



Economic Dispatch of Energy Systems in Multiple Areas using Network Flow Programming

Despacho Económico de Sistemas de Energía en Áreas múltiples Usando Programación de Flujo de Red

 O.S. Vargas¹

 L.F. Tipán¹

¹Universidad Politecnica Salesiana, Quito, Ecuador
E-mail: ovargasr@est.ups.edu.ec; ltipanl@ups.edu.ec

Abstract

Electricity demand is dynamic in time, aspect for which its supply should be a primary task, which is why the economic dispatch (DE) seeks to determine the amount of energy to be delivered by all generators in the most profitable way and which in turn, they meet a variety of physical and operational constraints in a single area system. However, in general, generators are segregated into a series of generation areas interconnected by link lines. Multi-area economic dispatch (DEM) is an escalation of single-area economic dispatch. In this sense, the present work develops an optimization model that will be solved through GAMS and determines, through DEM, the level of generation and energy exchange between areas to minimize the cost in all regions while complying with the restriction's energy balance, reserve restrictions, power ramp up and down ramp restrictions for each generator, and link capacity restrictions between the different areas.

Index terms— Renewable energy sources, Optimal scheduling, Power generation economics, regional area networks, Power generation dispatch and Energy resources.

Resumen

La demanda eléctrica es dinámica en el tiempo aspecto por el cual su abastecimiento debe ser una tarea primordial, razón por la cual el despacho económico (DE) busca determinar la cantidad de energía a ser entregada por todos los generadores de la manera más rentable y que a su vez cumplen una variedad de restricciones físicas y operativas en un sistema de área única. Sin embargo y por generalidad, los generadores se segregan en una serie de áreas de generación interconectadas por líneas de enlace. El despacho económico multi-área (DEM) es una escalada del despacho económico de una sola área. En este sentido, el presente trabajo desarrolla un modelo de optimización que será resuelto mediante GAMS y determina, través de DEM, el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía, restricciones de reserva, restricciones de rampas de subida y bajada de potencia de cada generador y restricciones de capacidad del enlace entre las distintas áreas.

Palabras clave— Fuentes de energía renovable, Despacho óptima, Economía de generación de energía, Redes de área regional, Despacho de generación de energía y Recursos energéticos.

Recibido: 11-10-2022, Aprobado tras revisión: 12-01-2023

Forma sugerida de citación: Vargas, O.; Tipán, L. (2023). "Despacho Económico de Sistemas de Energía en Áreas Múltiples Usando Programación de Flujo de Red". Revista Técnica "energía". No. 19, Issue II, Pp. 42-57

ISSN On-line: 2602-8492 - ISSN Impreso: 1390-5074

Doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v19.n2.2023.540>

© 2023 Operador Nacional de Electricidad, CENACE



1. INTRODUCCIÓN

Durante la última década a nivel mundial se ha mostrado gran interés a la implementación de generadores que usan recursos de energía renovable, todo esto para garantizar la seguridad en el abastecimiento y brindar a través de este tipo de tecnologías una nueva visión en los sistemas eléctricos enfocada principalmente a la reducción de costos y la minimización en las preocupaciones ambientales globales, para el efecto se toma en cuenta la optimización de los recursos energéticos ubicados en diversas regiones o áreas [1],[2].

Bajo este contexto el despacho económico obtiene la combinación óptima de la selección de unidades de generación y además determinan la entrega de potencia en cada hora de generadores seleccionados en una sola área para satisfacer la carga en esa área, pero en realidad, la mayoría de los sistemas eléctricos tienen varias áreas con diferentes patrones de carga y generación [3]. Por lo tanto, este despacho toma gran relevancia y ha sido introducido para resolver el problema de despacho económico en un entorno de múltiples zonas considerando todas las restricciones de los enlaces y observando patrones de carga y generación diversas para diferentes áreas a ser evaluadas [4] - [6].

Este tipo de despacho busca la entrega de energía de múltiples áreas. Por lo tanto, es importante desarrollar modelos de compensación de mercados que aseguren una operación segura y económicamente eficiente de cada sistema regional o nacional y del sistema interconectado en su conjunto a pesar de las incertidumbres [7] - [9].

El despacho económico de múltiples áreas (DEMA) es una escalada del despacho de una sola región. EL DEMA busca el nivel de generación y el intercambio de energía entre áreas para minimizar el costo en todas las regiones al mismo tiempo cumpliendo con las restricciones de equilibrio de energía, límites capacidad de línea de enlace; este proceso se ilustra en la Fig. 1.[10].

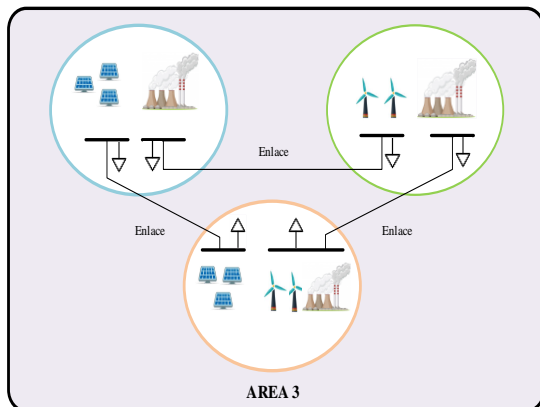


Figura 1: Despacho Económico de Áreas Múltiples [autor]

Según [11], se han considerado enfoques deterministas, heurísticos e híbridos para el despacho

económico estático de múltiples áreas (DEMA) formulado en funciones de costo cuadráticas. El método determinista incluye Programación de flujo de Newton restringido no lineal (NLCNFP) [2]. Los métodos heurísticos son Programación evolutiva (EP), Colonia de abejas artificial (ABC), Sistema inmunológico artificial (AIS) y Método secante (SM). En [12], la Optimización Mejorada del Enjambre de Partículas (EPSO) se aplica al DEMA con emisiones, por primera vez.

2. MARCO TEÓRICO

A continuación, describimos las definiciones para comprender de mejor manera este trabajo:

2.1. Abastecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica.

El proceso de planeación se basa en la proyección de la demanda para no producir un déficit de generación y que exista la posibilidad de comercializar los excedentes en la producción para que los costos de inversión sean óptimos en el despacho económico [14].

La demanda crece súbitamente ante la integración de nuevas industrias o usuarios de carga importante por eso es esencial realizar un pronóstico de carga para el plazo correspondiente de estudio lo que permitirá calcular inversiones, tarifas, presupuestos y estudio de pérdidas [15], el abastecimiento de la demanda, como se muestra en la Fig. 2., constituye una cadena de estudios que permitirán brindar a los usuarios finales tener un servicio de energía eléctrica confiable, seguro y económicamente favorable [16].

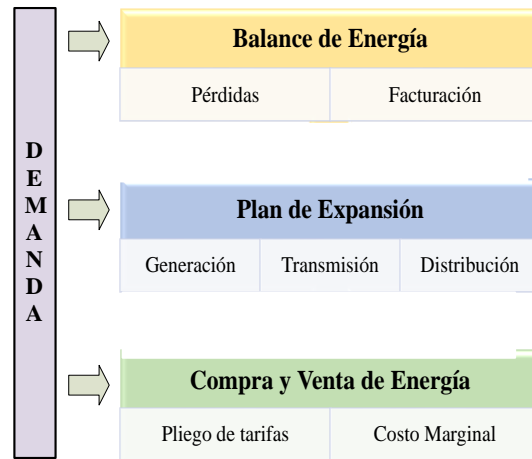


Figura 2: La Demanda en la Planificación

2.2. Planificación de Operación del Sistema Eléctrico de Potencia

Actualmente en los sistemas interconectados, los operadores con el trabajo conjunto de las distintas disciplinas, que se muestran en la Fig. 3., realizan una planificación de operación en base a herramientas de coordinación y optimización para el estudio de redes

eléctricas que de forma periódica permiten predecir el comportamiento del sistema y así poder facilitar las labores de planeación y reducir los costos con los que producen [17], [18].

La planeación del sistema en operación se fundamenta en el comportamiento progresivo y dinámico de la demanda de suministro eléctrico y la dependencia directa con la capacidad e infraestructura de las unidades de generación provenientes de las diferentes fuentes de energía, cuya optimización resulta en un suministro de energía seguro, confiable y equilibrado económicamente. Frente a estas condiciones el sistema de energía debe tener la capacidad de cambiar su estructura para satisfacer a la carga [19], y mitigar o controlar riesgos, tales como:

- Disponibilidad de los recursos: combustibles, condiciones climáticas, etc.
- Crecimiento y ubicación de la demanda.
- Tecnología, capacidad y ubicación de las unidades de generación.
- Extensión y capacidad de las líneas de transmisión.
- Evolución de los costos en cada una de las etapas del sistema de potencia.

Debido a los diversos riesgos que se somete el operador del sistema eléctrico, como se mencionó, se plantean medios de optimización para mitigar los efectos sobre los usuarios finales, en función de la condición de riesgo, las acciones y el plazo de gestión que se describen posteriormente [20].

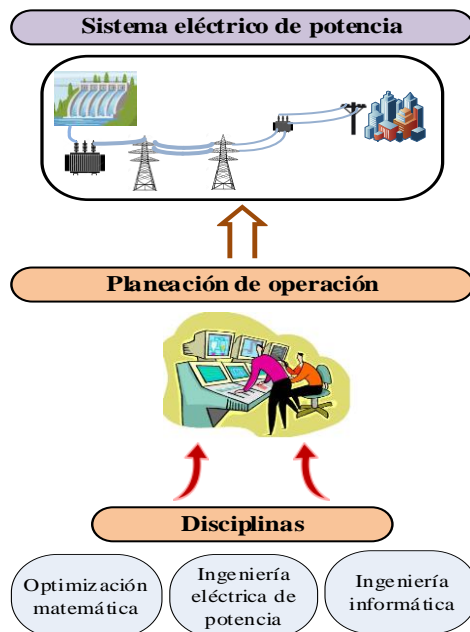


Figura 2: Disciplinas en la Planeación de Operación

2.2.1 Planeación de operación de corto plazo

La planeación es un estudio continuo para establecer modelos pertinentes de optimización matemática que

deben tomar en consideración las restricciones del sistema, considerar los posibles eventos ajenos y las propias limitaciones de operación; este proceso de planeación considera un despacho que se realiza hora a hora en un horizonte que se extiende a un periodo de días y varios casos hasta pocas semanas con el objetivo de abastecer la demanda proyectada en ese mínimo plazo con las unidades de generación que óptimamente ingresen a operar, y a pesar de que el tiempo es corto pueden existir picos imprevistos de demanda por lo que es indispensable también contar con un tanto de reserva de energía, todo este proceso se denomina predespacho [17], [21].

2.2.2 Planeación a mediano plazo

De la misma forma este análisis requiere de herramientas computacionales para considerar todas las directrices del sistema interconectado de potencia y articular la planeación con la de corto plazo, se parte de una planeación de meses hasta pocos años debido a que se incluyen las variaciones importantes de los recursos energéticos de un año a otro, como por ejemplo: si el despacho de una central es por este motivo que en el medio plazo se focaliza principalmente en la optimizar los recursos de energía considerando condiciones de generación y factores ambientales [7]. Para el estudio en mediano plazo se considera los siguientes lineamientos [22]:

- Parámetros e información recopilada de la planeación de largo plazo.
- Pronóstico de la demanda para el periodo de estudio.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Tecnología y recursos disponibles de los generadores.

2.2.3 Planeación de largo plazo

Los estudios de planeación de operación se realizan en su mayoría en el corto plazo en lo que respecta al despacho, sin embargo, la incorporación de nuevas tecnologías (generación distribuida, vehículos eléctricos, sistemas híbridos, etc.) y el crecimiento continuo de la demanda, los estudios se van adaptando a nuevos plazos y se programan nuevas situaciones de despacho; el corto plazo da una respuesta de velocidad baja y altos costos cuando por situaciones desfavorables deben ingresar unidades térmicas, pero cuando la planeación a corto plazo y la acción en tiempo real se basan y se ajustan en el análisis del mediano y largo plazo la respuestas mejoran [24], [25]. Se considera una planeación de horizonte mayor a cinco años como de largo plazo y tiene como enfoque conservar la confiabilidad y seguridad del sistema de potencia, optimizando costos de operación y mantenimiento, a través de este proceso obtener información que le permita al sistema establecer el costo de la energía eléctrica considerando precios de los combustibles y parámetros del sistema [26], [27].

Entonces el enfoque de la planificación de la generación a largo plazo es:

- Abastecer a la demanda pronosticada en función de la capacidad instalada de generación en un largo plazo.
- Analizar todos los costos en el periodo determinado.
- Evaluar el desempeño del sistema frente a la incorporación de nuevas unidades de generación y a la instalada.

2.3. Sistema Eléctrico Interconectado de Múltiples Áreas

El despacho económico debe abastecer a la demanda cumpliendo parámetros de operación y minimizando costos, técnicamente el despacho económico de carga debe determinar qué suma de potencia entregará cada unidad de generación de acuerdo con su capacidad en un tiempo determinado, que en este caso es de un solo día. Un despacho aprovecha los parámetros y características de las unidades, desde los costos propios de operación, ubicación geográfica disponibilidad, etc.; como también debe considerar las restricciones como pérdidas, limitaciones técnicas, seguridad del sistema, calidad, restricciones ambientales, límites de cargabilidad de las líneas y demás elementos del sistema [28], [29].

Proporcionar energía eléctrica sin interrupciones al usuario final del sistema de potencia es un desafío día a día para los operadores, por lo que es necesaria la integración de sistemas eléctricos ubicados en distintas áreas (nacionales o regionales) para que por una parte se promueva el mercado eléctrico en energía que produce y la reserva y por otra coordinar a las unidades de generación para asignar sus recursos y reserva óptimamente a su carga e intercambiar energía entre sistemas de diferente área geográfica [30], [31].

2.3.1 Sistema eléctrico interconectado de múltiples áreas

La integración de un sistema a gran escala de múltiples áreas significa la necesidad de coordinar un plan de expansión en generación y transmisión para gestionar un intercambio en base a distintas limitaciones descentralizadas, dirigir al área de distribución y posteriormente directo a la demanda por medio de un despacho coordinado [32][33]. En un sistema eléctrico interconectado de áreas se considera la creciente incorporación de generación distribuida y energías renovables de forma estocástica donde se requiere de la coordinación programada de los sistemas con los subsistemas de la región para alcanzar niveles adecuados de eficiencia y confiabilidad [34], [35].

Los sistemas interconectados de múltiples áreas consisten en sistemas de diferentes regiones geográficas y administraciones que se clasifican en función de la manera en que operan, y pueden ser de:

a. Operación cooperativa: consiste en la participación de los operadores para conseguir un fin común como, por ejemplo, minimizar los costos totales de operación en todas las áreas involucradas, tema que trata el presente artículo basado en la cooperación de áreas múltiples de sistemas de energía. Este tipo de programación permite el intercambio de energía interregional mejorando óptimamente la economía conjunta.

b. Operación no cooperativa: cuando los operadores de los sistemas ubicados en las distintas áreas geográficas emiten disposiciones de forma independiente en función a sus objetivos individuales, el funcionamiento multi área es un juego que no trabaja en conjunto y debe analizarse por medio de teoría de juegos en base a distintos enfoques.

En base a lo descrito y en función al estudio realizado en [13], se determina que la coordinación de sistemas regionales interconectados requiere de condiciones particulares como disponer de información centralizada sin límite de datos para procedimientos y administración, de esta forma cumplir con funciones como flujos óptimos de potencia, despacho económico, gestión de la reserva de energía, optimización recursos energéticos, planificación regional, etc. [36].

2.3.2 Despacho económico de múltiples áreas en corto plazo

La integración de sistemas interconectados ubicados en distintas regiones permite que los sistemas eléctricos de potencia sean de gran escala, para este modelo de operación es conveniente aplicar un despacho económico dinámico a corto plazo que permite la mejora de la eficiencia y economía, además la seguridad en la operación del sistema de energía; estos beneficios se deben a la participación de los subsistemas en el intercambio de las reservas de capacidad para salvaguardar cada uno de los mismos sistemas en caso de la existencia de alguna falla en los equipos, y permitir además la penetración de las diferentes tecnologías de generación en el despacho dinámico de áreas interconectadas para cumplir con una misma función objetivo ya sea en optimizar costos, reservas, recursos, etc. [37], [38].

El despacho dinámico de múltiples áreas se enfoca en la incorporación de todas las formas de energía, pero actualmente el crecimiento de la producción de energía renovable debido a su leve impacto ambiental y demás beneficios ha incrementado su aditamento al momento del despacho en las diferentes áreas, así se visualiza en el presente estudio donde este tipo de producción de energía demuestra que es un complemento en las variadas áreas que el respectivo despacho dinámico emplea para optimizar el sistema regional [39], permitir una mayor penetración de la energía más útil y, otro mérito, promover el intercambio de la reserva entre áreas para

cubrir la inconsistencia de ciertos sistemas eléctricos y de la demanda [10].

Basado en los requerimientos de la carga en un plazo de días se definen los participantes necesarios para cubrir la respuesta de la demanda, es decir determina el despacho horario de potencia de cada sistema de cada área minimizando los costos de operación. Las consideraciones para el desarrollo son:

- Curva de carga inelástica.
- No se considera las pérdidas del sistema de transmisión, el modelo engloba los costos de cada área.
- Se plantea funciones de costo de suministro de los mecanismos de generación.
- La actividad o inactividad de las unidades son limitaciones que no están consideradas.
- En el modelo incluye diferentes de energía para visualizar su influencia en los costos

3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

En el siguiente apartado se desarrolla un modelo de optimización que permite determinar el despacho de las unidades de generación tomando en consideración las áreas múltiples para minimizar los costos de operación, este modelo se desarrollara en GAMS y permite definir la potencia horaria de las unidades generadoras que se encuentran ubicados en diferentes áreas del sistema eléctrico, considerando las restricciones de la capacidad del vínculo entre las áreas modeladas, permitiendo evaluar el desplazamiento de la generación no económica o ineficiente, y puede ser extrapolado para incluir condiciones adicionales.

3.1. Consideraciones Generales

El modelo de optimización tiene por finalidad lo siguiente:

- Abastecer la demanda eléctrica de cada una de las áreas para múltiples períodos de tiempo.
- Establecer el valor real de la energía horaria entregada por cada generador ubicada en cada área.
- Evaluar de manera técnica y económica los costos de abastecimiento de la demanda considerando las diversas áreas y el despacho de cada tipo de generadores ubicados en cada una de las áreas.

Para el presente estudio se considera un sistema energético dividido en tres áreas, cada área tiene sus propios generadores y además debe ser abastecida su demanda por un período de 24 horas.

Bajo este contexto, el estudio toma en cuenta diferentes tipos de tecnologías para la producción de energía y el abastecimiento en cada una de las áreas, entre los principales tipos se encuentran generación eólica, fotovoltaica y térmica, adicional, las áreas se encuentran

interconectadas, por tanto, el modelo de optimización efectuará el despacho a fin de minimizar los costos operativos globales.

3.2. Formulación Matemática

El modelo matemático considera una optimización dinámica mediante flujos de red, el cual está compuesto por una función objetivo y las restricciones, cuyo detalle se presenta a continuación.

3.2.1 Función objetivo

La función objetivo corresponde a la minimización de costos operativos de los generadores ubicados en las distintas áreas. La función objetivo corresponde a una función de tipo cuadrático para los generadores térmicos, la cual representa los costos variables de producción, adicional se incorpora en la función objetivo a los costos resultado de la producción de energía de los generadores que usan energía renovable no convencional, cuya formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$FO = \left[\sum_t^T \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] + \left[\sum_t^T \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot \text{Precio}_w \right] + \left[\sum_t^T \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot \text{Precio}_r \right] \quad (1)$$

Donde:

t	Hora
T	Período de horas de análisis
i	Generador térmico i
I	Cantidad de generadores térmicos
$P_{(i,t)}$	Potencia del generador i en el período t
a	Coefficiente de forma de la función cuadrática de costos de cada generador i
b	Coefficiente de desplazamiento de la función cuadrática de costos de cada generador i
c	Coefficiente de corte de la función cuadrática de costos de cada generador i
w	Generador eólico w
W	Cantidad de generadores eólicos
r	Generador fotovoltaico r
R	Cantidad de generadores fotovoltaico
$P_{(w,t)}$	Potencia del generador w en el período t
$P_{(r,t)}$	Potencia del generador r en el período t

Precio_w Precio de venta de energía del generador w

Precio_r Precio de venta de energía del generador r

3.2.2 Restricción para toma y entrega de energía

Esta restricción permite que cada generador del tipo térmico pueda ceder o disminuir la energía generada en cada hora, considerando para el efecto las condiciones técnicas propias de la máquina, es decir que estas restricciones evalúan el cambio en la salida de la potencia horaria de un generador en un tiempo relativamente breve, la formulación matemática es la siguiente:

$$P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i \quad (2)$$

$$P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i \quad (3)$$

Donde:

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

P_(i,t-1) Potencia del generador i en el período t-1

RUP_i Rampa de subida del generador i

RD_i Rampa de bajada del generador i

3.2.3 Restricción para balance en el abastecimiento de la demanda

Esta restricción permite realizar el balance energético entre la producción de energía y la demanda en cada período de tiempo por cada una de las áreas considerando además los flujos de intercambio entre las distintas áreas analizadas.

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)} \quad (4)$$

Donde:

P_(w,t) Potencia del generador w en el período t

P_(r,t) Potencia del generador r en el período t

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

D_(t,area) Demanda de cada área para cada período t

F_(t,area) Flujo que es transferido a cada área en cada período t

3.2.4 Restricción para la reserva rodante

La reserva rodante de cada área debe mantenerse a fin

de que el sistema de generación pueda soportar las variaciones de la demanda, cuya restricción es descrita a continuación:

$$\sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} + \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%Rv_{area}) \quad (5)$$

Donde

P_{max(w,t)} Potencia máxima del generador w en el período t

P_{max(r,t)} Potencia máxima del generador r en el período t

P_{max(i,t)} Potencia máxima del generador i en el período t

D_(t,area) Demanda de cada área para cada período t

%Rv_{area} Porcentaje de reserva en cada área

3.2.5 Restricción para límites de potencia de los generadores

Los generadores ubicados en cada área, mantienen restricciones operativas en relación a la potencia a ser entregada, en tal sentido, la siguiente restricción impone que la potencia despachada no supere los límites establecidos de forma constitutiva.

$$Pmin_{(i)} \leq P_{(i,t)} \leq Pmax_{(i)} \quad (6)$$

$$Pmin_{(w)} \leq P_{(w,t)} \leq Pmax_{(w)} \quad (7)$$

$$Pmin_{(r)} \leq P_{(r,t)} \leq Pmax_{(r)} \quad (8)$$

Donde:

P_(w,t) Potencia del generador w en el período t

P_(r,t) Potencia del generador r en el período t

P_(i,t) Potencia del generador i en el período t

Pmin_(i) Potencia mínima del generador i

Pmax_(i) Potencia máxima del generador i

Pmin_(w) Potencia mínima del generador w

$P_{max(w)}$ Potencia máxima del generador w

$P_{min(r)}$ Potencia mínima del generador r

$P_{max(r)}$ Potencia máxima del generador r

3.2.6 Restricción para la capacidad del intercambio de flujo entre áreas

Esta restricción garantiza que el modelo optimización considere los límites de capacidad del enlace, aspecto necesario para efectuar el balance entre áreas.

$$F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)} \quad (9)$$

$$F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)} \quad (10)$$

Donde:

$F_{(t,area)}$ Flujo que es transferido a cada área en cada período t

$Lim_{max(area)}$ Capacidad máxima del enlace entre cada área

$Lim_{min(area)}$ Capacidad mínima del enlace entre cada área

Estos límites de flujo están implementados en la función objetivo tal como se detalla en el apartado 3.2.3 en la ecuación 4.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

A fin de validar el modelo de optimización se usará el sistema eléctrico descrito en [40], el cual toma en las áreas a ser abastecidas, la cantidad de generadores a usar y la demanda en cada área, cuyos datos servirán de insumo para aplicar el modelo propuesto.

4.1. Parámetros

El sistema para usarse se compone en tres distintas áreas, las cuales tienen su propio sistema de generación que abastece la demanda horaria correspondiente. Para plantear el modelo se utiliza los siguientes datos de generación:

Tabla 1: Datos Técnicos del Sistema de Generación Térmico

	Pmín. (MW)	Pmáx. (MW)	RU (MW/h)	RD (MW/h)
g1	20	150	40	40
g2	40	200	80	80
g3	30	300	100	100

g4	30	350	120	120
g5	10	100	30	30
g6	20	250	40	40
g7	40	450	150	150
g8	50	130	50	50
g9	100	340	100	100
g10	40	130	60	60

Donde:

P_{min} Potencia mínima

P_{max} Potencia máxima

RU Rampa de subida

RD Rampa de bajada

g Generador

Tabla 2: Datos Técnicos del Sistema de Generación con Uso de Energía Renovable

	Pmín. (MW)	Pmáx. (MW)	Rampas (MW/h)
g11	0	250	Depende del recurso primario
g12	0	350	
g13	0	150	

Los generadores antes descritos están distribuidos en cada área a modelar y cuya asignación y tecnología se muestra en la tabla 3.

Tabla 3: Asignación del Sistema de Generación

	Área 1	Área 2	Área 3	Tecnología
g1	X			Térmico
g2	X			Térmico
g3	X			Térmico
g4	X			Térmico
g5		X		Térmico
g6		X		Térmico
g7		X		Térmico
g8			X	Térmico

g9			X	Térmico
g10			X	Térmico
g11	X			Eólico
g12			X	Eólico
g13		X		Fotovoltaico

Por otra parte, es necesario establecer los coeficientes de la función de costos para cada uno de los tipos de generadores, cuyos valores corresponden a los que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4: Coeficientes de la Función de Costos para cada Generador

	a	b	c
g1	0.0056	17.87	601.75
g2	0.0079	21.62	480.29
g3	0.007	23.9	471.6
g4	0.0043	21.6	958.2
g5	0.0095	22.54	692.4
g6	0.009	19.58	455.6
g7	0.0063	21.05	1313.6
g8	0.0048	23.23	639.4
g9	0.0039	20.81	604.97
g10	0.0021	16.51	502.7
g11	0	6.03	0
g12	0	6.03	0
g13	0	5.31	0

Finalmente, como parámetro necesario se establece los límites de transferencia entre áreas, para el sistema a modelar se establecen los siguientes límites:

Tabla 5. Límites de Capacidad en las Áreas

	Cap. Max (MW)
Límite A1 - A2	100
Límite A2 - A3	500
Límite A1- A3	400

Tomando en cuenta la función objetivo y las restricciones relacionadas, se llega a señalar que el problema de optimización puede ser resuelto mediante la Programación no Lineal que por sus siglas en ingles se lo conoce como NLP, para el efecto se usará el optimizador GAMS (General Algebraic Modeling System).

4.2. Procedimiento de Resolución

El problema de optimización a ser resuelto consistirá en la adquisición de datos asociados a las características técnicas y económicas de los generadores, valores de la demanda horaria y capacidad de los enlaces, para proceder posteriormente a la modelación correspondiente tomando en cuenta las restricciones y función objetivo antes descritos.

Tabla 6: Algoritmo de Resolución

- Paso 1: Adquisición de datos técnicos de los generadores.
G= [G1, G2, G n]
- Paso 2: Determinación de la Demanda horaria
D= [Dem1, Dem2,.., Dem-24]
- Paso 3: Adquisición de los coeficientes de la función de costos de cada generador
Fo= A*X² + B*X + C
- Paso 4: Set valores de probabilidad de ocurrencia del recurso primario de los generadores con energías renovables.
- Paso 5: Set Capacidades máximas de transferencias interáreas y porcentajes de reserva en las áreas.
- Paso 6: Problema de Optimización
Set Condiciones iniciales
Set variables continuas

$$P_{(t,t)}, P_{(w,t)}, P_{(r,t)}$$

Función Objetivo

$$FO = \left[\sum_t^T \sum_{i=1}^I a \cdot P_{(i,t)}^2 + b \cdot P_{(i,t)} + c \right] + \left[\sum_t^T \sum_{w=1}^W P_{(w,t)} \cdot Precio_w \right] + \left[\sum_t^T \sum_{r=1}^R P_{(r,t)} \cdot Precio_r \right]$$

Set Restricciones de desigualdad



$$\begin{aligned}
 & P_{(i,t)} - P_{(i,t-1)} \leq RUP_i \\
 & P_{(i,t-1)} - P_{(i,t)} \leq RD_i \\
 & \sum_{i \in Area(A)} P_{(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{(w,t)} \\
 & + \sum_{r \in Area(A)} P_{(r,t)} = D_{(t,area)} + F_{(t,area)} \\
 & \sum_{i \in Area(A)} P_{max(i,t)} + \sum_{w \in Area(A)} P_{max(w,t)} = \\
 & + \sum_{r \in Area(A)} P_{max(r,t)} = D_{(t,area)} * (1 + \%RV_{area}) \\
 & Pmin(t) \leq P_{(i,t)} \leq Pmax(t) \\
 & F_{(t,area)} \leq Lim_{max(area)} \\
 & F_{(t,area)} \geq Lim_{min(area)}
 \end{aligned}$$

Paso 7 *Análisis de resultados*

Paso 8 *Fin*

4.3. Caso de Estudio

Con el fin de poder verificar la utilidad del despacho entre áreas, se simularán dos casos, el primero en el cual las áreas funcionan de forma autónoma, es decir que las áreas no se encuentran interconectadas y que a través de su generación autoabastecen la demanda de cada área, sujetándose a las restricciones respectivas. Mientras que el segundo caso de estudio mostrará la interconexión entre áreas y los beneficios que brinda esta opción.

El proceso de resolución comenzará a través de la adquisición de datos asociados a: i) Características técnicas y económicas de los generadores en cada área; ii) la demanda horaria para un período de 24 horas a ser abastecida en cada área; iii) la probabilidad de ocurrencia del recurso primario para los generadores que usar energía renovable no convencional; y, iv) los parámetros de capacidad máxima de los enlaces de interconexión entre áreas, posteriormente se procede con la resolución del modelo de optimización.

Para los casos de estudio propuestos se mantendrá la demanda horaria de cada área, la cual corresponde a los valores que se muestran la Fig. 4.:

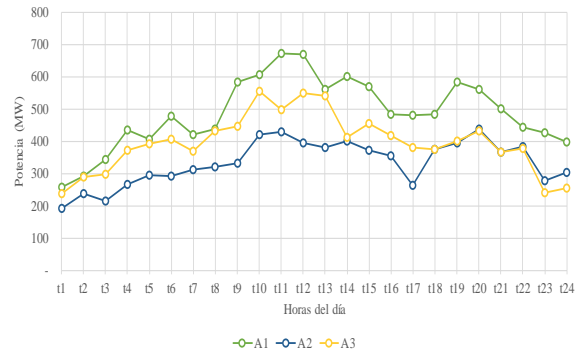


Figura 3: Demanda Horaria de Potencia por Cada Área

Como se denota de la Figura 3., existen tres curvas de demanda cuyos picos corresponden a 674 MW, 438 MW y 555 MW, correspondientes a las áreas 1, 2 y 3 respectivamente. Con el afán de poder observar la curva de demanda total del sistema, en la siguiente figura se muestra la demanda global de las tres áreas juntas.

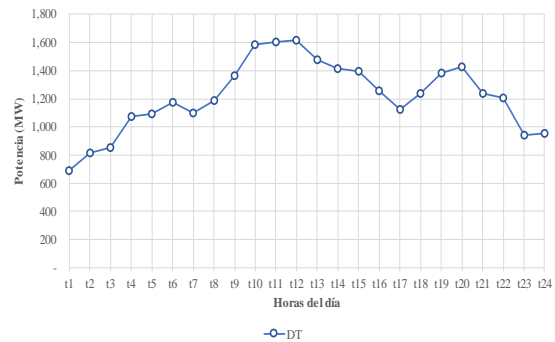


Figura 4: Demanda Total Horaria de Potencia

De la Figura 4 se muestra que la demanda de las áreas evaluadas de forma conjunta asciende a un valor máximo de 1615 MW, una demanda media de 1381 MW y una demanda mínima 687 MW, la cual será bastecida por los recursos de generación despachados.

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados será efectuado por cada caso de estudio, evaluándose en un abastecimiento autónomo de cada área y posteriormente se analizará el último caso el cual se fundamenta en el abastecimiento entre las áreas modeladas.

5.1. Caso de Análisis para el Abastecimiento Autónomo

A través de la adquisición de los datos descritos anteriormente, tomando en cuenta que no existe interconexión entre áreas; y, al resolver el modelo de optimización propuesto, se obtiene el despacho horario de los generadores ubicados en cada área para abastecer su demanda, cumpliendo las restricciones de ámbito técnico, determinándose además el costo operativo del sistema para el período de 24 horas, dichos resultados se presentan en la Fig. 6.

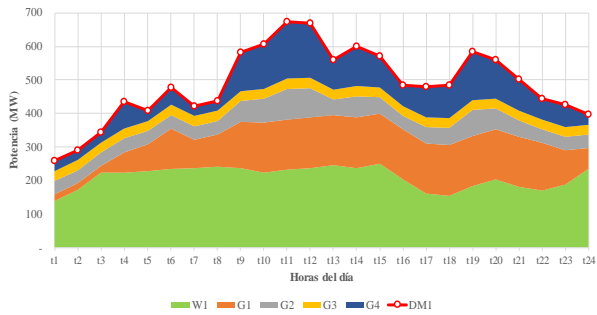


Figura 5: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 1

De la figura anterior, la cantidad de potencia horaria entregada por los generadores ubicados en el área 1 conllevan a abastecer la demanda horaria impuesta y además su capacidad máxima que permite mantener una reserva rodante. Adicionalmente el generador eólico (w1) es utilizado a su máxima capacidad para minimizar el costo operativo del sistema, reduciéndose el aporte de los demás generadores térmicos. De forma similar a la evaluación efectuada en el área 1, se procede a mostrar de manera gráfica el abastecimiento de la demanda del área 2.

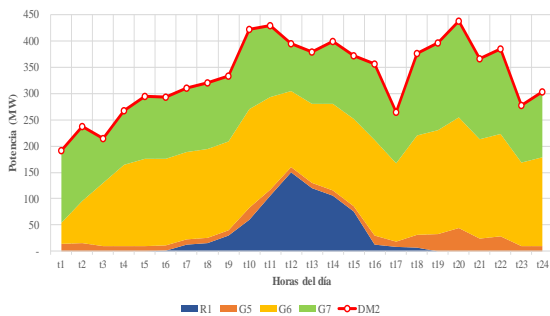


Figura 6: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 2

Como se aprecia en la Figura 6. a pesar de realizar el despacho del generador fotovoltaico (R1), este no es suficiente para el abastecimiento de la demanda, aspecto por el cual se requiere un despacho intensivo de generadores térmicos para el abastecimiento de la demanda del área 2. El despacho de generación para el área 3 se muestra en la siguiente figura.

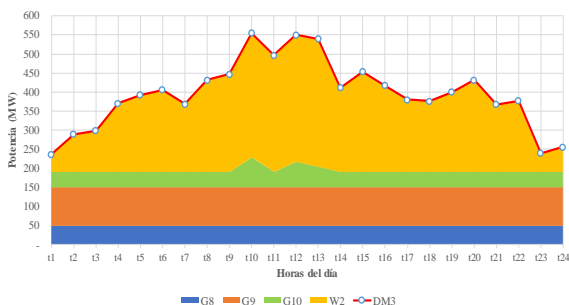


Figura 7: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda – Área 3

Como se observa de la Figura 7. gran parte de la demanda es abastecida energéticamente por el generador

eólico (w2), disminuyendo considerablemente la producción de los generadores térmicos ubicados en esa área. A fin de poder observar el abastecimiento global de las tres áreas que fueron abastecidas de manera independiente, se presenta la Fig. 9.

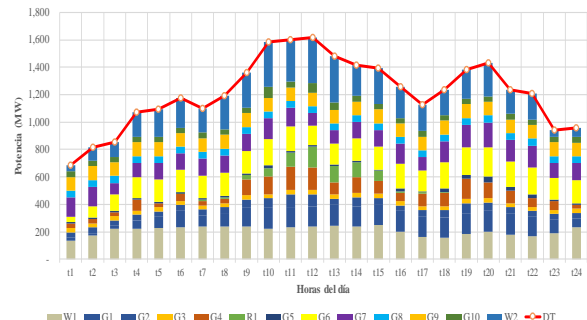


Figura 8: Despacho de Generadores para Abastecimiento de la Demanda Total

Con el afán de observar el despacho por área agrupando los generadores que fueron despachados, se presenta la Fig. 10.

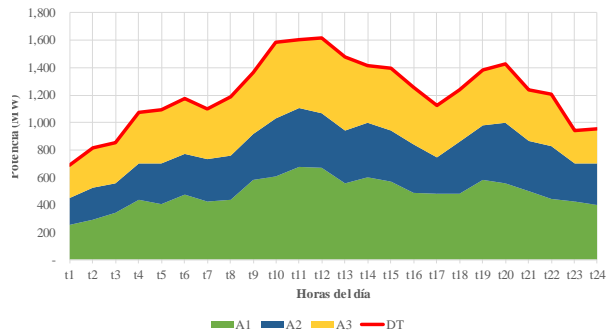


Figura 9: Despacho por cada Área para el Abastecimiento de la Demanda Total

De los resultados anteriores se concluye que los generadores despachados en cada área abastecen su demanda de forma autónoma, generándose además un costo operativo en cada área, el cual la demanda deberá asumir para su abastecimiento, los valores económicos se muestran a continuación.

Tabla 7: Costos Operativos– Despacho Autónomo

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	229,711.88	37.19%
A2	220,433.98	35.69%
A3	167,541.79	27.12%
Costo Total	617,687.66	

De la tabla 7 se concluye que el mayor costo operativo lo asume el área uno que representa un 37.19% del valor total del costo operativo al unificar todas las áreas, mientras que el área tres es la que menos costo operativo implica con un 27,12% del valor total. El esquema gráfico se muestra en la Figura 10.

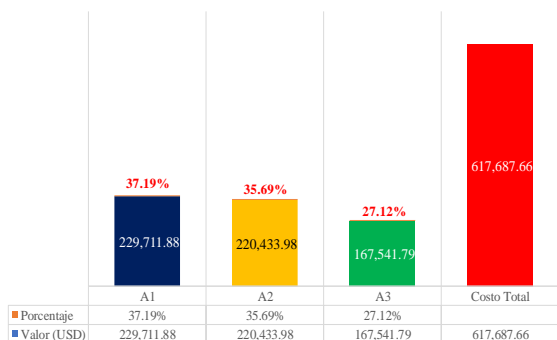


Figura 10: Costos Operativos de cada Área al Abastecerse de Forma Autónoma

5.2. Caso de Análisis Entre Áreas Interconectadas

El análisis de este caso de estudio permite validar los beneficios que se obtienen al interconectarse las áreas de los sistemas, se procede a verificar el despacho por cada una de las áreas considerando los límites de los enlaces entre las mismas. El despacho de los generadores ubicados en el Área 1 corresponde a la siguiente figura.

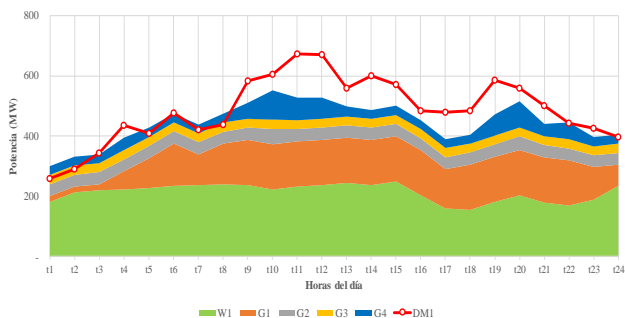


Figura 11: Despacho Horario para el Área 1

En la Figura 11. se señala que existe un desfase entre la generación y la demanda del área 1, lo cual ocurre ya que los déficits son cubiertos por flujos provenientes de las otras áreas, mientras que los excedentes corresponden a la energía que el área 1 cede a las otras áreas, permitiendo de esa forma reducir el costo operativo.

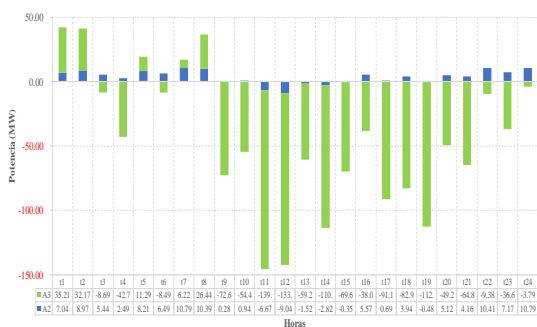


Figura 12: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 1

El Área 1 intercambia horariamente su potencia, siendo los valores positivos la potencia que entrega a las Áreas 2 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 recibe desde las Áreas 2 y 3, dando como resultado en el balance

neto el valor equivalente a la diferencia entre generación y demanda en el Área 1. Los valores positivos de la Figura 12. corresponde a la potencia horaria entregada del Área 1 hacia las demás Áreas, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria tomada por el Área 1 desde las dos áreas restantes. Considerando el despacho de generación del Área 1 y el intercambio entre las áreas, se obtiene la siguiente ilustración.

De la Figura 13. se observa que los valores positivos conllevan al abastecimiento de la demanda del Área 1 mediante su propia generación o la energía proveniente de las demás Áreas; y, los excedentes por sobre la demanda es la potencia horaria que el Área 1 entrega a las demás Áreas, los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 1 entrega al Área 2 y 3 identificándose plenamente sus cantidades horarias.

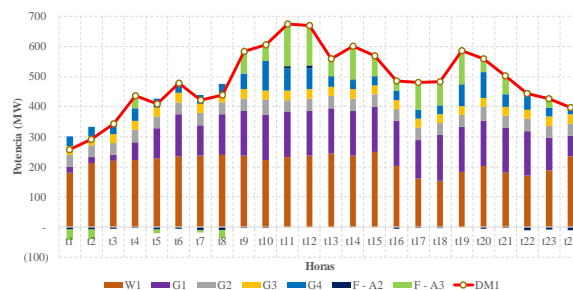


Figura 13: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 1

En tal sentido, se denota que es la energía que intercambia está área con las otras es mucho menor que la que toma de las demás áreas, lo que producirá una variación en su costo operativo. Ahora se procede con el análisis referente al Área 2, en donde se muestran las potencias horarias del despacho considerando únicamente los generadores ubicados en el Área 2.

Como resultado del despacho se observa que los generadores ubicados en el área 2 tienen un despacho mínimo ya que gran parte de la demanda horaria es abastecida por las otras áreas, aspecto que es resultado de la optimización económica de los recursos al interconectarse las áreas modeladas. El abastecimiento de la demanda con la generación ubicada en el área 2 se muestra a continuación.

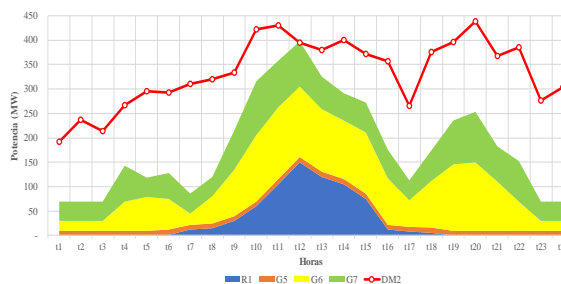


Figura 14: Despacho Horario para el Área 2

La Figura 14. muestra que la generación ubicada en

el área 2, no es despachada a su plena capacidad ya que dicha área toma energía de las áreas restantes, el Área 2 intercambia horariamente potencia para el abastecimiento de su demanda, siendo los valores positivos la potencia que entrega a las Áreas 1 y 3, mientras que los valores negativos corresponden a la potencia horaria que el Área 2 recibe desde las Áreas 1 y 3, dando como resultado en el balance neto la diferencia entre generación y demanda en el Área 2. En la Figura siguiente se ilustra el intercambio de potencia horaria con respecto al Área 2.

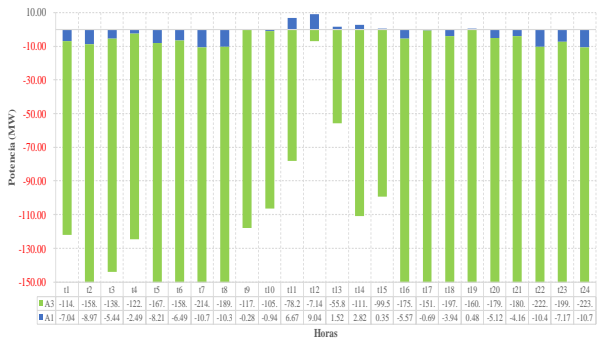


Figura 15: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 2

Para poder mostrar el abastecimiento de la demanda del Área 2, en la siguiente ilustración de la Figura 16. , se muestra la generación del área 2 y el flujo intercambiado con las áreas restantes es decir el Área 1 y el Área 3.

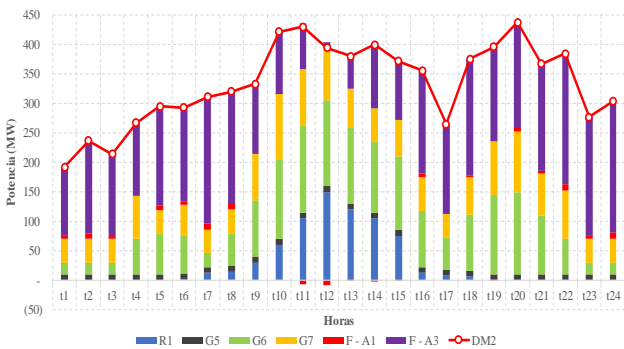


Figura 16: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 2

En la Figura 16. se observa que los valores positivos corresponden a la potencia horaria de los generadores y de las áreas interconectadas, que permiten el abastecimiento de la demanda del Área 2; adicional existen excedentes mínimos que se intercambian a la hora 12, pero en general esta área importa la mayor parte de energía del Área 3 y en menor proporción del Área 2.

Para culminar el análisis por cada área, se procede a realizar la evaluación del Área 3, la cual se puede observar que está permite la optimización económica de los recursos energéticos, siendo el área exportadora de energía a nivel horario, aspecto que se muestra con los siguientes resultados e ilustraciones. Como se puede observar en la Fig. 18. se concluye que existe un desfase

entre la generación y la demanda del área 3, lo cual ocurre ya que los recursos energéticos de esta área son más económicos y deben producir más energías para trasladar la misma a las diferentes áreas, para mostrar el despacho horario para el Área 3.

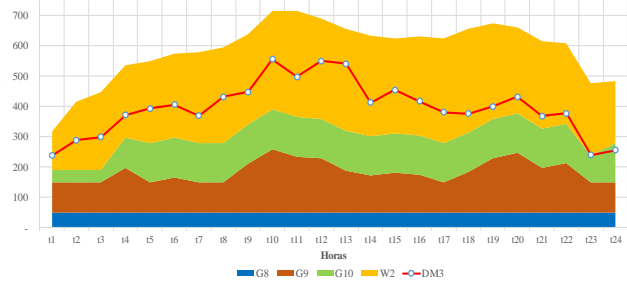


Figura 17: Despacho Horario para el Área 3

A fin de mostrar los intercambios horarios de energía del Área 3 con las demás áreas ,se presenta la Fig. 19., de la cual se obtiene en resumen que, el Área 3 entrega energía a las dos áreas restantes, sin embargo, en las horas 1, 2, 5, 7 y 8 se denota que el Área 1 entrega energía al Área 3, lo cual implica que en esas horas, dado que esa energía es económicamente rentable para el Área 3 la cual es tomada por la misma , pero a su vez, la misma Área 3 produce energía extra con sus recursos para su traslado al Área 2, lo que permite concluir que el modelo valora las combinaciones de los recursos energéticos de todas las áreas, tomando en consideración el mínimo costo del sistema.

La Figura 18. indica de forma contundente que el Área 3 corresponde a un subsistema que entrega energía para el abastecimiento de las demás áreas ,dado que el costo de producir la energía en esa área es más económico. Para concluir el análisis, en la siguiente ilustración se muestra de forma global del abastecimiento del Área 3 y los intercambios hacia las áreas restantes.

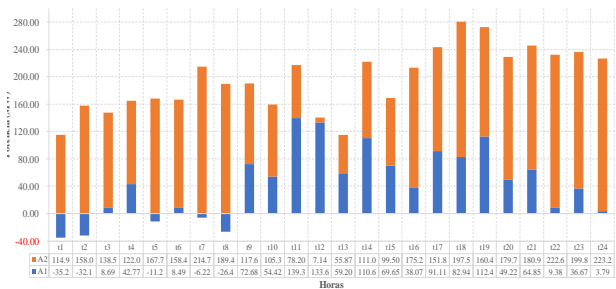


Figura 18: Intercambios de Flujos con Respecto al Área 3

En la parte positiva de la Figura 19. se ilustra gráficamente el excedente que es transferido a las demás áreas, mientras que en el valor negativo muestra la energía horaria a ser transferida a las áreas restantes desde el Área 3.

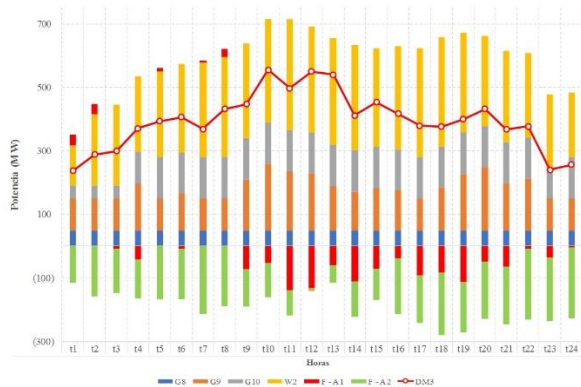


Figura 19: Despacho Horario con Intercambios de Flujos con Respecto al Área 3

El despacho realizado considerando áreas múltiples permite usar de manera eficiente y económica los recursos de generación de cada área, por lo tanto, en la siguiente tabla se muestra el costo operativo resultante de este despacho.

Tabla 7: Costos Operativos– Despacho Áreas Múltiples

	Valor (USD)	Porcentaje
A1	205,947.86	33.34%
A2	140,901.59	22.81%
A3	227,321.20	36.80%
Costo Total	574,170.65	

Los resultados de la tabla 8 se desprende que el despacho de áreas múltiples optimiza el costo operativo a comparación del caso del despacho autónomo, en tal sentido la tabla siguiente muestra los resultados de forma comparativo.

Tabla 9: Comparación de Costos Operativos

	D-A	D - MA	% Δ Costo
A1	229,711.88	205,947.86	-10.35%
A2	220,433.98	140,901.59	-36.08%
A3	167,541.79	227,321.20	35.68%
Costo Total	617,687.66	574,170.65	-7.05%

Donde:

D – A Despacho autónomo

D – MA Despacho multi área

% Δ Costo Porcentaje de variación del costo.

Como muestra la tabla 9 el despacho de área múltiple optimiza económicamente el abastecimiento de cada área, logrando una reducción de los costos a nivel global del 7.05%. Es importante señalar que esta reducción se obtiene de una combinación óptima de los recursos energéticos entre las áreas, permitiendo que se incremente la producción energética de los recursos más económicos para desplazar la generación ineficiente de altos costos a pesar de que estos se encuentren ubicados en diferentes áreas.

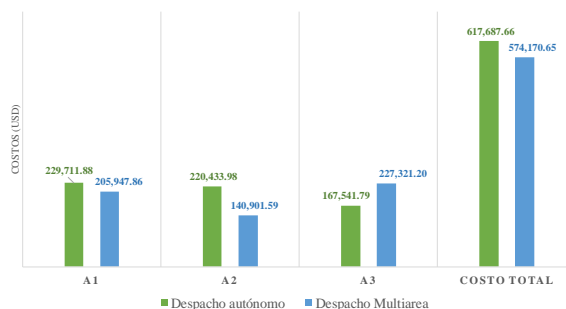


Figura 20: Comparación del Costo Operativo

La Figura 20. justamente muestra que el Área 3 produce energía más económica que es trasladada al Área 1 y 2 reduciendo los costos de generación ineficiente, resultado de lo cual se reduce el costo al comparar el despacho autónomo y el despacho de área múltiple.

6. CONCLUSIONES

- El presente trabajo ha usado la programación de flujo de red para resolver un problema de despacho económico multi – área tomando en cuenta diversos períodos de tiempo, para un sistema de generación que usa energía térmica, solar y eólica considerando la incertidumbre de las dos últimas tecnologías.
- El despacho económico multi-áreas corresponde a un mecanismo técnico económico que conlleva a la optimización de los recursos energéticos que se encuentran dispersos en diferentes áreas que se encuentran interconectadas y limitadas por la capacidad de los enlaces, el despacho propuesto minimiza los costos operativos globales, desplazando la generación ineficiente vista desde el ámbito técnico y económico. De los resultados económicos analizados se muestra una reducción de costos del 7% a nivel global ahorrándose el sistema un valor mensual de alrededor de 1'305'000 USD, es decir alrededor de 15'000'000 USD anuales, costos que se ahorra la demanda y se traduce en una minimización en las tarifas a usuarios finales.
- En función de los análisis energéticos y económicos se valida que el despacho de recursos de generación en áreas múltiples es un mecanismo propicio para optimizar los recursos energéticos,

además permiten reflejar la reducción del costo operativo del sistema e implícitamente ahondan en la reducción de la emisión de gases contaminantes dado que se desplaza la generación costosa que por lo general corresponde a la tecnología de tipo térmico.

- Finalmente, se señala que la eficiencia en el despacho multi – área depende de los recursos de generación disponible y la capacidad de los enlaces de interconexión permitiendo la optimización de los recursos y de cierta forma se asegura la competencia en la actividad de generación. Por lo tanto, el modelo propuesto constituye la base para la integración de mercados y sistemas eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Steurer et al., “Investigating the Impact of Pulsed Power Charging Demands on Shipboard Power Quality,” IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet., pp. 315–321, 2007.
- [2] M. Zare, M. Rasoul, and M. Malekpour, “International Journal of Electrical Power and Energy Systems Reserve constrained dynamic economic dispatch in multi-area power systems : An improved fireworks algorithm,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 126, no. PA, p. 106579, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106579.
- [3] H. Thi and K. Tran, “Real-Coded Genetic Algorithm for Solving Multi-Area Economic Dispatch Problem,” 2013 IEEE Grenoble Conf. PowerTech, POWERTECH 2013, no. 3, pp. 97–101, 2013.
- [4] X. Lai, Q. Xia, H. Zhong, Y. Wang, and Z. Luo, “Decentralized Multi-area Look-ahead Dispatch for Cross-regional Renewable Accomodation,” 2018 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo., pp. 1–9, 2018.
- [5] C. L. Chen and N. Chen, “Multi-area economic generation and reserve dispatch,” IEEE Power Ind. Comput. Appl. Conf., pp. 368–373, 2001, doi: 10.1109/pica.2001.932379.
- [6] R. Singh, K. Jain, and M. Pandit, “Comparison of PSO variants with traditional solvers for large scale multi-area economic dispatch,” IET Conf. Publ., vol. 2011, no. 583 CP, pp. 304–309, 2011, doi: 10.1049/cp.2011.0379.
- [7] C. Yingvivanapong, W. J. Lee, and E. Liu, “Multi-area power generation dispatch in competitive markets,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, no. 1, pp. 196–203, 2008, doi: 10.1109/TPWRS.2007.913304.
- [8] D. Streiffert, “Multi-Area Economic Dispatch with Tie Line Constraints,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 10, no. 4, pp. 1946–1951, 1995, doi: 10.1109/59.476062.
- [9] X. Lai, L. Xie, Q. Xia, H. Zhong, and C. Kang, “Decentralized Multi-Area Economic Dispatch via Dynamic Multiplier-Based Lagrangian Relaxation,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 30, no. 6, pp. 3225–3233, 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2377755.
- [10] A. G. Vlachos and P. N. Biskas, “Balancing supply and demand under mixed pricing rules in multi-area electricity markets,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 3, pp. 1444–1453, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2079338.
- [11] M. Sehrawat and J. S. Lather, “Multi Area Economic Dispatch Using Distributed Intelligence,” Integr. Distrib. Energy Resour. Power Syst., 2019.
- [12] M. Basu, “Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system,” Reinf. Plast., vol. 28, no. March, pp. 11–35, 2019, doi: 10.1016/j.ref.2018.09.007.
- [13] Z. Li, M. Shahidepour, W. Wu, B. Zeng, B. Zhang, and W. Zheng, “Decentralized Multiarea Robust Generation Unit and Tie-Line Scheduling under Wind Power Uncertainty,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 6, no. 4, pp. 1377–1388, 2015, doi: 10.1109/TSSTE.2015.2437273.
- [14] U. Fragomeni, “Direct Method to Multi-Area Economic Dispatch,” IEEE Trans. Power Syst., no. 4, pp. 1–5, 2012.
- [15] R. Azami and A. F. Fard, “Impact of demand response programs on system and nodal reliability of a deregulated power system,” 2008 IEEE Int. Conf. Sustain. Energy Technol. ICSET 2008, pp. 1262–1266, 2008, doi: 10.1109/ICSET.2008.4747200.
- [16] CONELEC, “Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación,” pp. 29–55, 2013.
- [17] A. Ayub, “Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia,” J. Electr. Syst. Inf. Technol., 1999.
- [18] S. T. Lee, “A New Vision for Transmission Operation and Planning Under An Open Power Market,” IEEE Trans. Power Deliv.
- [19] J. Wu et al., “Study on medium and long-term generation expansion planning method considering the requirements of green low-carbon development,” Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC, vol. 2018-Octob, pp. 689–694, 2018, doi: 10.1109/APPEEC.2018.8566580.
- [20] Y. Kim, “Multicriteria Generation-Expansion Considerations,” IEEE Trans. Eng. Manag., vol. 40, no. 2, pp. 154–161, 1993.

- [21] J. Carrera, “Óptima Planificación de la expansión de generación eléctrica usando GAMS,” Tesis, vol. 1, pp. 66–80, 2017.
- [22] R. Navarro, “Short and Medium Term Operation Planning in Electric Power Systems,” IEEE Trans. Power Syst., pp. 1–8, 2009.
- [23] Y. Ding, C. Singh, and L. Goel, “Short-Term and Medium-Term Reliability Evaluation for Power Systems With High Penetration of Wind Power,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 5, no. 3, pp. 896–906, 2014.
- [24] B. G. Alhogbi, “A Probabilistic Based Hybrid Planning Method for Long-Term Power System Planning,” J. Chem. Inf. Model., vol. 53, no. 9, pp. 21–25, 2017, [Online]. Available: <http://www.elsevier.com/locate/scp>.
- [25] A. A. A. El-Ela, S. M. Allam, S. S. Rabah, and M. M. S. Ahmed, “Optimal Long Term Planning of Hybrid Generation System for a Part of Egyptian Network,” 2018 20th Int. Middle East Power Syst. Conf. MEPCON 2018 - Proc., pp. 918–922, 2019.
- [26] Q. Zhang, M. Wang, X. Wnag, and S. Tian, “Mid-long term optimal dispatching method of power system with large-scale wind-photovoltaic-hydro power generation,” Electr. Power Syst. Res., 2017.
- [27] T. Guoqing, M. Ieee, L. I. U. Fu-bin, L. I. Yang, W. Bin, and F. U. Rong, “Risk-Based Assessment and Decision Making of Power System Security in Power Market,” 2014 IEEE Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol., no. April, pp. 551–555, 2004.
- [28] L. Silva, “Despacho económico de potencia diaria aplicado al Sistema Nacional Ecuatoriano,” Tesis, p. 30, 2011.
- [29] M. Musau, “Multi Area Multi Objective Dynamic Economic Dispatch with Renewable Energy and Emissions,” 2016.
- [30] A. Ahmadi-khatir, A. J. Conejo, R. Cherkaoui, and S. Member, “Multi-Area Unit Scheduling and Reserve Allocation Under Wind Power Uncertainty,” vol. 29, no. 4, pp. 1701–1710, 2014.
- [31] Z. Li, W. Wu, B. Zhang, and H. Sun, “Dynamic Economic Dispatch Using Lagrangian Relaxation With Multiplier Updates Based on a Quasi-Newton Method,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 28, no. 4, pp. 4516–4527, 2013.
- [32] S. Reddy, P. R. Bijwe, and A. R. Abhyankar, “Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period,” IEEE Syst. Journals, vol. 9, no. 4, pp. 1440–1451, 2015.
- [33] H. Son, J. Kim, I. Bae, and T. T. C. M. Thermal, “Evaluation of Optimal Transfer Capability in Power system interconnection,” IEEE Trans. Power Syst., no. 3, pp. 1–5, 2009.
- [34] C. Wang, S. M. Shahidehpour, and S. Member, “Power Generation Scheduling for Multi-Area Hydro-Thermal Systems with tie Line Constraints, Cascaded Reservoirs and Uncertain Data,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 8, no. 3, pp. 1333–1340, 1993.
- [35] A. Conejo and J. Aguado, “Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 13, no. 4, pp. 1272–1278, 1998.
- [36] N. Yorino, H. M. Hafiz, Y. Sasaki, and Y. Zoka, “High-Speed Real-Time Dynamic Economic Load Dispatch,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 27, no. 2, pp. 621–630, 2012.
- [37] Y. Liu and N. C. Nair, “A Two-Stage Stochastic Dynamic Economic Dispatch Model Considering Wind Uncertainty,” IEEE Trans. Sustain. Energy, vol. 7, no. 2, pp. 819–829, 2016.
- [38] S. Kar, I. Member, G. Hug, and I. Member, “Distributed Robust Economic Dispatch in Power Systems: A Consensus + Innovations Approach,” IEEE Trans. Power Syst., pp. 1–8, 2012.
- [39] D. W. Ross and S. Kim, “Dynamic Economic Dispatch of Generation,” IEEE Trans. Power Appar. Syst., no. 6, pp. 2060–2068, 1980.
- [40] A. Kargarian, S. Member, Y. Fu, S. Member, P. Liu, and S. Member, “A System of Systems Engineering Approach for Unit Commitment in Multi-Area Power Markets,” pp. 1–5, 2014.



Orlando Stalin Vargas Rondal- (Y'1986-M'03). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Sucre. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en el desarrollo de modelo de optimización para abastecer la demanda eléctrica en múltiples áreas usando el despacho económico de sistemas de energía.



Luis Fernando Tipán Vergara. - (Y'1982-J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional

Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero. Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros.