

**FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA
MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR
VENTA DE ENERGÍA PARA EL
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA**



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

**FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA
MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR
VENTA DE ENERGÍA PARA EL
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA**

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

AUTOR: MIGUEL ANGEL DIGUAY CLAVIJO

TUTOR: JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador

2022

Miguel Angel Diguay Clavijo

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Miguel Angel Diguay Clavijo (Y'1991-M'10). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Unidad Educativa Vida Nueva” de la ciudad de Quito, dónde obtuvo el título de Bachiller en Técnico Industrial Especialización Electricidad. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se enfoca en el desarrollo de un modelo de optimización basado en programación no lineal que determina el despacho del parque generador a fin de maximizar el beneficio de la venta de energía, determinado como la diferencia entre los ingresos y los costos operativos de las unidades de generación, usando para el efecto flujos óptimo de potencia DC. mdiguay@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito –Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona – España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana. jmunoz@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

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

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

Yo, Miguel Angel Diguay Clavijo con documento de identificación N° 1726261595 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, 19 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Miguel Angel Diguay Clavijo

1726261595

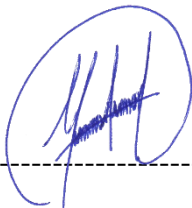
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Miguel Angel Diguay Clavijo con documento de identificación No. 1726261595, 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: “Flujo de potencia DC sujeto a la maximización del beneficio por venta de energía para el abastecimiento de la demanda”, 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, 19 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Miguel Angel Diguay Clavijo

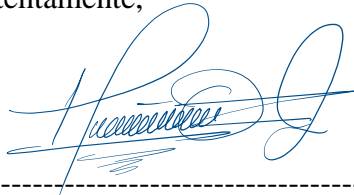
1726261595

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paúl Muñoz Pilco con documento de identificación N° 1719006189, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA, realizado por Miguel Ángel Diguay Clavijo con documento de identificación N° 1726261595, 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, 19 de septiembre del año 2022

Atentamente,



Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco, MSc
1719006189

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Mercado de la Electricidad	4
2.1.1	Desafíos del Mercado Eléctrico	6
2.1.2	Diseños del mercado energético.....	6
2.2	Despacho de generación	7
2.2.1	Minimización de costos.....	8
2.2.2	Maximización del beneficio por venta de energía	8
2.2.3	Métodos de solución del despacho del parque generador	9
3	Maximización de los beneficios por venta de energía aplicando flujos DC	10
3.1	Función objetivo: Maximización del beneficio por venta de energía.....	10
3.2	Condición para abastecimiento de la demanda.....	10
3.3	Límites de los vínculos de la red	11
3.4	Límites de producción de los generadores.....	11
3.5	Rampas de carga de los generadores.	11
3.6	Pseudocódigo.....	11
4	Sistemas eléctricos para simulación.....	12
4.1	Red IEEE 6 nodos.....	12
4.2	Red IEEE 13 nodos.....	13
4.3	Casos de estudios.....	15
5	Análisis de resultados.....	16
5.1	Estudio Sistema IEEE 6 nodos	16
5.1.1	Estudio Sistema IEEE 6 nodos - Global.....	16
5.1.2	Estudio Sistema IEEE 6 nodos – por demanda	17
5.2	Estudio Sistema IEEE 13 nodos	19
5.2.1	Estudio Sistema IEEE 13 nodos - Global.....	19
5.2.2	Estudio Sistema IEEE 13 nodos – por demanda	20
5.3	Discusión de resultados	23
6	Conclusiones	23
6.1	Trabajos futuros.....	24
7	Referencias	24
7.1	Matriz de Estado del Arte	30
7.2	Resumen de Indicadores	35

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Abastecimiento de la demanda maximizando del beneficio para la venta de energía.	2
Figura 2. Modelo centralizado del mercado eléctrico .	4
Figura 3. Modelo del mercado eléctrico descentralizado .	5
Figura 4. Maximización del beneficio por venta de energía .	9
Figura 5. Diagrama unifilar IEEE 6 nodos .	12
Figura 6. Diagrama unifilar IEEE 13 nodos .	13
Figura 7. Despacho clásico IEEE 6 Nodos.	16
Figura 8. Costo -Despacho clásico IEEE 6 Nodos.	16
Figura 9. Despacho del modelo propuesto IEEE 6 Nodos.	16
Figura 10. Costo – Ingreso modelo propuesto IEEE 6 Nodos.	17
Figura 11. Diagrama unifilar- Demanda mínima- IEEE 6 Nodos.	18
Figura 12. Diagrama unifilar- Demanda media- IEEE 6 Nodos.	18
Figura 13. Diagrama unifilar- Demanda máxima- IEEE 6 Nodos.	18
Figura 14. Despacho clásico IEEE 13 Nodos.	19
Figura 15. Costo -Despacho clásico IEEE 13 Nodos.	19
Figura 16. Despacho del modelo propuesto IEEE 13 Nodos.	20
Figura 17. Costo – Ingreso modelo propuesto IEEE 13 Nodos.	20
Figura 18. Diagrama unifilar- Demanda mínima- IEEE 13 Nodos.	21
Figura 20. Diagrama unifilar- Demanda máxima- IEEE 13 Nodos.	22
Figura 19. Diagrama unifilar- Demanda media- IEEE 13 Nodos.	22
Figura 21. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	35
Figura 22. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	35
Figura 23. Indicador de solución - Estado del arte.	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Pseudocódigo.	11
Tabla 2. Datos técnicos de generadores térmicos–IEEE 6 nodos	12
Tabla 3. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 6 nodos	12
Tabla 4. Datos de generadores que usan energía renovable–IEEE 6 nodos 12	12
Tabla 5. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 6 nodos	12
Tabla 6. Datos de los nodos– IEEE 6 nodos.	13
Tabla 7. Parámetros para la curva de carga y precios del sistema – IEEE 6 nodos 13	13
Tabla 8. Datos de la red– IEEE 6 nodos 13	13
Tabla 9. Datos técnicos de generadores térmicos–IEEE 13 nodos.	13
Tabla 10. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 13 nodos.	14
Tabla 11. Datos de generadores que usan energía renovable–IEEE 13 nodos..... 14	14
Tabla 12. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 13 nodos	14
Tabla 13. Datos de los nodos– IEEE 13 nodos.	14
Tabla 14. Parámetros para la curva de carga y precios del sistema – IEEE 13 nodos.	14
Tabla 15. Datos de la red– IEEE 13 nodos 15	15
Tabla 16. Despacho por demanda -Modelo propuesto – IEEE 6 Nodos..... 18	18
Tabla 17. Costos- Ingresos por demanda -Modelo propuesto – IEEE 6 Nodos..... 19	19
Tabla 18. Despacho por demanda -Modelo propuesto – IEEE 13 Nodos..... 21	21
Tabla 19. Costos- Ingresos por demanda -Modelo propuesto – IEEE 13 Nodos..... 23	23
Tabla 20: Matriz de estado del arte.	30

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

Resumen

La investigación desarrollada se basa en la formulación de nuevos mecanismos para abastecer la demanda en períodos horarios los cuales toman en cuenta la participación de la demanda para beneficiarse de la venta de energía a comparación de los métodos clásicos. Por lo expresado, el documento investigativo propone un modelo de optimización no lineal que permite determinar el flujo óptimo de potencia DC a fin de que los generadores de tipo térmicos y que usan energías renovables puedan entregar la cantidad de energía que se estime pertinente para la maximización de sus réditos por venta de energía, tomando en cuenta los precios máximos de compra que impone el sistema, considerando para su modelación las condiciones asociadas al cubrimiento de la demanda horaria en cada uno de los nodos donde se encuentre ubicada la carga, la cargabilidad de los enlaces del sistema y los flujos de potencia DC. El modelo de optimización es aplicado a dos redes tipo la IEEE 6 Nodos y el IEEE 13 Nodos, cuyos resultados resaltan la compra de energía a menor costo maximizando las ventas del parque generador eficiente, permitiendo a la demanda no comprar energía costosa, cumpliendo en cada periodo de tiempo con las restricciones de la red asociadas al flujo de potencia DC.

Palabras Clave: Despacho de generación, Economía del sistema de electricidad, Transmisión de energía DC, Desregulación de la industria eléctrica y Programación matemática.

Abstract

The developed research is based on the formulation of new mechanisms to supply the demand in hourly periods which take into account the participation of the demand to benefit from the sale of energy compared to the classic methods. Therefore, the investigative document proposes a non-linear optimization model that allows determining the optimal flow of DC power so that thermal type generators and those that use renewable energies can deliver the amount of energy that is considered pertinent for the maximization of their income from energy sales, taking into account the maximum purchase prices imposed by the system, considering for its modeling the conditions associated with covering the hourly demand in each of the nodes where the load is located, the chargeability of system links and DC power flows. The optimization model is applied to two networks such as the IEEE 6 Bus and the IEEE 13 Bus, whose results highlight the purchase of energy at a lower cost, maximizing the sales of the efficient generating park, allowing the demand not to buy expensive energy, fulfilling in each period of time with the network restrictions associated with the flow of DC power.

Keywords: Power generation dispatch, Power system economics, DC power transmission, Electricity supply industry deregulation and Mathematical programming.

1 Introducción

Según [1] la Econometric Society define al mercado eléctrico en base a dos diseños: (i) un mercado centralizado o integrado en el que el operador de forma centralizada optimiza la programación y el despacho y, (ii) un mercado descentralizado que se fundamenta en el intercambio óptimo de energía entre las unidades de generación y la demanda por medio de la negociación de precios que equilibran el mercado sin un control global. Estos mercados a través de los años han sido mejorados y diseñados en función de procesos regulatorios que de cierta manera organizan el sector energético [2].

El servicio eléctrico comenzó como un monopolio donde dirigían centralmente los agentes gubernamentales a todo el sector para controlar las transacciones de compra y venta de energía con el propósito de que prevalezca el beneficio social de la demanda. Pero durante los últimos 25 años la industria eléctrica se ha reestructurado experimentando cambios dirigidos hacia la desregulación y buscando mercados más competitivos [3]. Bajo esta condición, las plantas de generación tratan de maximizar sus ganancias y consecuentemente entregar

un suministro económico a los usuarios del sistema eléctrico [4].

El crecimiento y los beneficios de los mercados competitivos, en el sector eléctrico en los últimos años ha incentivado al desarrollo de nuevas tecnologías de generación más eficientes y fiables. Es así como el cambio del mercado eléctrico tiene como objetivo aumentar la calidad del servicio eléctrico, mejorar el medio ambiente y hacer que los precios se autorregulen en un mercado libre al menor costo para los consumidores [5].

Las reglas del mercado se mejoran constantemente para abordar las fallas observadas y responder a los nuevos desafíos económicos y de ingeniería. La buena gobernanza es esencial para que los mercados experimenten una mejora constante y que en cada instante la oferta y la demanda se encuentren equilibradas. El mercado gestionado óptimamente crea señales de precios que impulsan a la presencia de generación eficiente y por ende la inversión futura en nuevos recursos [6].

Para la gestión del mercado eléctrico es necesaria la definición del modelo de despacho que considere las restricciones del sistema y de las unidades de generación, para que optimice los recursos en base a un

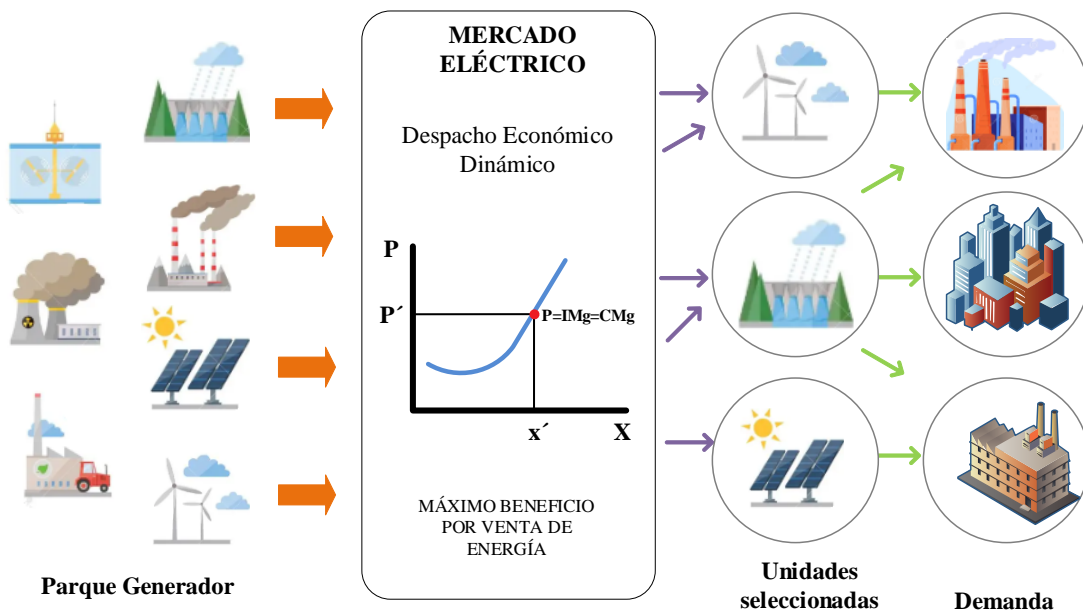


Figura 1. Abastecimiento de la demanda maximizando del beneficio para la venta de energía.

objetivo planteado por el operador para la programación de la salida de las unidades de generación y en efecto el abastecimiento de la demanda con energía de calidad, económica y confiable [7].

El despacho de generación propone una solución óptima para optimizar la operación de los sistemas de potencia, el despacho económico que tiene como función objetivo la minimización de costos de producción es un problema clásico que consiste en asignar adecuadamente la generación para cubrir una demanda lo más económicamente posible en un determinado periodo de tiempo, como [8] que realiza un despacho mediante optimización con programación no lineal bajo la función objetivo de minimizar costos. En [9] se propone un despacho económico clásico para un mercado descentralizado que ocurre entre distintas áreas por medio de un algoritmo heurístico. Estos son ciertos ejemplos de un despacho clásico en el mercado eléctrico bajo la premisa de reducir costos totales de operación.

La función objetivo del problema de despacho puede variar en función de las necesidades del sistema eléctrico, un ejemplo son los trabajos realizados en [10], [11] que modelan un algoritmo para minimizar pérdidas o, [12], [13] estudios que en el despacho minimizan la energía no suministrada. Pero un tema innovador en el mercado eléctrico es la maximización del beneficio por venta de energía para el despacho de generación según lo indicado en [14] [15], el despacho de generación al considerar la venta de energía tomando en cuenta los “Price Cap” de la demanda para la compra de energía, le garantiza que compre energía económica y que no se generen gastos adicionales a los previstos para la demanda. Adicional, según lo indicado en [16]–[18], el despacho basado en una dinámica de precios de oferta conlleva a que el ofertante y el consumidor se vean beneficiados en función de la evolución del mercado, lo cual, al incluir el

modelamiento de la red, como lo señala en [19] [20], el modelo permite analizar no solo los aspectos de compra venta de energía a nivel económico sino su impacto en las transferencias de la red y su impacto técnico en las variables del sistema eléctrico, una ilustración esquemática lo citado se presenta en la Figura 1.

A nivel regional hay que resaltar a países como Colombia que ofertan precios en la bolsa o mercado spot para la venta de energía en el abastecimiento de la demanda [21]. Por su parte en Brasil a nivel de ciudades urbanizadas como Brasilia la demanda toma un papel importante ya que adquiere energía observando el impacto de la alta penetración de la generación local lo cual conlleva a que la empresa encargada de cubrir a la demanda realice ofertas de compra en el mercado mayorista; en los demás países de Sudamérica se mantiene el concepto de un Despacho Económico cuya función objetivo típicamente es minimizar los costos. Sin embargo, en la región cuando se interconectan países como Ecuador con Colombia o Brasil con Paraguay los operadores de los sistemas ofertan curvas para la compra y venta de la energía a través de mecanismos normados a nivel bilateral [22]. En el caso de EEUU a nivel de lo que se ha denominado comunidades energéticas que son grandes espacios habitados donde se implementado masivamente la generación distribuida ha permitido que la demanda negocie la compra de energía, así como las comercializadoras [23]. Esta misma tendencia ha sido replicada de Suecia, Alemania Dinamarca; en Europa el mercado Nord Pool permite que los países oferten bloques para la venta de energía en la búsqueda de la maximización de sus beneficios y para fomentar el mercado de competencia también se involucra bloques de compra de energía dando gran flexibilidad a la demanda, lo que ha permitido incluso implementar nueva infraestructura en los distintos países de

forma comunitaria garantizando que la demanda sea abastecida a precio razonable [24]. Por ende, la importancia de la aplicación y de profundizar los estudios sobre el beneficio por venta de energía en los mercados eléctricos

Por lo expuesto, el presente trabajo de investigación se basa en el desarrollo de un modelo de optimización basado en programación no lineal que determinará el despacho del parque generador a fin de maximizar el beneficio de la venta de energía, determinado como la diferencia entre los ingresos y los costos operativos de las unidades de generación, usando para el efecto flujos óptimo de potencia DC aplicando las restricciones de red, el condicionamiento operativo de los generadores y sus rampas, la cargabilidad de los elementos de la red, el recurso de fuentes renovables y restricciones asociadas al abastecimiento de la demanda, para la aplicación del modelo se usará los sistemas modelos IEEE 6 Nodos y el sistema IEEE 13 Nodos.

Bajo lo expresado, el trabajo se encuentra segmentado en cuatro partes, la primera que describe el marco conceptual que sustenta la investigación, la segunda parte que describe el modelo matemático propuesto, la tercera parte que establece los parámetros de los sistemas eléctricos a usar y las condiciones de los casos de estudio; y una cuarta parte en la cual se desarrolla el análisis de resultados, todo esto para que en la parte final del trabajo se describan las conclusiones obtenidas.

2 Marco teórico

A continuación, se describen los fundamentos teóricos que sustentan el desarrollo del presente estudio, los temas generales a desarrollarse son acerca de los mercados eléctricos, despacho económico y seguidamente se presentan sus conceptos, tipos y fundamentos.

2.1 Mercado de la Electricidad

El mercado en este sector involucra el comercio junto con el suministro de energía para ser un mercado de energía y de otros recursos energéticos que se involucren en la producción de energía.

El mercado de energía es un medio donde ocurren transacciones comerciales para vender y comprar energía entre participantes en un horizonte de tiempo corto, medio o largo, para así equilibrar la oferta y la demanda de energía para todas las horas y días del año. La electricidad requiere de una gestión económica y técnica por parte de quienes operan el sistema como el mercado, es por esto que desde un inicio en la fundación del mercado eléctrico los medios estatales o entidades del gobierno estuvieron a cargo del control y gestión de la industria de la energía lo que se derivó en una estructura industrial conocida como monopolio. El suministro de energía ofrecido por el estado tiene exclusividad en la regulación, monitoreo y distribución del servicio público llamándose a esta estructura tradicional “Mercado Eléctrico Centralizado” y se observa en la Figura 2, este mercado exclusivo se encarga de la compra y venta de energía, por lo tanto todas las compañías que integren o pretendan participar en cualquiera de las etapas que componen el sistema (generación, transmisión y distribución) tienen privilegios controlados, obligaciones y restricciones en la prestación de sus servicios para la entrega de energía a los consumidores [25], [26].

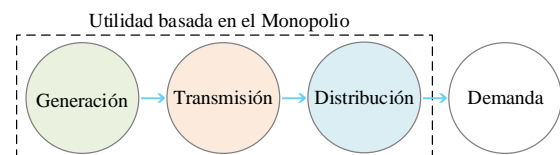


Figura 2. Modelo centralizado del mercado eléctrico [25].

Bajo las condiciones mencionadas, la operación técnica y económica del sistema eran restrictivas y poco favorables, lo que ha motivado a la reestructuración del

mercado energético pasando de una industria de monopolio a la privatización de la estructura productiva constituyéndose la industria de competencia, exceptuando a la fase de transmisión que en todo el mundo es un monopolio natural [27].

El mercado eléctrico se ha ido modernizando y se ve reflejado en la reestructuración y privatización en sistemas eléctricos de potencia. Este proceso debe ser racional, transparente e imponer restricciones para que sea exitoso y que permita la participación de empresas que impulsen la eficiencia y competencia en el mercado [28].

Cuando se habla de un mercado de competencia en la teoría de la economía el precio de un bien o servicio debe ser igual al costo de producción maximizando su beneficio por su venta [29]. Para el mercado eléctrico este concepto en su aplicación debe tener una estructura organizada para controlar a los participantes y que el precio de venta se acerque a un costo de frontera regulado. Un organismo regulador controla este proceso para que los productores alcancen las máximas ganancias socialmente aceptables y no haya un dominio en el mercado. Sin embargo, esto no garantiza que para todos los participantes haya un beneficio, esto dependerá de sus estudios y mecanismo para la toma de decisión para participación en el mercado [30]. Por este motivo un factor importante es la libre selección en el mercado y el poder de negociación de los interesados para lograr reducir los costos de frontera y manejar los recursos de forma eficiente, así se alcanza un precio límite, se maximiza el beneficio social y crece la eficiencia del sistema. Por lo tanto, la liberación del mercado tiene el objetivo de suministrar electricidad con mayor confiabilidad, eficiencia y con menores precios al consumidor como resultado de la competencia [31].

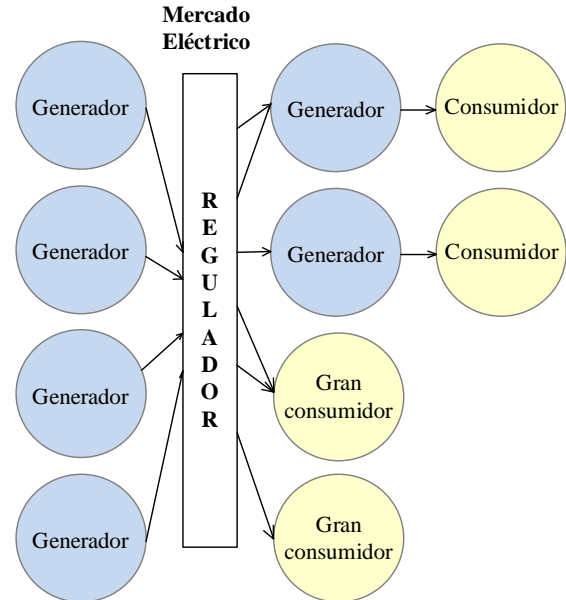


Figura 3. Modelo del mercado eléctrico descentralizado [32].

Como se expuso y se observa en la Figura 3, el renovado mercado eléctrico o “Mercado Eléctrico Descentralizado” se basa en la competencia entre las empresas generadoras, este cambio en el mercado ha resultado en un suministro de energía de bajo costo, confiable, económico, de calidad, eficiente y con pérdidas reducidas. Es por estas razones que el mismo Estado fomenta la inversión privada, y el papel del gobierno se transforma en regulador; y por medio de la competencia, la privatización y la desregulación industrial, se reemplaza a la industria eléctrica centralizada e ineficiente. El mercado centralizado tiene una gestión ineficiente sobre la ingeniería eléctrica, con productividad reducida, que expande el campo a los agentes privados de alta eficacia que acrecientan la generación de energía, buscando la oportunidad para minimizar costos y maximizar los ingresos [33].

Las reglas del mercado se perfeccionan constantemente para abordar las fallas observadas y responder a los nuevos desafíos. La buena gestión es esencial para que los mercados experimenten una mejora constante [34]. Los principales desafíos y los tipos de mercado eléctrico con sus fundamentos se describen a continuación.

2.1.1 *Desafíos del Mercado Eléctrico*

Los mercados de la energía se los debe administrar con simplicidad, transparencia y equilibrio, pero por naturaleza estos mercados son complejos debido a problemas económicos y de ingeniería que deben resolverse de acuerdo a los principios del mercado, estos datos deben ser accesibles para las partes y disponibles en tiempo real y revisadas periódicamente para que la operación y la inversión sean eficientes. Por lo tanto, se pueden puntualizar los siguientes desafíos [35]–[37]:

- La más básica complejidad y por ende desafío en el mercado eléctrico es el balance de la oferta y la demanda en tiempo real, es una complejidad por que el mercado es vulnerable a la oferta y la demanda no es flexible ante los precios.
- Respuesta de la demanda al precio para lograr una curva de demanda que se aproxime a ser vertical.
- La no convexidad de licitación complica el problema de diseño de mercado, ya que por el lado de la oferta se generan costos de puesta en marcha sin carga y, por el lado de la demanda también puede requerir de energía complementaria.
- Disponer de recursos flexibles en el mercado que puedan aumentar o disminuir rápidamente en respuesta a contingencias.
- Recompensar óptimamente recursos flexibles que representen una cantidad significativa de reserva de energía para el suministro impredecible.
- Lograr la equidad, que es la paridad de trato para los participantes y la libertad de acceso al mercado.
- Gestionar la interacción entre la inversión de transmisión y generación, ya que la inversión de generación necesita saber del plan de transmisión y viceversa; la

planificación es independiente pero sus estudios influyen sobre sus inversiones.

- Las acciones en el sistema de potencia afectan a la red por lo tanto el mercado debe considerar las restricciones de la red.
- Incorporación de las energías renovables al mercado que tienen disponibilidad de acceso, variabilidad del recurso, costos reducidos y no tienen inercia.
- Transición de los sistemas de potencia por reformas del mercado de generación por políticas de descarbonización.
- Cambio de las formas de generación y almacenamiento distribuido para liberar el modelo de mercado de la distribución.

Estos desafíos son los más importantes de un conjunto relacionado al plan del mercado eléctrico, con el tiempo estos planes continúan avanzando y el mercado debe responder a futuros desafíos.

2.1.2 *Diseños del mercado energético*

La industria eléctrica alrededor del mundo como se describió ha experimentado cambios importantes en su estructura en las dos décadas transcurridas. Estos cambios se ejecutan para crear un entorno competitivo y no excluyente para garantizar el bienestar social y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico, en este sentido los diferentes diseños de mercado cambian sus características [32].

- a) *Mercado competitivo*: se encarga de explotar las fluctuaciones de demanda con proveedores de electricidad que participen con precios de venta razonables, que no distorsionen el proceso de competencia. Por este motivo se vigila el mercado considerando la estructura, innovación, estrategia, ganancias y la respuesta de la

- demanda. El beneficio del productor es razonable el consumidor está dispuesto a recibir el servicio con la mejor oferta [38].
- b) *Mercado mayorista*: los productores de energía compiten por abastecer las cargas, los precios en este mercado se fijan en base a la energía de consumo, a la capacidad disponible, a los servicios auxiliares y a la capacidad y pérdidas de las redes de transmisión; este precio de una unidad de energía (MWh) se denomina precio marginal por transportar energía desde la fuente hasta el punto de consumo, es el más alto. Por lo tanto, en la subasta los generadores lanzan su precio para una demanda prevista, y ganarán aquellos que respondan a la demanda al más bajo precio posible [39], [40].
- c) *Mercado minorista*: son intermediarios que compran y venden la electricidad que requieren los consumidores pequeños del mercado mayorista, este mercado les da mayor poder a los clientes al permitirles elegir al proveedor de energía conscientemente. El precio de venta de referencia es el mayorista [41].
- d) *Mercado de capacidad o reserva*: es un proceso separado de subasta paralelo al mercado eléctrico, se genera frente a las deficiencias de energía. Este mercado se abre para cubrir la capacidad faltante, reducir el poder de mercado y las ofertas estratégicas garantizan una producción adecuada en un instante y lugar específicos [26].
- e) *Mercado diario*: es un entorno de comercio donde los generadores y consumidores realizan transacciones con subastas de energía para un día posterior bajo aspectos técnicos y económicos. Los generadores proponen bloques de energía y un precio venta por hora, al igual los consumidores proponen bloques de energía y un precio de compra por hora. El operador del mercado reúne las ofertas, compensa el mercado obteniendo los precios, la asignación de generación y el consumo [42], [43].
- f) *Mercado en tiempo real*: es un mercado flexible que permite la selección de consumo según sus preferencias, los consumidores son especiales y pueden cambiar o disminuir el consumo según el precio de oferta, requiere medidores inteligentes para minimizar costos [44].
- g) *Mercado de regulación*: es cualquiera de los mercados anteriores, pero interviene el Estado para regular y controlar aquí puede elegir quien participa y seleccionar los precios de compra según sus políticas para el beneficio social [45].
- h) *Mercado de equilibrio*: su requisito es la igualdad entre consumo y generación, regula la potencia en el mercado a través de la producción al alza y baja del precio cuando es necesario. De acuerdo al exceso, escasez y desviaciones de energía fija su precio de mercado de equilibrio por eso este es mayor que el marginal [46].

2.2 Despacho de generación

Dentro del funcionamiento del Mercado Eléctrico los operadores del sistema eléctrico de potencia deben establecer una metodología que permita definir la programación de las unidades de generación disponibles que abastezcan a la demanda de carga esperada en un tiempo determinado, este proceso de cálculo se llama Despacho de Generación. Este modelo de despacho permite la determinación de las unidades de

producción que atienden a una demanda de carga considerando características técnicas de operación y económicas relacionadas al despacho, y dicha entrega de energía debe cumplir con márgenes de calidad y fiabilidad [47].

Par el análisis y modelamiento de los sistemas eléctricos se debe considerar las siguientes restricciones técnicas y eléctricas [48]:

- Topología de la red.
- Límites de flujo por los enlaces de la red.
- Límites operativos de las centrales.
- Las rampas de toma o deslastre de carga.
- Balances nodales.
- Flujos de potencia de los circuitos.

La ejecución del despacho da como resultado la generación necesaria que garantice la operación óptima del sistema y la transferencia de flujo de potencia por las redes, para lo cual se debe utilizar modelos de optimización que resuelvan el despacho en base a una función objetivo [48].

El modelo de optimización que se genere para resolver el problema de despacho, a parte de las restricciones mencionadas se debe establecer la función objetivo, clásicamente en el despacho económico se cumple con la minimización de costos de producción del sistema, pero en el proceso también puede cambiar de objetivo como minimizar pérdidas, minimizar la energía no suministrada, maximizar los beneficios por venta de energía, entre otras [49].

En base al despacho los sistemas de potencia pueden proyectar la cantidad de generación de potencia activa y los puntos de carga críticos que tienen, para así adecuadamente decidir que centrales se despachan y en que porción de potencia. Además, se encuentra el balance entre la energía entregada y generada a través del modelo óptimo de despacho, donde también se evalúan los costos de totales de operación [50].

En general un modelo de despacho es flexible dependiendo de los parámetros que se decida involucrar para obtener un acercamiento a la operación real del sistema de potencia, es por eso que a través del despacho económico obtenemos un rendimiento económico en base a la función objetivo y en efecto las demás variables involucradas son óptimas. El problema de despacho de puede ser estático y dinámico dependiendo de la línea de análisis, si es para un único periodo o para una línea temporal con intervalos respectivamente [51], [52].

Los requerimientos que se plantean en el presente estudio corresponden a un despacho dinámico debido a los intervalos de tiempo involucrados y a los intervalos de las restricciones que se acoplan al modelo, el modelo contiene datos del sistema y las restricciones relacionadas para obtener la función objetivo de maximizar el beneficio por venta de energía y se compara con el despacho clásico minimizando costos, posteriormente se describe en qué consisten dichas funciones objetivo.

2.2.1 Minimización de costos

El despacho económico que se fundamenta en el criterio de operación a mínimo costo total de producción es el proceso clásico más estudiado [53]. Consiste en la programación de generadores para estimar el costo esperado de producción relacionado a la selección de distintas unidades para la operación, a la suma de potencia para abastecer una demanda en un periodo, al mínimo costo operativo y en dependencia a restricciones de operación [54].

2.2.2 Maximización del beneficio por venta de energía

El despacho dinámico óptimo modela funciones y restricciones complejas que ayuda al sistema eléctrico a determinar la programación de salida de centrales de generación de forma óptima para cubrir la demanda de energía en un momento

determinado, pero ya no al mínimo costo, al contrario, ahora maximizando los ingresos por la venta de dicha energía [55].

Esta nueva función objetivo maneja dos esquemas que son tomados por los organismos interesados que pretenden maximizar sus beneficios, en este caso las unidades de generación. El primer esquema de ingresos máximos la empresa trata de generar menor cantidad a un precio más elevado, mientras que en el segundo esquema se basa en el precio máximo donde el propósito es maximizar las ventas hasta que el ingreso marginal sea igual al costo marginal [56].

Se toma para el presente trabajo el primer esquema donde se quiere maximizar el beneficio en el esquema de ingresos máximos, este consiste en determinar la cantidad de energía a producirse en función de un precio adecuado para la venta y de los costos que involucran la producción. Esta función se cumple si la diferencia entre los ingresos y costos totales son máximos, y esta expresión se define en la siguiente ecuación [19].

$$\text{Beneficio} = \text{Ingresos totales} - \text{Costos totales} \quad (1)$$

La empresa de generación alcanza el máximo beneficio B cuando llega al punto en que no le es posible obtener más beneficio x' produciendo más energía. Es decir que produjo hasta que su ingreso adicional Ig es igual al costo adicional Cg por producir una unidad más de energía e iguala precio límite P que tiene el sistema para la compra de energía, este último es un dato que en el mercado eléctrico de competencia los oferentes deben aceptar porque no puede influir sobre el precio límite de compra establecido del sistema eléctrico [20]. En la Figura 4 se ilustra el máximo beneficio de una empresa de producción.

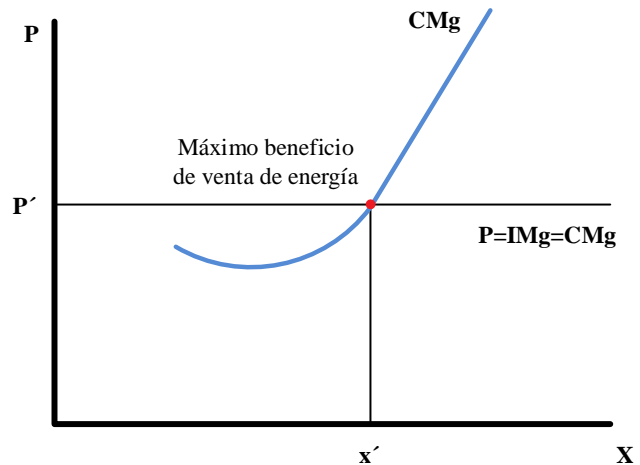


Figura 4. Maximización del beneficio por venta de energía [20].

2.2.3 Métodos de solución del despacho del parque generador

El despacho de generación tiene solución mediante técnicas y procedimientos de optimización, adicionalmente existen varias metodologías clásicas como: el método de Lambda iterativo, el método Jacobiano, el método de la gradiente, el método de Lagrange, método de punto interno, entre otros métodos estocásticos [57], pero en su mayoría no se usan para funciones de costo, es por este motivo que la optimización ha demostrado tener eficacia para la solución de este tipo de problema de despacho. Este método se combina con diferentes tipos de programación en función de las ecuaciones y variables que maneja el problema en su formulación. Para el presente caso de estudio es conveniente el uso de la programación no lineal para la optimización, debido a la no linealidad de las ecuaciones de flujo de potencia.

El problema de despacho económico resuelve flujos de potencia debido a que se considera en la formulación del modelo a las restricciones de red. Existen métodos para la solución de flujos de potencia como [58]:

- Método de Newton Raphson.
- Método de desacoplado rápido.
- Flujos de potencia AC y DC.
- Método de Gauss-Seidel.

El método de aplicación que se procede a resaltar para la solución de flujos de potencia dentro del despacho de generación es a los flujos de carga DC, se caracteriza por cambiar las ecuaciones no lineales de flujo en ecuaciones lineales bajo la suposición de que todos los nodos del sistema tienen un valor de voltaje en por unidad de 1 p.u, y las resistencias son despreciadas. Y se obtiene ecuaciones de forma lineal donde las variables que no se conocen son los ángulos de voltaje [59].

3 Maximización de los beneficios por venta de energía aplicando flujos DC

El problema de optimización planteado corresponde a un problema de programación no lineal, que permitirá la maximización de los beneficios por venta de energía a los generadores aplicando flujos de potencia DC. A continuación, se presenta la formulación matemática del modelo propuesto.

3.1 Función objetivo: Maximización del beneficio por venta de energía.

La función objetivo del modelo corresponde a la maximización del beneficio por venta de energía de las compañías generadoras, la cual es distinta a la propuesta en el modelo de optimización clásico para el despacho de generación. La precitada función conlleva a que el modelo permita el despacho de energía del parque de generación siempre que se maximice su beneficio, para lo cual considera los precios de compra de energía del sistema y la aplicación de flujos de potencia DC. La función matemática corresponde a la siguiente:

$$FO = Ing - Cost \quad (2)$$

$$Ing = \sum_t \gamma_t \cdot \left[\sum_{gth} P_{gth,t} + \sum_{gr} P_{gr,t} \right] \quad (3)$$

$$Cost = \sum_t \sum_{gth} a_{gth} \cdot P_{gth,t}^2 + b_{gth} \cdot P_{gth,t} + c_{gth} + \sum_t \sum_{gr} \beta_{gr} \cdot P_{gr,t} \quad (4)$$

Donde:

Ing	Ingresos por venta de energía
Cost	Costos por la producción de energía
t	Tiempo de análisis
gth	Índice de generadores térmicos
gr	Índice de generadores que usan energías renovables
P_{gth,t}	Potencia despachada de los generadores térmicos <i>gth</i> en cada período <i>t</i>
P_{gr,t}	Potencia despachada de los generadores que usan energías renovables <i>gr</i> en cada período <i>t</i>
γ_t	Precio que el sistema está dispuesto para la compra de energía en el período <i>t</i>
a_{gth}	Coefficientes aplicables a la función cuadrática de costos para los generadores térmicos <i>gth</i>
b_{gth}	Costo para la producción de energía de los generadores que usan energías renovables
c_{gth}	
β_{gr}	

La función objetivo está sujeta a ciertas condiciones denominadas restricciones, las cuales se describen en los siguientes numerales.

3.2 Condición para abastecimiento de la demanda

Esta restricción permite modelar la relación entre la producción de energía y la demanda a ser abastecida, usando los flujos de potencia DC y cuyo análisis es nodal, la formulación es la siguiente:

$$\sum_{gth \in n} P_{gth,t} + \sum_{gr \in n} P_{gr,t} - \sum_m Fl_{n,m,t} \leq L_{n,t} \quad (5)$$

$$Fl_{n,m,t} = b_{n,m} \cdot (\delta_{n,t} - \delta_{m,t}) \quad (6)$$

Donde:

- $Fl_{n,m,t}$ Flujo de potencia que circula entre el nodo n y m en el período t
- $b_{n,m}$ Susceptancia del enlace ubicado entre los nodos n y m
- $L_{n,t}$ Carga del nodo n en el período t
- $\delta_{n,t}$ Angulo del nodo n en el período t

3.3 Límites de los vínculos de la red

La inecuación permite que el flujo de potencia que circula por los vínculos de la red, no exceda la capacidad de los mismo, su formulación corresponde a la siguiente.

$$-Cl_{n,m}^{max} \leq Fl_{n,m,t} \leq Cl_{n,m}^{max} \quad (7)$$

Donde:

- $Cl_{n,m}^{max}$ Capacidad del vínculo conectado entre el nodo n y m

3.4 Límites de producción de los generadores.

La potencia asignada en cada periodo de análisis a los generadores no debe exceder los límites técnicos de los generadores. La formulación corresponde a la siguiente.

$$P_{gth}^{min} \leq P_{gth,t} \leq P_{gth}^{max} \quad (8)$$

$$0 \leq P_{gr,t} \leq C_{gr}^{max} \cdot \mu_{gr,t} \quad (9)$$

Donde:

- P_{gth}^{min} Capacidad mínima del generador térmico gth
- P_{gth}^{max} Capacidad máxima del generador térmico gth
- C_{gr}^{max} Capacidad máxima del generador que usa energía renovable gr

$\mu_{gr,t}$ Probabilidad del recurso renovable

3.5 Rampas de carga de los generadores.

La entrega o toma de potencia de los generadores térmicos tomando el total del período de análisis t , corresponde a limitaciones técnicas de estos generadores, cuya formulación corresponde a la siguiente:

$$P_{gth,t+1} - P_{gth,t} \leq T_{gth}^+ \quad (10)$$

$$P_{gth,t-1} - P_{gth,t} \leq T_{gth}^- \quad (11)$$

Donde:

- $P_{gth,t+1}$ Potencia despachada de los generadores térmicos gth en cada período $t + 1$
- $P_{gth,t-1}$ Potencia despachada de los generadores térmicos gth en cada período $t - 1$
- T_{gth}^+ Rampa de subida de los generadores térmicos gth
- T_{gth}^- Rampa de bajada de los generadores térmicos gth

3.6 Pseudocódigo

Para la resolución del modelo de optimización es necesario la ejecución de una serie de acciones que se describen como pseudocódigo en la Tabla 1.

Tabla 1 Pseudocódigo.

Algoritmo para la maximización de los beneficios por venta de energía aplicando flujos DC	
Inicio	
Paso 1:	Adquisición de parámetros técnicos de la red y de las unidades de generación
Paso 2:	Determinación de los económicos para los generadores y los precios del sistema
Paso 3:	Obtención de los parámetros de la red a usar
Paso 4:	Establecer Casos de estudio
Paso 5:	Aplicación del Modelo de optimización.
	<ul style="list-style-type: none"> • Set parámetros técnicos del sistema • Set parámetros económicos del sistema • Set Variables continuas • Maximización de beneficios por venta de energía

Paso 6: Adquisición de resultados por tipo de variable sea técnica o económica

Paso 7: Análisis de resultados

Fin

4 Sistemas eléctricos para simulación

Para validar el modelo se usarán dos redes eléctricas modelo que corresponden al sistema IEEE 6 nodos [60] y IEEE 13 nodos [61]. Los datos de cada sistema se exponen en los numerales que describen posteriormente.

4.1 Red IEEE 6 nodos

El diagrama unifilar del sistema IEEE 6 nodos se presenta en la Figura 5, mientras que los datos de dicho sistema se tabulan a continuación.

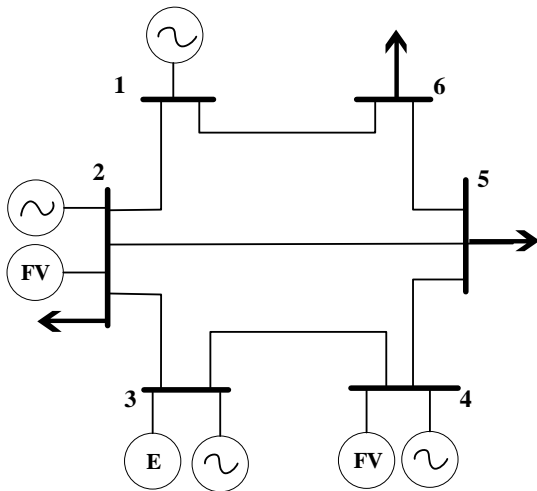


Figura 5. Diagrama unifilar IEEE 6 nodos [60].

Tabla 2. Datos técnicos de generadores térmicos–IEEE 6 nodos [60], [62].

Nodo	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	T_{gth}^+ [MW/h]	T_{gth}^- [MW/h]
G1	1	80	0	70
G2	2	15	0	8
G3	3	20	0	15
G4	4	25	0	20

Tabla 3. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 6 nodos [60], [63].

Nodo	a [USD/MWh ²]	b [USD/MWh]	c [USD]
G1	1	0.0312	91.2
G2	2	0.0624	105.5
G3	3	0.0766	107.8
G4	4	0.0547	202.3

Tabla 4. Datos de generadores que usan energía renovable–IEEE 6 nodos [60], [63].

Nodo	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	β [USD/MWh]
FV1	2	10	0
FV2	4	15	0
EO1	3	25	0

La modelación de la generación que usa energías renovables requiere de la probabilidad del recurso, razón por lo cual en la Tabla 5 se tabula las probabilidades del recurso, las cuales han sido obtenidas tomando en cuenta lo establecido en [64].

Tabla 5. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 6 nodos [64].

	FV1	FV2	EO1
t1	0.0%	0.0%	7.9%
t2	0.0%	0.0%	8.7%
t3	0.0%	0.0%	11.7%
t4	0.0%	0.0%	25.9%
t5	0.0%	0.0%	36.1%
t6	2.4%	2.3%	56.7%
t7	8.0%	7.8%	65.1%
t8	16.0%	15.6%	56.7%
t9	24.9%	24.4%	48.4%
t10	55.8%	54.6%	54.8%
t11	80.8%	79.0%	75.7%
t12	91.7%	89.7%	71.1%
t13	99.7%	97.5%	87.1%
t14	95.7%	93.6%	93.2%
t15	80.8%	79.0%	96.7%
t16	63.8%	62.4%	100.0%
t17	39.9%	39.0%	86.9%
t18	10.0%	9.8%	66.5%

t19	0.0%	0.0%	65.6%
t20	0.0%	0.0%	56.1%
t21	0.0%	0.0%	56.5%
t22	0.0%	0.0%	55.6%
t23	0.0%	0.0%	72.4%
t24	0.0%	0.0%	84.0%

Tabla 6. Datos de los nodos– IEEE 6 nodos [60].

Nodo	tipo	Pd [MW]	Qd [MVar]	δ_n
1	Ref	0	0	0
2	PQ	20	10	-
3	PV	0	0	-
4	PV	0	0	-
5	PQ	40	15	-
6	PQ	30	10	-

Los porcentajes de como participa cada demanda en el tiempo y el precio de electricidad que el sistema está dispuesto a comprar, se presentan en la Tabla 7 los cuales han sido adquiridos en base a [64], [65].

Tabla 7. Parámetros para la curva de carga y precios del sistema – IEEE 6 nodos [64], [65].

	PrD [%]	Precio [USD/MWh]
t1	56.96%	62.65
t2	59.20%	65.12
t3	57.63%	63.39
t4	56.96%	62.65
t5	57.52%	63.27
t6	64.34%	70.78
t7	72.16%	79.37
t8	76.62%	84.28
t9	81.08%	89.19
t10	81.98%	90.18
t11	83.55%	91.91
t12	84.89%	93.37
t13	84.22%	92.64
t14	83.81%	92.20
t15	86.73%	95.40
t16	94.61%	104.08
t17	97.24%	106.97
t18	100.00%	110.00

t19	98.03%	107.83
t20	93.82%	103.20
t21	89.09%	97.99
t22	81.08%	89.19
t23	75.95%	83.55
t24	71.48%	78.63

Los datos de la red y sus vínculos se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Datos de la red– IEEE 6 nodos [60].

Nodo i	Nodo j	R [pu]	X [pu]	Limite [MW]
1	2	0.05	0.2	50
2	3	0.1	0.5	50
3	4	0.2	0.8	50
4	5	0.1	0.3	50
5	6	0.2	0.4	50
6	1	0.1	0.15	50
2	5	0.2	0.5	50

4.2 Red IEEE 13 nodos

El diagrama unifilar del sistema IEEE 13 nodos se presenta en la Figura 6 mientras que los datos de dicho sistema se tabulan en las tablas subsiguientes.

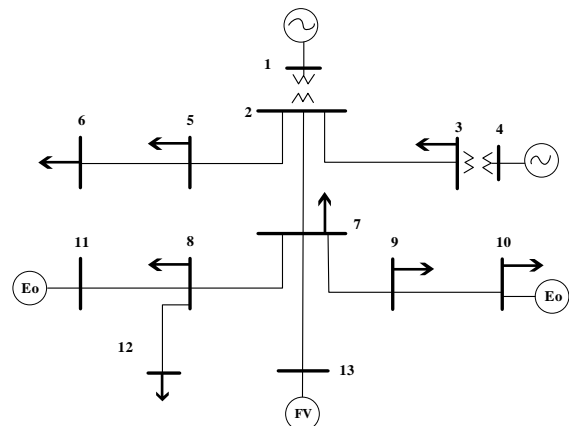


Figura 6. Diagrama unifilar IEEE 13 nodos [66].

Tabla 9. Datos técnicos de generadores térmicos–IEEE 13 nodos [62], [66].

Nodo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	T_{gth}^+ [MW/h]	T_{gth}^- [MW/h]
G1	1	40	0	40
G2	4	5	0	5

Tabla 10. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 13 nodos [63], [66].

	Nodo	a [USD/MWh ²]	b [USD/MWh]	c [USD]
G1	1	0.00432	83.5	12
G2	4	0.00544	105.5	24

Tabla 11. Datos de generadores que usan energía renovable–IEEE 13 nodos [63], [66].

	Nodo	Pmax [MW]	Pmin [MW]	β [USD/MWh]
FV1	13	5	0	32
EO1	11	15	0	42
EO2	10	7	0	41

La modelación de la generación que usa energías renovables requiere de la probabilidad del recurso, razón por lo cual se tabula las probabilidades del recurso, las cuales han sido obtenidas tomando en cuenta lo establecido en [64], para el caso de análisis se usará una central fotovoltaica (FV1) y dos centrales eólicas (EO1) y (EO2), las cuales usan el recurso del viento, pero tienen diferente probabilidad de ocurrencia del recurso, lo cual se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 13 nodos [64].

	FV1	EO1	EO2
t1	0.0%	7.9%	7.7%
t2	0.0%	8.7%	8.5%
t3	0.0%	11.7%	11.5%
t4	0.0%	25.9%	25.4%
t5	0.0%	36.1%	35.4%
t6	2.4%	56.7%	55.5%
t7	8.0%	65.1%	63.8%
t8	16.0%	56.7%	55.5%
t9	24.9%	48.4%	47.4%
t10	55.8%	54.8%	53.7%
t11	80.8%	75.7%	74.2%
t12	91.7%	71.1%	69.6%
t13	99.7%	87.1%	85.3%
t14	95.7%	93.2%	91.3%
t15	80.8%	96.7%	94.7%

t16	63.8%	100.0%	98.0%
t17	39.9%	86.9%	85.2%
t18	10.0%	66.5%	65.2%
t19	0.0%	65.6%	64.3%
t20	0.0%	56.1%	55.0%
t21	0.0%	56.5%	55.4%
t22	0.0%	55.6%	54.5%
t23	0.0%	72.4%	70.9%
t24	0.0%	84.0%	82.3%

Tabla 13. Datos de los nodos– IEEE 13 nodos [66].

Nodo	tipo	Pd [MW]	Qd [MVar]	δ_n
1	Ref	0	0	0
2	PQ	0	0	-
3	PQ	4	3	-
4	PV	0	0	-
5	PQ	2	1.1	-
6	PQ	2.5	1.4	-
7	PQ	12	6	-
8	PQ	2	1.1	-
9	PQ	8	3.6	-
10	PQ	1.5	0.7	-
11	PV	0	0	-
12	PQ	2	1.3	-
13	PV	0	0	-

Los porcentajes de como participa cada demanda en el tiempo y el precio de electricidad a nivel horario que la carga está dispuesta a comprar energía de los sistemas de generación, es decir que corresponde a los precios máximos de compra de electricidad por parte de la demanda. Ambos parámetros se presentan en la Tabla 14, los cuales han sido adquiridos en base a [64], [65].

Tabla 14. Parámetros para la curva de carga y precios del sistema – IEEE 13 nodos [64], [65].

	PrD [%]	Precio [USD/MWh]
t1	61.52%	56.96
t2	63.94%	59.20
t3	62.24%	57.63

t4	61.52%	56.96
t5	62.12%	57.51
t6	69.49%	64.34
t7	77.93%	72.16
t8	82.75%	76.61
t9	87.57%	81.09
t10	88.54%	81.99
t11	90.23%	83.56
t12	91.68%	84.89
t13	90.96%	84.21
t14	90.51%	83.81
t15	93.67%	86.73
t16	96.50%	94.61
t17	98.34%	97.24
t18	100.00%	100.00
t19	97.86%	98.03
t20	96.89%	93.81
t21	96.22%	89.09
t22	87.57%	81.09
t23	82.03%	75.96
t24	77.20%	71.49

Los datos de la red y sus vínculos se presentan en la Tabla 15.

Tabla 15. Datos de la red– IEEE 13 nodos [66].

Nodo i	Nodo j	R [pu]	X [pu]	Limite [MW]
1	2	0	0.158	35
2	3	0.076	0.38	35
3	4	0.154	0.616	35
2	5	0	0.234	35
5	6	0.108	0.216	35
2	7	0.052	0.078	35
7	8	0.126	0.315	35
8	11	0.118	0.177	35
7	9	0.069	0.276	35
9	10	0.1	0.075	35
7	13	0.108	0.27	35
8	12	0.066	0.33	35

4.3 Casos de estudios

La evaluación del modelo propuesto se efectuará conforme a la ejecución de los siguientes casos de estudio:

Estudio Sistema IEEE 6 Nodos: Este estudio consistirá en el uso del sistema IEEE 6 nodos para que inicialmente se use el modelo tradicional de minimización de costos para poder abastecer la demanda. Posteriormente, se aplicará el modelo propuesto para la maximización de los réditos de las compañías de generación, tomando en cuenta los precios de energía que está dispuesto el sistema a pagar por la energía entregada. Para la resolución de ambos modelos, es decir, la resolución del modelo tradicional y del modelo propuesto, se aplicará flujo de potencia DC y considerará un periodo de 24 horas, de las cuales se analizará, las horas correspondientes a la demanda mínima, media y máxima.

Estudio IEEE 13 Nodos: A fin de poder verificar la escalabilidad y robustez del modelo de optimización propuesto, se procederá a usar del sistema IEEE 13 nodos, al cual inicialmente se aplicará el modelo tradicional de minimización de costos para poder abastecer la demanda. Posteriormente, al sistema IEEE 13 nodos se aplicará el modelo propuesto para la maximización de los réditos de las compañías de generación, tomando en cuenta los precios de energía que está dispuesto el sistema a pagar por la energía entregada. Para la resolución de ambos modelos, es decir, la resolución del modelo tradicional y del modelo propuesto, se aplicará flujo de potencia DC y considerará un periodo de 24 horas, de las cuales se analizará, las horas correspondientes a la demanda mínima, media y máxima.

5 Análisis de resultados

Para los casos de estudio descritos, se procede primero con la aplicación del modelo clásico de despacho y posteriormente se aplicará el modelo propuesto. Una vez resueltos los modelos, se realiza el análisis de los resultados de las variables obtenidas.

5.1 Estudio Sistema IEEE 6 nodos

Para el análisis de los resultados, el estudio se separa en dos partes, la primera analizando los resultados para el período de 24 horas para cada uno de los modelos; y, la segunda parte se enfoca al análisis de los resultados del modelo propuesto obtenidos en la demanda mínima, media y máxima.

5.1.1 Estudio Sistema IEEE 6 nodos - Global

Al resolver el modelo de optimización para el despacho clásico se obtiene por concepción el abastecimiento total de la demanda, minimizando los costos para que la demanda los cubra, el resultado del despacho de generación se presenta en la Figura 7.

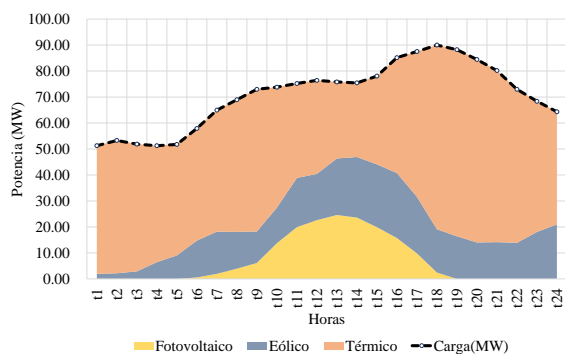


Figura 7. Despacho clásico IEEE 6 Nodos.

De la Figura 7 se observa que la generación con costos eficientes se despacha para abastecer la demanda total, lo cual conduce a obtener el valor de los costos, los cuales se presentan en la Figura 8.

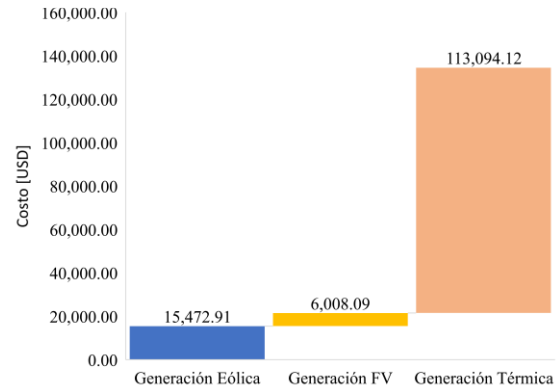


Figura 8. Costo -Despacho clásico IEEE 6 Nodos.

De la Figura 8 se puede señalar que el costo total incurrido para el abastecimiento de la demanda asciende a 134,575.11 USD, de los cuales el 84% le corresponde a la generación térmica y el 16% restante a la generación que usa energía renovable.

Una vez analizado los resultados del modelo clásico, se procede a evaluar los resultados del modelo propuesto para la maximización de los réditos de las compañías de generación, sujetas a los precios máximos horarios que la demanda puede cubrir, de lo cual se obtiene el despacho que se muestra en la Figura 9.

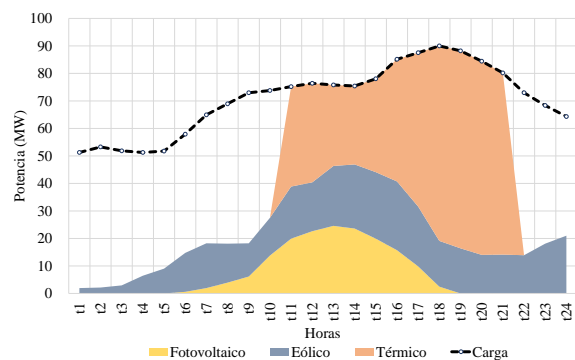


Figura 9. Despacho del modelo propuesto IEEE 6 Nodos.

El modelo de optimización propuesto permite la interacción de la demanda a través del establecimiento de precios máximos para la compra de energía, es así que, el modelo de despacho cambia sustancialmente, permitiendo que la compra de energía al parque generador sea

económica, todo esto al comparar los precios horarios de oferta y los de compra, por tanto, cuando el modelo detecta que los precios de venta del sistema generador está por encima de los precios máximos de la demanda, este toma la decisión de no comprar energía costosa, lo cual se ilustra en la Figura 9, es decir que la generación térmica únicamente es despachada en el periodo entre las 11h y 21h; para las restantes horas se da por entendido que la generación es costosa. Como ya se mencionó, el modelo propuesto se basa en que la demanda participa en el mercado mayorista y esta nueva funcionalidad se da gracias a que en las redes de las distribuidoras contienen recursos de generación de tipo distribuido o se han instalado sistemas de autoabastecimiento de forma significativa, los cuales suplirán la energía que no se adquiriera en el mercado, por tanto no, la energía dejada de comprar no corresponde en sí a energía no suministrada, más bien, el modelo permite determinar lo que efectivamente la demanda compraría al parque generador y la energía que no fue adquirida será abastecida por los generadores distribuidos o los sistemas de almacenamiento.

En este sentido, el modelo propuesto es plenamente aplicable en sistemas eléctricos donde la demanda sea un participante activo en el mercado. Bajo lo citado, se puede indicar que, si el precio de compra de energía del sistema se incrementa, conlleva a un mayor despacho de generación térmica. El modelo de optimización propuesto también permite el cálculo de los costos e ingresos de las compañías de generación evaluados en el período de 24 horas, los cuales se ilustran en la Figura 10.

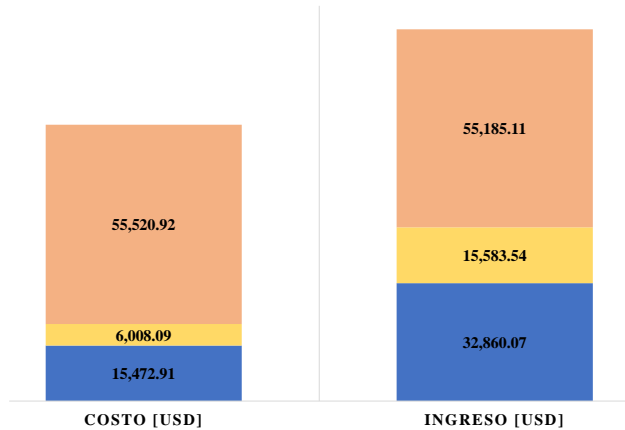


Figura 10. Costo – Ingreso modelo propuesto IEEE 6 Nodos.

De la Figura 10 se puede indicar en primera instancia que, al efectuar el análisis en el periodo completo de 24 horas, el costo asciende a 77,001.92 USD, siendo inferior un 42.78% con respecto al modelo de despacho clásico, además se observa que la generación renovable es la que más réditos ingresan dado que los precios que está dispuesto a pagar el sistema son mayores que los costos de producción de ese tipo de generación, produciendo un beneficio por venta de energía que asciende a 26,626.80 USD.

Finalmente, es necesario citar que el modelo propuesto permite garantizar que la demanda pague más de lo que está dispuesta a pagar, es decir que bloquea el despacho de generación ineficiente y costosa, permitiendo de esta forma que la demanda busque otros mecanismos más eficientes para su abastecimiento como es el autoabastecimiento.

5.1.2 Estudio Sistema IEEE 6 nodos – por demanda

Para cada demanda, sea esta mínima, media y máxima, se procede a analizar los resultados obtenidos de la resolución del modelo de optimización propuesto. De manera inicial se evalúa el despacho obtenido, cuyos resultados se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16. Despacho por demanda -Modelo propuesto – IEEE 6 Nodos.

	Dem. Min. [MW]	Dem. Med. [MW]	Dem. Max [MW]
Gen. Eólica			
N 3	6.47	17.77	16.64
Gen. FV			
N2		9.17	1.00
N4		13.46	1.47
Gen. Térmica			
N1		36.01	70.90
Tot. Gen	6.47	76.40	90.00
Carga			
N2	6.47	16.98	20.00
N5		33.96	40.00
N6		25.47	30.00
Tot. Carga	6.47	76.40	90.00

De la Tabla 16 se observa que, en demanda mínima, la generación térmica no es despachada, dado que la demanda no está dispuesta a pagar generación demasiado costosa, para las demás demandas, la producción de generación permite el abastecimiento total de la demanda, ya que la generación es económica con relación a lo que la demanda está dispuesta a pagar. A fin de poder observar las variables técnicas, las ilustraciones subsiguientes muestran los resultados de los flujos de potencia DC por cada una de las demandas.

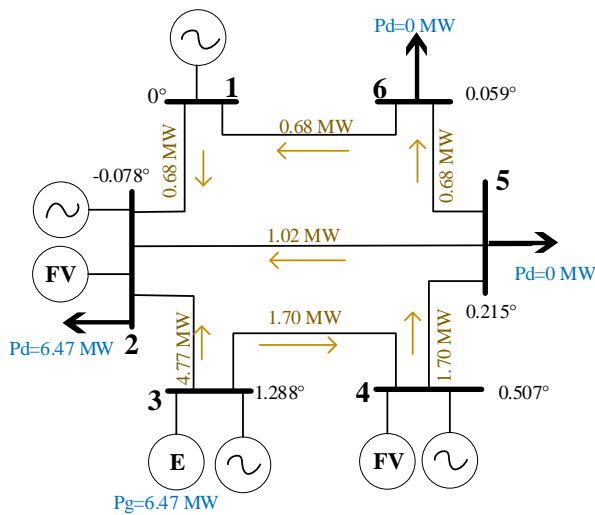


Figura 11. Diagrama unifilar- Demanda mínima- IEEE 6 Nodos.

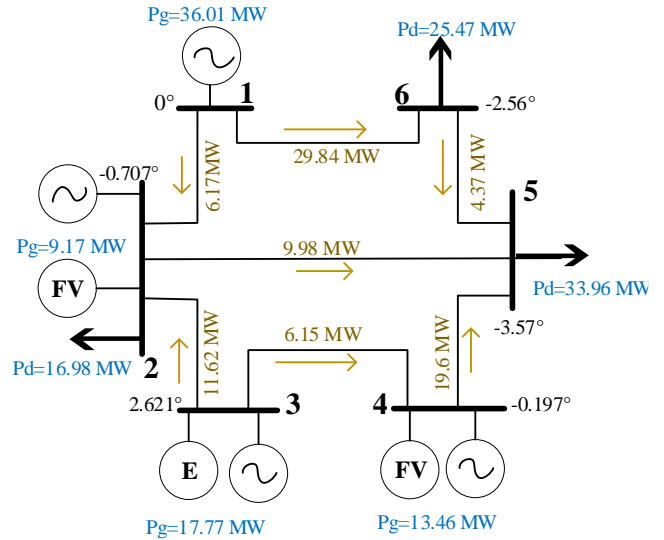


Figura 12. Diagrama unifilar- Demanda media- IEEE 6 Nodos.

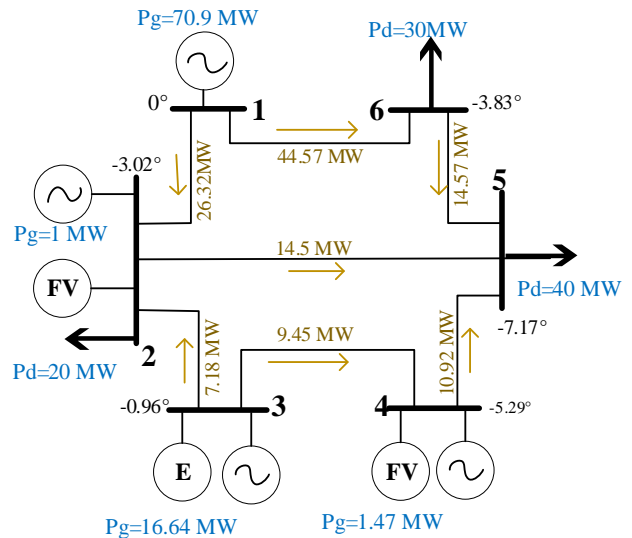


Figura 13. Diagrama unifilar- Demanda máxima- IEEE 6 Nodos.

De las ilustraciones, se muestra que el modelo propuesto cumple los aspectos técnicos asociados a los flujos DC, el cumplimiento de las restricciones de los generadores y la cargabilidad de las líneas. Finalmente, se procede a evaluar los aspectos económicos correspondientes por cada demanda, los resultados se encuentran tabulados en la Tabla 17.

Tabla 17. Costos- Ingresos por demanda -Modelo propuesto – IEEE 6 Nodos.

Costo [USD]			
	Dem. Min.	Dem. Med.	Dem. Max.
Generación Eólica	278.21	764.00	715.31
Generación FV		823.07	89.86
Generación Térmica		3,530.98	6,712.64
Total Costo	278.21	5,118.05	7,517.80
Ingreso [USD]			
	Dem. Min.	Dem. Med.	Dem. Max.
Generación Eólica	405.35	3,362.11	7,798.45
Generación FV		2,112.50	271.70
Generación Térmica		1,658.95	1,829.85
Total Ingreso	405.35	7,133.56	9,900.00
Beneficio	127.14	2,015.51	2,382.20

De la Tabla 17 se observa que en todas las demandas se maximiza los beneficios o réditos por venta de energía, permitiendo de esa forma que la demanda no pague por recursos de generación costosos que estén sobre el precio máximo que la carga está dispuesta a pagar por una compra de energía.

5.2 Estudio Sistema IEEE 13 nodos

Como se ha mencionado, a fin de verificar la escalabilidad y robustez del modelo propuesto se procede a modelar el Sistema IEEE 13 Nodos. De forma similar al análisis anterior, el estudio se separa en dos partes, la primera analizando los resultados para el período de 24 horas para cada uno de los modelos; y, la segunda parte se enfoca al análisis de los resultados del modelo propuesto obtenidos en la demanda mínima, media y máxima.

5.2.1 Estudio Sistema IEEE 13 nodos - Global

La resolución del modelo de optimización para el despacho clásico conlleva al abastecimiento total de la demanda, minimizando los costos que la demanda

debe cubrirlos, el resultado del despacho de generación se presenta en la Figura 14.

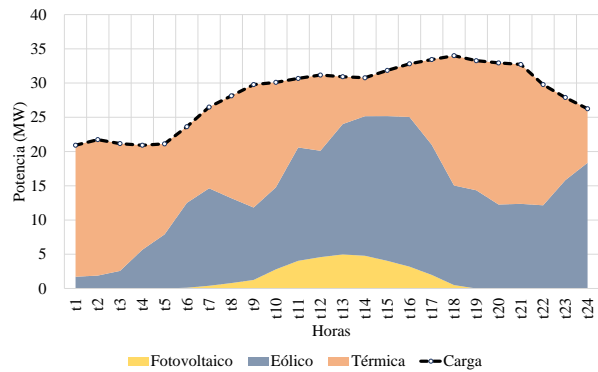


Figura 14. Despacho clásico IEEE 13 Nodos.

De la Figura 14 se observa que la generación con costos eficientes se despacha para abastecer la demanda total, lo cual conduce a obtener el valor de los costos, los cuales se presentan en la Figura 15.

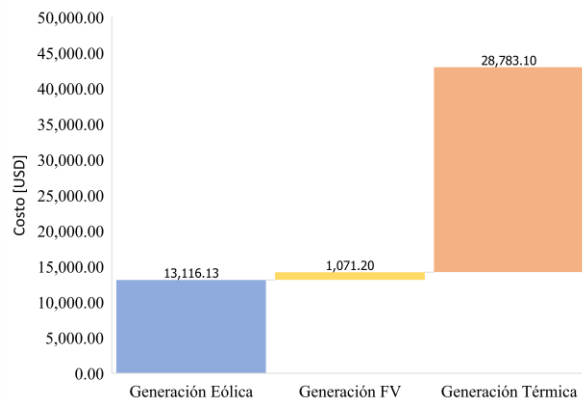


Figura 15. Costo -Despacho clásico IEEE 13 Nodos.

De la Figura 15 se puede señalar que el costo total incurrido para el abastecimiento de la demanda asciende a 42,970.43 USD, de los cuales el 60% le corresponde a la generación térmica y el 33% restante a la generación que usa energía renovable.

Una vez analizado los resultados del modelo clásico, se procede a evaluar los resultados del modelo propuesto para la maximización de los réditos de las compañías de generación, sujetas a los precios máximos horarios que la demanda puede cubrir, de lo cual se obtiene el despacho que se muestra en la Figura 16.

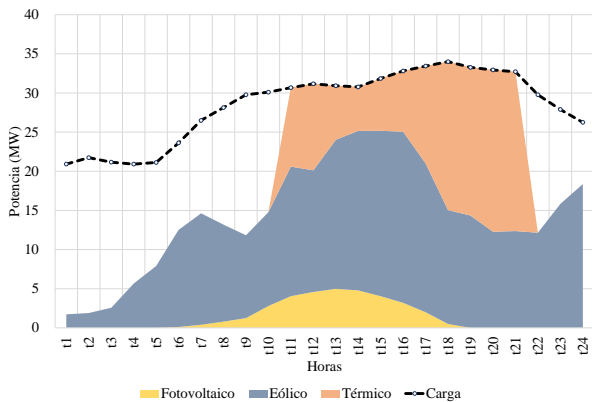


Figura 16. Despacho del modelo propuesto IEEE 13 Nodos.

Al igual que en el caso de estudio anterior, se ratifica que el modelo propuesto permite que la compra de energía al parque generador sea económica, todo esto al comparar los precios horarios de oferta y los de compra, por tanto, cuando el modelo detecta que los precios de venta del sistema generador están por encima de los precios máximos de la demanda, este toma la decisión de no comprar energía costosa, lo cual se ilustra en la Figura 16, es decir que la generación térmica únicamente es despachada en el periodo entre las 11h y 21h; para las restantes horas se da por entendido que la generación es costosa.

Como ya se mencionó, el modelo propuesto se basa en que la demanda participa en el mercado mayorista y esta nueva funcionalidad se da gracias a que en las redes de las distribuidoras contienen recursos de generación de tipo distribuido o se han instalado sistemas de autoabastecimiento de forma significativa, los cuales suplirán la energía que no se adquiriera en el mercado, por tanto no, la energía dejada de comprar no corresponde en sí a energía no suministrada, más bien, el modelo permite determinar lo que efectivamente la demanda compraría al parque generador y la energía que no fue adquirida será abastecida por los generadores distribuidos o los sistemas de almacenamiento.

De lo indicado, se confirma que el modelo propuesto es distinto al clásico y fomenta la competencia en la actividad de generación. El modelo de optimización propuesto también permite el cálculo de los costos e ingresos de las compañías de generación, los cuales se ilustran en la

Figura 17.

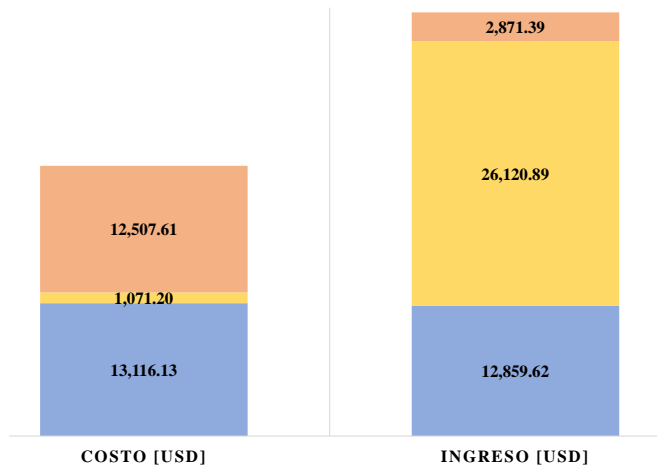


Figura 17. Costo – Ingreso modelo propuesto IEEE 13 Nodos.

De la

Figura 17 se puede indicar en primera instancia que el costo asciende a 26,694.94 USD, siendo inferior un 37.88% con respecto al modelo de despacho clásico, produciendo un beneficio por venta de energía que asciende a 15,156.96 USD.

5.2.2 Estudio Sistema IEEE 13 nodos – por demanda

Similar al caso de análisis previo, para cada demanda se procede a analizar los resultados obtenidos de la resolución del modelo de optimización propuesto. De manera inicial se evalúa el despacho obtenido, cuyos resultados se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Despacho por demanda -Modelo propuesto – IEEE 13 Nodos.

	Dem. Min. [MW]	Dem. Med. [MW]	Dem. Max [MW]
Gen. Eólica			
N 10	1.78	4.88	4.56
N 11	3.88	10.66	9.98
Gen. FV			
N 13		4.59	0.50
Gen. Térmica			
N 1		11.05	18.95
Tot. Gen	5.66	31.17	34.00
Carga			
N 3		3.67	4.00
N 5		1.83	2.00
N 6		2.29	2.50
N 7	5.66	11.00	12.00
N 8		1.83	2.00
N 9		7.33	8.00

N 10	1.38	1.50	
N 12	1.83	2.00	
Tot. Carga	5.66	31.17	34.00

De la Tabla 18 se observa que, en demanda mínima, la generación térmica no es despachada, dado que la demanda no está dispuesta a pagar generación demasiado costosa, para las demás demandas, la producción de generación permite el abastecimiento total de la demanda, ya que la generación es económica con relación a lo que la demanda está dispuesta a pagar. A fin de poder observar las variables técnicas, las ilustraciones subsiguientes (Figura 18, Figura 19 y Figura 20) muestran los resultados de los flujos de potencia DC por cada una de las demandas.

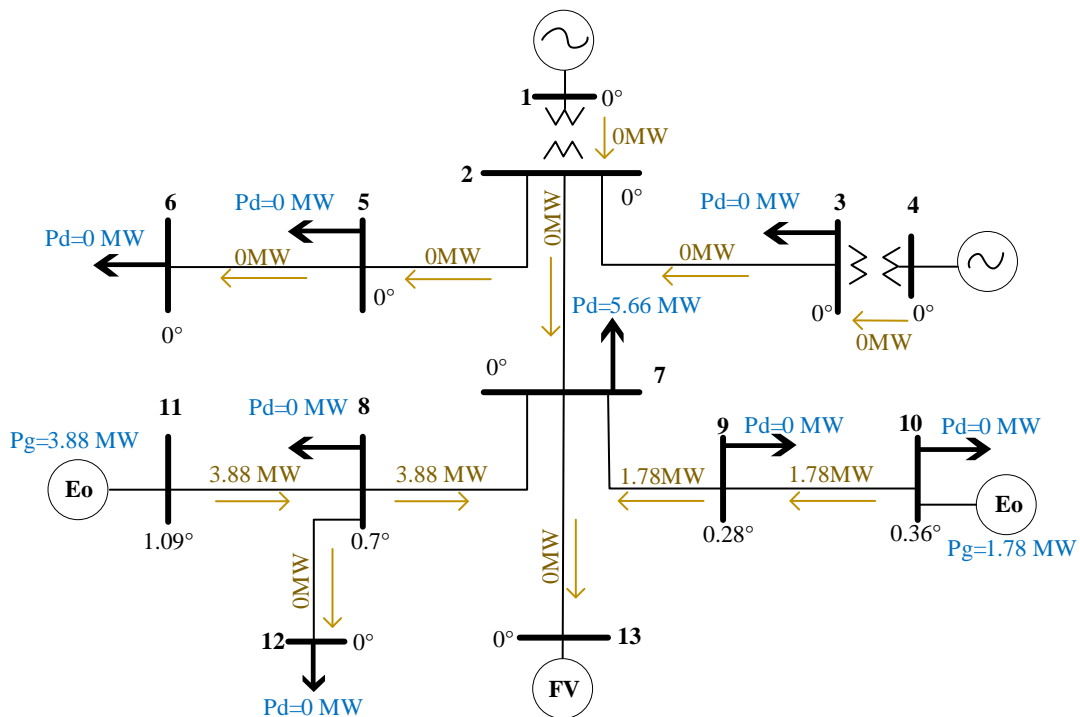


Figura 18. Diagrama unifilar- Demanda mínima- IEEE 13 Nodos.

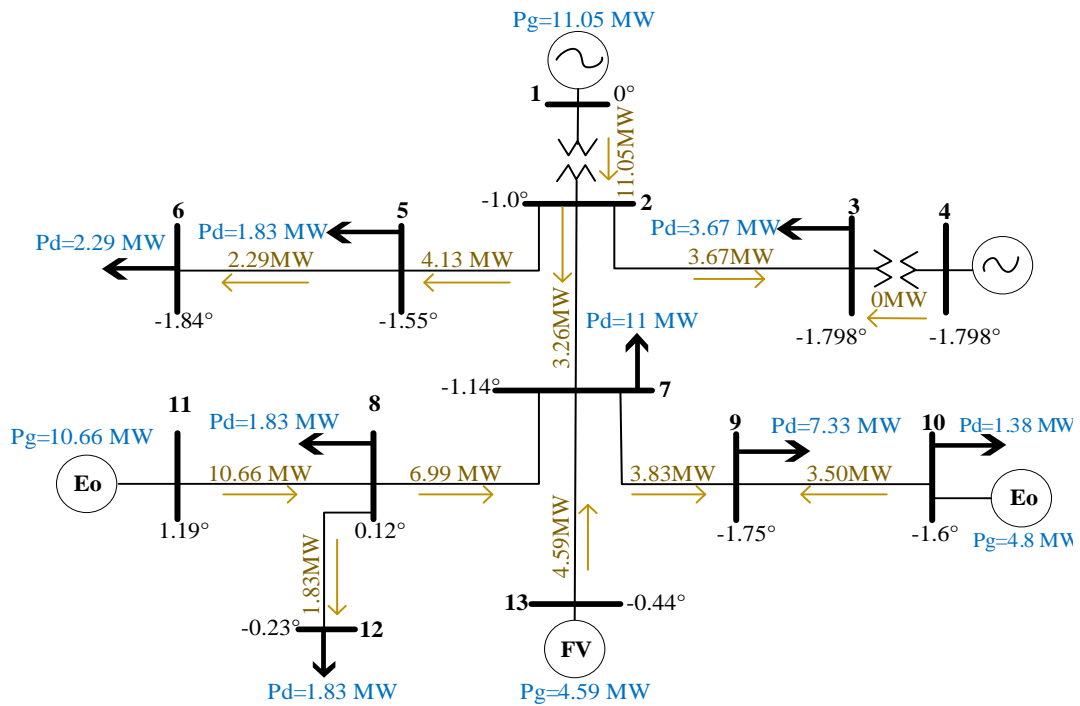


Figura 20. Diagrama unifilar- Demanda media- IEEE 13 Nodos.

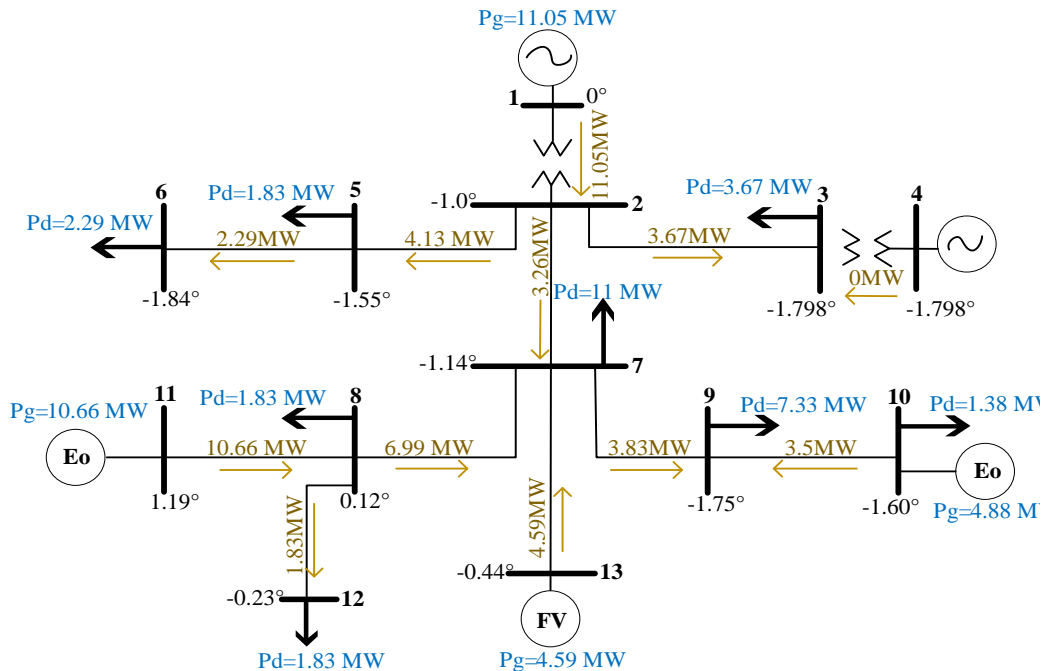


Figura 19. Diagrama unifilar- Demanda máxima- IEEE 13 Nodos.

De las ilustraciones, se ratifica que el modelo de optimización propuesto cumple los aspectos técnicos asociados a los flujos DC, el cumplimiento de las restricciones de los generadores y la cargabilidad de las

líneas. Finalmente, se procede a evaluar los aspectos económicos correspondientes por cada demanda, los resultados se encuentran tabulados en la Tabla 19.

Tabla 19. Costos- Ingresos por demanda -Modelo propuesto – IEEE 13 Nodos.

Costo [USD]			
	Dem. Min.	Dem. Med.	Dem. Max.
Generación Eólica	235.83	647.63	606.35
Generación FV		146.72	16.00
Generación Térmica		958.70	1,618.69
Total Costo	235.83	1,753.05	2,241.04
Ingreso [USD]			
	Dem. Min.	Dem. Med.	Dem. Max.
Generación Eólica	322.24	1,318.84	1,454.56
Generación FV		389.22	50.00
Generación Térmica		938.06	1,895.44
Total Ingreso	322.24	2,646.12	3,400.00
Beneficio	86.41	893.07	1,158.96

De la Tabla 19 se valida que en todas las demandas se maximizan los beneficios o réditos por venta de energía, permitiendo de esa forma que la demanda no pague por recursos de generación costosos que estén sobre el precio máximo que el sistema está dispuesto a pagar por una compra de energía.

5.3 Discusión de resultados

El modelo de optimización propuesto con respecto a un modelo clásico de despacho, presenta un perspectiva diferente, lo cual se da ya que la demanda participa activamente en el despacho a través de precios máximos para la compra de energía y cuyo objetivo conlleva a maximizar los beneficios o réditos por venta de energía, permitiendo de esa forma que la demanda no pague por recursos de generación costosos que estén sobre el precio máximo que el sistema está dispuesto a pagar por una compra de energía.

En este contexto, se muestra que incluso los costos se reducen, permitiendo que la demanda gane ya que no compra energía costosa y a su vez garantiza que la producción de energía eficiente y

económica sea despachada, maximizando sus beneficios, aspecto que se ratifica al evaluar los costos obtenidos en los casos de estudio. Por otra parte, es importante señalar que, cuando la demanda interactúa en la compraventa de energía, significa que en los sistemas de distribución, se han implementado un sistema robusto de generación distribuida y autoabastecimiento, dado que la energía producida por estos sistemas serían los que compensarían energía costosa que deja de comprar la demanda en el mercado, por lo citado, el modelo no expone la energía no suministrada, más bien presenta la cantidad de energía que debe comprar del mercado para que el “déficit” sea compensado por los sistemas de generación distribuida y autoabastecimiento.

Finalmente, se puede concluir que el modelo de optimización propuesto es plenamente aplicable para mercados de electricidad donde se ha liberalizado la etapa de distribución, permitiendo una introducción importante de sistemas de generación distribuida y comercializadores de energía, aspecto que ocurre a nivel mundial y que es la tendencia de los mercados eléctricos del futuro.

6 Conclusiones

De la evaluación realizada a los resultados obtenidos se puede señalar las siguientes conclusiones:

El modelo propuesto en el trabajo de investigación ha determinado el despacho del parque generador maximizando el beneficio de dichas compañías sin que la demanda compre energía por encima de los precios que está dispuesta a pagar, para el efecto se ha implementado además la modelación del flujo óptimo de potencia DC. Por lo expuesto, al evaluar el modelo IEEE 6 nodos y comparar los resultados obtenidos del modelo propuesto con respecto al modelo de despacho clásico, se observa que, la demanda al tener precios máximos de compra, puede bloquear el

despacho de generación costosa, logrando así una disminución de costos, que para el caso se redujo un 42.78%, permitiendo además un beneficio por rédito de energía que ascienden a un aproximado de 26 mil dólares.

Complementario a lo anterior, se puede indicar que a nivel técnico, el modelo propuesto establece que carga abastecer y su cantidad de energía a ser abastecida, todo esto cumpliendo las restricciones técnicas y económicas, es así que para la demanda mínima, el sistema IEEE 6 nodos, muestra claramente que se abastece únicamente la carga ubicada en el nodo 2 con un valor de 6.47 MW, para el efecto el modelo establece las condiciones del flujo de potencia DC determinándose los ángulos y flujos por las líneas. Por lo tanto, el modelo ajusta la demanda en función a su compra, aspecto que difiere sustancialmente con respecto al modelo clásico de despacho.

Por su parte, al evaluar los resultados del modelo en el sistema IEEE 13 nodos, se puede indicar que el modelo propuesto es escalable y robusto, lo cual garantiza su aplicación a sistemas extensos. Por otra parte, y de forma similar a lo analizado en el sistema IEEE 6 nodos, los costos son reducidos un 37.88% y además el parque generador tiene un beneficio o rédito aproximado a 15 mil dólares al día.

Complementario a lo indicado, al analizar las variables técnicas, se observa que, en demanda máxima, la resolución del modelo de optimización conlleva a usar energía menos costosa, es decir la generación que usa energía renovable y un generador térmico que corresponde al más eficiente económicamente. De lo cual se puede señalar que el tipo de generación quien se lleva el mayor beneficio corresponde a la generación fotovoltaica con un valor aproximado de 25 mil dólares, ya que sus costos operativos son reducidos a comparación de los precios que la demanda impone para la compra.

6.1 Trabajos futuros

Dado el alcance del estudio presentado, se puede proponer diversas temáticas a ser analizadas en un futuro, entre las que se puede sugerir, son las siguientes:

- Al analizar los aspectos que han involucrado el presente trabajo investigativo, se puede señalar ciertos trabajos futuros que pueden complementar el mismo, entre ellos se puede citar los siguientes:
- Subastas de energía horaria en mercados eléctricos basados en curvas de oferta para la compra venta de energía.
- Implementación de mercados de servicios adicionales para regulación primaria de frecuencia.
- Trading de energía para la incorporación de generación distribuida en base a precios dinámicos de la demanda.
- Despacho económico coordinado entre sistemas eléctricos de distintos países.
- Inserción óptima de generación distribuida basado en los precios dinámicos de la energía en tiempo real.

7 Referencias

- [1] M. Y. Vasilyev, "Combined Generation and Transmission Capacity Market Model for Dispersed Systems," in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2018, pp. 1–4. doi: 10.1109/EEM.2018.8469766.
- [2] J. Bushnell, E. T. Mansur, and K. Novan, "Review of the economics literature on US electricity restructuring," *Unpublished manuscript, Department of Economics, University of California at Davis, Davis, CA*, 2017.

- [3] OLADE, “Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, 2020.
- [4] D. Johansson, J. Karlsson, and A. Malm, “Family business—A missing link in economics?,” *Journal of Family Business Strategy*, vol. 11, no. 1, p. 100306, 2020.
- [5] P. D. Necochea-Porras, A. López, and J. C. Salazar-Elena, “Deregulation in the energy sector and its economic effects on the power sector: A literature review,” *Sustainability*, vol. 13, no. 6, p. 3429, 2021.
- [6] P. Shinde and M. Amelin, “Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review,” in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 3026–3031. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8880889.
- [7] D. Shelar, P. Sun, S. Amin, and S. Zonouz, “Compromising Security of Economic Dispatch in Power System Operations,” *Proceedings - 47th Annual IEEE/IFIP International Conference on Dependable Systems and Networks, DSN 2017*, pp. 531–542, Aug. 2017, doi: 10.1109/DSN.2017.60.
- [8] X. Du, X. Lin, Z. Peng, S. Peng, J. Tang, and W. Li, “Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106890, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106890>.
- [9] A. Meng *et al.*, “Decentralized power economic dispatch by distributed crisscross optimization in multi-agent system,” *Energy*, vol. 246, p. 123392, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123392>.
- [10] M. Abokrishna, A. Diaa, A. Selim, and S. Kamel, “Development of Newton-raphson power-flow method based on second order multiplier,” *2017 19th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2017 - Proceedings*, vol. 2018-Febru, no. December, pp. 976–980, 2018, doi: 10.1109/MEPCON.2017.8301299.
- [11] M. F. Abd El-salam, E. Beshr, and M. B. Eteiba, “A new hybrid technique for minimizing power losses in a distribution system by optimal sizing and siting of distributed generators with network reconfiguration,” *Energies (Basel)*, vol. 11, no. 12, p. 3351, 2018.
- [12] Z. Shen, W. Wei, L. Wu, M. Shafiekhah, and J. P. S. Catalão, “Economic dispatch of power systems with LMP-dependent demands: A non-iterative MILP model,” *Energy*, vol. 233, p. 121015, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121015>.
- [13] M. Bao-kun, G. A. O. Li-yuan, T. Xiao-xu, C. U. I. Jin-pei, and Y. Xi-ming, “Application of photovoltaic uninterruptible power supply system in distribution network communication station,” *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, no. 201802280000033, pp. 101–105, 2018.
- [14] X. Zhang, L. Che, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, “Electricity-natural gas operation planning with hourly demand response for deployment of flexible ramp,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 996–1004, 2019.

- [15] E. Heydarian-Forushani, M. E. H. Golshan, M. Shafie-khah, and P. Siano, "Optimal operation of emerging flexible resources considering sub-hourly flexible ramp product," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 2, pp. 916–929, 2017.
- [16] G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava, M. Costoiu, and M. Roscia, "Game theory and competitive aspects in electricity markets," *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/IEEEIC.2017.7977703.
- [17] B. Hua, D. A. Schiro, T. Zheng, R. Baldick, and E. Litvinov, "Pricing in multi-interval real-time markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2696–2705, 2019.
- [18] P. Shinde and M. Amelin, "Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 3026–3031. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8880889.
- [19] S. Chawda, P. Mathuria, and R. Bhakar, "Dynamic sale prices for load serving entity's risk based profit maximization," *Electric Power Systems Research*, vol. 201, p. 107544, 2021.
- [20] S. Wang, S. Bi, and Y.-J. A. Zhang, "Demand Response Management for Profit Maximizing Energy Loads in Real-Time Electricity Market," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6387–6396, 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2827401.
- [21] OLADE, "Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia," *Proyecto Energía Sostenible para América Latina y el Caribe 2012-2017*, Mar. 2013.
- [22] S. D. Diaz Perez, Y. Gomez Charris, J. I. Silva Ortega, and E. M. Noriega Angarita, "Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de America Latina," 2017.
- [23] I. Herrero Gallego, "Market mechanisms and pricing rules to enhance low-carbon electricity markets efficiency," 2018.
- [24] I. Wangensteen, A. Botterud, and N. Flatabø, "Power System Planning and Operation in International Markets — Perspectives From the Nordic Region and Europe," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 93, no. 11, 2005.
- [25] P. Zou, Q. Chen, Y. Yu, Q. Xia, and C. Kang, "Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap," *Applied Energy*, vol. 185, no. 2011, pp. 56–67, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.061.
- [26] Yáñez. Kevin and P. Muñoz, "Óptima determinación de potencia para abastecer la demanda en el mediano plazo a través de subastas inversas de energía usando programación lineal (LP)," Quito, 2020.
- [27] T. R. Nudell, A. M. Annaswamy, J. Lian, K. Kalsi, and D. D'Achiardi, "Electricity Markets in the United States: A Brief History, Current Operations, and Trends," pp. 3–27, 2019, doi: 10.1007/978-3-319-98310-3_1.
- [28] R. Firmansyah, S. Budi, and S. P. Hadi, "Multi-level game theory model for partially deregulated generation expansion planning,"

- Energy*, vol. 237, p. 121565, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121565.
- [29] A. J. Conejo and R. Sioshansi, “Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, pp. 520–530, 2018.
- [30] X. Chen and G. Tang, “Solving static and dynamic multi-area economic dispatch problems using an improved competitive swarm optimization algorithm,” *Energy*, vol. 238, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122035.
- [31] F. Hu, K. J. Hughes, D. B. Ingham, L. Ma, and M. Pourkashanian, “Dynamic economic and emission dispatch model considering wind power under Energy Market Reform: A case study,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 110, no. March, pp. 184–196, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.03.004.
- [32] F. Mousavi, M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Asadi, “Chapter 1 - Energy market fundamentals and overview,” in *Energy Storage in Energy Markets*, B. Mohammadi-Ivatloo, A. Mohammadpour Shotorbani, and A. Anvari-Moghaddam, Eds. Academic Press, 2021, pp. 1–21. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820095-7.00005-4>.
- [33] P. D. Necochea-Porras, A. López, and J. C. Salazar-Elena, “Deregulation in the energy sector and its economic effects on the power sector: A literature review,” *Sustainability*, vol. 13, no. 6, p. 3429, 2021.
- [34] A. Cumpston and P. Khezr, “Multi-Unit Auctions: A Survey of Theoretical Literature,” *Munich Personal RePEc Archive*, Jun. 2020.
- [35] P. Cramton, “Electricity market design: the good, the bad, and the ugly,” in *36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2020. Proceedings of the*, 2020, pp. 8 pp.-. doi: 10.1109/HICSS.2003.1173866.
- [36] N. Mazzi and P. Pinson, “10 - Wind power in electricity markets and the value of forecasting,” in *Renewable Energy Forecasting*, G. Kariniotakis, Ed. Woodhead Publishing, 2017, pp. 259–278. doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100504-0.00010-X>.
- [37] J. I. Peña and R. Rodriguez, “Default supply auctions in electricity markets: Challenges and proposals,” *Energy Policy*, vol. 122, no. October 2017, pp. 142–151, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.07.031.
- [38] S. Littlechild, “The evolution of competitive retail electricity markets,” in *Handbook on Electricity Markets*, Edward Elgar Publishing, 2021, pp. 111–155.
- [39] M. Mulder and B. Willems, “The Dutch retail electricity market,” *Energy Policy*, vol. 127, pp. 228–239, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.010>.
- [40] H. Wang *et al.*, “The Chilean electricity market and its implications,” in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 617, no. 1, p. 012035.
- [41] B. F. Hobbs, J. G. Inon, M.-C. Hu, and S. E. Stoft, “Capacity markets: review and a dynamic assessment of demand-curve approaches,” in *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, 2005*, pp. 514–522.
- [42] P. Cramton, “Electricity market design,” *Oxford Review of Economic Policy*, vol. 33, no. 4, 2017.

- [43] D. Li and S. K. Jayaweera, "Uncertainty modeling and price-based demand response scheme design in smart grid," *IEEE Systems Journal*, vol. 11, no. 3, pp. 1743–1754, 2017, doi: 10.1109/JSYST.2014.2369451.
- [44] M. Alipour, K. Zare, H. Seyedi, and M. Jalali, "Real-time price-based demand response model for combined heat and power systems," *Energy*, vol. 168, pp. 1119–1127, 2019.
- [45] Y. Dai, L. Li, P. Zhao, and J. Duan, "Real-time pricing in smart community with constraint from the perspective of advertising game," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 9, p. e12043, 2019.
- [46] D. J. Shiltz, S. Baros, M. Cvetković, and A. M. Annaswamy, "Integration of automatic generation control and demand response via a dynamic regulation market mechanism," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 27, no. 2, pp. 631–646, 2017.
- [47] CONELEC, "Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista," 2020.
- [48] CONELEC, "Regulación 006/00-Procedimientos de Despacho y Operación.," p. 129, 2020.
- [49] N. Nwulu, "Emission constrained bid based dynamic economic dispatch using quadratic programming," *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing, ICECDS 2017*, pp. 213–216, Jun. 2018, doi: 10.1109/ICECDS.2017.8389806.
- [50] S. A. R. Konakalla and R. A. de Callafon, "Optimal Hybrid Power Dispatch for Distributed Energy Resources with Dynamic Constraints," *IEEE Conferences*, pp. 125–130, 2017.
- [51] Y.-C. Tsao, T. D. Beyene, V.-V. Thanh, S. G. Gebeyehu, and T.-C. Kuo, "Power distribution network design considering the distributed generations and differential and dynamic pricing," *Energy*, vol. 241, p. 122828, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122828.
- [52] M. Basu, "Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system," *Reinforced Plastics*, vol. 28, no. March, pp. 11–35, 2019.
- [53] M. Blázquez de Paz, "Electricity auctions in the presence of transmission constraints and transmission costs," *Energy Economics*, vol. 74, pp. 605–627, Aug. 2018, doi: 10.1016/J.ENECO.2018.07.001.
- [54] A. Singh, P. Das, A. Jain, R. Bhakar, and J. Mathur, "Long-term energy system planning considering short-term operational constraints," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, no. June, p. 100383, 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.100383.
- [55] Y. Dai, L. Li, P. Zhao, and J. Duan, "Real-time pricing in smart community with constraint from the perspective of advertising game," *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 9, p. e12043, 2019.
- [56] Z. Xin-gang, Z. Ze-qi, X. Yi-min, and M. Jin, "Economic-environmental dispatch of microgrid based on improved quantum particle swarm optimization," *Energy*, vol. 195, p. 117014, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117014.
- [57] L. Zeng *et al.*, "Stochastic economic dispatch strategy based on quantile regression," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 134, no. June 2021, p. 107363, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107363.

- [58] J. W. Simpson-Porco, "Lossy DC Power Flow," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 2477–2485, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2749042.
- [59] A. Trpovski and T. Hamacher, "A Comparative Analysis of Transmission System Planning for Overhead and Underground Power Systems using AC and DC Power Flow," Sep. 2019.
- [60] B. Nitve and R. Naik, "Steady state analysis of IEEE-6 Bus System Using PSAT power toolbox," 2018.
- [61] K. P. Schneider *et al.*, "Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders," *IEEE Transactions on power systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3181–3188, 2017.
- [62] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Energy Agency, 2021. [Online]. Available: www.irena.org
- [63] BID, "Evolución futura de costos de las energías renovables y BID," 2019.
- [64] CENACE, "INFORME ANUAL-Transacciones comerciales y operación del sistema eléctrico ecuatoriano," Quito, 2020.
- [65] MERNNR, "Plan Maestro de Electricidad 2019-2027," *Ministerio de Energía y Recursos No Renovables*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [66] IEEE, "Radial Distribution Test Feeders - 13 node," *SCHNEIDER, Kevin P., et al. Consideraciones analíticas y base de diseño para los alimentadores de prueba de distribución IEEE. IEEE Transactions on power systems*, 2017, vol. 33, n° 3, , 2017.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 20: Matriz de estado del arte.

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA																																										
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA																						
				Despacho de generación	Beneficio por venta de energía	Optimización no lineal	Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Determinación de los tipos de generación	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para maximizar el beneficio de venta de energía	Aplicación de flujos de potencia DC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia DC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Abastecimiento de la carga	Flujos de potencia DC	Evaluación de los costos ingresos y beneficios a los generadores																		
1	2000	Competition in generation: The economic foundations	129				☒																																			
2	2017	Review of the economics literature on US electricity restructuring	24	☒																																						
3	2020	Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables	11			☒				☒																																
4	2020	Family business—A missing link in economics?	16	☒			☒																																			
5	2021	Deregulation in the energy sector and its economic effects on the power sector: A literature review	7	☒																																						
6	2019	Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review	1		☒																																					
7	2017	Compromising Security of Economic Dispatch in Power System Operations	25								☒																															
8	2021	Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model	6	☒																																						
9	2022	Decentralized power economic dispatch by distributed crisscross optimization in multi-agent system	0	☒		☒																																				
10	2018	A new hybrid technique for minimizing power losses in a distribution system by optimal sizing and siting of distributed generators with network reconfiguration	43																																							
11	2017	Development of Newton-raphson power-flow method based on second order multiplier	11			☒																																				
12	2021	Economic dispatch of power systems with LMP-dependent demands: A non-iterative MILP model	0				☒																																			

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Despacho de generación	Beneficio por venta de energía	Optimización no lineal	Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Determinación de los tipos de generación	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para maximizar el beneficio de venta de energía	Aplicación de flujos de potencia DC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia DC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Abastecimiento de la carga
13	2018	Application of photovoltaic uninterruptible power supply system in distribution network communication station	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
14	2019	Electricity-natural gas operation planning with hourly demand response for deployment of flexible ramp	132	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
15	2017	Optimal operation of emerging flexible resources considering sub-hourly flexible ramp product	52	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
16	2017	Game theory and competitive aspects in electricity markets	11	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
17	2019	Pricing in multi-interval real-time markets	31	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
18	2020	Agent-Based Models in Electricity Markets: A Literature Review	16	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
19	2021	Dynamic sale prices for load serving entity's risk based profit maximization	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
20	2018	Demand Response Management for Profit Maximizing Energy Loads in Real-Time Electricity Market	58	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
21	2017	Electricity markets evolution with the changing generation mix: An empirical analysis based on China 2050 High Renewable Energy Penetration Roadmap	76	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
22	2019	Electricity Markets in the United States: A Brief History, Current Operations, and Trends	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
23	2021	Multi-level game theory model for partially deregulated generation expansion planning	3	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
24	2018	Rethinking restructured electricity market design: Lessons learned and future needs	76	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	2022	Solving static and dynamic multi-area economic dispatch problems using an improved competitive swarm optimization algorithm	7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho de generación	Beneficio por venta de energía	Optimización no lineal	Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Determinación de los tipos de generación	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para maximizar el beneficio de venta de potencia	Aplicación de flujos de potencia DC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia DC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Abastecimiento de la carga	Flujos de potencia DC	Evaluación de los costos ingresos y beneficios a los generadores
26	2019	Dynamic economic and emission dispatch model considering wind power under Energy Market Reform: A case study	40	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
27	2021	Chapter 1 - Energy market fundamentals and overview	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
28	2021	Deregulation in the energy sector and its economic effects on the power sector: A literature review	7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
29	2020	Multi-Unit Auctions: A Survey of Theoretical Literature	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
30	2020	Electricity market design: the good, the bad, and the ugly	0	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
31	2017	10 - Wind power in electricity markets and the value of forecasting	24	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
32	2019	Default supply auctions in electricity markets: Challenges and proposals	34	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
33	2021	The evolution of competitive retail electricity markets	2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
34	2020	The Dutch retail electricity market	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
35	2020	The Chilean electricity market and its implications	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
36	2019	Micro and local power markets	21	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
37	2020	Óptima determinación de potencia para abastecer la demanda en el mediano plazo a través de subastas inversas de energía usando programación lineal	0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
38	2017	Uncertainty modeling and price-based demand response scheme design in smart grid	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
39	2017	Electricity market design	257	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
40	2019	Real-time price-based demand response model for combined heat and power systems	34	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
				Despacho de generación	Beneficio por venta de energía	Optimización no lineal	Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Determinación de los tipos de generación	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para maximizar el beneficio de venta de energía	Aplicación de flujos de potencia DC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia DC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Abastecimiento de la carga	Flujos de potencia DC	Evaluación de los costos ingresos y beneficios a los generadores
41	2019	Real-time pricing in smart community with constraint from the perspective of advertising game	9	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
42	2017	Integration of automatic generation control and demand response via a dynamic regulation market mechanism	33	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	
43	2020	Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista	240	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
44	2020	Regulación 006/00-Procedimientos de Despacho y Operación	2	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
45	2019	Emission constrained bid based dynamic economic dispatch using quadratic programming	14	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☒	
46	2017	Optimal Hybrid Power Dispatch for Distributed Energy Resources with Dynamic Constraints	2	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
47	2022	Power distribution network design considering the distributed generations and differential and dynamic pricing	1	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
48	2019	Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system	20	☒	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
49	2018	Electricity auctions in the presence of transmission constraints and transmission costs	6	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
50	2019	Long-term energy system planning considering short-term operational constraints	19	☐	☐	☒	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
51	2019	Real-time pricing in smart community with constraint from the perspective of advertising game	9	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
52	2020	Economic-environmental dispatch of microgrid based on improved quantum particle swarm optimization	57	☒	☐	☒	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
53	2022	Stochastic economic dispatch strategy based on quantile regression	4	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
54	2017	Lossy DC Power Flow	27	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	
55	2019	A Comparative Analysis of Transmission System Planning for Overhead and Underground Power Systems using AC and DC Power Flow	3	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	

FLUJO DE POTENCIA DC SUJETO A LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO POR VENTA DE ENERGÍA PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho de generación	Beneficio por venta de energía	Optimización no lineal	Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Determinación de los tipos de generación	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización para maximizar el beneficio de venta de energía	Aplicación de flujos de potencia DC	Restricciones de capacidad de la red	Restricción para abastecimiento de la demanda	Restricción operativa de los generadores	Restricción para flujos de potencia DC	Modelamiento de los tipos de red	Determinación de los tipos de generación	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Despacho de las unidades de generación	Abastecimiento de la carga	Flujos de potencia DC	Evaluación de los costos ingresos y beneficios a los generadores
56	2018	Steady state analysis of IEEE-6 Bus System Using PSAT power toolbox	28	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐
57	2017	Analytic considerations and design basis for the IEEE distribution test feeders	332	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐
58	2020	Renewable Power Generation Costs in 2020	26	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
59	2019	Evolución futura de costos de las energías renovables y BID	13	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐
60	2020	Informe anual, CENACE	0	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
61	2019	Plan Maestro de Electricidad 2019-2027	0	☐	☒	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☒
62	2017	Radial Distribution Test Feeders - 13 node	332	☒	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☒	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐	☐
CANTIDAD:				21	11	10	17	11	9	6	10	9	6	6	9	8	5	7	12	9	10	8	10	9

7.2 Resumen de Indicadores

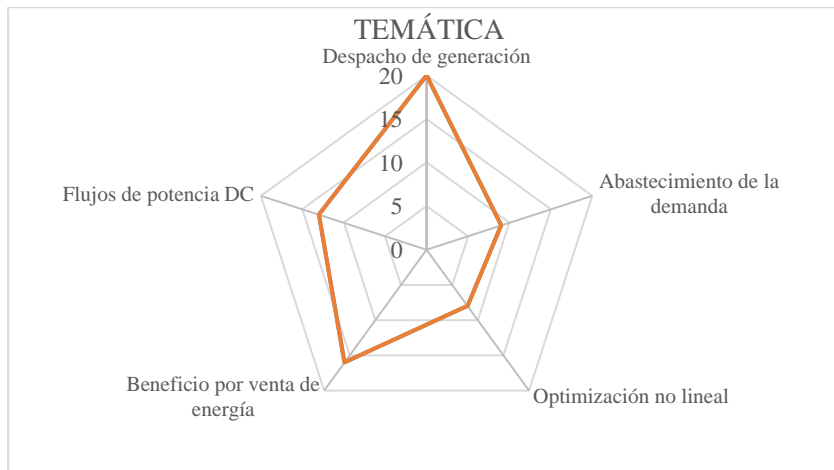


Figura 21. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

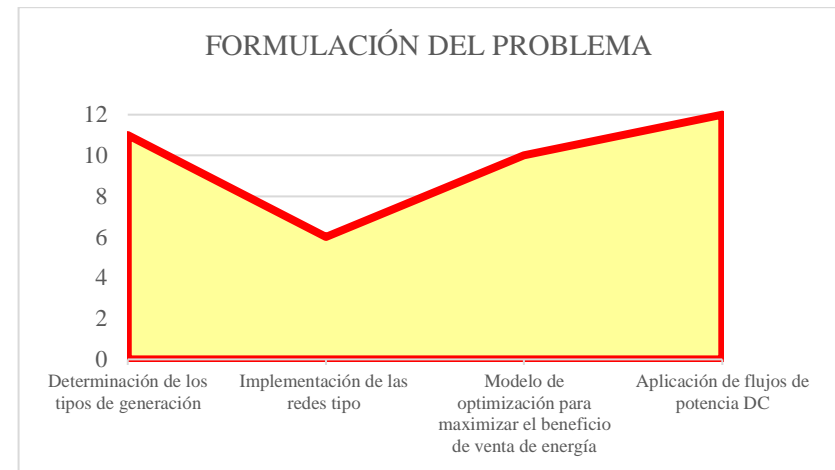


Figura 22. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

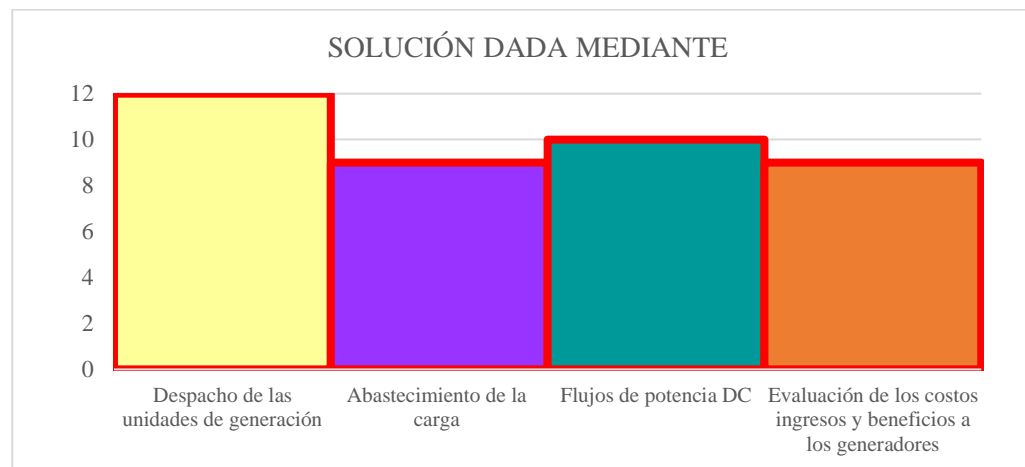


Figura 23. Indicador de solución - Estado del arte.