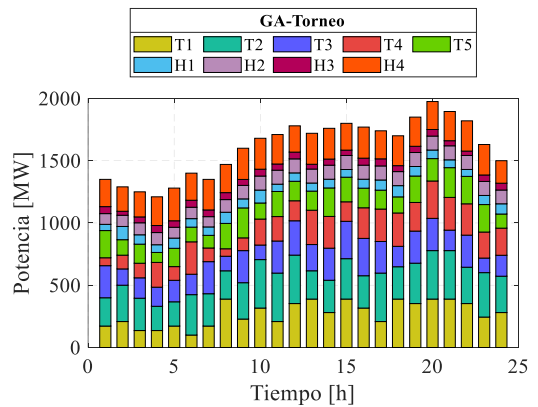


Figura 28. Programación de generación hidroeléctrica y térmica determinada mediante la técnica GA-T.

De los esquemas de despacho determinados tanto por los métodos PSO, GWO, GA-R y GA-T se evidencia que, en todas éstas la central térmica T2 es la que despacha la mayor cantidad de potencia.

Para el caso de las técnicas PSO y GWO, la unidad térmica que logra el segundo mayor aporte de despacho es la central T3; mientras que, con la técnica de algoritmos genéticos aplicando ya sea la selección por ruleta o torneo, la unidad térmica que consigue el segundo mayor aporte de generación es la central T1.

La central térmica que se lleva el tercer lugar en el aporte de generación es la central T1 para el caso de las técnicas PSO y GWO. Por el contrario, la técnica de GA-R y GA-T le da el tercer mayor aporte de despacho a la central T3.

Con respecto a las unidades de generación térmicas T4 y T5, la tendencia de despacho resulta ser muy similar para todas las técnicas heurísticas que se implementaron.

Por otro lado, en la Figura 29 se muestran los costos totales ligados a los esquemas de despacho de generación determinados a través de cada algoritmo heurístico propuesto para abordar el problema de DEHT con el sistema de prueba contemplado.

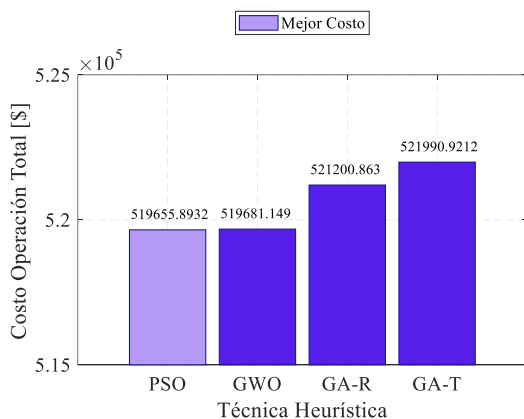


Figura 29. Costos totales de operación arrojados por cada técnica heurística implementada.

De la anterior gráfica se puede observar que el método de optimización por enjambre de partículas (PSO) obtuvo el mejor costo de operación para todo el horizonte de planificación estudiado. Sin embargo, también es importante destacar

el precio obtenido con el algoritmo Grey Wolf (GWO), el cual logró alcanzar un costo total de operación muy cercano al obtenido con la técnica PSO, superando a éste solo por \$ 25.25 que corresponde a una cantidad que se podría considerar insignificante debido a que los montos acumulados de producción rondan las centenas de miles de dólares.

En base a los resultados obtenidos con cada algoritmo heurístico se procede a determinar los valores asociados a cada indicador clave de rendimiento que se propusieron en la Sección 4. Los valores calculados para cada KPI se indican subsiguientemente en la Tabla 8.

En función de los resultados de los KPIs determinados individualmente para cada método implementado, se tiene que la técnica de algoritmos genéticos es la que logra un mejor manejo del recurso hídrico con un factor de generación hidroeléctrica (FGH) del 28.79% con el modo de selección por ruleta; mientras que, con el modo de selección por torneo alcanza un valor de 28.59%. Seguidamente se encuentra el algoritmo Grey Wolf (GWO) con un FGH del 28.58%, y en último lugar se ubica el algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO) con un FGH del 28.48%. Los factores de generación termoeléctrica (FGTs) por el contrario, vienen a ser el complemento de los FGHs y permiten conocer el nivel porcentual con el que deben contribuir las centrales térmicas en conjunto para suplir el resto de la demanda. Dado que la técnica PSO fue la que logró el FGH más bajo, por ende, su FGT es el más alto de todos con un valor del 71.52%.



Tabla 8. Valores de KPIs asociados a cada técnica heurística implementada para la resolución del DEHT.

Indicador KPI	Unidad	PSO	GWO	GA	
				Ruleta	Torneo
Factor de Generación Hidroeléctrica (FGH)	%	28.48	28.58	28.79	28.59
Factor de Generación Termoeléctrica (FGT)	%	71.52	71.42	71.21	71.41
Número de penalizaciones de la Función Fitness (NPF)	#	866176	959976	785536	734426
Índice de costo por penalización (ICP)	\$	0.5999	0.5413	0.6635	0.7107
Tiempo medio de evaluación de la Función Fitness (TMEFF)	$\frac{\text{penalización}}{\text{evaluación}}$ $\mu s$	23.12	26.46	33.51	35.50
Índice de costo por unidad de generación térmica (ICUT)	\$	103931.18	103936.23	104240.17	104398.18
Costo promedio por intervalo de planificación (CPI)	$\frac{\text{u. térmica}}{\text{intervalo}}$ \$	21652.33	21653.38	21716.70	21749.62

Con respecto al indicador NPF referente al total de penalizaciones presentadas en la función fitness, se demuestra que el algoritmo GWO fue el que obtiene un mayor número de violaciones de las restricciones de balance de potencia y balance dinámico de los embalses con un total de 959976 penalizaciones.

A partir del NPF es posible calcular el índice de costo por penalización (ICP), el cual se comporta como un KPI que busca medir la máxima distribución del costo total que se pudo realizar en función de la cantidad de penalizaciones, por lo tanto, para interpretar correctamente este KPI se debe considerar que un ICP más alto implica que hubo una mayor eficiencia en el manejo de las restricciones del modelo de optimización y por el contrario, un ICP más pequeño expresa que la técnica induce a una mayor cantidad de violaciones y, por consiguiente, requiere de un mayor número de iteraciones para llegar al punto de convergencia. Con este preámbulo sobre el indicador ICP, es posible observar que la técnica GA-T alcanza el ICP más alto con un valor simbólico de 0.7107 dólares por penalización y a continuación le sigue su similar de GA-R

con 0.6635, demostrando entonces que en general la técnica de algoritmos genéticos se impone como el método que sobrelleva de mejor manera el proceso iterativo y las respectivas restricciones fijadas para la resolución del problema de DEHT.

El indicador TMEFF es otro KPI muy útil para validar el desempeño alcanzado por cualquier algoritmo heurístico, ya que éste hace referencia al tiempo medio de evaluación requerido para cuantificar la aptitud de cada solución candidata en la función fitness. La técnica PSO obtuvo un tiempo promedio de 23.12 microsegundos por evaluación, convirtiéndose entonces en el método que presenta mayor rapidez en resolver el despacho de cada central; mientras que, la técnica de algoritmos genéticos es la que se demoró mayor tiempo en evaluar sus soluciones candidatas en la función fitness, pero es importante acotar que, de sus dos variantes, la opción de selección de individuos por ruleta fue la más veloz.

Por último, dado que la temática de este artículo se orienta al despacho económico, los KPIs con mayor peso en la evaluación del desempeño alcanzado por cualquier técnica de optimización heurística son los que se encuentran exclusivamente ligados con el costo

operacional, por tal motivo los indicadores que se proponen utilizar son el índice de costo por unidad de generación térmica (ICUT) y el costo promedio por intervalo de planificación (CPI). Los valores más bajos para estos KPIs se logran con el método de optimización por enjambre de partículas (PSO) evidenciando que a pesar de que su FGT fue el más alto, logró resolver de mejor manera el subproblema térmico alcanzando el mejor costo en comparación al resto de técnicas, aunque también es sobresaliente el rendimiento logrado través del algoritmo Grey Wolf (GWO), el cual solo supera los valores de ICUT y CPI correspondientes a la técnica PSO por \$ 5.05 y \$ 1.05, respectivamente.

## 7 Discusión

Basados en los trabajos desarrollados por otros autores, se evidencia una significativa utilización de multiplicadores de Lagrange en conjunto con técnicas exactas como la programación dinámica y también con técnicas heurísticas como algoritmos genéticos donde se evidencian trabajos puntuales como [38], [39], que si bien utilizan algoritmos genéticos, no resuelven simultáneamente el subproblema térmico e hidroeléctrico con esta técnica, sino que solo la aplican en la programación de generación hidroeléctrica; escenario que no aplica en el presente trabajo, en virtud que se utilizaron completamente las técnicas PSO, GWO y GA para abordar en conjunto el subproblema hidroeléctrico y térmico. Además, la mayoría de métodos deterministas al resolver el DEHT en primera instancia no consideraron el efecto de punto de válvula en las funciones de costos y con respecto a varias técnicas heurísticas disponibles en la literatura científica, algunas de éstas si

han considerado dicho efecto, pero se limitan al examinarse en sistemas equivalentes térmicos. De este modo, una de las ventajas de los algoritmos propuestos en este artículo basados en las respectivas técnicas heurísticas descritas anteriormente, radica en que permiten analizar sistemas que se encuentren formados por múltiples centrales térmicas y múltiples centrales hidroeléctricas acopladas hidráulicamente. El mérito de los algoritmos propuestos para este tipo de sistemas de prueba es debido a que se trata de forma independiente cada unidad térmica y, por ende, no resulta necesario desagregar el esquema de despacho determinado.

Por otro lado, considerando otros aspectos como el modelo matemático considerado para la representación de la potencia de salida de las plantas hidroeléctricas, en trabajos como [10], [22], [28], [37] se utilizan funciones lineales, caso que singularmente para este artículo no aplica, pues se considera una función cuadrática cóncava multivariable que depende tanto del caudal turbinado y el volumen de almacenamiento de cada embalse. Finalmente cabe resaltar que el presente trabajo se consideraría pionero con la iniciativa de formular varios indicadores clave de rendimiento que puedan ser utilizados para evaluar la calidad de los resultados conseguidos por una técnica heurística y además, a partir de estos indicadores se pueda dar apertura a que éstos puedan ser utilizados como métricas estándar para la validación del desempeño de otros trabajos que consideren métodos heurísticos para abordar el problema de despacho económico hidrotérmico.

## 8 Conclusiones

El problema de optimización formulado en este trabajo ha logrado manejar de

excelente manera las restricciones relacionadas al modelo de optimización del despacho económico hidrotérmico referente a los límites de generación y la modelación de la generación termoeléctrica considerando la característica no convexa que se presenta al incluir el efecto de punto de válvula en las funciones de costos de las centrales térmicas. Para el caso del modelo de generación hidráulico se consideró las limitaciones de caudales y reservorios en cascada y, además, se utilizó un modelo no lineal para la representación de la potencia de generación de las plantas hidroeléctricas con la finalidad de representar la potencia de salida de las turbinas hidráulicas de una forma más robusta.

La practicidad es una de las cualidades más representativas que poseen en general las técnicas heurísticas y particularmente se evidencia dicha característica en este trabajo, debido a que la función fitness propuesta sirvió para cada uno de los algoritmos implementados, demostrando, además, que dicha función puede ser utilizada y replicada en otras diferentes técnicas heurísticas que se adapten para resolver el DEHT.

Se utilizaron tres diferentes técnicas heurísticas para abordar el DEHT, siendo estas el método de optimización por enjambre de partículas, el algoritmo Grey Wolf y la técnica de algoritmos genéticos, a la cual particularmente se pudo evaluar sus resultados tanto con sus dos variantes de selección por ruleta y torneo de forma individual y también con los resultados provistos por los otros dos métodos heurísticos implementados.

En función de los resultados conseguidos se evidencia claramente que tanto las técnicas PSO y GWO pertenecientes al grupo de metaheurísticas de inteligencia de

enjambre entregan mejores resultados en comparación a los alcanzados a través de la técnica GA perteneciente a la categoría de algoritmos evolutivos; y, además para el caso individual de algoritmos genéticos, el mejor despacho económico se consiguió con su variante de selección por ruleta.

Finalmente, otro de los aportes que entrega la presente investigación es la propuesta de distintos indicadores clave de rendimiento que permitan evaluar de una forma más puntual y minuciosa el desempeño logrado por un algoritmo heurístico; de manera que, además de realizar un análisis comparativo en base a los costos totales de operación de los esquemas de despacho determinados por cada técnica heurística, sea posible examinar su desempeño a través de distintos enfoques, para así lograr identificar los pros y contras que tienen al abordar el problema de DEHT. Un resultado realmente valioso logrado a partir de los KPIs planteados, se refiere a que la técnica de algoritmos genéticos es la que logra un mejor programa de generación hidroeléctrica; sin embargo, su esquema de asignación de potencia entre todas las unidades térmicas es más caro, a diferencia de la técnica PSO que logra minimizar más notablemente la función de costos.

## 8.1 Trabajos futuros

A partir de los resultados conseguidos en el presente trabajo surge la iniciativa de desarrollar nuevas investigaciones basadas en las siguientes directrices:

- Formulación de nuevos indicadores clave de rendimiento orientados al despacho económico hidrotérmico multiobjetivo considerando curvas de emisión de gases de efecto invernadero.

- Evaluación del despacho económico hidrotérmico mediante la hibridación de diferentes técnicas heurísticas.
- Formulación del despacho económico hidrotérmico y Unit Commitment mediante la aplicación de técnicas heurísticas.
- Evaluación del despacho económico hidrotérmico integrando penetración de energía eólica mediante la aplicación de técnicas heurísticas.

## 9 Referencias

- [1] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheblé, *Power generation, operation and control*, Third Edit. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2013.
- [2] S. J. Huang, “Enhancement of hydroelectric generation scheduling using ant colony system based optimization approaches,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 16, no. 3, pp. 296–301, 2001, doi: 10.1109/60.937211.
- [3] S. Kumar and R. Naresh, “Efficient real coded genetic algorithm to solve the non-convex hydrothermal scheduling problem,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 29, no. 10, pp. 738–747, 2007, doi: 10.1016/j.ijepes.2007.06.001.
- [4] M. F. Tahir, C. Haoyong, A. Khan, M. S. Javed, N. A. Laraik, and K. Mehmood, “Optimizing size of variable renewable energy sources by incorporating energy storage and demand response,” *IEEE Access*, vol. PP, p. 1, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2929297.
- [5] M. F. Tahir, C. Haoyong, K. Mehmood, N. Ali, and J. A. Bhutto, “Integrated energy system modeling of China for 2020 by incorporating demand response, heat pump and thermal storage,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 40095–40108, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2905684.
- [6] J. C. Castano, A. Garces, and O. B. Fosso, “A quadratic convex approximation for the short-term hydro-thermal dispatch,” *2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*, 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810880.
- [7] Z. kai Feng, W. jing Niu, and C. tian Cheng, “China’s large-scale hydropower system: operation characteristics, modeling challenge and dimensionality reduction possibilities,” *Renew. Energy*, vol. 136, no. 2019, pp. 805–818, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.01.059.
- [8] S. M. Hossain and M. S. A. A. F. Shiblee, “A short review study on problems during hydro-thermal optimal scheduling,” *Int. J. Adv. Technol. Eng. Explor.*, vol. 4, no. 34, pp. 142–147, 2017, doi: 10.19101/ijatee.2017.434002.
- [9] A. R. De Queiroz, “Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: An overview,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, pp. 382–395, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.04.065.
- [10] Tehzeeb-ul-Hassan, T. Alquthami, S. E. Butt, M. F. Tahir, and K. Mehmood, “Short-term optimal scheduling of hydro-thermal power plants using artificial bee colony algorithm,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 984–992, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.04.003.
- [11] E. M. Gil Sagás, “Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos,” Universidad Técnica Federico

- Santa María, 2001.
- [12] M. Kheshti, L. Ding, S. Ma, and B. Zhao, “Double weighted particle swarm optimization to non-convex wind penetrated emission/economic dispatch and multiple fuel option systems,” *Renew. Energy*, vol. 125, pp. 1021–1037, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.03.024.
- [13] S. Pinzón, “Despacho económico de generación hidroeléctrica y termoeléctrica usando programación dinámica,” Universidad Politécnica Salesiana, 2020.
- [14] S. A. Olangro, P. M. Musau, and N. A. Odero, “Multi Objective Multi Area Hydrothermal Environmental Economic Dispatch using Bat Algorithm,” *2018 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2018 - Proc.*, pp. 198–203, 2018, doi: 10.1109/POWERCON.2018.8601543.
- [15] I. A. Farhat and M. E. El-Hawary, “Optimization methods applied for solving the short-term hydrothermal coordination problem,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 9, pp. 1308–1320, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2009.04.001.
- [16] J. Kong, H. Ivar, and O. Bjarte, “An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 178, no. April 2019, p. 106027, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2019.106027.
- [17] I. A. Farhat and M. E. El-Hawary, “Short-term hydro-thermal scheduling using an improved bacterial foraging algorithm,” *IEEE Electr. Power Energy Conf.*, pp. 1–5, 2009, doi: 10.1109/EPEC.2009.5420913.
- [18] P. K. Singhal and R. N. Sharma, “Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem,” *2011 2nd Int. Conf. Comput. Commun. Technol. ICCCT-2011*, no. 5, pp. 298–303, 2011, doi: 10.1109/ICCCT.2011.6075161.
- [19] K. Mehmood *et al.*, “Short term power dispatch using neural network based ensemble classifier,” *J. Energy Storage*, vol. 33, no. November 2020, p. 102101, 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.102101.
- [20] T. Balachander, P. A. Jeyanthi, and D. Devaraj, “Short term hydro thermal scheduling using flower pollination algorithm,” *Proc. 2017 IEEE Int. Conf. Intell. Tech. Control. Optim. Signal Process. INCOS 2017*, vol. 2018-Febru, pp. 1–5, 2018, doi: 10.1109/ITCOSP.2017.8303162.
- [21] J. Tang and P. B. Luh, “Hydrothermal scheduling via extended differential dynamic programming and mixed coordination,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 2021–2028, 1995, doi: 10.1109/59.476071.
- [22] S. C. Chang, C. H. Chen, I. Kong Fong, and P. B. Luh, “Hydroelectric generation scheduling with an effective differential dynamic programming algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 737–743, 1990, doi: 10.1109/59.65900.
- [23] T. G. Siqueira, M. Zambelli, M. Cicogna, M. Andrade, and S. Soares, “Stochastic dynamic programming for long term hydrothermal scheduling considering different streamflow

- models,” *2006 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS*, pp. 1–6, 2006, doi: 10.1109/PMAPS.2006.360203.
- [24] T. Homem-De-Mello, V. L. De Matos, and E. C. Finardi, “Sampling strategies and stopping criteria for stochastic dual dynamic programming: A case study in long-term hydrothermal scheduling,” *Energy Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 1–31, 2011, doi: 10.1007/s12667-011-0024-y.
- [25] M. S. Salam, K. M. Nor, and A. R. Hamdan, “Hydrothermal scheduling based lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 1, pp. 226–235, 1998, doi: 10.1109/59.651640.
- [26] V. N. Dieu and W. Ongsakul, “Improved merit order and augmented Lagrange Hopfield network for short term hydrothermal scheduling,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 50, no. 12, pp. 3015–3023, 2009, doi: 10.1016/j.enconman.2009.07.021.
- [27] R. N. Rodrigues, E. L. Da Silva, E. C. Finardi, and F. Y. K. Takigawa, “Solving the short-term scheduling problem of hydrothermal systems via Lagrangian relaxation and augmented Lagrangian,” *Math. Probl. Eng.*, vol. 2012, 2012, doi: 10.1155/2012/856178.
- [28] M. F. Zaghlool and F. C. Trutt, “Efficient methods for optimal scheduling of fixed head hydrothermal power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 24–30, 1988, doi: 10.1109/59.43176.
- [29] H. M. Dubey, M. Pandit, and B. K. Panigrahi, “Hydro-thermal-wind scheduling employing novel ant lion optimization technique with composite ranking index,” *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 18–34, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.06.039.
- [30] H. M. Dubey, M. Pandit, and B. K. Panigrahi, “Ant lion optimization for short-term wind integrated hydrothermal power generation scheduling,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 158–174, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.03.057.
- [31] N. Sinha, R. Chakrabarti, and P. K. Chattopadhyay, “Evolutionary programming techniques for economic load dispatch,” *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 7, no. 1, pp. 83–94, 2003, doi: 10.1109/TEVC.2002.806788.
- [32] N. Sinha and L. L. Lai, “Meta heuristic search algorithms for short-term hydrothermal scheduling,” *Proc. 2006 Int. Conf. Mach. Learn. Cybern.*, vol. 2006, no. August, pp. 4050–4056, 2006, doi: 10.1109/ICMLC.2006.258860.
- [33] M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and G. B. Gharehpetian, “Short-term scheduling of hydro-based power plants considering application of heuristic algorithms: A comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. February, pp. 116–129, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.043.
- [34] N. Sinha, R. Chakrabarti, and P. K. Chattopadhyay, “Fast Evolutionary Programming Techniques for Short-Term Hydrothermal Scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 1, pp. 214–220, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2002.807053.
- [35] X. Bai and S. M. Shahidehpour, “Hydro-thermal scheduling by

- Tabu Search and Decomposition Method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 2, pp. 968–974, 1996.
- [36] N. C. Nayak and C. C. C. A. Rajan, “Hydro-thermal scheduling by a Hybrid Evolutionary Programming - Tabu Search Method with Cooling - Banking Constraints,” *2012 Int. Conf. Comput. Electron. Electr. Technol. [ICCEET]*, pp. 98–103, 2012.
- [37] S. Yin Wa Wong, “Hybrid simulated annealing/genetic algorithm approach to short-term hydro-thermal scheduling with multiple thermal plants,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 23, no. 7, pp. 565–575, 2001, doi: 10.1016/S0142-0615(00)00029-6.
- [38] V. S. Kumar and M. R. Mohan, “A genetic algorithm solution to the optimal short-term hydrothermal scheduling,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 33, no. 4, pp. 827–835, 2011, doi: 10.1016/j.ijepes.2010.11.008.
- [39] E. Gil, J. Bustos, and H. Rudnick, “Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1256–1264, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.819877.
- [40] K. K. Mandal, M. Basu, and N. Chakraborty, “Particle swarm optimization technique based short-term hydrothermal scheduling,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 8, no. 4, pp. 1392–1399, 2008, doi: 10.1016/j.asoc.2007.10.006.
- [41] P. K. Hota, A. K. Barisal, and R. Chakrabarti, “An improved PSO technique for short-term optimal hydrothermal scheduling,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 7, pp. 1047–1053, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2009.01.001.
- [42] T. T. Nguyen, D. N. Vo, and B. H. Dinh, “An effectively adaptive selective cuckoo search algorithm for solving three complicated short-term hydrothermal scheduling problems,” *Energy*, vol. 155, pp. 930–956, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.05.037.
- [43] X. Zeng, A. T. Hammid, N. M. Kumar, U. Subramaniam, and D. J. Almkhles, “A grasshopper optimization algorithm for optimal short-term hydrothermal scheduling,” *Energy Reports*, vol. 7, pp. 314–323, 2021, doi: 10.1016/j.egyr.2020.12.038.
- [44] I. A. Farhat and M. E. El-Hawary, “Short-term coordination of hydro-thermal systems with cascaded reservoirs using bacterial foraging algorithm,” in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, 2011, vol. 11, pp. 000430–000435, doi: 10.1109/CCECE.2011.6030487.
- [45] B. Sahu, A. Lall, S. Das, and T. Manoj Kumar Patra, “Economic load dispatch in power system using genetic algorithm,” *Int. J. Comput. Appl.*, vol. 67, no. 7, pp. 17–22, 2013, doi: 10.5120/11407-6727.
- [46] V. Stanovov, S. Akhmedova, and E. Semenkin, “Application of differential evolution with selective pressure to economic dispatch optimization problems,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, no. 13, pp. 1566–1571, 2019, doi: 10.1016/j.ifacol.2019.11.423.
- [47] K. B. Sahay, A. Sonkar, and A. Kumar, “Economic load dispatch using genetic algorithm optimization technique,” *Proc. Conf. Ind. Commer. Use Energy, ICUE*, vol. 2018-October, no.

- October, 2018, doi: 10.23919/ICUE-GESD.2018.8635729.
- [48] M. Xiong, “Short-term generation scheduling in a hydrothermal power system,” Durham University, 1990.
- [49] S. O. Orero and M. R. Irving, “A genetic algorithm modelling framework and solution technique for short term optimal hydrothermal scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 501–518, 1998, doi: 10.1109/59.667375.
- [50] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras, and F. A. Villamor, “Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1265–1271, 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.804951.
- [51] A. S. Azad, M. S. Md, J. Watada, P. Vasant, and J. A. G. Vintaned, “Optimization of the hydropower energy generation using Meta-Heuristic approaches: A review,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 2230–2248, 2020, doi: 10.1016/j.egyr.2020.08.009.
- [52] Y. Wu, Y. Wu, and X. Liu, “Couple-based particle swarm optimization for short-term hydrothermal scheduling,” *Appl. Soft Comput. J.*, vol. 74, pp. 440–450, 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2018.10.041.
- [53] M. Pradhan, P. K. Roy, and T. Pal, “Grey wolf optimization applied to economic load dispatch problems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 325–334, 2016, doi: 10.1016/j.ijepes.2016.04.034.
- [54] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili, and A. Lewis, “Grey Wolf Optimizer,” *Adv. Eng. Softw.*, vol. 69, pp. 46–61, 2014, doi: 10.1016/j.advengsoft.2013.12.007.
- [55] T. Jayabarathi, T. Raghunathan, B. R. Adarsh, and P. N. Suganthan, “Economic dispatch using hybrid grey wolf optimizer,” *Energy*, vol. 111, pp. 630–641, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.05.105.
- [56] C. E. Zoumas, A. G. Bakirtzis, J. B. Theocharis, and V. Petridis, “A genetic algorithm solution approach to the hydrothermal coordination problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1356–1364, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825896.
- [57] D. Parmenter, *Key Performance Indicators: Developing, Implementing, and Using Winning KPIs*, Third Edit., vol. 4, no. 3. John Wiley & Sons, Inc., 2015.
- [58] S. Alrashed, “Key performance indicators for Smart Campus and Microgrid,” *Sustain. Cities Soc.*, vol. 60, no. May, p. 102264, 2020, doi: 10.1016/j.scs.2020.102264.



## 9.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 9. Matriz de estado del arte.

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																								
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECÓNOMICA	DESPACHO A CORTO PLAZO	MERCADOS ELÉCTRICOS	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO ECONÓMICO MULTIOBJETIVO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	UNIT COMMITMENT	RESPUESTA A LA DEMANDA	FUNCION OBJETIVO CONVEXA	FUNCION OBJETIVO NO CONVEXA	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE RAMPA	BALANCE DE POTENCIA	BALANCE DINÁMICO DE RESERVORIOS	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE GASES CONTAMINANTES	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	MÉTODOS DETERMINISTAS	MODELOS HÍBRIDOS	TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y METAHEURÍSTICAS	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS DE GRADIENTE	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS EVOLUTIVOS	ALGORITMOS DE INTELIGENCIA DE ENJAMBRE	ALGORITMOS PHYSICS-BASED	ALGORITMOS NATURE INSPIRED	PROGRAMACIÓN ESTOCÁTICA						
1	2013	Power Generation, Operation and Control	115212	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗					
2	2001	Enhancement of hydroelectric generation scheduling using ant colony system based optimization approaches	224	✗	✗			✗		✗				✗		✗		✗	✗				✗																				
3	2007	Efficient real coded genetic algorithm to solve the non-convex hydrothermal scheduling problem	124	✗	✗			✗		✗				✗	✗			✗	✗				✗									✗											
4	2019	Optimizing Size of Variable Renewable Energy Sources by Incorporating Energy Storage and Demand Response	20	✗			✗	✗					✗			✗		✗			✗		✗																				
5	2019	Integrated Energy System Modeling of China for 2020 by Incorporating Demand Response, Heat Pump and Thermal Storage	37	✗			✗						✗			✗	✗	✗			✗		✗																				
6	2019	A quadratic convex approximation for the short-term hydro-thermal dispatch	0	✗	✗			✗		✗				✗		✗		✗	✗				✗							✗													
7	2019	China's large-scale hydropower system: operation characteristics, modeling challenge and dimensionality reduction possibilities	51	✗																	✗		✗																				
8	2017	A short review study on problems during hydro-thermal optimal scheduling	3	✗		✗		✗		✗																																	
9	2016	Stochastic hydro-thermal scheduling optimization: An overview	55	✗				✗		✗						✗			✗																								
10	2020	Short-term optimal scheduling of hydro-thermal power plants using artificial bee colony algorithm	9	✗	✗			✗		✗				✗	✗		✗	✗					✗			✗																	

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA						PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECÓNOMICA	DESPACHO A CORTO PLAZO	MERCADOS ELÉCTRICOS	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO ECONÓMICO MULTIOBJETIVO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	UNIT COMMITMENT	RESPUESTA A LA DEMANDA	FUNCIÓN OBJETIVO CONVEXA	FUNCIÓN OBJETIVO NO CONVEXA	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE RAMPA	BALANCE DE POTENCIA	BALANCE DINÁMICO DE RESERVIORIOS	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE GASES CONTAMINANTES	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	MÉTODOS DETERMINISTAS	MODELOS HÍBRIDOS	TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y METAHEURÍSTICAS	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS DE GRADIENTE	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS EVOLUTIVOS	ALGORITMOS DE INTELIGENCIA DE ENJAMBRE	ALGORITMOS PHYSICS-BASED	ALGORITMOS NATURE INSPIRED	PROGRAMACIÓN ESTOCÁTICA						
11	2001	Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos	17	☒	☒			☒			☒	☒		☒		☒		☒	☒			☒		☒	☒				☒		☒												
12	2018	Double weighted particle swarm optimization to non-convex wind penetrated emission/economic dispatch and multiple fuel option systems	35	☒			☒	☒	☒	☒					☒	☒			☒		☒		☒		☒									☒									
13	2020	Despacho económico de generación hidroeléctrica y termoeléctrica usando programación dinámica	0	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒						☒														
14	2018	Multi Objective Multi Area Hydrothermal Environmental Economic Dispatch using Bat Algorithm	1	☒				☒	☒		☒			☒		☒		☒	☒		☒		☒		☒												☒						
15	2009	Optimization methods applied for solving the short-term hydrothermal coordination problem	161	☒	☒			☒			☒																																
16	2020	An overview on formulations and optimization methods for the unit-based short-term hydro scheduling problem	23	☒	☒			☒			☒																																
17	2009	Short-Term Hydro-Thermal Scheduling Using an Improved Bacterial Foraging Algorithm	28	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒			☒									☒								
18	2011	Dynamic programming approach for solving power generating unit commitment problem	58	☒	☒								☒										☒	☒						☒													
19	2021	Short term power dispatch using neural network based ensemble classifier	1	☒	☒			☒		☒				☒		☒		☒					☒			☒																	
20	2017	Short term hydro thermal scheduling using flower pollination algorithm	4	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒			☒																	
21	1995	Hydrothermal Scheduling Via Extended Differential Dynamic Programming and Mixed Coordination	95	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒						☒														
22	1990	Hydroelectric generation scheduling with an effective differential dynamic programming algorithm	200	☒	☒			☒								☒							☒	☒					☒														

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																							
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECÓNOMICA	DESPACHO A CORTO PLAZO	MERCADOS ELÉCTRICOS	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO ECONÓMICO MULTIOBJETIVO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	UNIT COMMITMENT	RESPUESTA A LA DEMANDA	FUNCIÓN OBJETIVO CONVEXA	FUNCIÓN OBJETIVO NO CONVEXA	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE RAMPA	BALANCE DE POTENCIA	BALANCE DINÁMICO DE RESERVIORIOS	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE GASES CONTAMINANTES	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	MÉTODOS DETERMINISTAS	MODELOS HÍBRIDOS	TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y METAHEURÍSTICAS	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS DE GRADIENTE	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS EVOLUTIVOS	ALGORITMOS DE INTELIGENCIA DE ENJAMBRE	ALGORITMOS PHYSICS-BASED	ALGORITMOS NATURE INSPIRED	PROGRAMACIÓN ESTOCÁTICA					
23	2006	Stochastic dynamic programming for long term hydrothermal scheduling considering different streamflow models	36	☒				☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒	☒														☒				
24	2011	Sampling strategies and stopping criteria for stochastic dual dynamic programming: A case study in long-term hydrothermal scheduling	120	☒				☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒	☒						☒												
25	1998	Hydrothermal scheduling based lagrangian relaxation approach to hydrothermal coordination	178	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒	☒					☒		☒											
26	2009	Improved merit order and augmented Lagrange Hopfield network for short term hydrothermal scheduling	53	☒	☒			☒			☒	☒		☒		☒	☒	☒					☒		☒				☒		☒											
27	2012	Solving the short-term scheduling problem of hydrothermal systems via Lagrangian relaxation and augmented Lagrangian	19	☒	☒			☒			☒			☒		☒	☒	☒					☒	☒					☒		☒											
28	1988	Efficient methods for optimal scheduling of fixed head hydrothermal power systems	73	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒					☒	☒					☒													
29	2016	Hydro-thermal-wind scheduling employing novel ant lion optimization technique with composite ranking index	48	☒	☒		☒	☒	☒					☒	☒	☒		☒	☒		☒		☒			☒													☒			
30	2016	Ant lion optimization for short-term wind integrated hydrothermal power generation scheduling	90	☒	☒			☒						☒	☒	☒	☒	☒					☒			☒													☒			
31	2003	Evolutionary programming techniques for economic load dispatch	1400	☒				☒		☒				☒	☒			☒					☒			☒														☒		
32	2006	Meta heuristic search algorithms for short-term hydrothermal scheduling	31	☒	☒			☒			☒			☒		☒		☒	☒				☒			☒														☒		
33	2017	Short-term scheduling of hydro-based power plants considering application of heuristic algorithms: A comprehensive review	62	☒	☒			☒			☒																															

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA																										
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	OPERACIÓN ECONÓMICA	DESPACHO A CORTO PLAZO	MERCADOS ELÉCTRICOS	ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	DESPACHO ECONÓMICO	DESPACHO ECONÓMICO MULTIOBJETIVO	DESPACHO TERMOELÉCTRICO	COORDINACIÓN HIDROTÉRMICA	UNIT COMMITMENT	RESPUESTA A LA DEMANDA	FUNCION OBJETIVO CONVEXA	FUNCION OBJETIVO NO CONVEXA	LÍMITES DE GENERACIÓN	LÍMITES DE RAMPA	BALANCE DE POTENCIA	BALANCE DINÁMICO DE RESERVIORIOS	MÚLTIPLES OPCIONES DE COMBUSTIBLE	EMISIÓN DE GASES CONTAMINANTES	FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	OPTIMIZACIÓN DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	MÉTODOS DETERMINISTAS	MODELOS HÍBRIDOS	TÉCNICAS HEURÍSTICAS Y METAHEURÍSTICAS	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS DE GRADIENTE	PROGRAMACIÓN DINÁMICA	MULTIPLICADORES DE LAGRANGE	PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA	ALGORITMOS EVOLUTIVOS	ALGORITMOS DE INTELIGENCIA DE ENJAMBRE	ALGORITMOS PHYSICS-BASED	ALGORITMOS NATURE INSPIRED	PROGRAMACIÓN ESTOCÁTICA									
34	2003	Fast Evolutionary Programming Techniques for Short-Term Hydrothermal Scheduling	310	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒																							
35	1996	Hydro-thermal scheduling by Tabu Search and Decomposition Method	159	☒	☒			☒			☒			☒				☒	☒				☒		☒	☒																				
36	2012	Hydro-Thermal Scheduling by a Hybrid Evolutionary Programming - Tabu Search Method with Cooling - Banking Constraints	6	☒	☒			☒			☒	☒						☒	☒				☒		☒	☒																				
37	2001	Hybrid simulated annealing/genetic algorithm approach to short-term hydro-thermal scheduling with multiple thermal plants	87	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒								☒		☒										
38	2011	A genetic algorithm solution to the optimal short-term hydrothermal scheduling	73	☒	☒			☒			☒			☒				☒	☒				☒	☒	☒	☒									☒											
39	2003	Short-Term Hydrothermal Generation Scheduling Model Using a Genetic Algorithm	298	☒	☒			☒			☒	☒		☒			☒	☒	☒				☒		☒	☒									☒											
40	2008	Particle swarm optimization technique based short-term hydrothermal scheduling	194	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒										☒										
41	2009	An improved PSO technique for short-term optimal hydrothermal scheduling	193	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒											☒									
42	2018	An effectively adaptive selective cuckoo search algorithm for solving three complicated short-term hydrothermal scheduling problems	22	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒										☒										
43	2021	A grasshopper optimization algorithm for optimal short-term hydrothermal scheduling	5	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒											☒									
44	2011	Short-term coordination of hydro-thermal systems with cascaded reservoirs using bacterial foraging algorithm	1	☒	☒			☒			☒			☒	☒			☒	☒				☒		☒	☒										☒										



9.2 Resumen de Indicadores

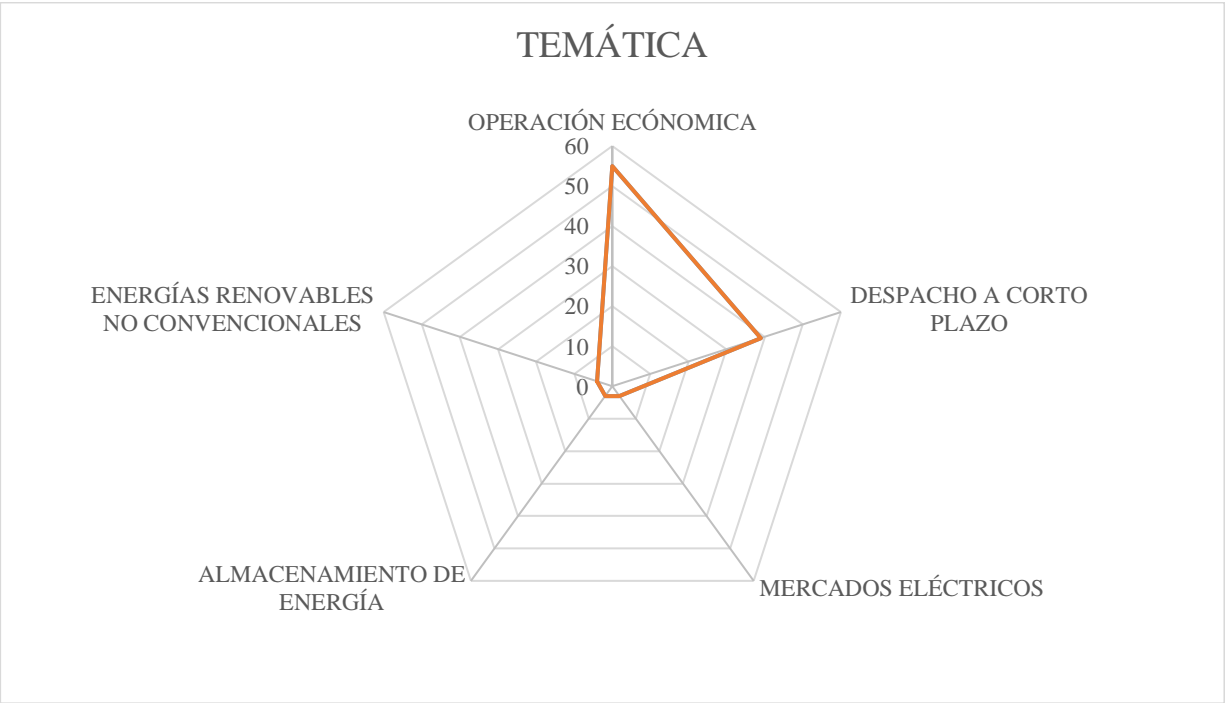
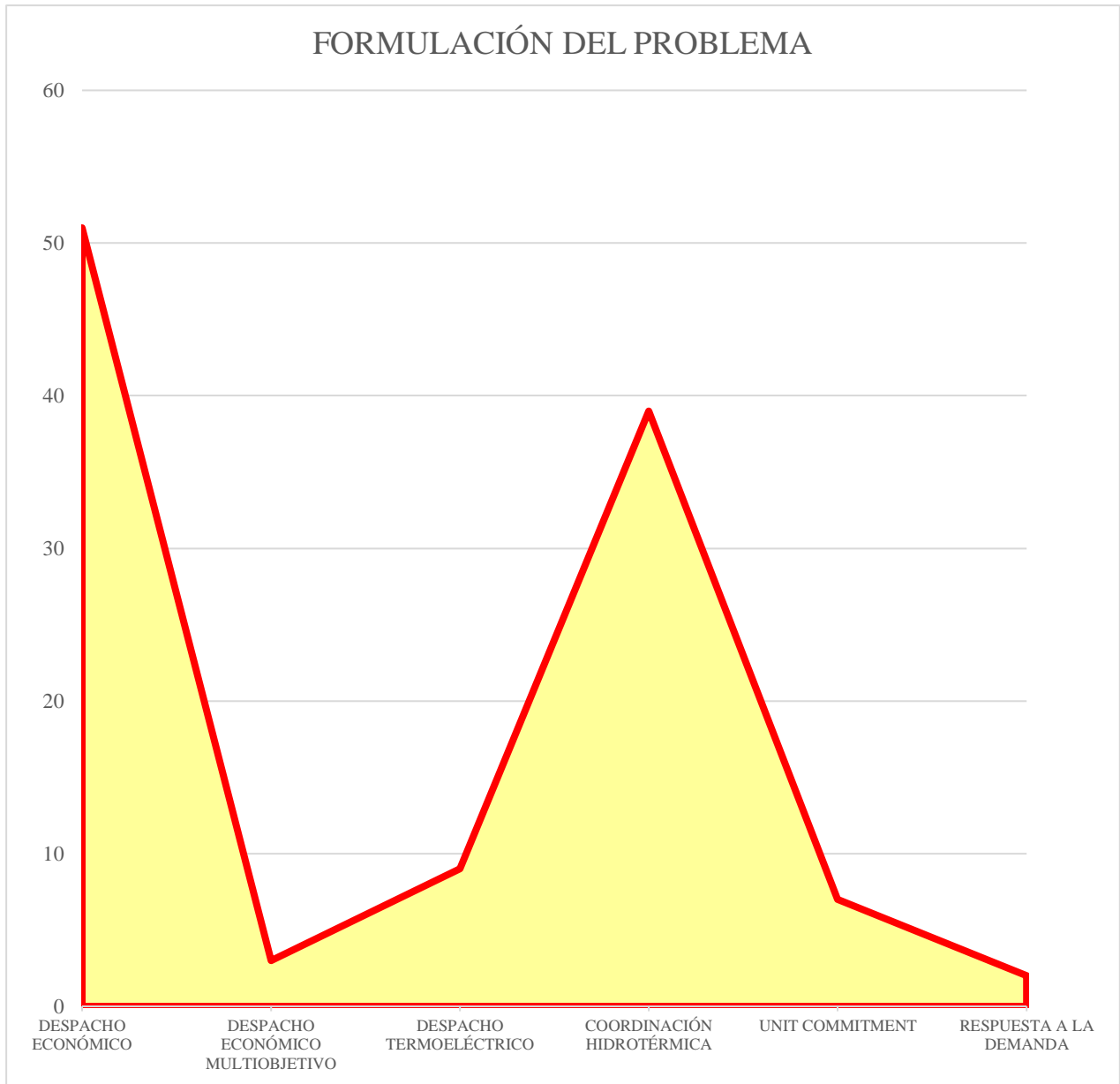
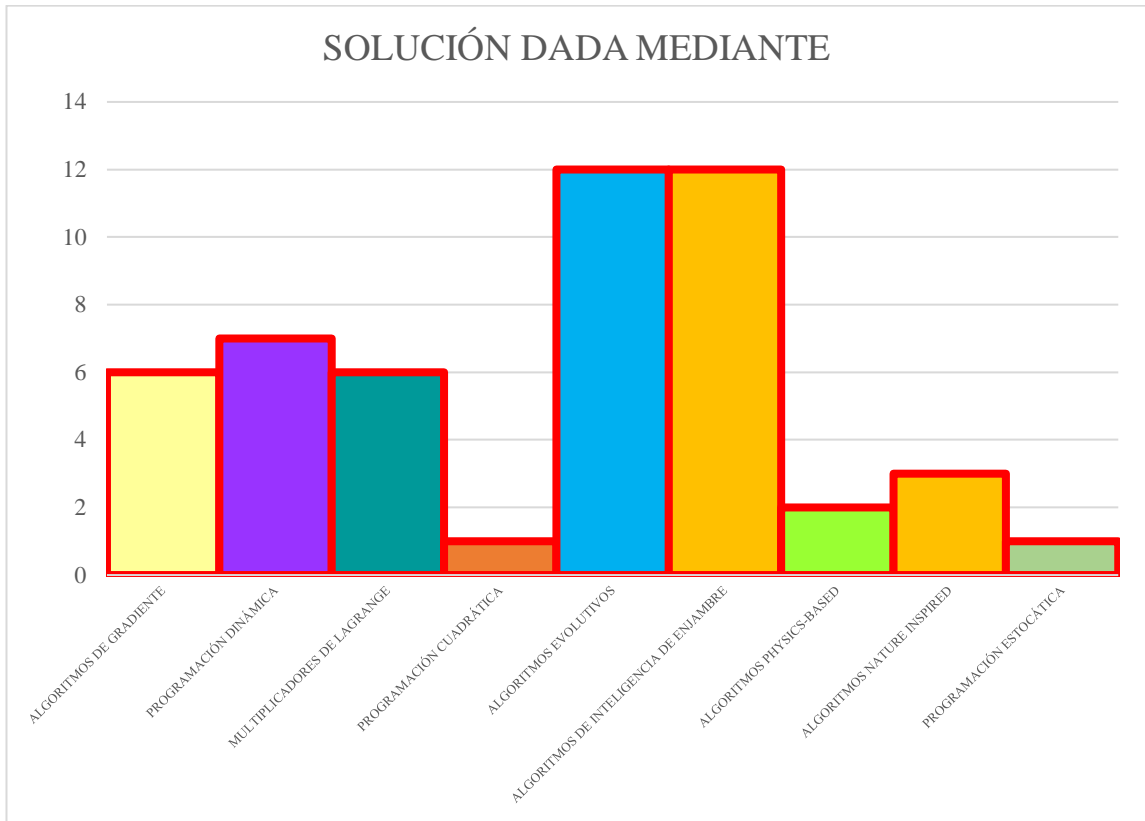


Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.



**Figura 31.** Indicador de formulación del problema - Estado del arte.



**Figura 32.** Indicador de solución - Estado del arte.



## 10 Anexos

Tabla 10. Coeficientes y límites de generación correspondientes a las centrales térmicas del sistema de prueba.

Planta ( $i$ )	$a_i$	$b_i$	$c_i$	$e_i$	$f_i$	$P_{min}$	$P_{max}$
1	0.00043	16.6	900	850	0.087	100	400
2	0.00073	15.5	800	550	0.097	130	400
3	0.00059	14.8	700	490	0.067	70	300
4	0.00075	15.9	470	310	0.063	60	300
5	0.00079	16.6	200	145	0.042	80	250

Tabla 11. Coeficientes y límites de generación correspondientes a las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba.

Planta ( $j$ )	$c_{1j}$	$c_{2j}$	$c_{3j}$	$c_{4j}$	$c_{5j}$	$c_{6j}$	$P_{min}$	$P_{max}$
1	-0.0042	-0.44	0.04	0.80	11	-53	0	500
2	-0.0043	-0.32	0.013	1.24	9.7	-71	0	500
3	-0.0015	-0.31	0.012	0.54	5.7	-42	0	500
4	-0.0032	-0.33	0.025	1.43	14.1	-91	0	500

Tabla 12. Límites de descargas, límites de capacidad de almacenamiento de los reservorios y volúmenes iniciales y finales de las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba.

$Q_{min}$	$Q_{max}$	$V_{min}$	$V_{max}$	$V_{ini}$	$V_{fin}$
5	15	80	150	100	135
6	15	60	120	80	115
10	30	100	240	170	175
6	20	70	160	120	125

Tabla 13. Entradas de agua naturales a los embalses de las centrales hidroeléctricas del sistema de prueba.

Hora	Reservorios				Hora	Reservorios				Hora	Reservorios			
	$I_1$	2	3	4		1	2	3	4		1	2	3	4
1	10	8	8.1	2.8	9	10	8	1	0	17	9	7	2	0
2	9	8	8.2	2.4	10	11	9	1	0	18	8	6	2	0
3	8	9	4	1.6	11	12	9	1	0	19	7	7	1	0
4	7	9	2	0	12	10	8	2	0	20	6	8	1	0
5	6	8	3	0	13	11	8	4	0	21	7	9	2	0
6	7	7	4	0	14	12	9	3	0	22	8	9	2	0
7	8	6	3	0	15	11	9	3	0	23	9	8	1	0
8	9	7	2	0	16	10	8	2	0	24	10	8	0	0