

**DESPACHO ECONÓMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS  
CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA  
MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DESPACHO ECONÓMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS  
CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA  
MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

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

AUTOR: CARLOS EDUARDO DE LA BASTIDA CASTILLO

TUTOR: DIEGO FRANCISCO CARRIÓN GALARZA

Quito –Ecuador  
2023

Carlos Eduardo De La Bastida Castillo

**DESPACHO ECONÓMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS  
CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA  
MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2023

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Carlos Eduardo De La Bastida Castillo** (Y'1987 – M'12). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Institución Educativa Particular Buen Pastor, se graduó de Bachiller en ciencias de la educación mención Físico Matemático. Egresado de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo de investigación se centra en el Despacho económico en mercados desregularizados considerando pérdidas en el sistema eléctrico de potencia, minimizando costos operativos. [cbastida@est.ups.edu.ec](mailto:cbastida@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Diego Francisco Carrión Galarza** (Y'1981). Doctor y Máster en Ingeniería por la Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín – Colombia, Máster en Energías Renovables por la Universidad de las Fuerzas Armadas, Sangolquí Ecuador, Ingeniero Eléctrico por la Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador. Profesor e investigador de la Universidad Politécnica Salesiana – Quito, Ecuador. En la actualidad es miembro del grupo de investigación Redes Eléctricas Inteligentes (GIREI). [dcarrion@ups.edu.ec](mailto:dcarrion@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**

©2023 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

## **CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Carlos Eduardo De La Bastida Castillo con documento de identificación N° 1722592209 manifiesto que:

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

Quito, 24 de octubre de 2023

Atentamente,



Carlos Eduardo De La Bastida Castillo  
1722592209


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

Yo, Carlos Eduardo De La Bastida Castillo con documento de identificación No. 1722592209, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Despacho económico en mercados desregularizados considerando pérdidas en el sistema eléctrico de potencia minimizando costos operativos”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de octubre de 2023

Atentamente,



Carlos Eduardo De La Bastida Castillo  
1722592209

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Diego Francisco Carrión Galarza con documento de identificación N° 1713703062, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: *DESPACHO ECONÓMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS*, realizado por Carlos Eduardo De La Bastida Castillo con documento de identificación N° 1722592209, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 24 de octubre de 2023

Atentamente,



Ing. Diego Francisco Carrión Galarza, Ph.D.  
1713703062

## ÍNDICE GENERAL

1. Introducción.....	2
2. Desregularización del mercado eléctrico.....	4
2.1. Mercado eléctrico mayorista.....	5
2.1.1. Modelo centralizado.....	5
2.1.2. Modelo descentralizado.....	6
2.1.3. Modelo económico de generación del mercado eléctrico mayorista.....	6
2.2. Despacho económico en mercados desregularizados.....	7
2.2.1. Despacho económico ideal.....	8
2.2.2. Pérdidas en el sistema de transmisión.....	9
2.2.3. Método de Lambda.....	10
2.2.4. Método del gradiente.....	10
2.2.5. Método del gradiente reducido.....	11
2.2.6. Método de Newton.....	12
3. Flujo óptimo de Potencia.....	13
3.1. Flujo de potencia por el método de Newton Raphson.....	13
3.2. Parámetros del flujo óptimo de potencia.....	15
3.3. Modelo de optimización del flujo óptimo de potencia.....	15
4. Planteamiento del problema.....	16
4.1. Caso de estudio.....	18
4.1.1. Modelo standard de 14 barras de la IEEE.....	18
4.1.2. Modelo standard de 39 barras de la IEEE.....	18
5. Análisis de resultado.....	18
5.1. Modelo estándar de 14 barras.....	19
5.2. Modelo standard de 39 barras.....	24
6. Conclusiones.....	28
6.1. Trabajos futuros.....	29
7. Referencias.....	29
7.1. Matriz de Estado del Arte.....	33
7.2. Resumen de Indicadores.....	40
8. Anexos.....	42



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Modelo regulado o lineal del mercado eléctrico (autor).....	4
Figura 2. Modelo del mercado eléctrico mayorista.....	5
Figura 3. Modelo de la oferta de venta discretizada en m escalones (autor) .....	7
Figura 4. Gráfico esquemático del proceso del despacho económico (autor).....	8
Figura 5. Esquema básico del sistema eléctrico de potencia tomando en cuenta las pérdidas en las líneas de transmisión (autor) .....	17
Figura 6. Modelo standard IEEE 14 barras .....	18
Figura 7. Modelo standard IEEE 39 barras .....	18
Figura 8. Voltajes en barras [pu] sistema 14 barras .....	19
Figura 9. Ángulos de voltajes en barras [rad] sistema 14 barras.....	19
Figura 10. Potencia activa en líneas [pu] sistema 14 barras.....	19
Figura 11. Potencia reactiva en líneas [pu] sistema 14 barras .....	20
Figura 12. Potencia activa generada [MW] sistema 14 barras .....	20
Figura 13. Potencia reactiva generada [MVAR] sistema 14 barras .....	20
Figura 14. Potencia activa despachada [MW] sistema 14 barras.....	21
Figura 15. Potencia reactiva despachada [MVAR] sistema 14 barras .....	21
Figura 16. Pérdidas de potencia activa en líneas [pu] sistema 14 barras .....	21
Figura 17. Pérdidas de potencia reactiva en líneas [pu] sistema 14 barras .....	22
Figura 18. Costos finales en cada generador [\$/MW.h] sistema 14 barras .....	22
Figura 19. Costo total de generación [\$/MW.h] sistema 14 barras.....	22
Figura 20. Voltajes en barras [pu] sistema 39 barras .....	24
Figura 21. Ángulos de voltajes en barras [rad] sistema 39 barras.....	24
Figura 22. Potencia activa en líneas [pu] sistema 39 barras.....	24
Figura 23. Potencia reactiva en líneas [pu] sistema 39 barras .....	24
Figura 24. Potencia activa generada [MW] sistema 39 barras.....	25
Figura 25. Potencia reactiva generada [MVAR] sistema 39 barras .....	25
Figura 26. Potencia activa despachada [MW] sistema 39 barras.....	25
Figura 27. Potencia reactiva despachada [MVAR] sistema 39 barras .....	25
Figura 28. Pérdidas de potencia activa en líneas [pu] sistema 39 barras .....	26
Figura 29. Pérdidas de potencia reactiva en líneas [pu] sistema 39 barras .....	26
Figura 30. Costos finales en cada generador [\$/MW.h] sistema 39 barras.....	26
Figura 31. Costo total de generación [\$/MW.h] sistema 39 barras.....	27
Figura 32. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte .....	40

Figura 33. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	40
Figura 34. Indicador de solución - Estado del arte.....	41

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo flujo óptimo de potencia AC.....	17
Tabla 2. Matriz de estado del arte. ....	33
Tabla 3. Datos de generación sistema de 14 barras.....	42
Tabla 4. Datos de la demanda en cada barra sistema de 14 barras .....	42
Tabla 5. Características de las líneas de transmisión sistema de 14 barras.....	42
Tabla 6. Voltajes en cada barra sistema de 14 barras.....	43
Tabla 7. Potencias en líneas de transmisión sistema de 14 barras .....	43
Tabla 8. Potencias en generadores sistema de 14 barras .....	44
Tabla 9. Flujo de potencia sistema de 14 barras .....	44
Tabla 10. Potencias en las líneas de transmisión sistema de 14 barras .....	45
Tabla 11. Costos finales de generadores sistema de 14 barras.....	45
Tabla 12. Costos totales de generación sistema de 14 barras.....	46
Tabla 13. Datos de generación sistema de 39 barras.....	46
Tabla 14. Datos de la demanda en cada barra sistema de 39 barras .....	47
Tabla 15. Características de las líneas de transmisión sistema de 39 barras.....	48
Tabla 16. Voltajes en cada barra sistema de 39 barras.....	49
Tabla 17. Potencias en líneas de transmisión sistema de 39 barras .....	50
Tabla 18. Potencias en generadores sistema de 39 barras .....	51
Tabla 19. Flujo de potencia sistema de 39 barras .....	51
Tabla 20. Potencias en las líneas de transmisión sistema de 39 barras .....	52
Tabla 21. Costos finales de generadores sistema de 39 barras.....	53
Tabla 22. Costos totales de generación sistema de 39 barras.....	53

# DESPACHO ECONÓMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS

## Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia SEP establecen una estructura de desarrollo energético y comercial, por esa razón es indispensable la coordinación técnica y el control económico de sus procesos. Actualmente el mercado eléctrico desregularizado maneja las transacciones establecidas entre los participantes. El problema en el SEP es la asignación de unidades para suplir a la demanda tomando en cuenta las pérdidas en el sistema de transmisión, esto implica costos operativos y alteraciones en la calidad de la energía que es suministrada a las cargas en cada barra del sistema. En el presente trabajo de investigación se propone la solución al despacho económico por medio de un Flujo Óptimo de Potencia en AC aplicando restricciones de generación y transmisión tanto para potencia activa y reactiva. El método propuesto es desarrollado en un lenguaje de modelado matemático. Este proceso es implementado en los modelos estándar de 14 y 39 barras de la IEEE. Las unidades de generación muestran un comportamiento óptimo dentro de los parámetros establecidos. El modelo FOP AC planteado minimiza los costos operativos aún en presencia de pérdidas en transmisión, los valores de los voltajes y ángulos en cada barra permanecen en un nivel adecuado.

**Palabras Clave:** Sistema eléctrico de potencia, Despacho económico, Flujo óptimo de potencia, Pérdidas en líneas de transmisión, mercado eléctrico.

## Abstract

The electrical power systems SEP establish a structure of energy and commercial development, for this reason the technical coordination and economic control of their processes is essential. Currently, the deregulated electricity market handles the transactions established between the participants. The problem in the SEP is the allocation of units to supply the demand taking into account the losses in the transmission system, this implies operating costs and alterations in the quality of the energy that is supplied to the loads in each bus of the system. In the present research work, the solution to the economic dispatch is proposed by means of an Optimum Power Flow in AC applying generation and transmission restrictions for both active and reactive power. The proposed method is developed in a mathematical modeling language. This process is implemented in the IEEE 14 and 39 bus standard models. The generation units show optimal behavior within the established parameters. The proposed OPF AC model minimizes operating costs even in the presence of transmission losses, the values of the voltages and angles on each bus remain at an adequate level.

**Keywords:** Electric power system, Economic dispatch, Optimal power flow, Losses in transmission lines, electricity market.

## 1. Introducción

En la actualidad la energía eléctrica además de ser parte fundamental de la matriz productiva de una sociedad se ha establecido como un producto comercial, existen varias formas de producción de energía eléctrica, tanto con recursos renovables y no renovables. La característica principal de la energía eléctrica es que debe ser generada y consumida al mismo tiempo, esto conlleva a que deba existir un equilibrio entre generación y demanda en tiempo real, además es indispensable que exista una capacidad de reserva para suplir eventos inesperados [1].

En un SEP el proceso de generación y todo el aspecto económico que esto implica, está vinculado directamente con la demanda, al ser la energía eléctrica un producto comercial los usuarios finales requieren de electricidad para satisfacer la demanda energética diaria, de esta manera, para garantizar de forma óptima, transparente y sistemática los procesos del SEP el mercado eléctrico gestiona y administra la compra y venta de energía generada por las unidades [2].

Las unidades de generación requieren de una inversión inicial, además existen costos fijos y variables que se consideran para su operación, las unidades de generación basadas en recursos renovables aportan la mayor cantidad de energía al sistema eléctrico de potencia (SEP) [3].

Existen varios tipos de configuraciones dentro del mercado eléctrico mayorista, estos tipos de configuraciones se basan en los modos de oferta, la disponibilidad de generar demandas elásticas, las regulaciones establecidas a los participantes y las prioridades propias de la red [1].

Los mercados eléctricos mayoristas se dividen principalmente en dos grupos, mercados de precios, donde las generadoras proponen un precio y una cantidad, esta oferta puede o no ser contemplada en el despacho económico, además, se excluyen

los costos de producción de la energía ofertada, esta modalidad se la conoce como pagar por oferta, porque las generadoras reciben exactamente lo que ofertan, el segundo modelo de mercado eléctrico es el mercado de costos, donde las empresas generadoras contemplan costos de producción de la energía ofertada y esto permite fomentar la inversión a la producción con mayor eficiencia [4], [5].

El objetivo principal del mercado eléctrico es establecer mecanismos para satisfacer el balance entre proveedores, consumidores y el precio marginal [6].

El precio del *MWh* en el mercado eléctrico centralizado se basa en el costo marginal instantáneo también llamado mercado SPOT y puede ser obtenido mediante un proceso matemático de acuerdo a la metodología adecuada, cuya finalidad es minimizar costos operativos [7].

Es de considerar que para el contexto de optimizar el despacho económico, la asignación de generación de reserva rodante para un porcentaje de demanda inesperada es sumamente importante, este criterio se añade al hecho de que pueden existir eventos que pongan en peligro la integridad del SEP [8], [9].

En un SEP siempre es necesario definir los límites operativos, al definir los límites operativos se pretende lograr un funcionamiento óptimo del sistema, además es necesario definir también el comportamiento de cada unidad generadora, subestaciones y redes de transmisión [10].

- Límites en voltajes de barra
- Límites de potencias de las unidades
- Límites del flujo de potencia
- Límites de taps en transformadores
- Restricciones de potencia de reserva
- Cargabilidad de las líneas de transmisión (LDT)

La solución al despacho económico usando la metodología de Newton Raphson a través de un modelo DC, necesita de la matriz de coeficientes  $\beta$  para el cálculo de las pérdidas en las LDT, al usar una matriz auxiliar para linealizar las ecuaciones y resolver iterativamente el despacho económico, se consigue reducir el error en los resultados. Usando como ejemplo el sistema estándar de 14 barras de la IEEE y como base un despacho económico ideal sin pérdidas en la red, los resultados reflejan un 1.86% de pérdidas en la red por efecto térmico tomando a la generación total como el 100% de la potencia del sistema eléctrico [11].

De acuerdo con la literatura para determinar las pérdidas de la red en el SEP existen varios métodos, como el método mencionado anteriormente de los coeficientes  $\beta$  también llamado método clásico o el método de la Y de barra. Al comparar el sistema estándar de la IEEE de 39 barras resuelto por ambos métodos no se tiene una variación en los resultados, lo que confirma que ambos métodos cuentan con una gran exactitud y confiabilidad [12], [13].

Determinar la metodología adecuada de solución del despacho económico es sumamente importante, las predicciones del comportamiento del SEP permiten tomar las mejores decisiones y diseñar el proceso de asignación de unidades al sistema de forma óptima y en tiempo real. Varias metodologías demuestran efectividad y confiabilidad en sus resultados, además programas informáticos y simuladores son herramientas que se utilizan para el diseño y solución del despacho económico [14].

El mercado eléctrico peruano con un modelo híbrido propone un método de asignación de unidades basado en la teoría de circuitos combinado con la teoría de juegos incluyendo las LDT. El método considera el acoplamiento y el efecto cruzado presente entre las potencias activa y reactiva durante el cálculo de las pérdidas

en la red. Al usar el modelo estándar de 30 barras de la IEEE, el autor analiza la unidad con mayor generación y las pérdidas en la red teniendo como resultado que la potencia disipada en el sistema de transmisión es de 0.6%, lo que se traduce en minimización de costos [15].

Los flujos de potencia en DC resultan muy útiles para diseñar una solución al despacho económico. Al añadir restricciones máximas y mínimas en las LDT, es posible calcular las pérdidas en la red aplicando un proceso iterativo donde se modelan cargas distribuidas en las barras, para determinar la confiabilidad de la metodología se ha usado como modelo el sistema estándar de 18 barras de la IEEE donde se determina que la generación total del sistema es de 5296.85 MW y las pérdidas totales en la red son de 421.57 MW, lo que equivale a un 7.95% de la generación total. La asignación de unidades no es óptima y se evidencia pérdidas por transmisión [16].

La asignación de unidades al SEP a través de la programación óptima de la generación, usando el método de evolución diferencial, propone que las restricciones de igualdad y desigualdad establezcan la programación de la generación, adicionalmente los coeficientes de pérdidas de transmisión  $\beta$  son usados para la adición de las pérdidas en la red. Para el análisis metodológico se toma como modelo un sistema con 15 unidades térmicas de generación, donde el objetivo es la solución al despacho económico, el sistema es analizado en presencia de una carga de 2236 MW. Los resultados que entrega la simulación son 41.4 MW por pérdidas en transmisión que representa 1.8% de la generación total, se minimizan costos. La asignación de unidades es óptima, con las restricciones iniciales se establece un estado de operación normal del SEP [17].

El trabajo de investigación plantea como objetivo la revisión de las características de los mercados eléctricos regularizados y desregularizados, también tiene como

objetivo la revisión del despacho económico en el SEP con restricciones. Se pretende desarrollar un análisis del despacho económico en un SEP, para lo cual se estudiará el proceso de producción, oferta y comercialización de la electricidad producida por las empresas generadoras, se determinarán las condiciones y criterios necesarios para que cada unidad participe en el despacho económico de forma óptima, también se identificarán los parámetros técnicos y económicos que el mercado desregularizado plantea para ofertar la energía eléctrica.

El presente trabajo de investigación será desarrollado mediante el software GAMS, programa que permitirá resolver los problemas planteados usando el lenguaje de modelado algebraico para obtener las soluciones óptimas, además, los datos obtenidos para su análisis serán desplegados gráficamente usando MATLAB.

## 2. Desregularización del mercado eléctrico

Inicialmente los mercados eléctricos funcionaban bajo un sistema vertical, el cual consta con una sola entidad que se encarga de todo el proceso energético y comercial desde las centrales hasta los clientes finales. Con el paso del tiempo se vio en la necesidad de implementar una estructura basada en el mercado competitivo con el fin de obtener precios más bajos por medio de una competencia entre varias empresas, esto también llevo a la creación del operador del mercado, el cual debe ser un ente totalmente independiente que garantice la transparencia en las transacciones del mercado eléctrico. De esta forma se determinan cuatro componentes principales en el mercado eléctrico desregularizado, generación, operación, transmisión y distribución, además, las actividades de administración y control del SEP son actividades del estado, el sistema de

transmisión es establecido como un monopolio natural que igualmente forma parte del estado [18].

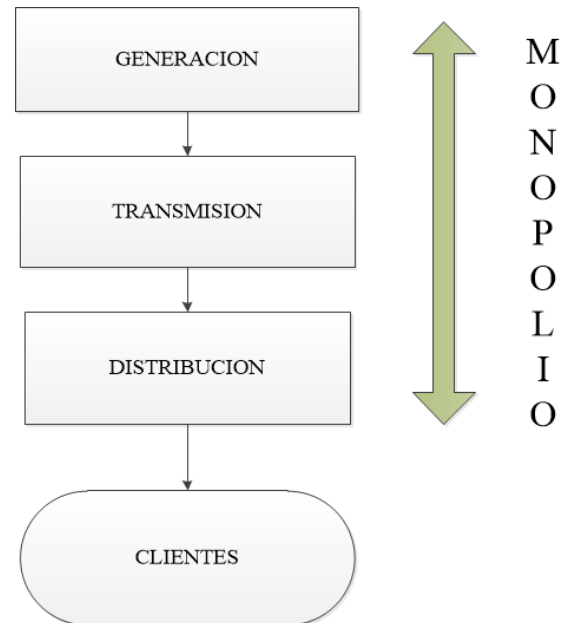


Figura 1. Modelo regulado o lineal del mercado eléctrico (autor)

Dentro de un entorno desregularizado se establece que todas las unidades que generen una potencia mayor a un valor umbral como en el caso del mercado eléctrico mexicano en el cual el valor debe ser mayor o igual a  $0.5 MW$ , deben tener su representante en el mercado eléctrico mayorista con los permisos que la comisión reguladora estatal emita. En este mercado existen dos categorías de empresas generadoras, primero las generadoras que venden su producción eléctrica al mercado mayorista tomando en cuenta sus valores mínimos y máximos de potencia, y la segunda categoría son empresas que únicamente se dedican a comprar y revender energía eléctrica [19].

La planificación, administración y operación del SEP, así como las operaciones del mercado eléctrico mayorista están a cargo del centro de control estatal, esta es una entidad pública descentralizada con autonomía para realizar sus funciones, dentro de esta entidad están

los operadores de mercado y los operadores del despacho económico. Además, como se menciona anteriormente el sistema de transmisión está establecido como un monopolio natural que administra el estado y concede el mantenimiento de la infraestructura tanto a la empresa pública como a empresas privadas [20].

Las empresas comercializadoras o también llamadas distribuidoras, son empresas privadas que participan en el mercado eléctrico minorista. En el mercado minorista se encuentran los usuarios finales, entre los usuarios finales existen dos categorías, los clientes de servicio básico con un consumo de potencia anual relativamente baja y los clientes especiales que consumen una potencia relativamente alta anualmente, estos clientes especiales también pueden comprar energía eléctrica directamente en el mercado minorista si es necesario sin necesidad de contratar a una empresa comercializadora, los clientes especiales son generalmente industrias, supermercados, fábricas, etc. [19].

Dentro del mercado eléctrico desregularizado las empresas de generación basadas en producción de energía limpia con recursos renovables, como son las centrales fotovoltaicas y las centrales eólicas, toman un papel importante, ya que dichas empresas al tener una producción relativamente pequeña de energía, asumen el precio marginal de venta de su energía eléctrica al precio establecido por el agente del mercado eléctrico mayorista [21].

## 2.1. Mercado eléctrico mayorista

Mediante la desregularización del mercado eléctrico, se han desarrollado varios modelos de mercados que se ajusten a las condiciones necesarias para que tanto las empresas generadoras, como las comercializadoras y los usuarios finales puedan obtener claros beneficios en el proceso de comercialización de la electricidad. Dependiendo del modelo de

mercado, se debe adoptar un modelo de despacho económico que se ajuste a las necesidades propias del SEP. Bajo esta premisa para desarrollar una simulación de un SEP dentro del contexto del mercado eléctrico desregularizado es necesario usar métodos de estudio de estabilidad transitoria, como son los flujos de potencia en corriente alterna, o en su defecto para analizar el despacho económico el método más recomendable es el flujo óptimo de potencia en corriente alterna [22]. Para el estudio del despacho económico se proponen varios modelos de mercados, modelos centralizados, descentralizados e híbridos [23].

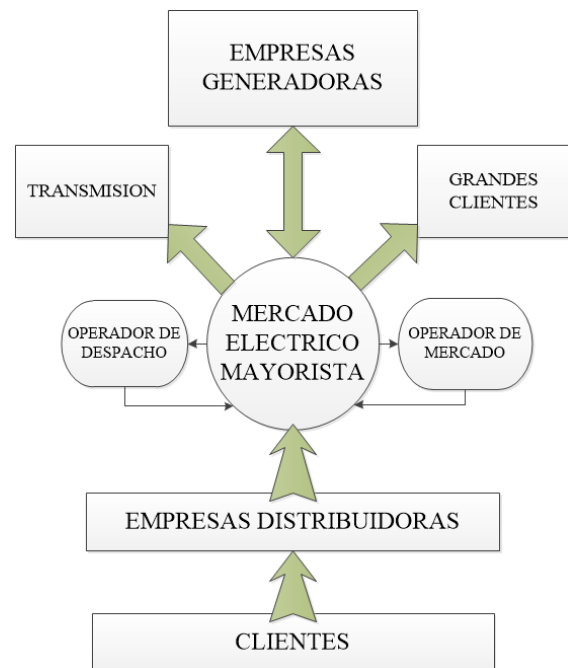


Figura 2. Modelo del mercado eléctrico mayorista (autor)

### 2.1.1. Modelo de mercado de único agente.

Este modelo es aquel que se implementó inicialmente al desregularizar los mercados eléctricos, se lo conoce también como mercado de intercambio PoolCo. En este modelo las empresas generadoras compiten para vender la energía que será suministrada al sistema eléctrico de potencia SEP, las empresas generadoras ofertan directamente

con el operador de despacho sin ningún tipo de agente de mercado, las ofertas deben ser analizadas para que el despacho de generación sea de forma óptima, para este proceso se requiere de un algoritmo que determine el despacho económico óptimo en cada hora del día, para este proceso se deben tomar en cuenta restricciones de operación de las unidades y pérdidas en las LDT [24].

### **2.1.2. Modelo descentralizado**

Este modelo tiene como ventaja las transacciones bilaterales de potencia, en este modelo existen dos operadores del mercado eléctrico mayorista, el primero se encarga de la comercialización, y el segundo de la planificación y operación del SEP. El operador de mercado tiene la función de diseñar y proveer de un mecanismo eficiente para realizar las subastas de energía eléctrica, en este proceso el operador de mercado recibe las propuestas de energía que cada empresa generadora puede producir y el precio al que dicha energía será vendida, en su defecto en el mercado minorista las empresas comercializadoras envían las propuestas de la cantidad de energía que están dispuestos a comprar y al precio que desean pagar, con esta información el operador de mercado realiza las transacciones necesarias. Posterior al proceso de comercialización el operador del SEP puede realizar el despacho económico con la información obtenida del operador de mercado [24].

### **2.1.3. Modelo económico de generación del mercado eléctrico mayorista**

El mercado eléctrico desregularizado con un modelo de mercado mayorista y un precio marginal, está representado por una pendiente positiva, esto quiere decir que las ofertas se expresan directamente en los escalones de la recta pendiente, esta recta pendiente siempre debe ser de forma

ascendente y la variación de los valores de la pendiente nunca deben ser negativos [25].

El modelo económico en el mercado desregularizado indica que para la primera etapa de operación se debe considerar toda la demanda del SEP, este proceso se hace tomando en cuenta que las empresas distribuidoras serán responsables de toda la carga, es decir adoptaran el precio marginal sugerido por el mercado minorista, hasta que entre en operación la segunda etapa del proceso de venta de electricidad donde las empresas distribuidoras pueden incluir ofertas de compra sensibles al precio marginal y también diseñar planes de demanda controlada [2].

Las empresas generadoras deben enviar la información necesaria al operador del SEP para poder realizar el despacho de la semana siguiente y diseñar un despacho aproximado para la semana subsiguiente. Los datos que el operador de despacho debe tabular son costos variables de producción estacional, variaciones o sobrecostos de los precios de los recursos primarios necesarios para la producción eléctrica, disponibilidad de la oferta de las empresas generadoras como también la exportación de energía eléctrica a países vecinos, restricciones de potencia y la demanda prevista. De esta forma el operador de despacho puede contar con las empresas generadoras que incluyen a sus unidades a la programación del despacho semanal. Posterior al despacho económico el operador puede determinar para cada banda horaria y día el precio marginal de cada *MWh*, la potencia que suministra cada unidad, la potencia no suministrada y las pérdidas en las LDT.

El modelo de la oferta en el mercado eléctrico desregularizado se basa generalmente en la primera derivada de la ecuación de costos totales de cada unidad, esto quiere decir que la variación del costo marginal del *MWh* producido en varias cantidades y ofertada al mercado mayorista es expresada por la recta tangente. Esta



línea tangente esta discretizada en  $m$  número de escalones, donde los anchos de banda de cada escalón representa la cantidad de potencia que las unidades de generación ofertan al mercado eléctrico mayorista, de esta manera se puede entender que cada escalón ubicado en el eje ( $y$ ) son los precios ofertados por cada empresa generadora y las cantidades de potencia ofertada ubicadas en el eje ( $x$ ) pueden ser compradas de forma total o parcial después de ser realizado el despacho económico [2].

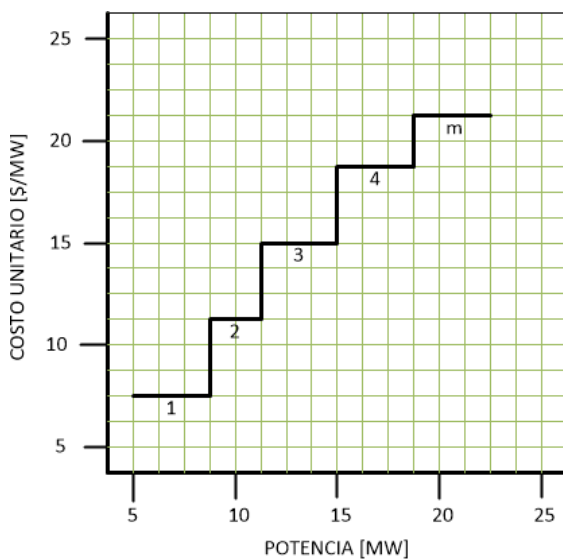


Figura 3. Modelo de la oferta de venta discretizada en  $m$  escalones (autor)

El mercado Spot está regido por los precios horarios tomados en base al costo marginal instantáneo de corto plazo. Es así como el costo del  $MWh$  producido por cada empresa generadora será determinado por el costo marginal más alto despachado por el operador, y a este precio marginal también se añade el costo de transmisión. Las empresas generadoras son beneficiadas económicamente de acuerdo con la energía producida y despachada por el operador. En el mercado Spot las empresas generadoras y distribuidoras tienen libre acceso para ofertar y comprar energía, de esta manera se puede obtener un equilibrio del precio marginal a corto plazo, este punto de

equilibrio es una perfecta competencia en el mercado eléctrico. En el SEP la transmisión al ser un monopolio natural no entra en oferta o demanda, las empresas deben pagar un peaje por este beneficio [25].

## 2.2. Despacho económico en mercados desregularizados

El despacho económico es un proceso sumamente importante en el modelo de gestión energética de un país, el objetivo principal del despacho económico es la asignación de la potencia eléctrica necesaria al sistema eléctrico para suplir la carga eléctrica existente en el SEP, priorizando la coordinación óptima de las unidades de generación con el objetivo de minimizar los costos operativos y evitar pérdidas en las LDT [26].

En el despacho económico a mediano y largo plazo es necesario desarrollar una estrategia de operación adecuada a la demanda proyectada. La estrategia debe tomar en cuenta predicciones de cambios de la demanda, se debe tomar en cuenta también el escenario hidrológico, variaciones anuales, o estacionales de las reservas de agua en las centrales de generación hidráulicas con embalse, los costos de los combustibles fósiles empleados en la generación térmica, programas de mantenimientos de las unidades de generación [3], [9].

En el mercado SPOT el despacho económico cubre la demanda a un costo mínimo de operación optimizando las unidades de generación térmicas, hidráulicas con o sin embalse, renovables, considerando la calidad de la energía, seguridad del sistema, costos representativos fijos y variables y la disponibilidad de los recursos. El despacho económico desarrollado diariamente es diseñado en subperiodos de horas, éste análisis es muy importante para la optimización de la operación de las

unidades y su combinación óptima en presencia de variación de carga [27].

En mercados desregularizados cada empresa generadora opera mediante sus propias políticas para minimizar costos. En este contexto cada empresa generadora entrega energía al sistema de transmisión, esta energía suministrada tiene un precio que es ofertado al operador de mercado, este operador de mercado es quien determina el precio marginal de cada *MWh*. Después de que las transacciones son determinadas por el operador del mercado eléctrico mayorista, cada empresa generadora debe suministrar la energía previamente establecida en el contrato [28].

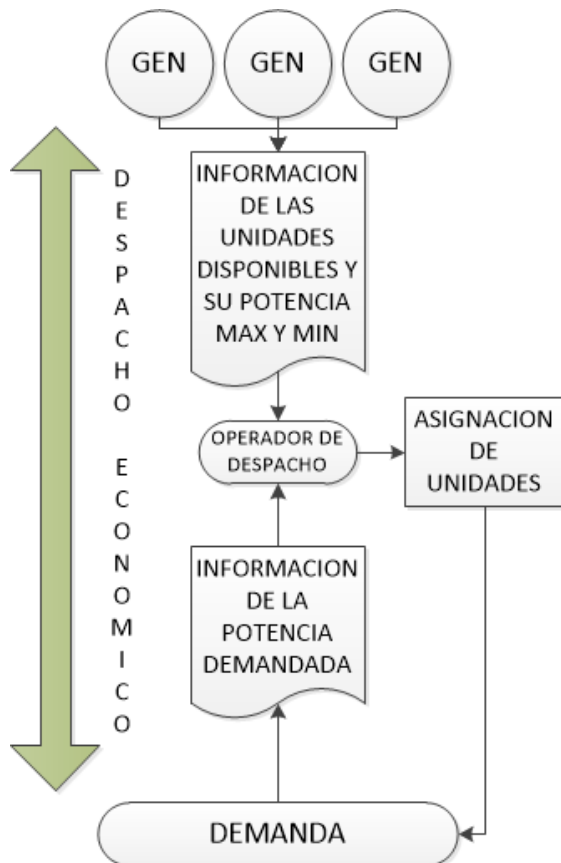


Figura 4. Gráfico esquemático del proceso del despacho económico (autor)

### 2.2.1. Despacho económico ideal

En un despacho económico ideal cada unidad de generación está representada por una ecuación de costos totales o en su defecto por la primera derivada de dicha ecuación que representa el costo incremental [29].

$$\lambda = \left( \frac{dF_1}{dP_{g1}} \right) = a_1 P_{g1} + b_1 \quad (1)$$

$$\lambda = \left( \frac{dF_2}{dP_{g2}} \right) = a_2 P_{g2} + b_2 \quad (2)$$

Donde:

$\lambda$ : función de costo incremental

$F_i$ : función de costo de la unidad  $i$

$P_{gi}$ : potencia activa generada por la unidad  $i$

$a, b$ : coeficientes de costos de generación

El despacho económico simplificado o ideal es aquel en el cual se desprecian las pérdidas en el SEP, el despacho económico simplificado tiene como objetivo inyectar la potencia necesaria para suplir la demanda al precio más bajo con la restricción de que la potencia generada debe ser igual a la demanda, también delimita los límites máximos y mínimos de la generación determinados en las características propias de cada unidad. Este dato es necesario ya que las unidades termoeléctricas tienen un determinado tiempo para entrar en operación, para su paro y nuevamente entrar en operación [30].

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (3)$$

Funcion objetivo: minimizar  $F_T$

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_{gi}) \quad (4)$$

Resulta:

$$P_{load} - \sum_{i=1}^N P_{gi} = 0 \quad (5)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (6)$$

Donde:

$F_T$ : función Costo total

$P_{gi}$ : potencia activa generada por la unidad  $i$

$P_{load}$ : potencia activa demandada

### 2.2.2. Pérdidas en el sistema de transmisión

En un despacho económico real las LDT presentan disipación de energía por efecto joule y esto obviamente conlleva a pérdidas económicas por la cantidad de potencia necesaria que se necesita para cubrir esas pérdidas, es por eso que en un SEP es necesario considerar las pérdidas en la red. Cuando se toma un despacho económico simplificado o ideal solo se necesita que la generación supla a la demanda, pero en el caso de un despacho económico con pérdidas en las LDT el criterio de estabilidad de potencia determina que la generación debe abastecer a la carga asumiendo la cantidad de potencia que se pierde en la red [31].

Por lo tanto, la formulación matemática se describe de la siguiente forma:

$$P_{load} + P_{loss} = \sum_{i=1}^N P_{gi} \quad (7)$$

$$Q_{load} + Q_{loss} = \sum_{i=1}^N Q_{gi} \quad (8)$$

Donde:

$$P_{loss} = I_{linea(a-b)}^2 * R_{linea(a-b)} \quad (9)$$

$$Q_{loss} = I_{linea(a-b)}^2 * X_{linea(a-b)} \quad (10)$$

Además

$$I_{linea(a-b)} = \frac{V_a - V_b}{Z_{linea(a-b)}} \quad (11)$$

Donde:

$P_{load}$ : potencia activa demandada

$P_{gi}$ : potencia activa generada por la unidad  $i$

$P_{loss}$ : potencia activa de pérdidas en la red

$Q_{load}$ : potencia reactiva demandada

$Q_{loss}$ : potencia reactiva de pérdidas en la red

$Q_{gi}$ : potencia reactiva generada por la unidad  $i$

$I_{linea}$ : corriente de línea

$R_{linea}$ : resistencia de línea

$X_{linea}$ : reactancia de línea

$V_a, V_b$ : voltajes en barras

$Z_{linea}$ : impedancia de línea

En las ecuaciones anteriores se expresa la metodología en la que se determinan las potencias activas y reactivas de pérdidas en el sistema de transmisión. La formulación matemática indica el flujo eléctrico de una barra a otra a través de las líneas de transmisión, esta corriente producida por la impedancia de los conductores al oponerse al potencial eléctrico, genera un fenómeno térmico donde los electrones en movimiento impactan contra el material de los conductores, convirtiendo la energía cinética en energía térmica en el caso de la potencia activa, y en presencia del campo magnético propio de los SEP AC se produce un efecto capacitivo en las líneas de transmisión, donde los conductores absorben o generan potencia reactiva dependiendo de la carga que debe soportar dicha línea, éste efecto produce variaciones en los niveles de voltaje del SEP y son producidos por la potencia reactiva de pérdidas en las líneas de transmisión [31].

### 2.2.3. Método de Lambda

Consiste en encontrar un costo mínimo de operación de los generadores, como entrada se contabiliza el recurso primario en cada generador que determina el costo requerido de generación, y como salida la potencia que se va a entregar por cada generador. Dicho esto, la función objetivo es una sumatoria del precio unitario de cada generador para abastecer la carga total del sistema, sujeta a una restricción, donde el resultado debe ser igual a la carga demandada [32].

$$P_{load} = \sum_{i=1}^N P_{gi} \quad (12)$$

Tomando en cuenta la función objetivo y su restricción se puede utilizar el método Lambda, donde la ecuación representa la función objetivo más el producto entre el multiplicador de Lagrange y su restricción.

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \varpi \quad (13)$$

Existe una condición que debe cumplirse para que exista el costo mínimo de operación, es que el costo incremental debe ser igual a un valor indeterminado, este se obtiene de derivar parcialmente  $\mathcal{L}$  respecto a la potencia de salida, y  $\lambda$  es el costo incremental de recurso primario.

$$\frac{d\mathcal{L}}{dP_{gi}} = \frac{dF_i}{dP_{gi}} - \lambda \left(1 - \frac{dP_{loss}}{dP_{gi}}\right) = 0 \quad (14)$$

Al ordenar la ecuación se puede obtener el costo incremental para cada generador en función de sus funciones de costos, potencia generada y pérdidas del sistema.

$$\frac{dF_i}{dP_{gi}} \left( \frac{1}{1 - \frac{dP_{loss}}{dP_{gi}}} \right) = \lambda \quad (15)$$

Donde:

$$\frac{1}{1 - \frac{dP_{loss}}{dP_{gi}}} : \text{factor de penalización} \quad (16)$$

$$\frac{dP_{loss}}{dP_{gi}} : \text{pérdidas incrementales} \quad (17)$$

Donde:

$P_{load}$ : potencia activa demandada  
 $\mathcal{L}$ : multiplicador de Lagrange  
 $P_{gi}$ : potencia activa generada por la unidad  $i$   
 $F_i$ : función de costo de la unidad  $i$   
 $P_{loss}$ : potencia activa de pérdidas en la red  
 $F_T$ : función Costo total  
 $\varpi$ : balance de potencia activa  
 $\lambda$ : función de costo incremental

### 2.2.4. Método del gradiente

El método se enfoca en minimizar una ecuación y conociendo su derivada entonces se puede utilizar el método con el fin de escalar con una constante por el gradiente. Este gradiente se puede aplicar a la ecuación de LaGrange [33].

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \varpi \quad (18)$$

Aplicando la función objetivo con su restricción se encuentran las ecuaciones:

$$F_T = \sum_{i=1}^N F_i P_i \quad (19)$$

$$\varpi = P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \quad (20)$$

Cuando se unen las ecuaciones, resulta:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N F_i P_i + \lambda (P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (21)$$

después el gradiente del método se lo define como:

$$\Delta L = \begin{bmatrix} \frac{dL}{dP_1} \\ \frac{dL}{dP_2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \frac{dL}{dP_i} \\ \frac{dL}{dP_\lambda} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{dF_1(P_1)}{dP_1} - \lambda \\ \frac{dF_2(P_2)}{dP_2} - \lambda \\ \cdot \\ \cdot \\ \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda \\ P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i \end{bmatrix} \quad (22)$$

Este método se lo inicia con valores iniciales de  $\lambda^0$ ,  $P_1^0$ ,  $P_2^0$  y luego el gradiente de Lagrange sea recalculado en las nuevas iteraciones y sus nuevos valores que se obtiene mediante:

$$x^1 = x^0 - (\Delta L)\alpha \quad (23)$$

Se puede encontrar la siguiente ecuación:

$$P_i^n = P_i^{n-1} - \left( \frac{dF_i(P_i^{n-1})}{dP_i} - \lambda^{n-1} \right) \alpha \quad (24)$$

$$\lambda^n = \lambda^{n-1} - (P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i) \alpha \quad (25)$$

Donde  $\alpha$  es un escalar para que el proceso converja. Esta técnica no consigue un valor cero, pero llega a un valor que tiende a cero.

Donde:

- $\mathcal{L}$ : multiplicador de Lagrange
- $F_T$ : función Costo total
- $\mathfrak{s}$ : balance de potencia activa
- $\lambda$ : función de costo incremental
- $P_{load}$ : potencia activa demandada
- $P_i$ : potencia activa calculada
- $F_i$ : función de costo de la unidad  $i$
- $x$ : variable de estado
- $\alpha$ : variable independiente

### 2.2.5. Método del gradiente reducido

En este método se reduce la cantidad de variables que conforman las iteraciones,

donde algunas variables dependen de las anteriores, lo que provoca involucrar poca cantidad de generadores, este método es aplicable a un sistema relativamente pequeño. Aplicando la función objetivo para 3 generadores sujeta a su restricción tenemos la ecuación, la sumatoria se establece hasta 3 generadores [33].

$$P_{load} = \sum_{i=3}^N P_i \quad (26)$$

A partir de esta ecuación obtenemos:

$$P_1 + P_2 - P_{load} = P_3 \quad (27)$$

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_3) \quad (28)$$

Sustituyendo  $P_3$  se obtiene:

$$F_T = F_1(P_1) + F_2(P_2) + F_3(P_1 + P_2 - P_{load}) \quad (29)$$

Obteniendo el Gradiente de  $F_T$

$$\Delta F_T = \begin{bmatrix} \frac{dF_T}{dP_1} \\ \frac{dF_T}{dP_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{dF_1}{dP_1} & \frac{dF_3}{dP_1} \\ \frac{dF_2}{dP_2} & \frac{dF_3}{dP_2} \end{bmatrix} \quad (30)$$

Y a partir de:

$$x^1 = x^0 - (\Delta F_T)\alpha \quad (31)$$

Encontrar:

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ P_i \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (32)$$

La convergencia del gradiente se cumple según la ecuación, donde  $\varepsilon$  es el error

$$\varepsilon = F_T^{old} - F_T^{new} \quad (33)$$

$$\varepsilon \leq \text{tolerancia} \quad (34)$$

Donde:

$P_{load}$ : potencia activa demandada  
 $P_i$ : potencia activa calculada  
 $F_T$ : función Costo total  
 $F_i$ : función de costo de la unidad  $i$   
 $x$ : variable de estado  
 $\alpha$ : variable independiente

### 2.2.6. Método de Newton

El presente método promete una mayor exactitud en comparación al método del gradiente, en el cual la ecuación del gradiente no se convierte en cero. El problema se reformula y se llega a conocer el gradiente del vector al valor cero. El método propone a la función como un vector, así como las incógnitas  $x$ , tenemos [34].

$$g(x + \Delta x) = g(x) + [g'(x)] \Delta x = 0 \quad (35)$$

donde  $g(x)$  se define:

$$g(x) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, x_2, x_3) \\ g_2(x_1, x_2, x_3) \\ g_3(x_1, x_2, x_3) \end{bmatrix} \quad (36)$$

y su derivada:

$$g'(x) = \begin{bmatrix} \frac{dg_1}{dx_1} & \frac{dg_1}{dx_2} & \frac{dg_1}{dx_3} \\ \frac{dg_2}{dx_1} & \frac{dg_2}{dx_2} & \frac{dg_2}{dx_3} \\ \frac{dg_3}{dx_1} & \frac{dg_3}{dx_2} & \frac{dg_3}{dx_3} \end{bmatrix} \quad (37)$$

El ajuste se define como:

$$\Delta x = - \frac{g(x)}{g'(x)} \quad (38)$$

Conocida la función de Lagrange:

$$\mathcal{L} = \sum_{i=1}^N F_i P_i + \lambda (P_{load} - \sum_{i=1}^N P_i) \quad (39)$$

Resulta:

$$g(x) = \Delta \mathcal{L} \quad (40)$$

Por tanto:

$$\Delta x = - \left[ \frac{d\Delta \mathcal{L}_x}{dx} \right]^{-1} \Delta \mathcal{L} \quad (41)$$

Y

$$\left[ \frac{d\Delta \mathcal{L}_x}{dx} \right] = \begin{bmatrix} \frac{d^2 L}{dP_1^2} & \frac{d^2 L}{dP_1 P_2} & \cdot & \cdot & \frac{d^2 L}{dP_1 \lambda} \\ \frac{d^2 L}{dP_1 P_2} & \frac{d^2 L}{dP_2^2} & \cdot & \cdot & \frac{d^2 L}{dP_2 \lambda} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{d^2 L}{dP_1 \lambda} & \frac{d^2 L}{dP_2 \lambda} & \cdot & \cdot & \frac{d^2 L}{d\lambda^2} \end{bmatrix} \quad (42)$$

Los nuevos valores se obtienen de:

$$x^1 = x^0 + \Delta x \quad (43)$$

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_i \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (44)$$

Donde:

$g(x)$ : matriz de variables de estado

$x$ : variable de estado

$\mathcal{L}$ : multiplicador de Lagrange

$P_i$ : potencia activa calculada

$P_{load}$ : potencia activa demandada

$F_i$ : función de costo de la unidad  $i$

A continuación, el método requiere un valor inicial de  $P_i$  para calcular  $\lambda$  en cada valor, este método es muy eficiente ya que consigue un gradiente igual a cero.

### 3. Flujo óptimo de Potencia (FOP)

El flujo óptimo de potencia es resultado de los problemas con el despacho económico. Esto empezó a partir del año 1920 cuando fue necesario estructurar adecuadamente la inyección de potencia al SEP de una forma equilibrada. Años después para resolver estos problemas se tomaron varios parámetros para mejorar el despacho de energía eléctrica, estos parámetros eran que la unidad de generación más robusta tomara inicialmente la carga hasta llegar a su máxima potencia, luego la segunda, la tercera y así sucesivamente hasta que todas las unidades operen a su máximo nivel. El segundo parámetro utilizado era que las unidades tomen carga hasta un límite máximo de operación para evitar posibles paros y desconexiones [35].

En la década de 1950 con la aparición de los primeros computadores se logra programar el primer flujo de potencia. Posteriormente Squires y Carpentier desarrollan métodos donde ya no era necesario incluir la matriz de coeficientes  $\beta$  y además se acercan a modelos más reales de SEP. Dommel y Tinney en el año de 1967 desarrollan lo que se conoce como Flujo Óptimo de Potencia, este método de optimización es un método iterativo donde se usan técnicas matemáticas como los

multiplicadores de Lagrange y el gradiente reducido, donde además, existen restricciones de igualdad presentes en el flujo de potencia y restricciones de desigualdad que son tomadas de las características de las unidades y de las LDT, se añaden además, penalizaciones las cuales resuelven el tema de las restricciones. La ventaja del método del FOP es que no es necesario el uso de la matriz de coeficientes  $\beta$ . Otra de las ventajas del FOP es que para calcular las pérdidas en transmisión no es necesario usar métodos que combinen las ecuaciones de costo incremental de las máquinas con las ecuaciones de pérdidas [31].

Para el desarrollo del FOP es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos

- Formular el flujo de potencia en variables de estado
- Formular las funciones objetivo
- Plantear el desarrollo del proceso de optimización

#### 3.1. Flujo de potencia usando el método de Newton Raphson (NR)

Si se tiene un SEP formado por un cierto número de barras  $PQ$ , otro cierto número de barras  $PV$  además de la barra de referencia [31] con valores iniciales, se puede definir que la potencia aparente de una barra  $K$  esta dada por la siguiente expresión [36].

$$S_K = E_K I_K^* \quad (45)$$

$$S_K = P_K + jQ_K \quad (46)$$

También:

$$S_K^* = E_K^* I_K \quad (47)$$

$$S_K^* = P_K - jQ_K \quad (48)$$

Donde:

$$I_K = \sum_{i=1}^N Y_{Ki} E_i \quad (48)$$

$$E_K = V_K e^{j\theta_K} = V_K \theta_K \quad (49)$$

$$Y_{Ki} = |Y_{Ki}| e^{j\gamma_{Ki}} = |Y_{Ki}| \gamma_{Ki} \quad (50)$$

Reemplazando en:

$$P_K = \sum_{i=1}^N V_K V_i |Y_{Ki}| \cos(\theta_i - \theta_K + \gamma_{Ki}) = P_K(V, \theta) \quad (51)$$

$$Q_K = \sum_{i=1}^N V_K V_i |Y_{Ki}| \sin(\theta_i - \theta_K + \gamma_{Ki}) = Q_K(V, \theta) \quad (52)$$

Finalmente, las ecuaciones que se plantean para resolver el flujo de potencia son las ecuaciones de incrementos, donde se tiene como dato inicial los valores de la barra de referencia [31], las ecuaciones son:

$$P_K(V, \theta) - P_K = \alpha = 0 \quad (53)$$

$$Q_K(V, \theta) - Q_K = \beta = 0 \quad (54)$$

Para desarrollar el flujo de potencia es necesario establecer las ecuaciones vectoriales de estado  $x$ ,  $y$  y  $z(x, y)$  con los elementos de cada barra sea  $PQ$ ,  $PV$  o de referencia, las cuales están definidas por los siguientes parámetros:

$$x = \begin{bmatrix} (V, \theta)_{PQ} \\ \theta_{PV} \end{bmatrix} \quad (55)$$

$$y = \begin{bmatrix} (P, Q)_{PQ} \\ (P, V)_{PV} \\ (V, \theta)_{SLACK} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u \\ p \end{bmatrix} \quad (56)$$

Donde  $u$  representa el vector de las variables de control y  $p$  es un vector constante

$$z(x, y) = \begin{bmatrix} (\alpha, \beta)_{PQ} \\ \beta_{PV} \end{bmatrix} \quad (57)$$

El flujo de potencia tiene la finalidad de encontrar los voltajes en cada barra y sus ángulos, por lo que al usar los vectores de estado se debe satisfacer la nulidad de las ecuaciones de incrementos en el vector  $z(x, y)$  o en su defecto  $z(x, u, p)$ . De esta forma con los vectores establecidos se puede desarrollar el flujo de potencia usando el método de NR.

Se inicia con un vector inicial  $x_0$

Se desarrollan las iteraciones de la forma:

$$x^{(n+1)} = x^n + \Delta x^{(n+1)} \quad (58)$$

Usando la ecuación de donde obtendrá la matriz jacobiana  $\left[ \frac{\partial z}{\partial x} \right]$

$$\left[ \frac{\partial z(x^n, y)}{\partial x} \right] \Delta x^{(n+1)} = -z(x^n, y) \quad (59)$$

Mediante el error generalmente denominado con la letra  $\varepsilon$  determinar la convergencia

$$|\Delta x| \leq \varepsilon \quad (60)$$

$$|z(x, y)| \leq \varepsilon \quad (61)$$



Donde:

$S_K$ : potencia neta aparente en la barra k  
 $E_K$ : voltaje neto en la barra k  
 $I_K^*$ : corriente neta traspuesta en la barra k  
 $P_K$ : potencia activa en la barra k  
 $Q_K$ : potencia reactiva en la barra k  
 $E_K^*$ : voltaje neto en la barra k  
 $Y_{Ki}$ : admitancia de línea  
 $E_i$ : voltaje neto del elemento i  
 $V_K$ : voltaje en la barra k  
 $\theta_K$ : ángulo del voltaje en la barra k  
 $\gamma_{Ki}$ : ángulo de la admitancia de línea  
 $x, y, z$ : variables de estado  
 $u$ : vector de las variables de control  
 $p$ : vector constante  
 $\alpha$ : variable independiente  
 $\beta$ : variable dependiente

### 3.2. Parámetros del FOP

El despacho económico en un SEP busca la optimización de los recursos y la minimización de pérdidas, generalmente este proceso se lo realiza usando varios métodos de optimización, donde inicialmente se desarrolla el despacho económico y luego se minimizan las pérdidas, este proceso tiene algunas desventajas como el de tener que determinar la matriz de coeficientes  $\beta$ , además, es necesario establecer correctamente la ecuación de pérdidas. Por otro lado, la metodología del flujo óptimo de potencia permite encontrar las soluciones del despacho económico y la minimización de pérdidas de forma simultánea. Este método permite asignar de forma óptima las centrales de generación que participan en el despacho económico, manteniendo un nivel de voltaje confiable en cada barra, ajustándose a las restricciones del sistema [37].

Los parámetros que deben considerarse para el desarrollo del FOP deben establecerse de acuerdo con el concepto de optimización, donde el objetivo del desarrollo del modelo matemático es

encontrar el valor mínimo o máximo de una ecuación que representa el sistema tomando en cuenta restricciones de igualdad y desigualdad. De este modo el flujo óptimo de potencia debe plantearse usando las variables de control, estas variables de control están dentro del vector  $y$  y a su vez es en donde se ubica el vector  $u$ . Al momento de desarrollar la optimización de minimización, el vector  $u$  es quien determina los parámetros, estos parámetros son, magnitudes de los voltajes en las barras  $PV$ , taps en los transformadores y potencias activas de generación [35].

### 3.3. Modelo de optimización del FOP

Para el desarrollo del modelo de optimización del FOP es necesario establecer la ecuación que representa a la función principal con sus variables de control, la función objetivo está planteada de la siguiente forma:

$$f = a_{SLACK} PG_{SLACK}^2 + b_{SLACK} PG_{SLACK}^2 + C_{SLACK} \quad (62)$$

Donde el vector de control  $u$  está determinado por las siguientes variables:

- Magnitud de los voltajes en las barras  $PV$
- Magnitud del voltaje en la barra de referencia [31]
- Taps de los transformadores
- Potencias activas de generación en las barras  $PV$

Con la función objetivo el vector de control, el modelo de optimización se expresa a continuación:

$$\min f(x, u) \quad (63)$$

Teniendo en cuenta que el vector  $p$  contiene los valores conocidos de la barra de referencia [31] y las restricciones están planteadas por:

$$z(x, u, p) \quad (64)$$

Con los dos vectores definidos la solución se desarrolla aplicando la técnica matemática iterativa de Lagrange, donde es necesario obtener la función ampliada de Lagrange de la siguiente forma:

$$\mathcal{L}(x, u, p, \lambda) = f(x, u) + \lambda^{-T} z(x, u, p) \quad (65)$$

En la ecuación anterior se expresan los multiplicadores de Lagrange mediante la letra  $\lambda$ , es necesario que la ecuación ampliada de Lagrange sea minimizada mediante derivadas parciales de esta forma:

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, u, p, \lambda)}{\partial x} = \frac{\partial f(x, u)}{\partial x} + \left[ \frac{\partial z(x, u, p)}{\partial x} \right]^T \quad (66)$$

Donde:  $\lambda = 0$

De esta ecuación se obtiene la matriz jacobiana de la última iteración del flujo de potencia de la forma  $\left[ \frac{\partial z}{\partial x} \right]^T$ , esta matriz es resultado del flujo de potencia por el método NR

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, u, p, \lambda)}{\partial u} = \frac{\partial f(x, u)}{\partial u} + \left[ \frac{\partial z(x, u, p)}{\partial u} \right]^T \quad (67)$$

Donde:  $\lambda = 0$

El resultado de esta ecuación es el denominado jacobiano reducido de la forma  $\left[ \frac{\partial z}{\partial u} \right]$ . Finalmente se desarrolla la última ecuación que representa el flujo óptimo de potencia

$$\frac{\partial \mathcal{L}(x, u, p, \lambda)}{\partial \lambda} = z(x, u, p) = 0 \quad (68)$$

Donde:

$a, b, c_{SLACK}$ : coeficientes de costos

$PG_{SLACK}$ : potencia activa de generación en la barra de referencia

$x, y, z$ : variables de estado

$u$ : vector de las variables de control

$p$ : vector constante

$\alpha$ : variable independiente

$\beta$ : variable independiente

#### 4. Planteamiento del problema

En el presente trabajo se plantea desarrollar un despacho económico tomando en cuenta el escenario desregularizado de los mercados eléctricos, donde cada empresa generadora entregue la energía disponible en sus unidades a la red al precio establecido en el mercado. Cada empresa generadora deberá asumir sus costos operativos de tal forma que será necesario minimizarlos, adicionalmente, se plantea añadir las pérdidas en las LDT, con el fin de desarrollar un despacho económico adecuado y óptimo del SEP. Será necesario calcular valores de voltajes y sus respectivos ángulos en cada barra, además, se plantea determinar las potencias de generación y de carga, para posteriormente analizar el comportamiento del SEP antes y después del flujo óptimo de potencia, se plantea también, determinar los valores de voltajes y corrientes en las líneas de transmisión con sus respectivos ángulos. Es importante señalar que es necesario establecer límites máximos y mínimos dentro del SEP, puesto que dichos límites

planteados serán las restricciones tanto de generación, como de cargabilidad de las líneas de transmisión, lo mencionado anteriormente complementa el planteamiento del problema en dirección a encontrar los resultados confiables. Para este proceso se plantea el uso de un flujo óptimo de potencia AC, donde se propone como función objetivo el costo total de generación, tomando en cuenta el precio marginal de cada unidad generadora. Se plantea optimizar los resultados, con la finalidad de minimizar pérdidas en transmisión y los costos operativos.

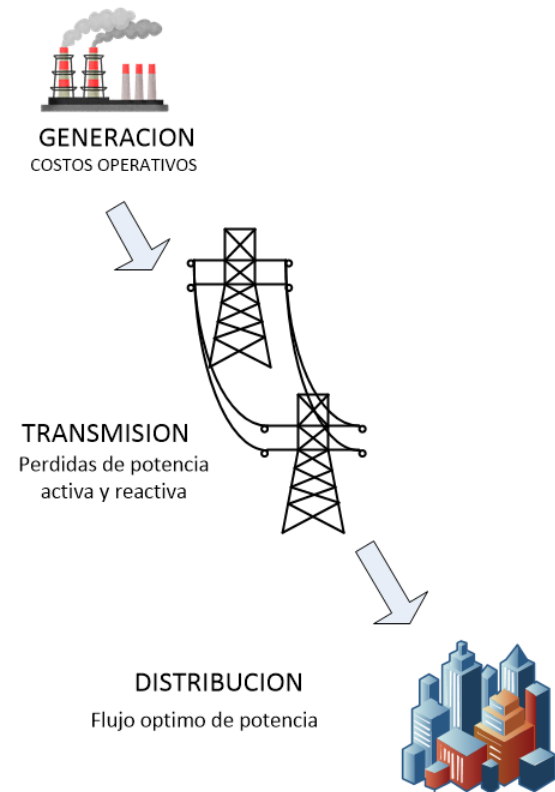


Figura 5. Esquema básico del sistema eléctrico de potencia tomando en cuenta las pérdidas en las LDT. (autor)

Tabla 1. Pseudocódigo flujo óptimo de potencia AC

## DESARROLLO DEL ALGORITMO

**Paso 1:** Ingreso de las características del SEP

**Paso 2:** Ingreso de las características de cada unidad, datos de potencias en barras de carga y características de las líneas de transmisión

### Generación Carga LDT

**Paso 3:** Construcción de la Y de barra

*Establecer límite de cargabilidad:*  
 $min \leq SIL \leq máx$

*Calcular Z de barra*

$$Z_{ij} = \sqrt{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}$$

$$\phi_{Z_{ij}} = \tan^{-1} \frac{x_{ij}}{r_{ij}}$$

*Calcular Y de barra*

$$Y_{ij} = \frac{1}{Z_{ij}}$$

$$Y_{ij} = g_{ij} + b_{ij}$$

**Paso 4:** Flujo de potencia por el método de NR

*Calcular el flujo de potencia*

$$P_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij})$$

$$Q_i^{cal} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} + b_{ij} \cos \theta_{ij})$$

*Construcción de la Matriz jacobiana*

$$\begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

*Se obtienen los datos de voltajes y potencias en cada barra con sus respectivos ángulos*

**Paso 5:** Cálculo de las pérdidas en la red

*Calcular las corrientes en cada línea de transmisión*

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}}$$

*Calcular las pérdidas de potencia activa*

$$P_{loss_{ij}} = I_{ij}^2 * r_{ij}$$

*Calcular las pérdidas de potencia reactiva*

$$Q_{loss_{ij}} = I_{ij}^2 * x_{ij}$$

**Paso 6:** Despacho económico

*Calcular las potencias de generación usando la ecuación de conservación de la energía*

$$P_{gen_i} - P_{d_i} = \sum P_{ij} + \sum P_{loss_{ij}}$$

$$Q_{gen_i} - Q_{d_i} = \sum Q_{ij} + \sum Q_{loss_{ij}}$$

*Con las potencias de generación calcular el despacho económico de potencia activa*

$$OF = \sum P_{gen_{ij}} * b(\text{precio})$$

*Restricciones de desigualdad*

$$V_i \min \leq V_i \leq V_i \max$$

$$\begin{aligned} \theta_i \min &\leq \theta_i \leq \theta_i \max \\ P_{gen \min} &\leq P_{gen} \leq P_{gen \max} \\ Q_{gen \min} &\leq Q_{gen} \leq Q_{gen \max} \end{aligned}$$

---

**Paso 7:** Análisis de resultados

**Paso 8:** Fin

---

#### 4.1. Caso de estudio

Para desarrollar el proceso metodológico que se plantea en este trabajo, es necesario modelar uno o varios sistemas donde sea adecuado demostrar y resolver el problema planteado. Se tomarán los modelos estándar de la IEEE de 14 y 39 barras.

##### 4.1.1. Modelo estándar de 14 barras de la IEEE

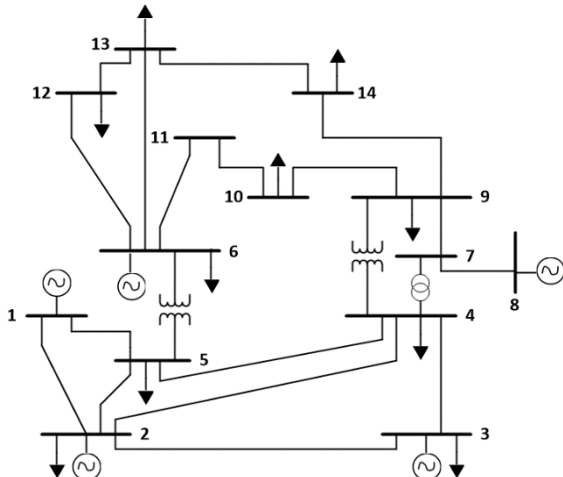


Figura 6. Modelo estándar IEEE 14 barras

##### 4.1.2. Modelo estándar de 39 barras de la IEEE

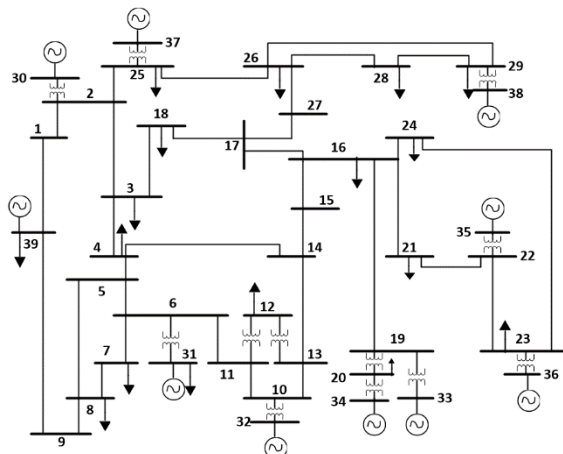


Figura 7. Modelo estándar IEEE 39 barras

## 5. Análisis de resultados

Una vez desarrollado el proceso metodológico, para la solución de los sistemas propuestos, se extraen datos muy importantes para ser analizados. La solución al problema planteado genera los resultados necesarios para detallar el comportamiento en estado estacionario de los sistemas. El modelo de optimización entrega voltajes y ángulos de cada barra del SEP, la inyección de potencia, el despacho económico, las pérdidas en las LDT y los costos totales de generación. Con estos datos se pretende determinar desempeño óptimo de estabilidad de un SEP. Es necesario señalar que se ha tomado como caso base un despacho económico ideal sin la presencia de pérdidas en la red, en este caso base solo se presenta la asignación de las unidades al despacho económico, obviamente esto ocasiona que el precio total de generación tenga un valor base el cual al ser analizado con el precio final de generación en el sistema añadiendo las pérdidas de potencia en las LDT, tendrá un porcentaje el cual es optimizado para minimizar los costos operativos. Esta diferencia del precio final de generación en base a las pérdidas en transmisión no supera el 1% del valor total de generación, esto quiere decir que se han minimizado los costos operativos aun existiendo pérdidas en el sistema de transmisión.

## 5.1. Modelo estándar de 14 barras

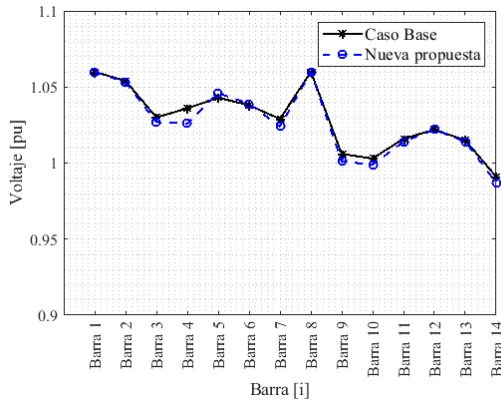


Figura 8. Voltajes en barras [pu] sistema 14 barras

En la figura 8 se puede visualizar el nivel de voltaje en cada barra del sistema, donde se puede apreciar que las barras 4, 9 y 10 tienen un pequeño cambio significativo en el valor del voltaje, este cambio está asociado a los transformadores, a las cargas y a las líneas de transmisión. En la nueva propuesta al añadir las pérdidas en la red, se toman en cuenta las potencias por efecto joule y reactivas capacitivas.

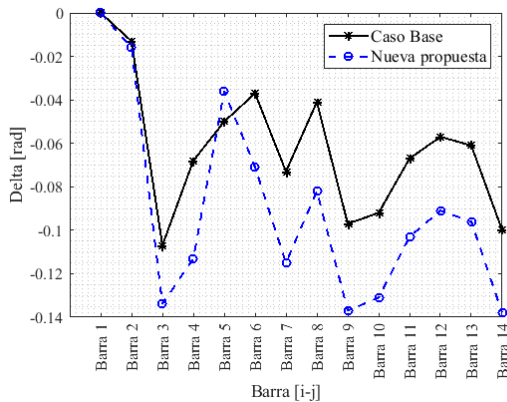


Figura 9. Ángulos de voltajes en barras [rad] sistema 14 barras

Al existir pérdidas reactivas en la red del SEP, los ángulos tanto de potencias como de voltajes y corrientes se verán afectados de cierta manera por este fenómeno, el sistema al estar en un punto de operación mantiene sus valores y niveles estables, pero al momento de añadir pérdidas en las líneas, como en este caso pérdidas reactivas

capacitivas existirá un desfase en los ángulos de los voltajes de cada barra.

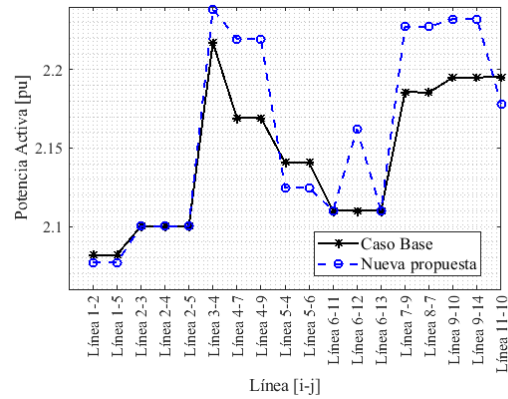


Figura 10. Potencia activa en líneas [pu] sistema 14 barras

Cuando el despacho económico pasa de ser un despacho ideal a un despacho económico con pérdidas en el sistema de transmisión, las potencias activas de pérdidas deben ser asumidas por los generadores para compensar el desbalance de carga, en la figura 10 se visualiza cómo afecta la disipación térmica en las líneas de transmisión, donde se ve claramente un aumento, en las líneas 4-9 y 4-7 al existir transformadores las pérdidas por el efecto joule son notables. En el caso de las líneas 5-4 y 5-6 se puede apreciar una disminución en la potencia activa, esto sucede por la existencia de 3 generadores que suplen el desbalance de energía en esas líneas. Al momento de optimizar los recursos del sistema se establecen niveles de potencias que no afecten al correcto funcionamiento del SEP. En la línea de transmisión 11-10 se puede ver como disminuye la potencia activa, al tener la barra 11 sin carga ni generación, la línea de transmisión 9-10 es quien asume el desbalance de carga para cubrir el aumento de generación y suplir la demanda de la barra 10.

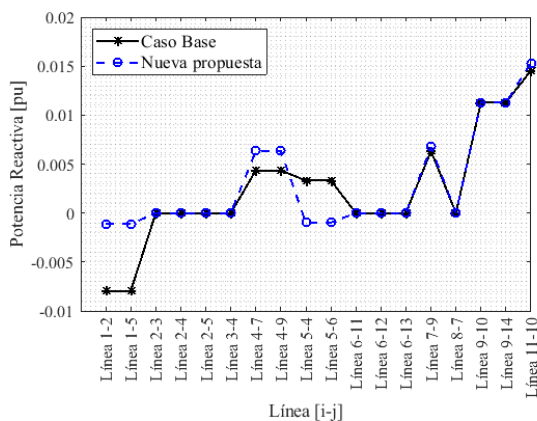


Figura 11. Potencia reactiva en líneas [pu] sistema 14 barras

En la figura 11 se visualiza como la potencia reactiva tiende a estabilizarse en varias líneas de transmisión, donde prácticamente la corriente llega a ser casi cero. En las líneas 1-2 y 1-5 claramente se ve como la potencia reactiva inductiva retrasada con respecto a la tensión del sistema disminuye por el efecto capacitivo de las líneas. En las líneas 4-7 y 4-9 se puede apreciar un aumento considerable de reactivos capacitivos, este aumento se puede ver en la figura 6 donde se optimiza la potencia generada en la barra 8.

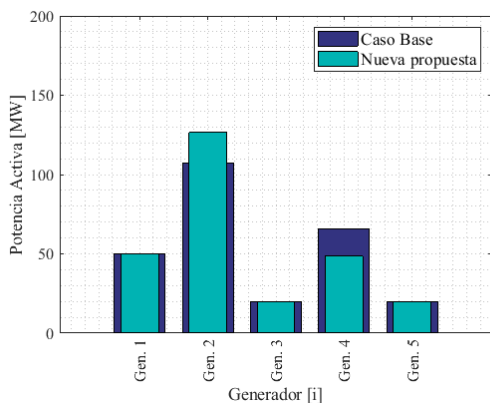


Figura 12. Potencia activa generada [MW] sistema 14 barras

En la figura 12 se puede observar cómo los generadores 1, 3 y 5 se mantienen en una estabilidad relativa tanto en presencia como en ausencia de pérdidas en las LDT. El generador 2 ubicado en la barra 2 aumenta su producción de energía para compensar el desbalance de energía disipada en las LDT,

es notable que a pesar de aumentar su generación se mantiene en un nivel totalmente estable respecto a sus restricciones iniciales, además su costo de generación es el más bajo del SEP. Se puede observar que el generador 4 ubicado en la barra 6 al tener una restricción de generación máxima de 150 MW y un precio mayor por generación que el generador 2, disminuye su producción de energía para que la unidad se estabilice en un punto óptimo de operación y minimizar costos.

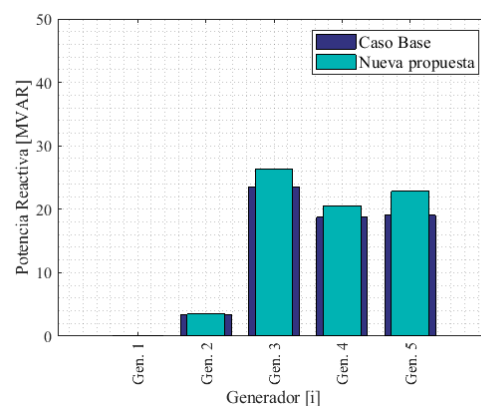


Figura 13. Potencia reactiva generada [MVAR] sistema 14 barras

En el sistema de transmisión al existir potencias reactivas capacitivas en las líneas, se produce un desbalance de energía y una alteración en los ángulos de los voltajes y obviamente la estabilidad de la frecuencia del sistema, por esta razón se puede observar en la figura 13 como los generadores 3, 4 y 5 aumentan su producción de potencia reactiva inductiva en el despacho económico con pérdidas. La metodología usada optimiza la producción de potencia reactiva para mantener estables los niveles de voltajes en cada barra.

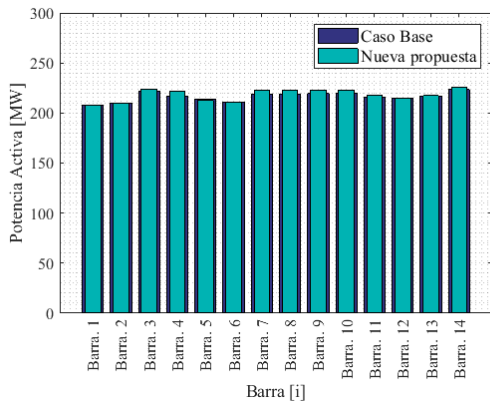


Figura 14. Potencia activa despachada [MW] sistema 14 barras

En la figura 14 es posible visualizar cómo los niveles de potencias activas en cada barra son muy similares en ambos casos de estudio. Sin embargo, se puede apreciar que las barras 3, 4, 7, 9, 10 y 14 presentan un incremento relativo de la potencia activa, el aumento de la potencia se produce para mantener un valor óptimo de los ángulos de los voltajes en cada barra y estabilizar la frecuencia del sistema, esto es posible analizar con la figura 9 donde se visualiza un ajuste en el valor de los ángulos.

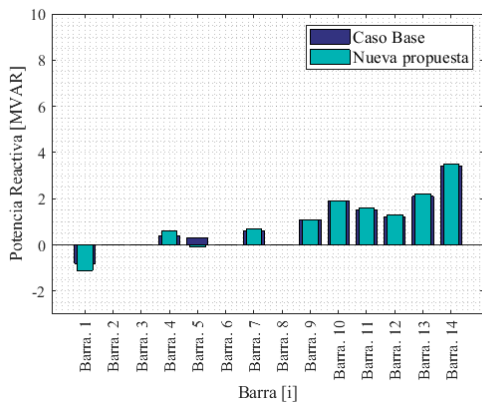


Figura 15. Potencia reactiva despachada [MVAR] sistema 14 barras

Para mantener los niveles de voltajes estables en cada barra del sistema, es necesario despachar la potencia reactiva adecuada para ajustar el desbalance de la potencia reactiva generada por las LDT, esta potencia interviene en la estabilidad de los voltajes después de realizar el flujo óptimo de potencia. Como se puede

apreciar en la figura 15 en la barra 1 al existir la generación de la unidad 2, la potencia reactiva inductiva tiene que mantener un nivel estable, por esa razón se visualiza un aumento en el valor de la potencia reactiva en la barra 1. En la barra 5 se puede apreciar cómo influye la potencia reactiva inductiva de las líneas de transmisión de mayor longitud, en este caso la línea 5-4, donde se puede denotar un cambio de potencia reactiva inductiva a capacitiva.

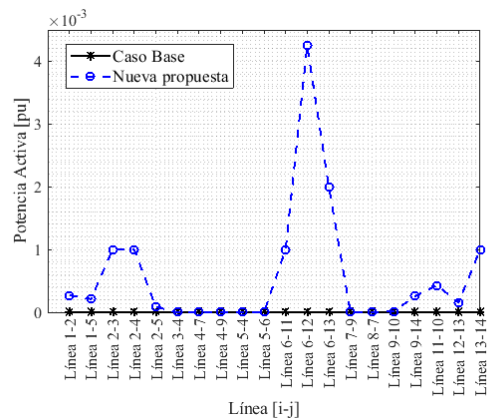


Figura 16. Pérdidas de potencia activa en líneas [pu] sistema 14 barras

En la figura 16 se muestran las potencias activas disipadas en las líneas de transmisión, se puede apreciar que las líneas 6-11, 6-12 y 6-13 presentan la mayor cantidad de potencia activa perdida, esto se puede visualizar en la figura 6 donde se muestra que la barra 6 está conectada a varias cargas simultáneamente como es el caso de la línea 6-12 y a su vez la barra 12 está conectada a la barra 13. Adicionalmente, analizando la tabla 5 se puede visualizar los datos de las líneas, se puede ver que las líneas 6-11 y 12-13 poseen el valor de la resistencia de línea más alto del sistema, de esta manera se produce una mayor cantidad de disipación de energía térmica por el efecto Joule. En la figura 16 también se aprecia que varias líneas de transmisión no poseen pérdidas o son despreciables por su resistencia de muy bajo valor.

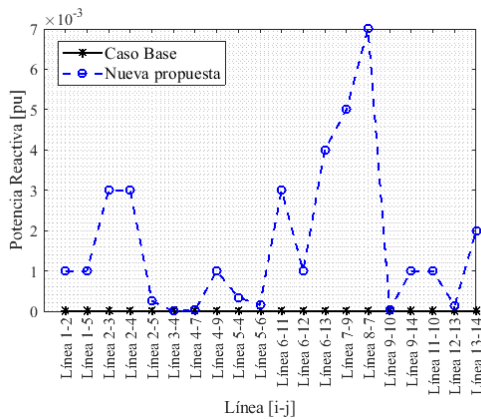


Figura 17. Pérdidas de potencia reactiva en líneas [pu] sistema 14 barras

En la figura 17 se muestran las pérdidas de potencias reactivas en el sistema de transmisión, se puede observar que las líneas de mayor longitud y con un valor alto de reactancia generan mayor cantidad de potencia reactiva por el efecto capacitivo, la línea con el valor más elevado de potencia reactiva es la línea 8-7. Este comportamiento afecta directamente a los niveles de voltajes en las barras, la metodología propuesta en este trabajo minimiza esas pérdidas para lograr los niveles de voltajes adecuados. Las pérdidas de energía en las LDT ofrecen la posibilidad de analizar el SEP con mayor exactitud y llegar a un punto de estabilidad con mayor certeza.

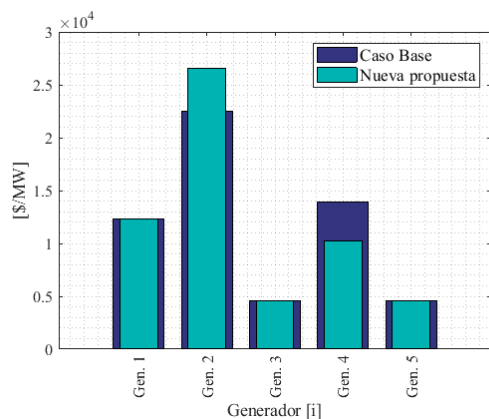


Figura 18. Costos finales en cada generador [\$/MW] sistema 14 barras

En la figura 18 se muestran los costos finales de generación de cada unidad, se puede apreciar que tomando en cuenta el

costo marginal de cada máquina, el precio final esta detallado por la cantidad de potencia activa generada en cada unidad. Las pérdidas en el sistema de transmisión obviamente modifican los costos finales, las unidades deben asumir ese desbalance de potencia para que el sistema mantenga su estabilidad, el sistema debe optimizar sus recursos, al analizar la figura 18 se visualiza como el método seleccionado para desarrollar este trabajo minimiza los costos operativos y a pesar de que existen notables pérdidas en el SEP, los costos finales del despacho económico con pérdidas se aproximan al despacho económico ideal. La unidad 2 siendo la unidad con el precio unitario más bajo es la que asume la mayor cantidad de potencia de generación para suplir a la demanda y optimizar el sistema

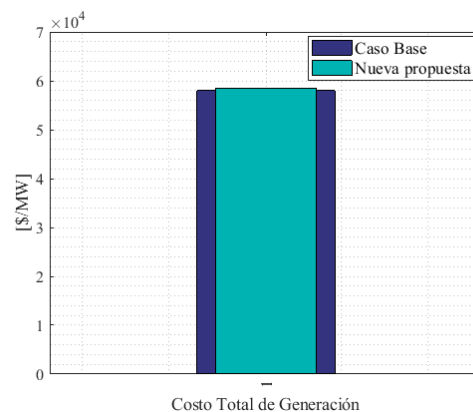


Figura 19. Costo total de generación [\$/MW] sistema 14 barras

Los costos operativos totales de generación determinan la eficiencia o no de la metodología del despacho económico, en la figura 19 es posible apreciar que el costo total de generación en presencia de pérdidas en el sistema está muy cerca del costo total del despacho económico ideal, la optimización del sistema permite minimizar costos como se planteó inicialmente.

La estabilidad del sistema depende esencialmente de los límites y restricciones propias de los elementos del SEP. En el caso del modelo de 14 barras se puede apreciar que los niveles de voltaje están dentro del rango de confiabilidad como se muestra en



la figura 8, después de añadir las pérdidas al sistema de transmisión los voltajes en cada barra se mantienen en un valor confiable, sin embargo, los valores de los ángulos de los voltajes muestran un cambio notable, es preciso tomar en cuenta esta variación, puesto que al momento de realizar modificaciones en el sistema, el operador de despacho debe analizar estos datos.

El modelo de solución usado al ser un modelo AC permite determinar el comportamiento de las potencias activa y reactiva, en el SEP un factor muy importante al momento del diseño del despacho económico es el límite de carga que soportan las LDT, como se aprecian en las figura 10 y figura 11, existe un cambio significativo en la red, dependiendo de la cargabilidad esto afecta a la calidad de la energía en el sistema y obviamente se verá reflejado tanto en los voltajes de cada barra como también en las potencias despachadas como se aprecia en las figuras 14 y 15, el efecto de las potencias en la red afecta al nivel del voltaje, como se muestra en la figura 17 existe un aumento considerable de la potencia reactiva en las líneas a diferencia de las pérdidas térmicas por efecto de la potencia activa figura 16.

Al tener en el sistema eléctrico pérdidas térmicas y capacitivas en el sistema de transmisión, es necesario y obligatorio que el operador de despacho realice las modificaciones necesarias para asegurar la estabilidad del sistema, al tener mayor cantidad de pérdidas reactivas en las líneas de transmisión figura 17, esto hace que los ángulos tengan un cambio notorio, lo que produce un desequilibrio reactivo-capacitivo, es por esa razón que en la figura 9 se muestra que al existir pérdidas de potencia reactiva capacitiva en las líneas de transmisión, las unidades generadoras aumentan su potencia reactiva inductiva para estabilizar y minimizar las pérdidas del sistema.

Finalmente, en las figuras 14 y 15 se puede apreciar un despacho uniforme,

donde los costos operativos por aumento de la potencia generada debido a las pérdidas en el sistema de transmisión se han optimizado de tal forma en la que no afecte a la confiabilidad del sistema, estos valores son relativamente bajos al ser asumidos por las empresas generadoras quienes también son beneficiados al aumentar el precio marginal de cada *MWh*. En el mercado eléctrico mayorista se receptan los nuevos precios marginales de la energía eléctrica de cada empresa generadora, al existir el aumento de la demanda en las barras por efecto de las pérdidas en transmisión, se modifican los costos operativos en generación en un valor óptimo, donde ese valor sea competitivo para todas las empresas que entran al despacho económico y no afecte a los usuarios finales. En las figuras 12 y 13 se visualiza la cantidad de potencia activa y reactiva generada por la impedancia de las líneas en contraste con la potencia base del despacho ideal.

En las figuras 18 y 19 se muestran los costos finales y totales de generación, donde es posible establecer que la variación de costos es muy baja en ambos casos, despacho ideal y despacho con pérdidas en transmisión. En ambos casos de estudio, caso base despacho ideal y despacho con pérdidas de transmisión no se modificaron los costos marginales de cada unidad, puesto que estos datos propios de cada generador son los que permiten establecer ese porcentaje de pérdidas que existen al desarrollar el FOP con el fin de minimizar costos, se ha establecido un porcentaje de pérdidas que no supera el 1% en comparación al despacho ideal.

## 5.2. Modelo estándar de 39 barras

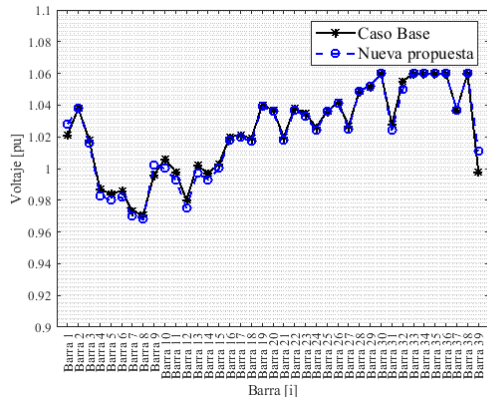


Figura 20. Voltajes en barras [pu] sistema 39 barras

Los niveles de voltajes en las barras son muy importantes tanto para la confiabilidad del sistema, como para el análisis de la metodología aplicada. En la figura 20 se visualizan los valores de los voltajes extraídos del despacho económico ideal y del despacho económico con pérdidas, se puede observar que el nivel es prácticamente óptimo aún en presencia de pérdidas térmicas y capacitivas en transmisión. En la barra 39 existe un ajuste en el valor del voltaje que prácticamente no supera el porcentaje de error. Además, se puede visualizar un comportamiento similar en ambos casos de estudio, donde la metodología logra mantener la estabilidad del sistema.

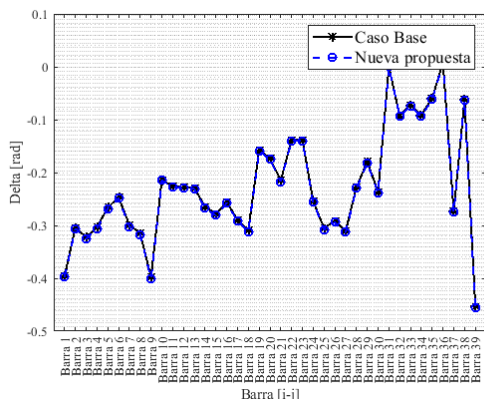


Figura 21. Ángulos de voltajes en barras [rad] sistema 39 barras

En la figura 21 se puede visualizar un cambio casi nulo en el comportamiento de

los ángulos de los voltajes, la presencia de pérdidas activas modifica la frecuencia del SEP, el desbalance de energía se ve manifestado en el cambio de los valores de los ángulos de los voltajes. Se muestra que el modelo usado en este trabajo cumple con estabilidad del sistema.

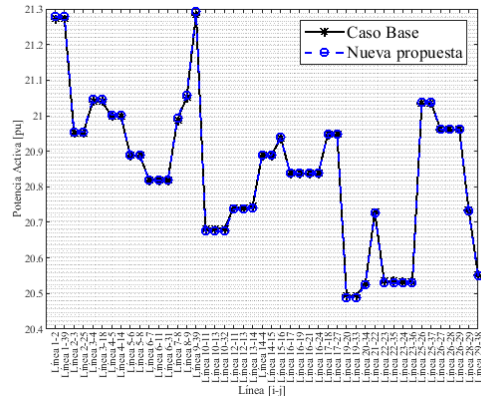


Figura 22. Potencia activa en líneas [pu] sistema 39 barras

Como se menciona en la figura 21 la variación de los ángulos de los voltajes en cada barra del SEP es prácticamente nulo, esto se debe al aumento o disminución de la potencia activa en el sistema, en la figura 22 se muestra que no existe una variación pronunciada de las potencias activas en las líneas.

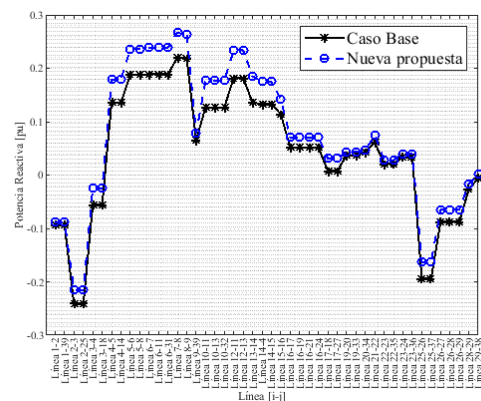


Figura 23. Potencia reactiva en líneas [pu] sistema 39 barras

En la figura 23 se muestra claramente el efecto capacitivo de las LDT, se puede visualizar una variación en las potencias reactivas, esto incide en el valor de los

voltajes en las barras, por esta razón la optimización de los recursos del sistema establece el comportamiento total del sistema.

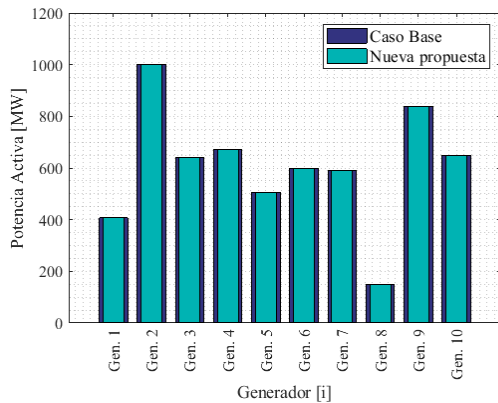


Figura 24. Potencia activa generada [MW] sistema 39 barras

El modelo de 39 barras posee 10 generadores, como se puede visualizar en la figura 24. Es posible analizar que los niveles de potencia activa generada no sufren cambios después de realizar el despacho económico con pérdidas en el sistema de transmisión, la potencia activa está ligada a la frecuencia del sistema, por esa razón en la figura 21 se visualiza una estabilidad relativa en los ángulos de los voltajes.

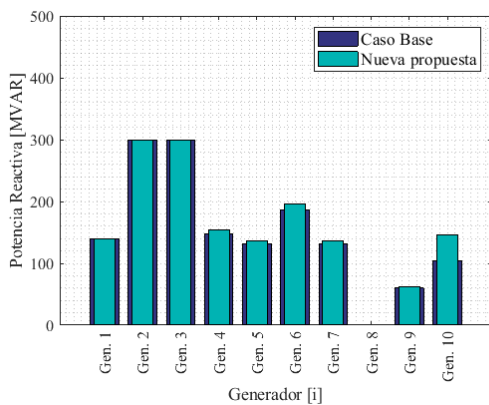


Figura 25. Potencia reactiva generada [MVAR] sistema 39 barras

La potencia reactiva está ligada a los niveles de voltajes del SEP, en la figura 25 se visualiza que en las barras 4, 6, 7 y 10 existe un aumento en la generación de

potencia reactiva, esto se debe a como se visualiza en la figura 23 existen cambios notables en las potencias reactivas capacitivas en las líneas de transmisión. Para mantener los niveles óptimos de voltajes en el sistema el modelo propuesto en este trabajo optimiza los recursos tomando en cuenta las restricciones, para no alterar la estabilidad del sistema

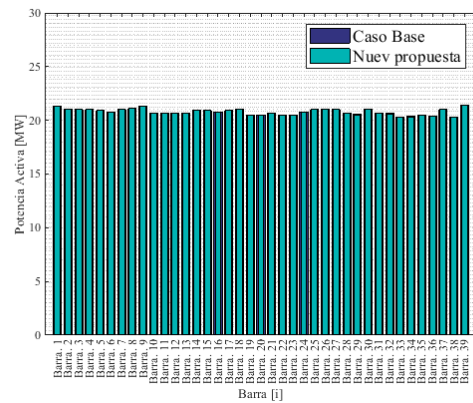


Figura 26. Potencia activa despachada [MW] sistema 39 barras

Analizando la figura 26 es posible visualizar una estabilidad en la cantidad de potencia activa despachada, al incluir las pérdidas en la red el cambio es mínimo.

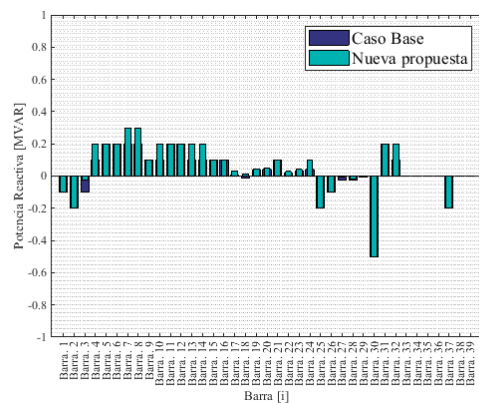


Figura 27. Potencia reactiva despachada [MVAR] sistema 39 barras

Al existir pérdidas por efecto capacitivo en las líneas de transmisión el sistema debe compensar esas pérdidas, para de esa forma evitar niveles inadecuados de voltajes en las barras, niveles inadecuados de voltajes producen alteraciones en el flujo de energía,

estas alteraciones provocan fallas en todo el sistema. En la figura 27 se visualiza la compensación de reactivos en las barras, esto permite obtener los niveles óptimos de voltaje que es posible analizar en la figura 20.

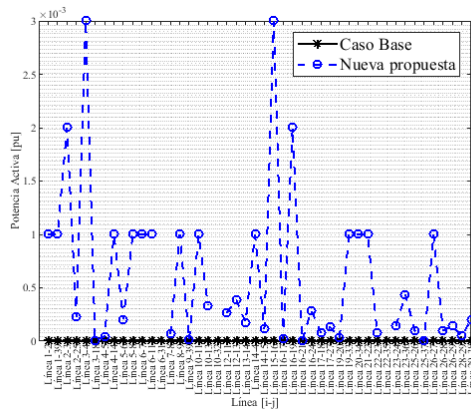


Figura 28. Pérdidas de potencia activa en líneas [pu] sistema 39 barras

En la figura 28 se visualizan las potencias por efecto joule disipadas en las líneas de transmisión, hay que tomar en cuenta que los valores están en el orden de  $10^{-3}$  por lo que son valores muy pequeños, por esa razón en la figura 26 no se aprecia un cambio significativo. Como se muestra en la tabla 15 los valores de las resistencias de las líneas son muy bajos.

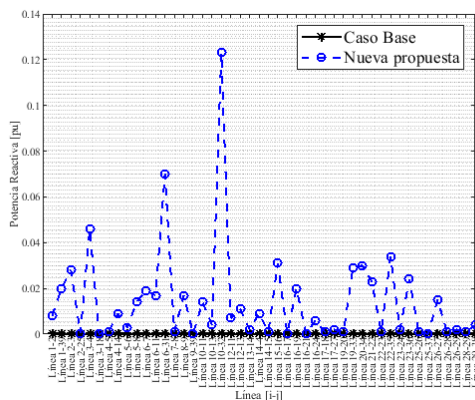


Figura 29. Pérdidas de potencia reactiva en líneas [pu] sistema 39 barras

En la figura 29 es posible analizar el comportamiento de las potencias reactivas generadas por el efecto capacitivo en las líneas de transmisión. en el despacho económico con pérdidas estos valores son

determinantes para desarrollar el proceso de optimización. Al ser un sistema eléctrico de potencia SEP con varias barras y generadores, las líneas de transmisión presentan grandes longitudes y esto provoca el efecto capacitivo de las líneas. El sistema debe estabilizar este desbalance de potencia para evitar variaciones en los niveles de voltajes, como se visualiza en la figura 20, la metodología usada logra optimizar el sistema.

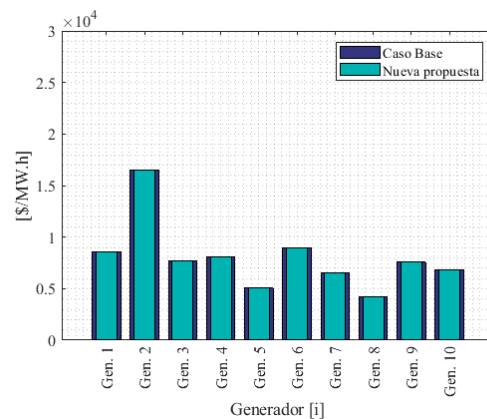


Figura 30. Costos finales en cada generador [\$/MW.h] sistema 39 barras

En la figura 30 se presentan los costos finales de generación de cada unidad, con los precios marginales unitarios de cada generador se puede establecer si el despacho económico se ha optimizado o no, al analizar la figura 30 se determina que al desarrollar el despacho económico añadiendo las pérdidas al sistema de transmisión, los costos finales están optimizados de tal forma que existe un cambio mínimo en los costos entre FOP AC y despacho económico ideal.

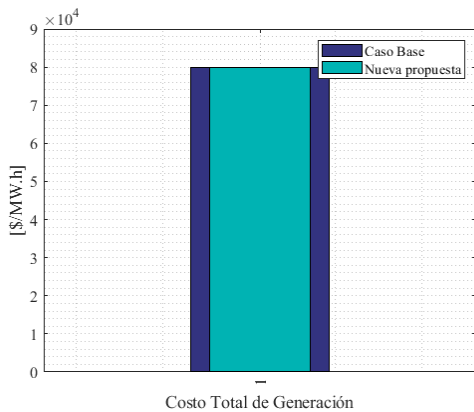


Figura 31. Costo total de generación [\$/MW] sistema 39 barras

El modelo de 39 barras consta de 10 unidades de generación, estas unidades suplen la demanda de potencia de las cargas. Este es un sistema estándar usado habitualmente para propósitos de estudio. En este caso al aplicar una herramienta basada en un lenguaje de modelado algebraico, los resultados son altamente confiables, además de usar técnicas de sensibilidad AC donde el límite de cargabilidad de las LDT establece la máxima capacidad que cada línea debe soportar sin alterar los niveles de voltajes y ángulos confiables en cada barra mostrados en las figuras 20 y 21. Se ha determinado como barra de referencia la barra 31, donde está ubicado el generador 2, el generador 2 es el que genera la mayor cantidad de potencia activa.

Al añadir las pérdidas en la red es necesario volver a realizar la simulación del modelo, con el fin de contrastar los valores que entrega el programa para ser analizados. En la figura 21 se puede apreciar que no existe un cambio relativamente significativo en los valores de los ángulos de los voltajes en las barras, esto sucede porque las líneas de transmisión al tener un valor óptimo del SIL trabajan en un punto estable en presencia de potencia reactiva capacitiva en la red figura 23.

Los resultados de la simulación muestran que las potencias activas generadas en presencia de pérdidas en la red no tienen un cambio muy notorio figura 22. El SEP al

tener pérdidas en transmisión, es necesario que los voltajes en cada barra y sus respectivos ángulos trabajen en un nivel estable. Se puede analizar que las potencias y ángulos en cada barra varían de forma relativamente baja. Se muestra que los generadores 6 y 10 son los que generan la mayor cantidad de potencia reactiva inductiva, esto sucede como se observa en la figura 7 donde los generadores 6 ubicado en la barra 36 y el generador 10 ubicado en la barra 39, están alimentado las líneas de transmisión de mayor longitud del sistema, de tal forma que por la existencia del efecto capacitivo en dichas líneas de transmisión específicamente las líneas 23-24, 1-39 y 39-9, al realizar el flujo óptimo de potencia se optimizan las potencias para mantener el sistema en un punto de estabilidad.

Finalmente, el despacho económico establece el precio total de generación donde claramente se ve que no existe un cambio considerable en el precio final, puesto que los valores de potencias activas y reactivas despachadas no se alteran de forma contundente como se puede ver en las figuras 26 y 27.

Inicialmente se desarrolla un despacho económico ideal el cual entrega valores en cada barra del sistema, al añadir las pérdidas al sistema de transmisión los costos operativos obviamente aumentan por la adición de las potencias térmicas y capacitivas en las líneas, estos valores son minimizados al desarrollar el flujo óptimo de potencia, este resultado está muy por debajo del 1% en comparación al costo total de generación en el despacho económico ideal. En las figuras 26 y 27 se puede apreciar una reducida cantidad de potencias activa y reactiva generadas en las LDT, esto se traduce en un óptimo flujo de potencia donde los voltajes en cada barra se mantienen en un nivel muy confiable y estable, los ángulos de los voltajes igualmente mantienen un valor estable a pesar de la presencia de pérdidas térmicas y capacitivas en la red.

La asignación de unidades para suplir la demanda del sistema debe presentar una metodología que asegure la estabilidad en todas las barras, además, las restricciones de las LDT y de las máquinas plantean el desarrollo de un despacho económico donde no se altere la confiabilidad del sistema pero se minimicen los costos, en las figuras 30 y 31 se presentan los costos finales y totales de generación, donde claramente se aprecia una optimización económica en el despacho, la variación en los costos finales se minimizan aún en presencia de pérdidas en la red, esto permite determinar que la metodología empleada en este trabajo cumple con el objetivo económico.

## 6. Conclusiones

Las unidades de generación muestran un comportamiento óptimo dentro de los parámetros mínimos y máximos permitidos, en la tabla 8 se puede analizar que las potencias activas y reactivas generadas en el sistema de 14 barras suplen la demanda, operando en condiciones normales, donde se muestra que el generador 2 es el que asume mayor carga, contrastando 126.633 MW en presencia de pérdidas en la red con 107.318 MW del despacho económico ideal, esto quiere decir que el generador con mayor carga está operando al 66.31% de su capacidad máxima aun en presencia de pérdidas en las LDT.

En el modelo de 39 barras el comportamiento de los generadores muestra un estado de operación a plena carga, en la figura 18 se puede analizar que el generador que asume la mayor cantidad de carga es el que está ubicado en la barra 31, tanto en presencia de pérdidas en la red como sin pérdidas el generador está operando al 100% de su capacidad, y de igual forma los demás generadores, este comportamiento implica establecer condiciones de mantenimiento predictivo y preventivo por parte de las empresas generadoras, además,

el precio marginal de cada *MWh* ofertado al mercado eléctrico mayorista se verá incrementado por los costos de mantenimiento.

La metodología de flujos óptimos de potencia en AC planteada en el presente trabajo de investigación muestra que para el sistema de 14 barras las pérdidas en las LDT equivalen al 1.28% de la generación total, por otro lado, mediante la metodología de solución del despacho económico usando los coeficientes de pérdidas  $\beta$  se tiene que la potencia disipada en las líneas de transmisión equivale al 1.86% de la generación total.

En el caso del sistema de 39 barras ambas metodologías tanto la solución mediante coeficientes de pérdidas  $\beta$  mencionada inicialmente, como la metodología de flujos óptimos de potencia en AC coinciden en un comportamiento similar tanto en un despacho económico ideal como en presencia de pérdidas en la red.

Al tener dos escenarios de estudio, un despacho económico ideal y un despacho económico con adición de pérdidas en transmisión, es lógico tener un cambio en el valor final del costo total de generación, los costos marginales de cada unidad no varían, sin embargo la metodología planteada ha demostrado que a pesar de existir costos por las pérdidas en la red, el valor total de generación no varía de forma incoherente, de hecho en el modelo de 14 barras el precio total por pérdidas en transmisión es de 4.006 \$/MW esto equivale al 0.69% del valor original del costo total en el despacho económico ideal, esto quiere decir que el modelo de optimización cumple con el problema planteado de minimizar costos operativos aun al existir pérdidas en las LDT.

Adicionalmente, el sistema de 39 barras al ser un sistema robusto con un diseño que se actualiza constantemente presenta un comportamiento bastante estable antes y después de añadir pérdidas al sistema de transmisión, se tiene que el costo total por

pérdidas en las líneas es de 0.7634 \$/MW con un porcentaje de 0.095% del costo total de generación en el despacho económico ideal.

Como se menciona en este trabajo de investigación el modelo planteado permite optimizar todos los recursos del sistema para mantener un nivel estable del mismo, como se aprecia en las figuras 16, 17, 28 y 29 al existir potencias térmicas y capacitivas en las líneas de transmisión el modelo planteado optimiza la producción de energía necesaria para suplir esas pérdidas y estabilizar los niveles de voltajes del sistema.

Se ha demostrado que el modelo propuesto en este trabajo de investigación usando las restricciones propias del sistema, controla adecuadamente la confiabilidad del sistema. Es muy importante el valor límite de cargabilidad de las líneas de transmisión, esto permite no sobrecargar al sistema y mantener los niveles de voltajes adecuados en cada barra, esto quiere decir que no existe una elevada caída de tensión, esto se puede visualizar en la figura 20 del sistema de 39 barras.

Finalmente, El flujo óptimo de potencia en AC permite simular cualquier SEP de forma más real, al contar con la mayor cantidad de variables que en un modelo DC no se tiene, esto contribuye al mejoramiento en los procesos del diseño de mejores modelos con técnicas de sensibilidad AC.

### 6.1. Trabajos futuros

En el contexto del comportamiento de los SEP, precisamente en el despacho económico tomando en cuenta técnicas de optimización AC, es posible incluir los costos por la congestión en transmisión, asignar los costos de la red y calcular los valores impuestos a cada participante del mercado eléctrico, con la finalidad de analizar de forma más exhaustiva y real el despacho económico de un SEP. Esta

propuesta se puede dar paso en futuros trabajos.

## 7. Referencias

- [1] Y. Li, T. Feng, L. Liu, and M. Zhang, "How Do the Electricity Market and Carbon Market Interact and Achieve Integrated Development?--A Bibliometric-Based Review," *SSRN Electron. J.*, vol. 265, no. November 2022, p. 126308, 2022, doi: 10.2139/ssrn.4257457.
- [2] J. Lozano, J. Luyo, Y. P. Molina, and Y. Molina, "El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización ASPECTOS ECONÓMICOS View project Intelligent Algorithm applied to Phase Balancing on Isolated Microgrids View project El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización Wholesale Electricity Market: Agents and Organization Models," 2018, doi: 10.21754/tecnica.v28i1.188.
- [3] D. W. Ross and S. Kim, "Dynamic economic dispatch of generation," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-99, no. 6, pp. 2060–2068, 1980, doi: 10.1109/TPAS.1980.319847.
- [4] S. A. Shezan *et al.*, "Selection of the best dispatch strategy considering techno-economic and system stability analysis with optimal sizing," *Energy Strateg. Rev.*, vol. 43, 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.100923.
- [5] H. Wang, C. E. Murillo-Sánchez, R. D. Zimmerman, and R. J. Thomas, "On computational issues of market-based optimal power flow," *IEEE*

- Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1185–1193, Aug. 2007, doi: 10.1109/TPWRS.2007.901301.
- [6] B. Bosco, L. Parisio, and M. Pelagatti, “Strategic bidding in vertically integrated power markets with an application to the Italian electricity auctions,” *Energy Econ.*, vol. 34, no. 6, pp. 2046–2057, 2012, doi: 10.1016/j.eneco.2011.11.005.
- [7] E. Panos and M. Densing, “The future developments of the electricity prices in view of the implementation of the Paris Agreements: Will the current trends prevail, or a reversal is ahead?,” *Energy Econ.*, vol. 84, no. xxxx, p. 104476, 2019, doi: 10.1016/j.eneco.2019.104476.
- [8] Z. Zhu, Z. Hu, K. W. Chan, S. Bu, B. Zhou, and S. Xia, “Reinforcement learning in deregulated energy market: A comprehensive review,” *Appl. Energy*, vol. 329, no. November 2022, p. 120212, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120212.
- [9] Z. Jizhong and X. Guoyu, “A new economic power dispatch method with security,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 25, no. 1, pp. 9–15, 1992, doi: 10.1016/0378-7796(92)90066-A.
- [10] S. Hosseini-Hemati, S. Derafshi Beigvand, H. Abdi, and A. Rastgou, “Society-based Grey Wolf Optimizer for large scale Combined Heat and Power Economic Dispatch problem considering power losses,” *Appl. Soft Comput.*, vol. 117, p. 108351, 2022, doi: 10.1016/j.asoc.2021.108351.
- [11] S. B. Abbes, “Secured Economic Dispatch Algorithm using GSDF Matrix,” *Leonardo J. Sci.*, no. 24, pp. 1–14, 2014.
- [12] S. M. Salazar, “Análisis de Sistemas de Potencia - John J. Grainger William D. Stevenson.”
- [13] G. Tricarico *et al.*, “Security Constrained Unit Commitment and Economic Dispatch applied to the Modified IEEE 39-bus system Case,” *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, vol. 2022-October, 2022, doi: 10.1109/IECON49645.2022.9968474.
- [14] Y. Wan and M. Li, “A Distributed ADMM Algorithm for Economic Load Dispatch Considering Demand Response,” *Proc. 31st Chinese Control Decis. Conf. CCDC 2019*, pp. 44–49, 2019, doi: 10.1109/CCDC.2019.8832719.
- [15] C. C. Correa and J. L. Kuong, “ALLOCATION OF LOSSES AND COSTS OF THE TRANSMISSION SYSTEM WITHIN A UNREGULATED ENVIRONMENT,” vol. 30, no. December, pp. 53–63, 2020.
- [16] J. Fraile López and L. S. Madrid, “Modelo de despacho económico incluyendo restricciones de red,” 2018.
- [17] N. Visali, M. S. Reddy, and M. S. K. Reddy, “Economic load dispatch of thermal power plants using evolution technique including transmission losses,” *2014 Int. Conf. Adv. Electr. Eng. ICAEE 2014*, no. 4, pp. 1–5, 2014, doi: 10.1109/ICAEE.2014.6838514.
- [18] N. S. Rau, “Optimization principles : practical applications to the operation and markets of the electric power industry,” p. 339, 2003.
- [19] L. Ferney Moreno, “Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina : La convergencia entre libre competencia e intervención estatal,” p. 423, Jul. 2014.
- [20] L. F. Moreno, “Regulación del



- mercado de energía eléctrica en América Latina,” *Regul. del Merc. energía eléctrica en América Lat.*, 2012, doi: 10.4000/BOOKS.UEC.125.
- [21] J. M. Clairand, H. Chinchero-Villacis, X. Serrano-Guerrero, and A. Gonzalez-Zumba, “Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador,” *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019*, pp. 4286–4291, 2019, doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881594.
- [22] I. Rodríguez Reséndiz, “Modelado y simulación de un mercado en sistemas eléctricos de potencia,” Feb. 2017.
- [23] A. Al-Sunaidy and R. Green, “Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries,” *Energy*, vol. 31, no. 6–7, pp. 769–787, 2006, doi: 10.1016/J.ENERGY.2005.02.017.
- [24] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, “Market operations in electric power systems : forecasting, scheduling, and risk management,” p. 531, 2002.
- [25] M. T. García Álvarez, R. M. García Rodríguez, and R. M. Mariz Pérez, “Efectos De La Liberalización En La Inversión De Generación De Electricidad. Referencia Al Caso Espanol,” *Investig. Eur. Dir. y Econ. la Empres.*, vol. 14, no. 1, pp. 73–84, 2008, doi: 10.1016/S1135-2523(12)60012-4.
- [26] D. R. Biggar and M. R. Hesamzadeh, “An integrated theory of dispatch and hedging in wholesale electric power markets,” *Energy Econ.*, vol. 112, no. November 2020, 2022, doi: 10.1016/j.eneco.2022.106055.
- [27] X. Guan, E. Ni, R. Li, and P. B. Luh, “An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1775–1780, 1997, doi: 10.1109/59.627890.
- [28] P. Yan, “Modified distributed slack bus load flow algorithm for determining economic dispatch in deregulated power systems,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 3, no. WINTER MEETING, pp. 1226–1231, 2001, doi: 10.1109/PESW.2001.917250.
- [29] R. W. Ferrero and S. M. Shahidehpour, “Dynamic economic dispatch in deregulated systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 19, no. 7, pp. 433–439, 1997, doi: 10.1016/S0142-0615(97)00012-4.
- [30] M. Mutlaq and S. R. Kumar, “Environmental Economic Dispatch of Thermal Power Plants in Saudi Arabia: A Case Study,” *2019 Ind. Syst. Eng. Conf. ISEC 2019*, Apr. 2019, doi: 10.1109/IASec.2019.8686538.
- [31] T. L. Baldwin and E. B. Makram, “Economic dispatch of electric power systems with line losses,” *Proc. Annu. Southeast. Symp. Syst. Theory*, pp. 13–17, Mar. 1989, doi: 10.1109/SSST.1989.72426.
- [32] L. dos S. Coelho and C. S. Lee, “Solving economic load dispatch problems in power systems using chaotic and Gaussian particle swarm optimization approaches,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 30, no. 5, pp. 297–307, Jun. 2008, doi: 10.1016/J.IJEPES.2007.08.001.
- [33] J. María, L. Lezama, L. Alfonso, and G. Pareja, “Optimal power flow using the gradient method to reduce electrical losses in power systems,” *instname:Universidad EAFIT*, vol.

- 4, no. 7, pp. 71–85, Jun. 2008.
- [34] T. Kulworawanichpong, “Simplified Newton–Raphson power-flow solution method,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 551–558, Jul. 2010, doi: 10.1016/j.ijepes.2009.11.011.
- [35] R. C. Burchett, H. H. Happ, D. R. Vierath, and K. A. Wirgau, “Developments in Optimal Power Flow,” *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-2, no. 2, pp. 26–26, Jul. 2010, doi: 10.1109/MPER.1982.5520272.
- [36] C. G. Játiva J., Constante G., “Flujo de Potencia por Newton-Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia,” *Rev. Politécnica*, vol. 33, no. 3, p. 7, 2014.
- [37] H. W. Dommel and W. F. Tinney, “Optimal Power Flow Solutions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866–1876, 1968, doi: 10.1109/TPAS.1968.292150.

## 7.1. Matriz de Estado del Arte

Tabla 2. Matriz de estado del arte.

DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS																						
ITEM	AÑO	DATOS	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA				
			Mercado eléctrico	Despacho económico	Perdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC
1	2022	How Do the Electricity Market and Carbon Market Interact and Achieve Integrated Development? --A Bibliometric-Based Review	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
2	2018	El Mercado Eléctrico Mayorista: Agentes y Modelos de Organización	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>							
3	2018	The future of the electricity industry: Implications of trends and taxes	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>											
4	2002	Market operations in electric power systems: forecasting, scheduling, and risk management				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>												
5	2022	Selection of the best dispatch strategy considering techno-economic and system stability analysis with optimal sizing		<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
6	2007	On computational issues of market-based optimal power flow	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	

**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

ITEM	AÑO	DATOS  TÍTULO DEL ARTICULO	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA			
			Mercado eléctrico	Despacho económico	Perdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC
7	2022	Distributed energy resource participation in electricity markets: A review of approaches, modeling, and enabling information and communication technologies				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
8	2022	Electricity retail market and accountability-based strategic bidding model with short-term energy storage considering the uncertainty of consumer demand response		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
9	2012	Strategic bidding in vertically integrated power markets with an application to the Italian electricity auctions	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		
10	2022	Distributed event-triggering algorithm with uncoordinated step sizes for economic dispatch problem over unbalanced directed network		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
11	2019	The future developments of the electricity prices in view of the implementation of the Paris Agreements: Will the current trends prevail, or a reversal is ahead?	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			
12	2023	Reinforcement learning in deregulated energy market: A comprehensive review	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
13	2022	Stochastic Preventive Security-Constrained Economic Dispatch		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		

**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TITULO DEL ARTICULO	Mercado eléctrico	Despacho económico	Pérdidas en el sistema	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa en transmisión de potencia	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de	Límites de potencia de	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de	Métodos de minimización de	implementación de técnicas de	implementación de asignación	Método iterativo de Newton	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC	Optimización de la función
14	2008	Brent method for dynamic economic dispatch with transmission losses,		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
15	1992	A new economic power dispatch method with security		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
16	1980	Dynamic economic dispatch of generation		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>		
17	2021	Society-based Grey Wolf Optimizer for large scale Combined Heat and Power Economic Dispatch problem considering power losses		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
18	1983	ECONOMIC DISPATCH OF ACTIVE POWER WITH CONSTRAINT RELAXATION		<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>		
19	2015	Genetic algorithm based on the Lagrange method for the non-convex Economic Dispatch Problem		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		
20	2013	Comparative analysis of techniques for economic dispatch of generated power with modified Lambda-iteration method			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		

**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA									
ITEM	AÑO		TÍTULO DEL ARTÍCULO	Mercado eléctrico	Despacho económico	Pérdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC	Optimización de la función objetivo
210	2010	Dynamic Economic Dispatch with Valve-Point Effect Using Maclaurin Series Based Lagrangian Method	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		
223	2003	Evolutionary programming techniques for economic load dispatch			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	
231	2001	Using evolutionary computation to solve the economic load dispatch problem			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			
242	2022	Technical, economic, and environmental performance comparison analysis of a hybrid renewable energy system based on power dispatch strategies			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	
256	1996	An interior trust region approach for nonlinear minimization subject to bounds	<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
267	2007	Optimal power flow to manage voltage profiles in interconnected networks using expert systems			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	
273	2023	Optimization principles: practical applications to the operation and markets of the electric power industry	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		

**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA										
ITEM	AÑO		TÍTULO DEL ARTÍCULO	Mercado eléctrico	Despacho económico	Pérdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC	Optimización de la función objetivo
28	2023	Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
29	2012	Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
30	2019	Microgrids as Electrification Alternatives for the Amazon Region in Ecuador				<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>
31	2017	Modelado y simulación de un mercado en sistemas eléctricos de potencia			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			
32	2006	Electricity deregulation in OECD (Organization for Economic Cooperation and Development) countries	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>
33	2008	Efectos De La Liberalización En La Inversión De Generación De Electricidad. Referencia Al Caso Español	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>								<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
34	2022	An integrated theory of dispatch and hedging in wholesale electric power markets	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>		

**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

ITEM	AÑO	DATOS  TÍTULO DEL ARTÍCULO	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA			
			Mercedo eléctrico	Despacho económico	Pérdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercedo eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC
35	1997	An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
36	2001	Modified distributed slack bus load flow algorithm for determining economic dispatch in deregulated power systems			<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
37	1997	Dynamic economic dispatch in deregulated systems		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
38	2019	Environmental Economic Dispatch of Thermal Power Plants in Saudi Arabia: A Case Study		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>		
39	1989	Economic dispatch of electric power systems with line losses			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
40	2008	Solving economic load dispatch problems in power systems using chaotic and Gaussian particle swarm optimization approaches		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>
41	2022	Optimal power flow using the gradient method to reduce electrical losses in power systems			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	



**DESPACHO ECONOMICO EN MERCADOS DESREGULARIZADOS CONSIDERANDO PÉRDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MINIMIZANDO COSTOS OPERATIVOS**

DATOS		TEMÁTICA	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA											
ITEM	AÑO		TÍTULO DEL ARTÍCULO	Mercado eléctrico	Despacho económico	Pérdidas en el sistema eléctrico de potencia	Generación eléctrica	Mercado eléctrico desregularizado	Minimizar costos operativos	Minimizar pérdidas de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión	Optimizar el sistema eléctrico de potencia	Costos marginales de generación	Límites de potencia de generación	Límites operativos	límites de voltajes establecidos	confiabilidad del sistema	Métodos no lineales de solución	Métodos de minimización de soluciones	implementación de técnicas de solución AC	implementación de asignación óptima de	Método iterativo de Newton Raphson	Multiplicadores de Lagrange	Flujo óptimo de potencia AC	Optimización de la función objetivo
42	2010	Simplified Newton–Raphson power-flow solution method		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			
43	2010	Developments in Optimal Power Flow			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
44	2014	Flujo de Potencia por Newton-Raphson con el Jacobiano Calculado en las Ecuaciones de Errores de Potencia		<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
45	1968	Optimal Power Flow Solutions			<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>							<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>	
			15	15	12	3	18	7	15	6	14	3	11	5	10	11	9	18	5	4	10	17	11	

## 7.2. Resumen de Indicadores

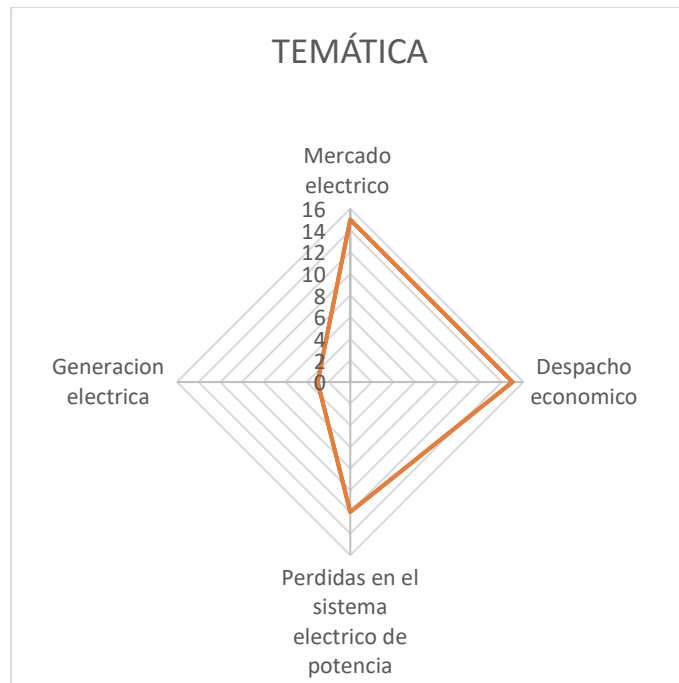


Figura 32. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

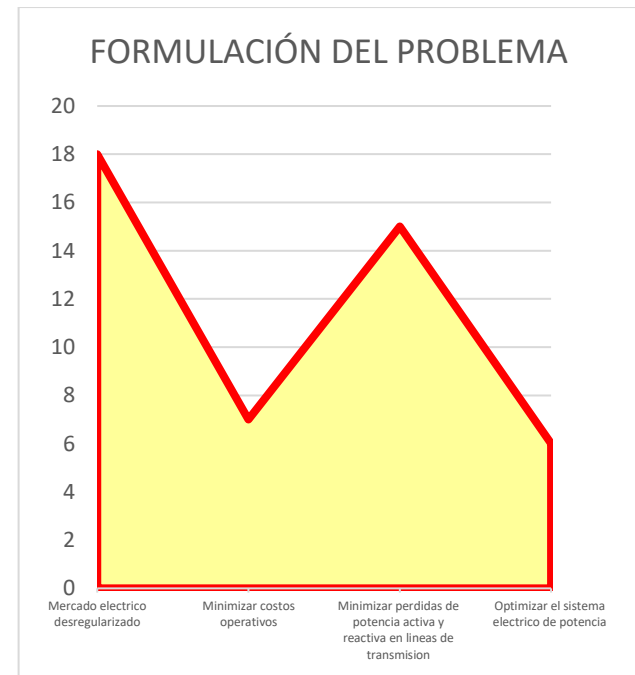


Figura 33. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

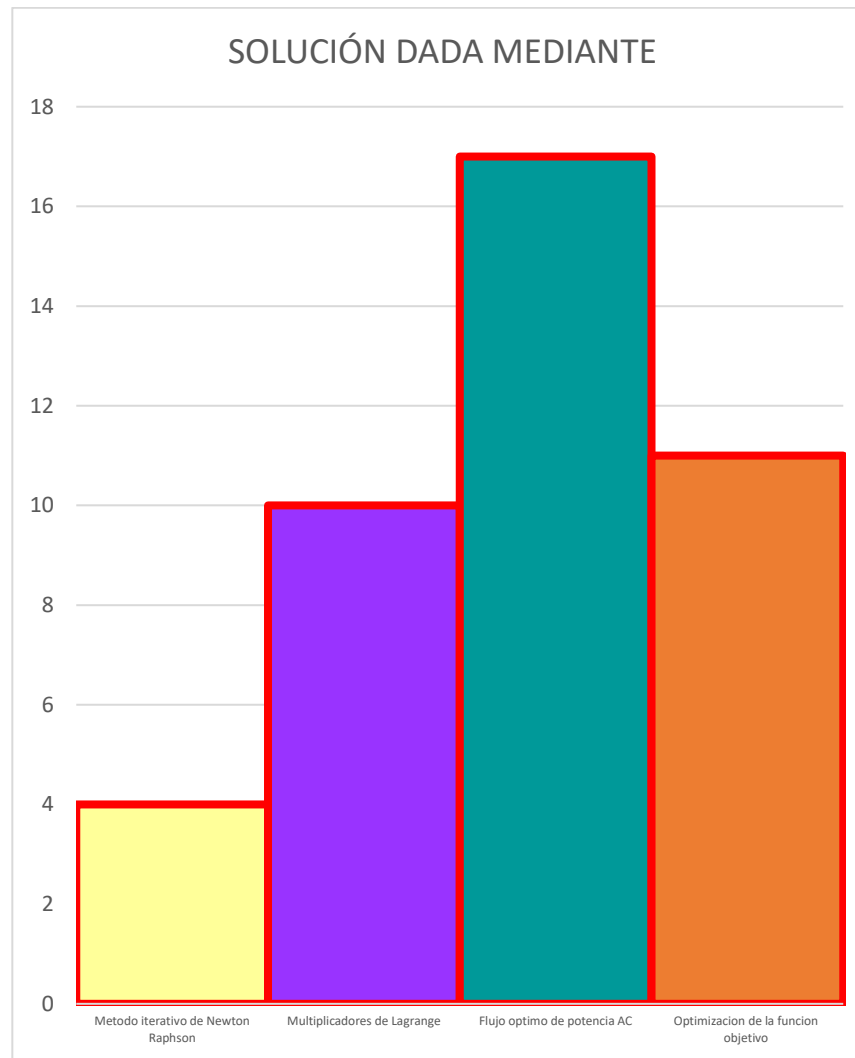


Figura 34. Indicador de solución - Estado del arte.

## 8. Anexos

Tabla 3. Datos de generación sistema de 14 barras

No. Barra	P min. [MW]	P máx. [MW]	Costo unitario [\$/MW]	Q max [MVAR]	Q min [MVAR]	V [pu]
1	50	500	247.007	10	0	1.06
2	20	200	210.010	50	-40	1.045
3	20	300	228.509	40	0	1.01
6	20	150	211.009	24	-6	1.07
8	20	200	230.508	24	-6	1.09

Tabla 4. Datos de la demanda en cada barra sistema de 14 barras

No. Barra	Pd [MW]	Qd [MVAR]
1	0	0
2	21.7	12.7
3	94.2	19
4	47.8	-3.9
5	7.6	1.6
6	11.2	7.5
7	0	0
8	0	0
9	29.5	16.6
10	9	5.8
11	3.5	1.8
12	6.1	1.6
13	13.5	5.8
14	14.9	5

Tabla 5. Características de las líneas de transmisión sistema de 14 barras

Barras conexión	r [pu]	x [pu]	b [pu]	Límite [MVA]
1-2	0.01938	0.05917	0.0528	200
1-5	0.05403	0.22304	0.0492	100
2-3	0.04699	0.19797	0.0438	100
2-4	0.05811	0.17632	0.034	100
2-5	0.05695	0.17388	0.0346	100
3-4	0.06701	0.17103	0.0128	50
4-5	0.01335	0.04211	0	100
4-7	0	0.20912	0	50
4-9	0	0.55618	0	50
5-6	0	0.25202	0	100
6-11	0.09498	0.1989	0	50
6-12	0.12291	0.25581	0	20
6-13	0.06615	0.13027	0	50
7-8	0	0.17615	0	50
7-9	0	0.11001	0	50
9-10	0.03181	0.0845	0	20
9-14	0.12711	0.27038	0	20
10-11	0.08205	0.19207	0	20
12-13	0.22092	0.19988	0	20
13-14	0.17093	0.34802	0	20

Tabla 6. Voltajes en cada barra sistema de 14 barras

Barra	Despacho ideal		FOP AC	
	V [pu]	Ang [rad]	V [pu]	Ang [rad]
1	1.06	0	1.06	0
2	1.054	-0.013	1.053	-0.016
3	1.03	-0.107	1.027	-0.134
4	1.036	-0.068	1.026	-0.113
5	1.043	-0.05	1.046	-0.036
6	1.038	-0.037	1.039	-0.071
7	1.029	-0.073	1.024	-0.115
8	1.06	-0.041	1.06	-0.082
9	1.006	-0.097	1.001	-0.137
10	1.003	-0.092	0.999	-0.131
11	1.016	-0.067	1.014	-0.103
12	1.022	-0.057	1.022	-0.091
13	1.015	-0.061	1.014	-0.096
14	0.991	-0.1	0.987	-0.138

Tabla 7. Potencias en líneas de transmisión sistema de 14 barras

Línea		Despacho ideal		FOP AC	
i	j	P [pu]	Q [pu]	P [pu]	Q [pu]
1	2	2.08189	-0.0080	2.0770	-0.0011
1	5	2.08189	-0.0080	2.0770	-0.0011
2	3	2.1001	0.0000	2.1001	0.0000
2	4	2.1001	0.0000	2.1001	0.0000
2	5	2.1001	0.0000	2.1001	0.0000
3	4	2.21736	0.0000	2.2387	0.0000
4	7	2.1692	0.0044	2.2196	0.0063
4	9	2.1692	0.0044	2.2196	0.0063
5	4	2.14078	0.0033	2.1247	-0.0010
5	6	2.14078	0.0033	2.1247	-0.0010
6	11	2.11009	0.0000	2.1101	0.0000
6	12	2.11009	0.0000	2.1620	0.0000
6	13	2.11009	0.0000	2.1101	0.0000
7	9	2.18573	0.0063	2.2276	0.0068
8	7	2.18552	0.0000	2.2274	0.0000
9	10	2.19508	0.0113	2.2323	0.0113
9	14	2.19508	0.0113	2.2323	0.0113
11	10	2.19541	0.0146	2.1779	0.0153
12	13	2.14769	0.0124	2.1501	0.0130
13	14	2.1674	0.0211	2.1731	0.0221

Tabla 8. Potencias en generadores sistema de 14 barras

Gen	Despacho ideal		FOP AC	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	50	0	50	0
2	107.318	3.343	126.633	3.494
3	20	23.498	20	26.338
6	65.961	18.73	48.591	20.526
8	20	19.044	20	22.83

Tabla 9. Flujo de potencia sistema de 14 barras

Barras	Despacho ideal		FOP AC	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	208.2	-0.8	207.7	-1.1
2	210	0	210	0
3	221.7	0	223.9	0
4	216.9	0.4	222	0.6
5	214.1	0.3	212.5	-0.1
6	211	0	211	0
7	218.6	0.6	222.8	0.7
8	218.6	0	222.7	0
9	219.5	1.1	223.2	1.1
10	219.5	1.9	222.7	1.9
11	216.2	1.5	217.8	1.6
12	214.8	1.2	215	1.3
13	216.7	2.1	217.3	2.2
14	223.3	3.4	225.8	3.5

Tabla 10. Potencias en las líneas de transmisión sistema de 14 barras

Línea		Potencias en líneas FOP AC		Potencias de pérdidas en líneas FOP AC	
i	j	P [pu]	Q [pu]	P [pu]	Q [pu]
1	2	2.0770	-0.0011	0.000269	0.001
1	5	2.0770	-0.0011	0.000212	0.001
2	3	2.1001	0.0000	0.001	0.003
2	4	2.1001	0.0000	0.001	0.003
2	5	2.1001	0.0000	0.000084	0.000256
3	4	2.2387	0.0000	0.000000266	0.00000068
4	7	2.2196	0.0063	0	0.000027
4	9	2.2196	0.0063	0	0.001
5	4	2.1247	-0.0098	0.00000442	0.000345
5	6	2.1247	-0.0010	0	0.000155
6	11	2.1101	0.0000	0.001	0.003
6	12	2.1620	0.0000	0.00425	0.001
6	13	2.1101	0.0000	0.002	0.004
7	9	2.2276	0.0068	0	0.005
8	7	2.2274	0.0000	0	0.007
9	10	2.2323	0.0113	0.0000149	0.0000397
9	14	2.2323	0.0113	0.000256	0.001
11	10	2.1779	0.0153	0.000429	0.001
12	13	2.1501	0.0130	0.000153	0.000138
13	14	2.1731	0.0221	0.001	0.002

Tabla 11. Costos finales de generadores sistema de 14 barras

Gen	Despacho ideal [\$/MW]	FOP AC [\$/MW]
1	12350.35	12350.35
2	22537.85318	26594.19633
3	4570.18	4570.18
6	13918.36465	10253.13832
8	4610.16	4610.16

Tabla 12. Costos totales de generación sistema de 14 barras

Método	Costo total de generación [\$/MW]	Potencia activa de pérdidas [MW]	Potencia reactiva de pérdidas [MVAR]
Despacho ideal	579.8690783	0	0
FOP AC	583.7802465	1.1673	3.3961

Tabla 13. Datos de generación sistema de 39 barras

No. Barra	PMIN [MW]	PMAX [MW]	Costo unitario [\$/MW]	Qmax [MVAR]	Qmin [MVAR]	V [pu]
30	150	550	21	400	140	1.048
31	200	1000	16.5	300	-100	0.982
32	200	640	2	300	150	0.983
33	200	670	12	250	0	0.997
34	140	505	10	167	0	1.012
35	200	600	15	300	-100	1.049
36	150	590	11	240	0	1.064
37	150	590	28	250	0	1.028
38	250	840	9	300	-150	1.027
39	100	650	10.5	300	-100	1.03



Tabla 14. Datos de la demanda en cada barra sistema de 39 barras

<b>No. De barra</b>	<b>Pd [MW]</b>	<b>Qd [MVAR]</b>
1	0	0
2	0	0
3	322	2.4
4	500	184
5	0	0
6	0	0
7	233.8	84
8	522	176
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	7.5	88
13	0	0
14	0	0
15	320	153
16	239	32.3
17	0	0
18	158	30
19	0	0
20	628	103
21	274	115
22	0	0
23	247.5	84.6
24	308.6	-92
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9
30	0	0
31	9.2	4.6
32	0	0
33	0	0
34	0	0
35	0	0
36	0	0
37	0	0
38	0	0
39	1104	250

Tabla 15. Características de las líneas de transmisión sistema de 39 barras

Barras conexión		r [pu]	x [pu]	b [pu]	Límite [MVA]
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	600
1	39	0.001	0.025	0.75	1000
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	500
2	25	0.007	0.0086	0.146	500
3	4	0	0.0181	0	900
3	18	0.0013	0.0213	0.2214	500
4	5	0.0011	0.0133	0.2138	500
4	14	0.0008	0.0128	0.1342	600
5	6	0.0008	0.0129	0.1382	500
5	8	0.0002	0.0026	0.0434	1200
6	7	0.0008	0.0112	0.1476	900
6	11	0.0006	0.0092	0.113	900
6	31	0.0007	0.0082	0.1389	480
7	8	0	0.025	0	1800
8	9	0.0004	0.0046	0.078	900
9	39	0.0023	0.0363	0.3804	900
10	11	0.001	0.025	1.2	900
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	600
10	32	0.0004	0.0043	0.0729	600
12	11	0	0.02	0	900
12	13	0.0016	0.0435	0	500
13	14	0.0016	0.0435	0	500
14	4	0.0009	0.0101	0.1723	600
14	15	0.0018	0.0217	0.366	600
15	16	0.0009	0.0094	0.171	600
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	600
16	19	0.0016	0.0195	0.304	600
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	600
16	24	0.0003	0.0059	0.068	600
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	600
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	600
19	20	0.0007	0.0138	0	900
19	33	0.0007	0.0142	0	900
20	34	0.0009	0.018	0	900
21	22	0.0008	0.014	0.2565	900
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	600
22	35	0	0.0143	0	900
23	24	0.0022	0.035	0.361	600
23	36	0.0005	0.0272	0	900
25	26	0.0032	0.0323	0.513	600
25	37	0.0006	0.0232	0	900
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	600
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	600
26	29	0.0057	0.0625	1.029	600
28	29	0.0014	0.0151	0.249	600
29	38	0.0008	0.0156	0	1200

Tabla 16. Voltajes en cada barra sistema de 39 barras

Barra	Despacho ideal		FOP AC	
	V [pu]	Ang [rad]	V [pu]	Ang [rad]
1	1.021	-0.396	1.028	-0.398
2	1.038	-0.304	1.038	-0.306
3	1.018	-0.322	1.016	-0.325
4	0.987	-0.303	0.983	-0.306
5	0.984	-0.266	0.98	-0.268
6	0.986	-0.247	0.982	-0.249
7	0.973	-0.299	0.97	-0.302
8	0.971	-0.315	0.968	-0.317
9	0.996	-0.398	1.002	-0.401
10	1.006	-0.214	1	-0.215
11	0.998	-0.225	0.993	-0.227
12	0.98	-0.228	0.975	-0.23
13	1.002	-0.229	0.997	-0.231
14	0.997	-0.265	0.993	-0.267
15	1.003	-0.278	1	-0.281
16	1.02	-0.256	1.018	-0.258
17	1.021	-0.289	1.02	-0.292
18	1.019	-0.309	1.017	-0.312
19	1.04	-0.157	1.039	-0.159
20	1.037	-0.173	1.036	-0.175
21	1.02	-0.215	1.018	-0.217
22	1.038	-0.138	1.037	-0.14
23	1.035	-0.138	1.033	-0.14
24	1.026	-0.254	1.024	-0.256
25	1.036	-0.305	1.036	-0.308
26	1.042	-0.291	1.041	-0.294
27	1.027	-0.311	1.025	-0.313
28	1.049	-0.228	1.049	-0.23
29	1.052	-0.179	1.052	-0.182
30	1.06	-0.237	1.06	-0.239
31	1.028		1.024	
32	1.055	-0.093	1.05	-0.093
33	1.06	-0.072	1.06	-0.074
34	1.06	-0.091	1.06	-0.094
35	1.06	-0.06	1.06	-0.062
36	1.06	0.008	1.06	0.006
37	1.037	-0.273	1.037	-0.275
38	1.06	-0.062	1.06	-0.064
39	0.998	-0.453	1.011	-0.455

Tabla 17. Potencias en líneas de transmisión sistema de 39 barras

Línea		Despacho ideal		FOP AC	
i	j	P [pu]	Q [pu]	P [pu]	Q [pu]
1	2	21.272	-0.094	21.278	-0.088
1	39	21.272	-0.094	21.278	-0.088
2	3	20.951	-0.242	20.954	-0.215
2	25	20.951	-0.242	20.954	-0.215
3	4	21.04	-0.056	21.045	-0.025
3	18	21.04	-0.056	21.045	-0.025
4	5	20.998	0.136	21.002	0.179
4	14	20.998	0.136	21.002	0.179
5	6	20.888	0.188	20.888	0.236
5	8	20.888	0.188	20.888	0.236
6	7	20.82	0.189	20.818	0.239
6	11	20.82	0.189	20.818	0.239
6	31	20.82	0.189	20.818	0.239
7	8	20.988	0.22	20.992	0.267
8	9	21.052	0.219	21.058	0.264
9	39	21.284	0.065	21.292	0.078
10	11	20.682	0.127	20.675	0.177
10	13	20.682	0.127	20.675	0.177
10	32	20.682	0.127	20.675	0.177
12	11	20.742	0.182	20.737	0.234
12	13	20.742	0.182	20.737	0.234
13	14	20.745	0.136	20.74	0.185
14	4	20.888	0.133	20.888	0.175
14	15	20.888	0.133	20.888	0.175
15	16	20.938	0.114	20.939	0.142
16	17	20.838	0.052	20.838	0.071
16	19	20.838	0.052	20.838	0.071
16	21	20.838	0.052	20.838	0.071
16	24	20.838	0.052	20.838	0.071
17	18	20.948	0.008	20.949	0.031
17	27	20.948	0.008	20.949	0.031
19	20	20.493	0.037	20.489	0.043
19	33	20.493	0.037	20.489	0.043
20	34	20.528	0.043	20.524	0.047
21	22	20.73	0.061	20.727	0.075
22	23	20.535	0.021	20.53	0.028
22	35	20.535	0.021	20.53	0.028
23	24	20.534	0.033	20.53	0.04
23	36	20.534	0.033	20.53	0.04
25	26	21.035	-0.194	21.038	-0.163
25	37	21.035	-0.194	21.038	-0.163
26	27	20.961	-0.087	20.962	-0.065
26	28	20.961	-0.087	20.962	-0.065
26	29	20.961	-0.087	20.962	-0.065
28	29	20.734	-0.027	20.732	-0.016
29	38	20.552	-0.006	20.549	0.001

Tabla 18. Potencias en generadores sistema de 39 barras

Gen	Despacho ideal		FOP AC	
	P[MW]	Q[MVAR]	P[MW]	Q[MVAR]
30	406.651	140	409.578	140
31	1000	300	1000	300
32	640	300	640	300
33	670	147.235	670	154.775
34	505	132.117	505	136.871
35	600	186.761	600	195.719
36	590	131.572	590	136.44
37	150		150	
38	840	59.788	840	62.628
39	650	104.162	650	146.084

Tabla 19. Flujo de potencia sistema de 39 barras

Barras	Despacho ideal		FOP AC	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	2130	-10	2130	-10
2	2100	-20	2100	-20
3	2100	-10	2100	-2.47486
4	2100	10	2100	20
5	2090	20	2090	20
6	2080	20	2080	20
7	2100	20	2100	30
8	2110	20	2110	30
9	2130	10	2130	10
10	2070	10	2070	20
11	2070	20	2070	20
12	2070	20	2070	20
13	2070	10	2070	20
14	2090	10	2090	20
15	2090	10	2090	10
16	2080	10	2080	10
17	2090	0.7616253	2090	3.055799
18	2100	-1.36974	2100	1.265073
19	2050	3.679355	2050	4.340945
20	2050	4.308873	2050	4.736741
21	2070	10	2070	10
22	2050	2.143011	2050	2.789619
23	2050	3.343529	2050	4.042867
24	2080	4.169398	2080	10
25	2100	-20	2100	-20
26	2100	-10	2100	-10
27	2100	-2.59178	2100	-0.329134
28	2070	-2.69721	2070	-1.60807
29	2060	-0.609435	2050	0.1152405
30	2100	-50	2100	-50
31	2070	20	2070	20
32	2070	10	2060	20
33	2030	0	2030	0
34	2040	0	2030	0
35	2050	0	2050	0
36	2040	0	2040	0
37	2100	-20	2100	-20
38	2030	0	2030	0
39	2140	0	2140	0

Tabla 20. Potencias en las líneas de transmisión sistema de 39 barras

Línea		Potencia en líneas FOP AC		Potencias pérdidas en líneas FOP AC	
i	j	P [pu]	Q [pu]	P [pu]	Q [pu]
1	2	21.272	-0.094	0.001	0.008
1	39	21.272	-0.094	0.001	0.02
2	3	20.951	-0.242	0.002	0.028
2	25	20.951	-0.242	2.26E-04	2.77E-04
3	4	21.04	-0.056	0.003	0.046
3	18	21.04	-0.056	3.69E-06	4.47E-05
4	5	20.998	0.136	4.37E-05	0.001
4	14	20.998	0.136	0.001	0.009
5	6	20.888	0.188	2.02E-04	0.003
5	8	20.888	0.188	0.001	0.014
6	7	20.82	0.189	0.001	0.019
6	11	20.82	0.189	0.001	0.017
6	31	20.82	0.189		0.07
7	8	20.988	0.22	6.56E-05	0.001
8	9	21.052	0.219	0.001	0.017
9	39	21.284	0.065	9.60E-06	2.40E-04
10	11	20.682	0.127	0.001	0.014
10	13	20.682	0.127	3.35E-04	0.004
10	32	20.682	0.127		0.123
12	11	20.742	0.182	2.65E-04	0.007
12	13	20.742	0.182	3.89E-04	0.011
13	14	20.745	0.136	1.76E-04	0.002
14	4	20.888	0.133	0.001	0.009
14	15	20.888	0.133	1.13E-04	0.001
15	16	20.938	0.114	0.003	0.031
16	17	20.838	0.052	2.35E-05	2.99E-04
16	19	20.838	0.052	0.002	0.02
16	21	20.838	0.052	4.77E-10	8.05E-09
16	24	20.838	0.052	2.88E-04	0.006
17	18	20.948	0.008	8.21E-05	0.001
17	27	20.948	0.008	1.32E-04	0.002
19	20	20.493	0.037	3.11E-05	0.001
19	33	20.493	0.037	0.001	0.029
20	34	20.528	0.043	0.001	0.03
21	22	20.73	0.061	0.001	0.023
22	23	20.535	0.021	7.78E-05	0.001
22	35	20.535	0.021		0.034
23	24	20.534	0.033	1.42E-04	0.002
23	36	20.534	0.033	4.39E-04	0.024
25	26	21.035	-0.194	9.78E-05	0.001
25	37	21.035	-0.194	1.17E-07	4.53E-06
26	27	20.961	-0.087	0.001	0.015
26	28	20.961	-0.087	9.80E-05	0.001
26	29	20.961	-0.087	1.44E-04	0.002
28	29	20.734	-0.027	4.80E-05	0.001
29	38	20.552	-0.006	2.05E-04	0.004

Tabla 21. Costos finales de generadores sistema de 39 barras

<b>Gen</b>	<b>Despacho ideal [\$/MW]</b>	<b>FOP AC [\$/MW]</b>
30	8539.671	8601.138
31	16500	16500
32	7680	7680
33	8040	8040
34	5050	5050
35	9000	9000
36	6490	6490
37	4200	4200
38	7560	7560
39	6825	6825

Tabla 22. Costos totales de generación sistema de 39 barras

<b>Método</b>	<b>Costo total de generación [\$/MW]</b>	<b>Potencia activa de pérdidas [MW]</b>	<b>Potencia reactiva de pérdidas [MVAR]</b>
Despacho ideal	798.84671	0	0
FOP AC	799.46138	2.6636	65.2866

