

**SUBASTAS HORARIAS PARA EL
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON
INCLUSIÓN DE RETRICCIONES DE RED**



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

**SUBASTAS HORARIAS PARA EL
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON
INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED**

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

AUTOR: CARLOS DAVID OLIVO QUITIO
TUTOR: LUIS FERNANDO TIPÁN VERGARA

Quito -Ecuador
2022

Carlos David Olivo Quitio

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Carlos David Olivo Quitio (Y'1994-J'26). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio “Técnico Industrial Miguel de Santiago” de la ciudad de Quito, dónde obtuvo el título de Bachiller Técnico en Instalaciones, Equipos y Maquinas Eléctricas. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se desarrolla en dirección a los estudios del abastecimiento de la demanda mediante la ejecución de subastas horarias de energía basado en la casación de las ofertas de la producción y la demanda considerando la modelación de la red y la resolución de flujos de potencia DC. colivoq@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Luis Fernando Tipán Vergara (Y'1982-J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero. Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos

de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros. ltipan@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

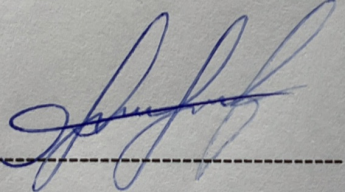
**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Carlos David Olivo Quitio con documento de identificación N° 1723111645 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, 18 de mayo del año 2022

Atentamente,



Carlos David Olivo Quitio
1723111645

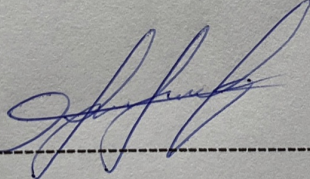
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Carlos David Olivo Quitio con documento de identificación No. 1723111645, 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: “Subastas horarias para el abastecimiento de la demanda con inclusión de restricciones de red”, 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, 18 de mayo del año 2022

Atentamente,



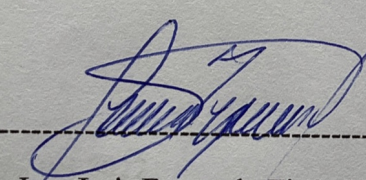
Carlos David Olivo Quitio
1723111645

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara con documento de identificación N° 1717329005, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED, realizado por Carlos David Olivo Quitio con documento de identificación N° 1723111645, 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, 18 de mayo del año 2022

Atentamente,



Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc
1717329005

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Mercados Eléctricos.....	5
2.1.1	Mercado eléctrico estadounidense.....	6
2.1.2	Mercado eléctrico europeo	7
2.2	Subastas	7
2.2.1	Tipos de subastas para los mercados.....	7
2.2.2	Subastas en los mercados eléctricos.....	9
3	Modelo de subastas horarias	11
3.1	Maximización del Bienestar social.....	12
3.2	Restricciones.....	12
3.3	Pseudocódigo.....	13
4	Redes modelo	14
4.1	Red modelo de 3 nodos	14
4.2	Modelo IEEE 24 nodos.....	16
4.3	Estudios	17
5	Análisis de resultados.....	18
5.1	Estudio A	18
5.1.1	Estudio A- hora 1	18
5.1.2	Estudio A- hora 2	19
5.2	Estudio B	21
5.2.1	Estudio B- Demanda Mínima.....	22
5.2.2	Estudio B- Demanda Máxima	25
6	Conclusiones	29
6.1	Trabajos futuros.....	30
7	Referencias	30
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	34
7.2	Resumen de Indicadores	39
8	Anexos.....	40

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de subastas	3
Figura 2. Abastecimiento de la demanda mediante subastas horarias	4
Figura 3. Punto de equilibrio entre oferta y demanda - Mercado Spot	11
Figura 4. Diagrama unifilar 3 nodos	14
Figura 5. Curvas de oferta de demanda por cada hora	15
Figura 6. Curvas de oferta de los generadores para la hora 1 y 2	16
Figura 7. Red modelo IEEE 24 nodos	16
Figura 8. Casación – Red 3 nodos -h1	18
Figura 9. Diagrama unifilar– Red 3 nodos -h1	19
Figura 10. Casación – Red 3 nodos -h2	20
Figura 11. Diagrama unifilar– Red 3 nodos -h2.....	20
Figura 12. Resumen de ejecución–Red 3 nodos-GAMS.....	21
Figura 13. Resumen de la ejecución – Red 24 nodos – GAMS.	21
Figura 14. Demanda horaria acumulada – IEEE 24 bus	21
Figura 15. Casación del mercado – Red 24 nodos – Demanda mínima.....	23
Figura 16. Diagrama unifilar– Red 24 nodos – Demanda mínima.	24
Figura 17. Casación del mercado – Red 24 nodos – Demanda máxima.....	26
Figura 18. Diagrama unifilar– Red 24 nodos – Demanda máxima.....	28
Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	39
Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	39
Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.....	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo de solución	14
Tabla 2. Datos de generadores–Red modelo 3 nodos	14
Tabla 3. Datos de los nodos–Red modelo 3 nodos.....	15
Tabla 4. Vínculos de la red–Red modelo 3 nodos.....	15
Tabla 5. Oferta de Demanda–Red modelo 3 nodos.....	15
Tabla 6. Oferta de Generación–Red modelo 3 nodos	15
Tabla 7. Parámetros de los enlaces IEEE 24	16
Tabla 8. Parámetros de los nodos-IEEE 24 nodos	16
Tabla 9. Datos de los generadores - IEEE 24 nodos	17

Tabla 10. Demanda aceptada– Red 3 nodos – h1.....	18
Tabla 11. Producción aceptada– Red 3 nodos – h1.....	18
Tabla 12. Variables eléctricas nodales–Red 3 nodo -h1	19
Tabla 13. Flujos en los enlaces– Red 3 nodos – h1.....	19
Tabla 14. Beneficio social– Red 3 nodos – h1	19
Tabla 15. Demanda aceptada– Red 3 nodos – h2.....	19
Tabla 16. Producción aceptada– Red 3 nodos – h2.....	19
Tabla 17. Variables eléctricas nodales–Red 3 nodos–h2	20
Tabla 18. Flujos en los enlaces– Red 3 nodos – h2.....	20
Tabla 19. Beneficio social– Red 3 nodos – h2	20
Tabla 20. Carga aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima.....	22
Tabla 21. Oferta de Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima.....	22
Tabla 22. Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima	22
Tabla 23. Variables eléctricas nodales–Red 24 nodos-Demanda mínima	23
Tabla 24. Flujos–Red 24 nodos – Demanda mínima	23
Tabla 25. Ingreso por venta– Red 24 nodos –Demanda Mínima.....	24
Tabla 26. Gastos por compra– Red 24 nodos –Demanda Mínima.....	25
Tabla 27. Carga aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima	25
Tabla 28. Oferta de Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima	25
Tabla 29. Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima.	26
Tabla 30. Variables eléctricas nodales–Red 24 nodos- Demanda máxima.....	26
Tabla 31. Flujos–Red 24 nodos – Demanda máxima.....	27
Tabla 32. Ingreso por venta– Red 24 nodos –Demanda Máxima	27
Tabla 33. Gastos por compra– Red 24 nodos –Demanda Máxima	28
Tabla 34. Matriz de estado del arte	34

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

Resumen

El presente documento investigativo se sustenta por los cambios del sector eléctrico con la introducción de mecanismos de competencia en las actividades del sector, lo cual ha establecido diversos tipos de mercados eléctricos con mecanismos de casación de oferta de producción y demanda. En ese sentido, la investigación ha elaborado un modelo de optimización lineal entero mixto que determina la potencia horaria a ser entregada por generadores contenidos en una red eléctrica para abastecer la demanda mediante la aplicación de subastas horarias que se basan en la casación de la oferta y demanda para maximizar el bienestar social, considerando para el efecto las restricciones técnicas relacionadas con el abastecimiento de la demanda de manera nodal en el sistemas, los límites operativos de entrega de potencia de las centrales, las rampas de subida y bajada de entrega o retiro de energía, las restricciones impuestas por la red eléctrica en relación a la capacidad de los enlaces y los flujos de potencia DC. El modelo de optimización es aplicado a dos redes modelos de tres y 24 nodos y su resolución se realiza mediante el software de optimización, los resultados establecen aspectos relevantes de tipo técnico y económico.

Palabras Clave: Economía de los sistemas de potencia, Gestión de la energía, Generación, Demanda, Métodos de optimización y Programación óptima de generación.

Abstract

This research document is based on the changes in the electricity sector with the introduction of competition mechanisms in the activities of the sector, which has established various types of electricity markets with production supply and demand matching mechanisms. In this sense, the research has elaborated a mixed integer linear optimization model that determines the hourly power to be delivered by generators contained in an electrical network to supply the demand through the application of hourly auctions that are based on the matching of the offer and demand to maximize social welfare, considering for this purpose the technical restrictions related to the supply of the demand in a nodal way in the systems, the operating limits of power delivery of the power plants, the ramps of ascent and descent of delivery or withdrawal of energy, the restrictions imposed by the electrical network in relation to the capacity of the links and the DC power flows. The optimization model is applied to two model networks of three and 24 nodes and its resolution is carried out through the optimization software, the results establish relevant technical and economic aspects.

Keywords: Power system economics, Energy management, Power generation, Power demand, Optimization methods and Optimal scheduling.

1 Introducción

La evolución de los mercados eléctricos es un tema de interés para cualquier estado o nación, puesto que los procesos y resultados que estos conllevan son de suma importancia en la economía, industria y la misma ampliación de infraestructura del sistema, por esta razón el conocer sus inicios y desarrollo es primordial para entender su estado actual y su operación en todo el mundo.

Los intercambios entre consumidores y proveedores se pueden clasificar básicamente de dos formas. En la primera los consumidores y proveedores pueden equipararse y llegar a un acuerdo sobre los términos del negocio de forma hermética, es decir sin un agente externo, este proceso es comúnmente conocido como comercio bilateral. En la segunda forma los proveedores pueden vender su producto a un intermediario, como puede ser un mercado centralizado o mediado, quien, por su parte, lo comercializa a los consumidores finales, a este tipo de mercado se lo conoce como mediado [1].

En dirección al sector energético, los mercados bilaterales o mediados tienen distintos formatos, se puede decir que los mercados bilaterales usualmente poseen menos organización en su práctica. La diferencia más notoria entre los mercados energéticos bilaterales es el proceso continuo de negociación, con precios únicos para cada transacción. Por otro lado, los mercados de energía mediados se distinguen por un precio uniforme que abonan todos los compradores y reciben todos los vendedores, por medio de una subasta que se efectúa en momentos regulares para establecer el precio de mercado antes de la entrega física [2], [3].

El mercado de energía en plazos temporales, se refiere a períodos futuros programados en aplazamientos largos, medios y cortos. Para un largo y medio plazo le corresponde tiempos de una semana o más, inclusive años

respectivamente, evidentemente en este caso funciona como una combinación entre mercados bilaterales y de mediación. Los compradores y ofertantes pueden acordar entre sí en privado la obtención envío de cantidades de energía determinadas en momentos concretos en el futuro, por medio de un contrato personalizado. O pueden recurrir a un intercambio central, en el que se negocian contratos estandarizados es decir regulados [4].

El mercado de energía a corto plazo, que se refiere a un futuro de un día o menos, inclusive horas o minutos antes de que sea despachada la energía, este proceso funciona como subastas. A medida que se aproxima el momento de la transacción real, el costo de oportunidad aumenta lo que facilita la búsqueda de comercio bilateral apropiado y los factores que afectan el consumo y la generación de energía son más exactos, por lo que los compradores y ofertantes suelen encontrar mercados intermedios más económicos para el comercio [5].

Las subastas son formatos de negociación bastante eficientes en caso de que el producto negociado sea parte integral de las funciones y transacciones que realiza usualmente el operador del sistema eléctrico, ya que las cantidades de energía probablemente no se conocen con exactitud hasta alrededor de un día antes de que se efectúe la transacción física. El operador usualmente se basa en una subasta para obtener de manera eficiente las cantidades necesarias para un mercado a corto plazo [6].

La determinación de precios en los mercados de energía competitivos se rige bajo los principios económicos que establecen los resultados de otros mercados competitivos de materias primas o productos: todas las tasaciones de las materias primas por parte de los compradores ganadores son iguales o superiores al precio y todos los costos de producción de los vendedores ganadores

son inferiores o iguales [7]. Las subastas de electricidad utilizadas para intercambios del producto energético se planifican para establecer un precio uniforme de indemnización del mercado o para establecer múltiples precios para la energía. En una subasta competitiva, el precio que satisface la demanda de los compradores ganadores y cubre los costos agregados de los vendedores ganadores, lo que se denomina precio de equilibrio del mercado. Este precio equilibra el mercado en el sentido de que la cantidad demandada total, es decir la suma de las cantidades demandadas de todos los compradores individuales, y la cantidad ofrecida total, es decir la suma de los valores ofrecidos por todos los vendedores individuales, son iguales, esto significa que cumple una condición a la que los economistas se refieren como equilibrio de mercado [8].

Es importante que el diseño de las subastas sea preciso y eficiente, ya que, sin un cuidadoso estudio de sus reglas, los mercados de energía serían menos eficientes y los objetivos de la subasta y las mejores intenciones del regulador no se cumplirán a cabalidad. La eficiencia de la subasta se define en gran parte por sus reglas, también conocidas como reglas de actividad o protocolos de actividad, establecen el procedimiento a seguir como: quién puede participar, si las ofertas deben superar un límite particular para ser viables, si se consentirán cambios en las ofertas, qué tanto debe ser el incremento de la oferta, cuándo se detiene una ronda de subastas y comienza la siguiente, entre otros temas [9].

Una buena subasta fomenta la eficiencia a corto y largo plazo, al suprimir el juego sucio o hacerlo infructífero y al crear incentivos para que los participantes procedan de manera coherente con sus objetivos. Por ejemplo, las reglas que hacen que las ofertas sean vinculantes luego de un tiempo predefinido en la subasta, donde evalúan y ejecutan sanciones por cambios de programación o limitan los cambios a

períodos específicos, por medio de un estricto control y seguimiento, esto estimula a los participantes del mercado a revelar sus verdaderos costos de oportunidad en sus ofertas y cronogramas de generación [10].

A lo largo de los años han existido distintos tipos de subastas, creados bajo necesidades específicas los cuales han evolucionado para ser usado en diferentes clases de mercados, las clases de subastas pueden dividirse principalmente en dos tipos como puede verse en la Figura 1 [11].

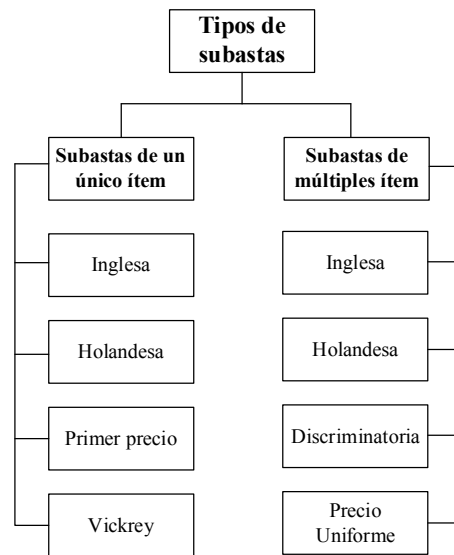


Figura 1. Tipos de subastas [11].

Entonces, para el sector eléctrico el innovador proceso de despacho es la teoría de subastas que promueve la participación de generación de forma competitiva y transparente, y permite participar a proveedores del sector privado y estatal, financistas y agencias externas, lo que brinda una certidumbre de suministro energético en un plazo de tiempo [12], [13]. Para la ejecución de cualquier tipo de las subastas mencionadas es necesario definir los proyectos energéticos participantes y los bloques de energía ofertados por la demanda en la planificación en un plazo definido en este caso al corto plazo; es decir definir la oferta de generación y demanda en base a sus respectivas características técnicas y económicas para así definir adecuadamente un precio marginal y

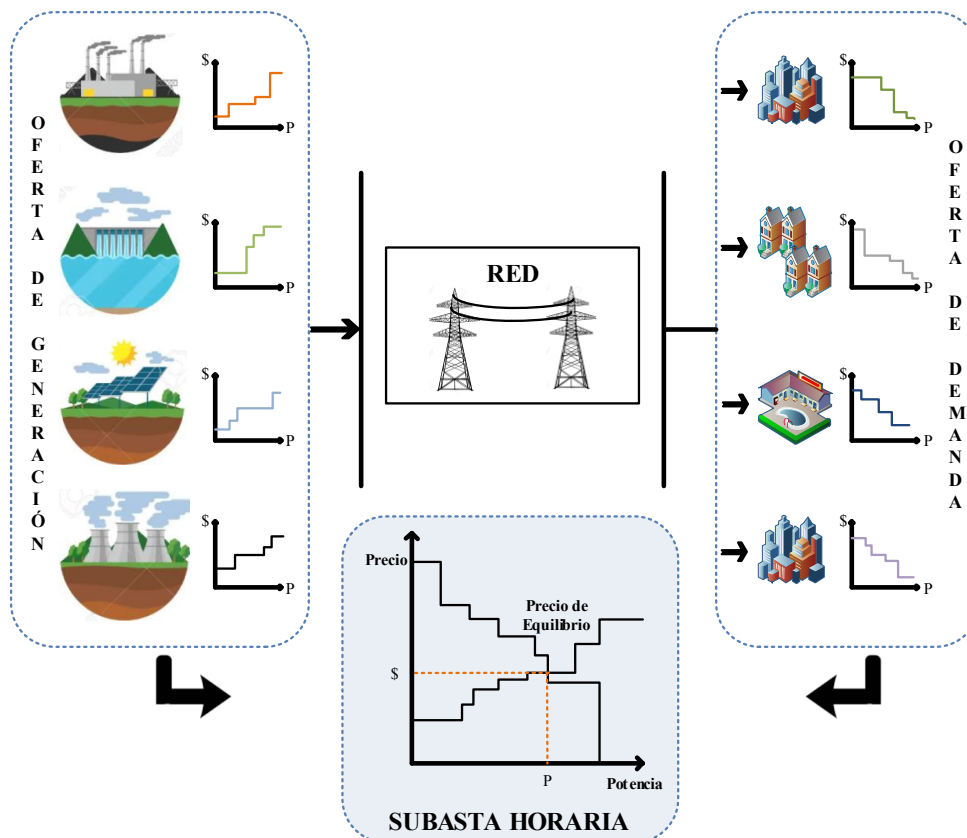


Figura 2. Abastecimiento de la demanda mediante subastas horarias [autor].

cantidad de energía que cada generador debe abastecer a la demanda para maximizar la utilidad de los consumidores [14].

En base a lo descrito y para el caso que corresponde y estudia el presente estudio a continuación, se propone un modelo de optimización que determina el despacho de la potencia horaria a ser entregada por generadores contenidos en una red eléctrica para abastecer la demanda mediante la aplicación de subastas horarias que se basan en la casación de la oferta y demanda con el objetivo de maximizar el bienestar social que gráficamente se representa en la Figura 2, tomando en cuenta las ofertas de compra venta de energía, las restricciones técnicas relacionadas con el abastecimiento de la demanda, límites operativos de las centrales, rampas de subida y bajada de entrega de energía, las restricciones impuestas por la red eléctrica y los flujos de potencia DC.

Para mayor detalle de teórico y del estudio que se desarrolla, se ha dividido el presente trabajo las secciones en el siguiente orden, la Sección 2 trata los fundamentos teóricos que conciernen al mercado eléctrico y su relación son las subastas, en la Sección 3 se desarrolla el modelo matemático para las subastas horarias, la Sección 4 contiene el proceso de implementación de la modelación, para posteriormente en la Sección 5 presentar el análisis de los resultados obtenidos y, finalmente plantear las conclusiones, las referencias y anexos en la Sección 6.

2 Marco teórico

En esta sección hablaremos de los conceptos, historia y desarrollo de los principales mercados eléctricos alrededor del mundo posteriormente nos centraremos en las subastas sus teorías, tipos y su aplicación en los mercados eléctricos.

2.1 Mercados Eléctricos

En términos financieros, la electricidad es un bien como otros, que se puede adquirir, proveer o comercializar. Un mercado eléctrico, es un modelo que permite compras, por medio de licitaciones y ventas, a través de ofertas. Estas licitaciones y ofertas utilizan principios de oferta y demanda para fijar el precio. Las transacciones de electricidad suelen ser compensadas y liquidadas por el operador o una entidad independiente de propósito especial a cargo exclusivamente de esa función. Los operadores requieren conocimiento del comercio para mantener el equilibrio entre generación y demanda [15].

Con la creación de mercados mayoristas de energía, un nuevo tipo de mercancía se volvió comerciable. Sin embargo, por causa de algunas características únicas, la conducta de los precios al contado de la energía contrasta significativamente de otros servicios básicos o activos financieros [16]. De estas características lo más importante a recalcar es el requisito de producción y consumo sincrónico de energía que, en conjunto con la incapacidad de almacenamiento, conduce a atributos de precio distintos. Según [17] los picos, la inmovilidad y oscilaciones extremas de los precios, así como las estaciones del año son las características más relevantes que definen los costos de la energía.

Cuando los mercados eléctricos estaban formándose o regulándose, la mayoría de los países tenían lo que se denomina grandes monopolios, muchas de las veces de propiedad estatal, con la responsabilidad de la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica. Teniendo en cuenta este precedente, la desregulación fue llevada a cabo de distintas maneras, pero con un solo objetivo, que era el de fomentar la competencia en el mercado eléctrico. Por lo general, la forma de lograr esta desregulación era separando a las plantas de generación de energía integradas

verticalmente y privatizando a las empresas de servicios públicos. Sin embargo, aunque se disuelvan estas tres secciones es necesario tener una regulación o una forma de control para cada etapa de la entrega de energía.

A partir de la desregularización se formaron dos esquemas básicos para los mercados [18]:

- *Modelo de grupos de energía:* Donde el comercio, el despacho y la transmisión se llevan a cabo en el lado de los operadores del sistema utilizado en sistemas.
- *Modelo de intercambio:* Donde el comercio tiene lugar en los intercambios de energía que son independientes de la transmisión.

Se puede afirmar que el modelo de grupo puede verse más conectado con asuntos técnicos, mientras que el modelo de intercambio está más relacionado con los mercados en una visión de pensamiento económico clásico.

Aparte de los modelos básicos, existen otros tipos de configuraciones en la de los mercados debido a la incapacidad de almacenamiento y a la constante necesidad de establecer equilibrio entre generación y demanda. Por lo tanto, la mayoría de los mercados aplican la negociación diaria, donde se definen los precios y las cantidades de generación para las 24 horas del día siguiente. Usualmente la determinación del precio se realiza mediante un proceso de subasta. A diferencia de la negociación diaria, existen mercados con negociación continua hasta poco antes de la entrega (regularmente entre 5 a 15 minutos), a este tipo de modelos se los conoce como mercados en tiempo real. En algunos mercados, existe un tipo de modelo híbrido entre el diario y el de tiempo real, en estos la negociación en tiempo real se utiliza principalmente como un tipo de mercado de equilibrio para ajustar las cantidades preestablecidas por el mercado diario [1], [19].

El desarrollo de los mercados eléctricos no se lo puede enmarcar en un solo contexto global, aunque muchos tengan en común la regularización y desregularización de su mercado, ya que cada región del mundo ha tenido diferentes procesos y necesidades tomando en cuenta los recursos y eventos históricos que, aunque no estén relacionados directamente con las políticas y desarrollos tecnológicos eléctricos, han influenciado en estos, por lo que se procede a detallar un leve resumen de cada región. Se tomará principal énfasis en el mercado estadounidense, ya que es uno de los pioneros y también posee varios procesos que se han replicado alrededor del mundo [4], [20].

2.1.1 Mercado eléctrico estadounidense

El desarrollo del mercado eléctrico estadounidense se puede descomponer en fases, la batalla de las corrientes y el apareamiento de la empresa integrada verticalmente (1880 a 1930) que llevó a una fórmula comercial viable para la generación y entrega de energía, la regulación (30'-70') y la posterior desregulación (70'-90') [21], [22]. La transformación del sector dio lugar a un proceso de índole mayormente empresarial que tecnológico, se puede atribuir esta etapa a Samuel Insull, quien diseñó un sistema de despacho ajustado a la demanda en el que existían dos tipos de precios: el primero para tiempos de baja demanda y el segundo para tiempos de alta demanda.[23] Grandes compañías de servicios públicos que mantenían una estructura vertical generando, transmitiendo y distribuyendo y por lo tanto eran monopolios naturales emergieron para capturar las economías de escala. Posteriormente se evidenció que estos monopolios naturales necesitaban de forma apremiante, supervisión regulatoria, esto propicio la habilitación de la regulación estatal de los servicios eléctricos [24]. El aumento de la demanda durante las próximas décadas provocó la promoción de

la producción de energía doméstica y el desarrollo de cogeneración eficiente y recursos de combustibles no fósiles; también abrió el mercado a los productores de energía independientes (IPP) que podrían producir energía a menor costo. Esta fue una referencia importante para una reestructuración de la industria eléctrica, produciendo una desregulación continua, pero gradual, del sector energético [25]; lo que promulga que las empresas de servicios públicos desvinculen la generación mayorista y el mercadeo de energía, e identifiquen los servicios auxiliares necesarios para operar un sistema de energía de libre movimiento, y así alcanzar el objetivo del acceso abierto [26], [27].

Mercado eléctrico actual norteamericano:

Los mercados canadienses en Ontario y Alberta, y los mercados en Nueva Inglaterra, Nueva York, Texas, el Medio Oeste, así como el PJM (Pensilvania - Nueva Jersey - Maryland) en los Estados Unidos son los principales y más importantes de estos dos países norteamericanos [1]. Los mercados canadienses utilizan como modelo básico el intercambio de energía, mientras que los mercados estadounidenses se organizaron como modelo de grupo. En comparación con los mercados europeos, las capacidades de producción en los mercados norteamericanos están menos aglomeradas y los mercados utilizan distintos combustibles y plantas energéticas [12]. Cabe resaltar como parte de la región que opuestamente los mercados latinoamericanos no han evolucionado parcialmente como se resalta en el párrafo posterior.

Mercado eléctrico actual latinoamericano:

Considerando el incremento de consumo que se ha dado en las últimas épocas, en los países de Latinoamérica se han incorporado mecanismos comerciales para el funcionamiento de un mercado de

electricidad basados en contratos de energía para el largo plazo, los que sirven como instrumentos financieros y ofrecen ingresos a las empresas de generación eléctrica que permitirán obtener un precio estable y un suministro seguro al comprador. Sin embargo, dicho mercado siempre es complementado con un mercado spot donde pueden realizarse transacciones por otros servicios, llámense complementarios o se seguridad del sistema. Sin embargo, los modelos de despacho en concepto se han mantenido constantes en el tiempo, lo que no ha permitido implementarse subastas horarias, dado la poca competencia en la actividad de distribución, sin embargo, se estima que, en el mediano largo plazo, las estructuras de los mercados en estos países se modifiquen radicalmente, permitiendo de esa forma modificar los aspectos a la casación en el corto plazo.

2.1.2 Mercado eléctrico europeo

En Europa, el auge de los mercados eléctricos empezó a inicios de los 90 en Inglaterra y Gales, posteriormente en Escandinavia, seguido por distintos países de Europa Central. El mercado de Inglaterra y Gales inició con un modelo de grupo de energía, pero luego de una reestructuración, cambió a un modelo de intercambio que es operado por Amsterdam Power Exchange (APX) desde 2003. A excepción de pocos países la mayoría ocupa el modelo de intercambio de energía. Los mayores operadores son, EPEX Spot para los mercados de, Francia Suiza y Alemania, Nordpool para el mercado escandinavo, APX para los mercados del Reino Unido y de los Países Bajos, así como OMIE en España y Portugal. En Europa del Este, se consideran los mercados de Polonia (POLPX) y Rumania (OPCOM) en EPEX Spot. En Europa, los mercados de Escandinavia, Suiza y Austria están dominados por la generación hidroeléctrica que representa más de la mitad de la capacidad total. Los mercados franceses se

basan principalmente en centrales nucleares, que se complementan con centrales hidroeléctricas. Las capacidades de generación más concentradas se pudieron observar en Polonia, donde aproximadamente el 85% de la capacidad consistía en centrales eléctricas de carbón duro y lignito [13].

2.2 Subastas

Una subasta es un proceso de selección creado para adquirir o asignar bienes y servicios de forma competitiva, donde la adjudicación se realiza a un participante precalificado y se basa en una oferta financiera. Por lo general en las subastas de electricidad, los proveedores es decir los generadores, son los que ofertan sus productos, ya que están interesados en vender contratos de energía a grandes consumidores o empresas de distribución, con el proceso de licitación diseñado en parte para seleccionar el precio más bajo o al precio que sea equilibrado para el oferente y demandante [30].

2.2.1 Tipos de subastas para los mercados

Existen varios tipos de subastas que se dividen principalmente en subastas de un único objeto o ítem, subastas de múltiples objetos.

a) Subasta inglesa: es el tipo de subasta más conocida mundialmente, también se la llama como subasta de puja ascendente o abierta. En su práctica, el precio va incrementando continuamente en turnos hasta que termina un solo postor, y ese postor es el ganador del objeto a un precio final por ser la oferta más alta propuesta. Esta subasta se caracteriza por el hecho de que las ofertas se declaran abiertamente, la mejor oferta actual es anunciada oralmente por el subastador o publicada para que todos los postores la vean de forma presencial o por otros medios en

tiempo real por diferentes de medios de comunicación [31].

b) Subasta holandesa: también conocida como subasta de puja descendente, fue usada principalmente en la venta de flores en los países bajos, por lo que de esto se designa su nombre. En una subasta holandesa tradicional, el subastador comienza con un precio de venta alto que se reduce hasta que algún participante esté dispuesto a aceptar el precio del subastador o se alcance un precio mínimo predeterminado. Ese participante paga el último precio anunciado. Este tipo de subasta es conveniente cuando es importante subastar bienes o servicios rápidamente, ya que por lo general una venta nunca requiere más de una oferta [32].

c) Subasta de primer precio: también conocida como subasta sellada de oferta alta o subasta sellada de primer precio. En la subasta de primer precio, cada postor muestra de forma separada una sola oferta, sin conocer las ofertas de los demás postores, el bien o servicio se vende al postor que hace la oferta más alta. El mejor postor gana y paga su oferta por el bien. En general, un formato de oferta sellada tiene dos secciones distintas: una etapa de licitación en el que los participantes presentan sus ofertas y un período de resolución en la que se abren las ofertas y se define el ganador. En el caso de la electricidad, al ganador se le paga su oferta ya sea para la venta de energía o a construcción o renovación de equipos o centrales de generación, transmisión o transformación [33].

d) Subasta de segundo precio: en la subasta de oferta sellada de segundo precio o también llamada subasta Vickrey por los economistas, es bastante similar a la subasta de primer precio, cada postor presenta de forma independiente una sola oferta sin conocer las ofertas de los demás

ofertantes, y el objeto o bien se vende al postor con la oferta más alta, sin embargo, la diferencia radica en que el precio pagado es igual al segundo más alto de todas las ofertas presentadas, es decir, el segundo precio. En teoría, este tipo de subasta es matemáticamente similar a la subasta inglesa, ya que en ambas el postor del primer lugar obtiene el artículo a un precio igual a lo que el segundo lugar estaba dispuesto a pagar, adicionando el incremento de la oferta, esta clase de subasta es vulnerable a la colusión entre postores [33]. Hablando de mercados eléctricos, si el regulador se preocupa únicamente por la eficiencia productiva siempre se debe escoger la subasta de Vickrey, ya que esta garantiza la eficiencia, independientemente de los datos de la industria y el mercado [34].

e) Subastas multi-unidad o de objetos múltiples: las subastas de unidades múltiples o las subastas de objetos múltiples se refieren a las subastas en las que existen varias unidades disponibles para comerciar en una sola subasta. Se usan frecuentemente en muchos mercados del mundo real para vender una variedad de productos tales como, permisos de emisiones, contratos de energía, entre otros. El rasgo común de estos mercados es que existen múltiples unidades de un bien homogéneo disponibles para la venta a un conjunto de potenciales clientes [35]. Los compradores suelen solicitar varias unidades, por lo tanto, presentan un calendario de ofertas previo a la subasta. En los mercados eléctricos, donde cada Megavatio (MW) se puede considerar como una unidad distinta a vender o comprar y también en cada hora se comercializa una gran cantidad de unidades, según [36] esta clase de subastas suelen establecer juegos bilaterales, en los que ambos partícipes de la transacción son activos y tienen la

capacidad para realizar ofertas y definir estrategias para alcanzar un punto de equilibrio donde se beneficien ambas partes en base a los objetos que ofertan y demandan, este es el método que con el que se identifica la presente investigación para alcanzar maximización del bienestar social, considerando las ofertas de compra venta de energía.

A las múltiples unidades se aplican los tipos de subastas mencionadas.

- *Subasta inglesa de múltiples unidades:* el propósito es liquidar cierta cantidad de activos semejantes. En esta subasta los postores participan en la subasta de un total de N objetos idénticos divisibles. El subastador empieza comunicando un precio inicial, y pidiendo a los participantes que presenten ofertas de cantidades similares. Los postores pueden ofertar cualquier número real no negativo menor o igual a N . Si la sumatoria de sus pujas es menor o igual a N , entonces el rematador anuncia este suceso y cada postor recibe la cantidad que pujó; en caso contrario, el subastador aumenta el precio y requiere nuevas pujas. Este proceso se repite hasta que la suma de las ofertas sea menor o igual a N , cuando cada postor recibe lo que había pedido [37].
- *Subasta holandesa de múltiples unidades:* el subastador inicia un proceso iterativo en el cual toma ofertas de ventas a un precio muy bajo, y en cada iteración va incrementado el precio de forma paulatina hasta que los primeros vendedores se predisponen a negociar a dicho precio, los bienes ofrecidos son entregados a estos participantes en el precio acordado y se extiende el proceso con los activos

restantes hasta que se complete la cantidad inicial de activos [38], [39].

- *Subasta discriminatoria:* o subasta de pago por oferta se aplica cuando existen varias unidades de un mismo servicio o bien para asignar, lo que da como resultado precios desiguales. Los participantes envían cronogramas de licitación donde delimitan un precio por cada unidad que solicitan. Posteriormente, el subastador anexa las demandas particulares para definir el precio de retribución el mercado por encima del cual todas las ofertas se benefician, por lo que, todos los beneficiados pagan lo que ofertaron por todas las unidades que ganaron. Un ejemplo podría ser el caso cuando el subastador requiere pactar cinco contratos a largo plazo, cada uno de 50 MW. Este diseño ha sido ampliamente utilizado en contratos de compraventa de energía, especialmente cuando se trata de un solo comprador y distintos oferentes [30], [40].
- *Subasta de precio uniforme:* o subasta de sobre cerrado a precio uniforme. Este tipo de subasta también se utiliza cuando existen múltiples unidades de un mismo objeto, producto o servicio a adjudicar. Los postores pueden ofertar de manera similar a la subasta discriminatoria, y el desarrollo para escoger a los ganadores es prácticamente el mismo. La única diferencia radica en el precio que recibe cada postor, lo que significa que todos los ganadores reciben el mismo precio, que es el precio de equilibrio del mercado [41].

2.2.2 Subastas en los mercados eléctricos

Las subastas en los mercados eléctricos siguen los principios de las subastas anteriormente mencionadas, sin embargo y

por motivo de ciertas particularidades propias de los sistemas eléctricos cambian o se modifican las reglas base de las subastas, para entender de mejor manera las subastas eléctricas hay que conocer que en los mercados de energía las ofertas de compra-venta se ejecutan teniendo en cuenta un cierto número de intervalos a cada hora. En estos intervalos el precio aumenta a medida que avanzan, mientras que en el caso de las compras disminuye.

Los vendedores despliegan al operador un número de ofertas ligadas a ciertas condiciones [42], [43]:

- *Gradiente de carga*: es la menor o mayor diferencia entre la potencia generada al comienzo y al final de una misma hora.
- *Condición de indivisibilidad*: esta condición permite que se defina una cantidad mínima de funcionamiento en el primer intervalo de cada hora. Esta cantidad solo puede ser fragmentada mediante la utilización de los gradientes de carga, asignados por el mismo agente.
- *Condición de ingresos mínimos*: esta condición accede a proponer ofertas en todas las horas. La unidad de generación no participa en el resultado de la casación, en caso de que no se obtenga un ingreso superior a un valor fijo predefinido más una retribución variable por cada kW.
- *Parada programada*: es aplicada para que en el caso de que la unidad de generación haya sido separada de la casación por falta de cumplimiento de la condición de ingresos mínimos requerida, se realice una parada programada de tres horas máximo.

Las subastas en los mercados eléctricos pueden clasificarse en base las particularidades mencionadas y estas son:

a) Subastas simple y compleja: la subasta de las ofertas de compra-venta de energía es ejecutada por el operador de

mercado por medio del método de casación simple o compleja. El método de casación simple define de forma independiente el precio marginal, lo que representa la cantidad de energía que se acepta para cada unidad de generación para cada intervalo horario. El método de casación compleja se fundamenta en el modelo de casación simple con diferencia de que a este se añaden condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga [44].

b) Subasta iterativa: las subastas iterativas se usan para definir los precios zonales de un sistema. En primer lugar, los operadores maximizan su ganancia en función de precios zonales dados y establecen las cantidades de energía que comercian al precio establecido; mediante un tasador que por lo general suele ser el operador, recepta las ofertas y reestablece los precios zonales por medio de un algoritmo de optimización como puede ser el de Newton que toma en cuenta la congestión por medio de flujos de potencia de la líneas, proceso que se repite hasta satisfacer el balance de potencia en los nodos. Los resultados revelan que el sistema usualmente converge de manera óptima, no obstante, por motivo de ciertas condiciones, se puede producir variaciones en el proceso, haciendo conocer al operador, que no será viable entregar el máximo beneficio para todos los participantes [45], [46]. También se ha usado la subasta iterativa para formar ofertas del día siguiente en mercados energéticos. Este modelo se fundamenta en el equilibrio de Cournot, para ello se considera inelástica la demanda y que ninguno de los competidores influya en el precio [47].

c) Mercado Spot: también llamado mercado en tiempo real o mercado al contado es un mecanismo continuo el cual busca precisar el precio y el equilibrio entre oferta y demanda de

energía eléctrica en tiempo real, como se ilustra en la Figura 3. Mediante una programación a corto plazo muchas de las veces se han establecido inversiones de ubicación. Las plantas de generación, redes de transmisión y distribución se han colocado en lugares específicos. Los usuarios y generadores ya se encuentran conectados y el trabajo de vendedores y compradores de energía, así como del operador está prácticamente completo. El tema relevante en este punto es la gestión que se le dé al sistema para garantizar el suministro continuo de energía [48].

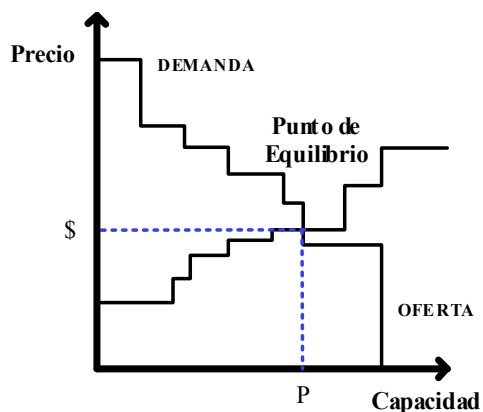


Figura 3. Punto de equilibrio entre oferta y demanda - Mercado Spot [48].

El corto plazo es relativamente poco si se lo compara a una escala humana, sin embargo, hablando en términos eléctricos es todo lo contrario, el mercado spot que es aproximado a la operación continua, revisa los precios cada cinco o diez minutos, aunque por motivo de limitaciones de software y mediciones precisas, estas liquidaciones se basan en un marco de tiempo mayor, como cada media hora o cada hora, utilizando un precio promedio de ese período. En teoría, durante ese pequeño lapso, el mercado spot trabaja de manera competitiva para enviar la energía de los generadores a las cargas. Los generadores, dependiendo de cada planta poseen un costo marginal diferente, y los usuarios tienen

distintas cantidades de consumo dependiendo del precio del lapso [49].

El conjunto de costos ordenados del generador define el orden de mérito de la generación, de la planta menos costosa a la más costosa. El principal desafío para los proyectistas de subastas y mercados Spot es diseñar reglas que tomen en cuenta de forma adecuada, las restricciones intertemporales de los generadores, su curva de capacidad, los límites de velocidad de la rampa, tiempos mínimos de actuación y límites netos máximos y mínimos de potencia [50].

Para el caso que compete y analiza el actual estudio este tipo de mercado es el que representa el modelo para efectuar subastas horarias para el abastecimiento de la demanda en base a la casación de las curvas de oferta y demanda, las cuales serán resultado de un modelo de optimización que permita determinar la asignación de centrales de generación para el abastecimiento de la carga para períodos de tiempo definidos, con el objeto de en el modelo de optimización desarrollado maximizar el bienestar social o beneficio social.

3 Modelo de subastas horarias

El modelo matemático que se formulará corresponde a un problema de optimización lineal entero mixto que permitirá encontrar la casación entre la oferta y la demanda para el abastecimiento de la carga mediante la aplicación de subastas horarias a fin de maximizar el bienestar social, para el efecto, la modelación tomando en cuenta las ofertas de compra venta de energía, las restricciones técnicas relacionadas con el abastecimiento de la demanda, los límites operativos de las centrales, rampas de subida y bajada de entrega de energía, las restricciones impuestas por la red eléctrica y los flujos de potencia DC. Para describir la modelación a continuación se describe la parametrización de los datos, valores y variables a ser aplicables al problema de optimización.

J	Set de unidades de generación
K	Set de los nodos de demanda
T	Set de periodos temporales
N	Set de los nodos de la red
$D_{(k,t)}$	Bloques de energía requerida por la demanda ubicada en el nodo k en el tiempo t .
$G_{(j,t)}$	Bloque de energía entregada por el generador j en el tiempo t .
$\mu_{(l,k,t)}$	Precio ofrecido para el bloque de carga demandada l , por el nodo de carga k en el tiempo t .
$\varphi_{(i,j,t)}$	Precio ofrecido para el bloque de producción de energía i , por el generador j en el tiempo t .
$Pd_{(l,k,t)}^{max}$	Potencia máxima requerida para el bloque de carga demandada l , por el nodo de carga k en el tiempo t .
$Pg_{(i,j,t)}^{max}$	Potencia máxima que puede ser entregada para el bloque de producción de energía i , por el generador j en el tiempo t .
Pg_j^{max}	Potencia máxima del generador j
Rg_j^+	Rampa o toma de carga límite del generador j
Rg_j^-	Rampa o entrega de carga límite del generador j
Pg_j^{min}	Potencia mínima del generador j
$P_{(n,m)}^{max}$	Capacidad de la línea ubicada entre los nodos n, m
$B_{n,m}$	Susceptancia de la línea ubicada entre los nodos n, m
$Pd_{(l,k,t)}$	Potencia abastecida del bloque de carga demandada l , por el nodo de carga k en el tiempo t .
$Pg_{(i,j,t)}$	Potencia entregada para el bloque de producción de energía i , por el generador j en el tiempo t .
$U_{(j,t)}$	Variable binaria para la selección de la generadora j en el período t . (0,1)

$\theta_{(n,t)}$	Ángulo del voltaje del nodo n en el período t .
$F_{n,m}$	Flujo de potencia activa entre los nodos n, m

3.1 Maximización del Bienestar social

La maximización del bienestar o beneficio social corresponde a la función objetivo para este modelo de optimización, la cual difiere sustancialmente del modelo clásico de despacho que corresponde a la minimización de costos, la cual busca la minimización del precio marginal del sistema. En tal sentido, los mercados eléctricos competitivos permiten que los consumidores, de forma simétrica que los generadores, oferten bloques de compra (energía-precio), llegando a generar subastas que garantiza la maximización de la utilidad de los consumidores a la vez que se minimizan los costos de producción y el precio marginal del sistema. La función que describe matemáticamente lo descrito es representada a continuación:

$$B_{Social} = VD - VP \quad (1)$$

$$VD = \sum_t^T \sum_k^K \sum_l^L Pd_{(l,k,t)} \cdot \mu_{(l,k,t)} \quad (2)$$

$$VP = \sum_t^T \sum_j^J \sum_i^I Pg_{(i,j,t)} \cdot \varphi_{(i,j,t)} \quad (3)$$

3.2 Restricciones

A fin de efectuar las subastas horarias para la casación y abastecimiento de la demanda, se requiere complementar al modelo con las restricciones correspondientes, para el efecto seguidamente se establecen las formulaciones de tipo matemática que representarán las limitaciones aplicables al modelo de optimización.

a) **Condiciones de contorno de los bloques de energía ofertados por la demanda y generación:** Esta restricción delimita los bloques de energía

ofertados por los generadores, al igual que limita los bloques de energía requeridos por las demandas:

$$0 \leq Pg_{(i,j,t)} \leq Pg_{(i,j,t)}^{max} \quad (4)$$

$$0 \leq Pd_{(l,k,t)} \leq Pd_{(l,k,t)}^{max} \quad (5)$$

b) Restricción de la red: Esta restricción se asocia a los flujos de potencia, para el caso que compete, se procede con la formulación de un flujo de potencia DC, cuyos flujos en el extremo de las líneas son idénticos, al igual que los módulos de los voltajes nodales y las susceptancias de las líneas son mayores que sus conductancias, en este sentido la formulación matemática para la modelación.

$$F_{n,m,t} = B_{n,m} \cdot (\theta_{(n,t)} - \theta_{(m,t)}) \quad (6)$$

$$\theta_{(slack,t)} = 0 \quad (7)$$

c) Restricción de límites de los enlaces: Esta restricción garantiza que los flujos de potencia circulantes por los enlaces, no sobrepasen la capacidad del mismo.

$$-P_{(n,m)}^{max} \leq F_{n,m,t} \leq P_{(n,m)}^{max} \quad (8)$$

d) Restricción de límites de los generadores: Esta restricción permite que la potencia despachada por los generadores no se sobrepasen los límites. En tal sentido, para un período de análisis t , la acumulación de las potencias ofertadas por un generador j se limita por sus cotas superior e inferior. Al concepto indicado, se agrega una variable binaria, la cual determinará si un generador ingresa o no al despacho, a fin de determinar la selección de unidades.

$$Pg_j^{min} \cdot U_{(j,t)} \leq \sum_i Pg_{(i,j,t)} \quad (9)$$

$$\sum_i Pg_{(i,j,t)} \leq Pg_j^{max} \cdot U_{(j,t)} \quad (10)$$

e) Restricción para la entrega o toma de carga de los generadores: La

formulación matemática corresponde a los acoplamientos temporales que permiten limitar la entrega o toma de potencia del generador en el período de análisis t , dicha limitación es impuesta por condiciones físicas de estos elementos.

$$\sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} - \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t-1)} \leq Rg_j^+ \quad (11)$$

$$\sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t-1)} - \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} \leq Rg_j^- \quad (12)$$

f) Restricción para el balance en cada nodo: Esta restricción permite garantizar el balance de potencia en cada nodo, cuya formulación se basa en la ley de corrientes de Kirchhoff.

$$\begin{aligned} \sum_j \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} - \sum_k \sum_{l \in D_{k,t}} Pd_{(l,k,t)} \\ = \sum_m F_{n,m,t} \end{aligned} \quad (13)$$

3.3 Pseudocódigo

Para la solución del modelo de optimización para las subastas horarias para el abastecimiento de la demanda se requiere de la ejecución de acciones secuenciales, cuya esquematización se muestra en la Tabla 1; y, las mismas se pueden resumir a continuación:

- Obtención de los datos y parámetros de la red;
- Determinación de los parámetros técnicos de la generación;
- Establecimiento de los bloques ofertados por parte de los generadores;
- Determinación de los bloques de demanda ofertados;
- Establecimiento del período de análisis;
- Determinación del caso de estudio;
- Resolución del problema de optimización;

- Presentación y análisis de resultados por cada caso de estudio.

Tabla 1. Pseudocódigo de solución [autor].

Algoritmo de Subastas horarias con restricción de red para el abastecimiento de la demanda

Inicio

Paso 1: Obtención de datos y parámetros técnicos de la red.

Paso 2: Determinación de los datos técnicos de los generadores.

Paso 3: Establecimiento de los bloques ofertados para cada generador en el período de análisis.

Paso 4: Establecimiento de los bloques ofertados por parte de la demanda en el período de análisis.

Paso 5: Definición del modelo de sistema a usar.

Paso 6: Modelo de subastas horarias con restricción de red.

- Set parámetros técnicos del parque generador y de sistema a modelar
- Set bloques de oferta Gen-Dem
- Set Variables continuas
 $Pd_{(l,k,t)}, Pg_{(i,j,t)}, \theta_{(n,t)}$
- Sets variables binarias
 $U_{(j,t)}$
- Función Objetivo

$$B_{Social} = \sum_t^T \sum_k^K \sum_l^L Pd_{(l,k,t)} \cdot \mu_{(l,k,t)} - \sum_t^T \sum_j^J \sum_i^I Pg_{(i,j,t)} \cdot \varphi_{(i,j,t)}$$

- Restricciones

$$0 \leq Pg_{(i,j,t)} \leq Pg_{(i,j,t)}^{max}$$

$$0 \leq Pd_{(l,k,t)} \leq Pd_{(l,k,t)}^{max}$$

$$F_{n,m,t} = B_{n,m} \cdot (\theta_{(n,t)} - \theta_{(m,t)})$$

$$\theta_{(slack,t)} = 0$$

$$-P_{(n,m)}^{max} \leq F_{n,m,t} \leq P_{(n,m)}^{max}$$

$$Pg_j^{min} \cdot U_{(j,t)} \leq \sum_i Pg_{(i,j,t)}$$

$$\sum_i Pg_{(i,j,t)} \leq Pg_j^{max} \cdot U_{(j,t)}$$

$$\sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} - \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t-1)} \leq Rg_j^+$$

$$\sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t-1)} - \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} \leq Rg_j^-$$

$$\sum_j \sum_{i \in G_{j,t}} Pg_{(i,j,t)} - \sum_k \sum_{l \in D_{k,t}} Pd_{(l,k,t)} = \sum_m F_{n,m,t}$$

Paso 7: Aplicación en casos de estudio

Paso 8: Análisis de resultados

Fin

4 Redes modelo

Las redes modelo a usar para la aplicación del modelo propuesto corresponderán a dos redes modelo, la primera que corresponde a la red modelo de 3 nodos y la siguiente red modelo es la concerniente a la red IEEE de 24 nodos. Los parámetros para cada red modelo se muestran en los siguientes numerales.

4.1 Red modelo de 3 nodos

El sistema modelado corresponde al ilustrado en la Figura 4 y sus datos y parámetros técnicos se presentan en las tablas subsiguientes.

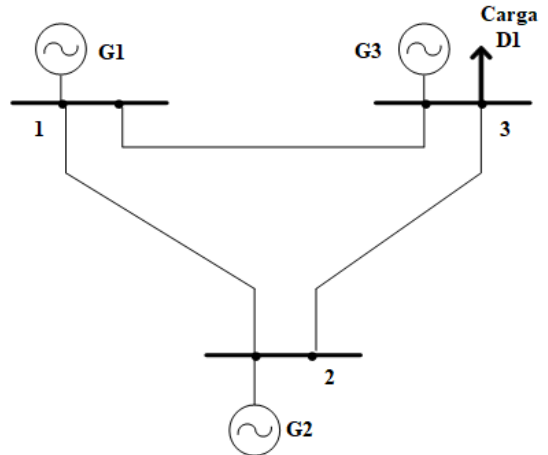


Figura 4. Diagrama unifilar 3 nodos [51].

Tabla 2. Datos de generadores–Red modelo 3 nodos [51].

	NODO	P MAX (MW)	P MIN (MW)	b (USD/MWh)
G1	1	30	5	20
G2	2	25	8	30
G3	3	15	7	10

	Nodo	Rup (MW- h)	Rdown (MW- h)	Po (MW)
G1	1	30	5	25
G2	2	25	8	10
G3	3	15	7	10

Los parámetros de los nodos se muestran en la siguiente Tabla 3:

Tabla 3. Datos de los nodos–Red modelo 3 nodos [51].

Nodo	tipo	δ	Vnom kV
1	PV	-	138
2	PQ	-	138
3	Slack	0	138

Los vínculos de la red modelo de 3 nodos constan en la Tabla 4.

Tabla 4. Vínculos de la red–Red modelo 3 nodos [51].

Nodo i	Nodo j	$\frac{pu}{B}$	MVA Limite	Estado Conex.
1	2	3.0	80	1
1	3	3.1	80	1
2	3	3.3	80	1

Para el este modelo, se procederá a realizar la casación de la oferta y demanda por en un período de dos horas, para el efecto, en la Tabla 5 y Tabla 6 se describen las ofertas para la demanda y generación.

Tabla 5. Oferta de Demanda–Red modelo 3 nodos [51].

	Demanda [MW]	Precio [USD/MWh]
Hora 1	B1	20
	B2	12
	B3	10
	B4	5
Hora 2	B1	30
	B2	25
	B3	12
	B4	7

En la Figura 5 se muestra la curva de oferta de compra por parte de la demanda para las dos horas.

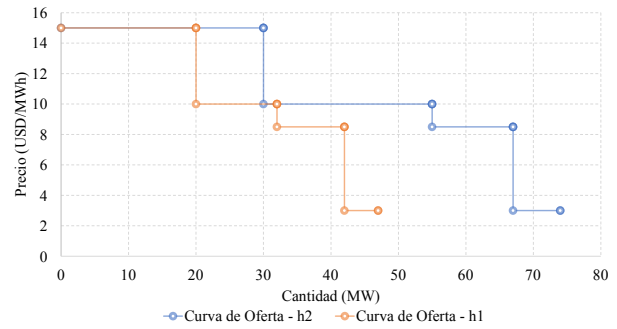


Figura 5. Curvas de oferta de demanda por cada hora [autor].

Para la oferta de la generación, se consideran los tres generadores los cuales en cada una de las horas podrán ofertar cuatro (4) bloques, los cuales tendrán las cantidades de energía a ser vendidas con el precio correspondiente, dichos bloques servirán para realizar la casación con la oferta de la demanda.

Tabla 6. Oferta de Generación–Red modelo 3 nodos [51]

		Potencia [MW]	Precio [USD/MWh]
G1	B1	5	4
	B2	12	6
	B3	13	7
H1	G2	B1	8
	B2	8	8.2
	B3	9	8.5
G3	B1	7	9
	B2	5	9.5
	B3	2	10
G1	B1	5	4
	B2	12	6
	B3	13	7
H2	G2	B1	8
	B2	8	8.2
	B3	9	8.5
G3	B1	7	9
	B2	5	9.5
	B3	2	10

De la Tabla 6 se obtiene por cada generador las curvas de oferta de venta que se muestran seguidamente.

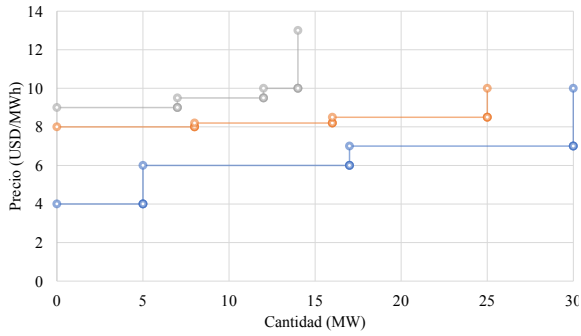


Figura 6. Curvas de oferta de los generadores para la hora 1 y 2 [autor].

4.2 Modelo IEEE 24 nodos

El diagrama del modelo de la red tipo de 24 nodos se presenta en la Figura 7, mientras que, los parámetros de la red que corresponden al modelo IEEE 24 nodos se describen en la Tabla 7.

Tabla 7. Parámetros de los enlaces IEEE 24 [52].

Nodo i	Nodo j	R (pu)	X (pu)	Límite MVA
1	2	0.0026	0.0139	200
1	3	0.0546	0.2112	200
1	5	0.0218	0.0845	200
2	4	0.0328	0.1267	200
2	6	0.0497	0.192	200
3	9	0.0308	0.119	200
3	24	0.0023	0.0839	500
4	9	0.0268	0.1037	200
5	10	0.0228	0.0883	200
6	10	0.0139	0.0605	200
7	8	0.0159	0.0614	200
8	9	0.0427	0.1651	200
8	10	0.0427	0.1651	200
9	11	0.0023	0.0839	500
9	12	0.0023	0.0839	500
10	11	0.0023	0.0839	500
10	12	0.0023	0.0839	500
11	13	0.0061	0.0476	600
11	14	0.0054	0.0418	600
12	13	0.0061	0.0476	600
12	23	0.0124	0.0966	600
13	23	0.0111	0.0865	600
14	16	0.005	0.0389	600
15	16	0.0022	0.0173	600
15	21	0.0063	0.049	600
15	21	0.0063	0.049	600
15	24	0.0067	0.0519	600

16	17	0.0033	0.0259	600
16	19	0.003	0.0231	600
17	18	0.0018	0.0144	600
17	22	0.0135	0.1053	600
18	21	0.0033	0.0259	600
18	21	0.0033	0.0259	600
19	20	0.0051	0.0396	600
19	20	0.0051	0.0396	600
20	23	0.0028	0.0216	600
20	23	0.0028	0.0216	600

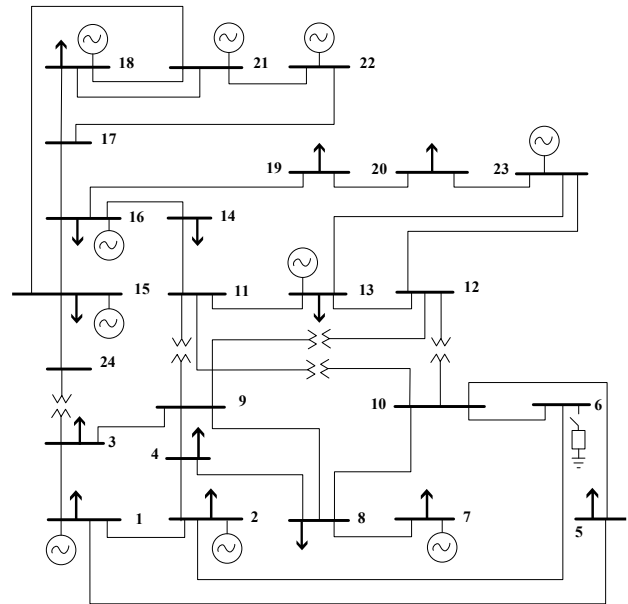


Figura 7. Red modelo IEEE 24 nodos [52].

Adicional a lo indicado, en la Tabla 8 se establecen los parámetros asociados a los nodos del sistema IEEE 24 nodos.

Tabla 8. Parámetros de los nodos-IEEE 24 nodos [52].

Nodo	Tipo	Zona	Voltaje kV
1	PV	1	138
2	PV	1	138
3	PQ	1	138
4	PQ	1	138
5	PQ	1	138
6	PQ	1	138
7	PV	1	138
8	PQ	1	138
9	PQ	1	138
10	PQ	1	138
11	PQ	2	230
12	PQ	2	230
13	Slack	2	230

14	PV	2	230
15	PV	2	230
16	PV	2	230
17	PQ	2	230
18	PV	2	230
19	PQ	2	230
20	PQ	2	230
21	PV	2	230
22	PV	2	230
23	PV	2	230
24	PQ	2	230

Por su parte, los parámetros de las unidades de generación se presentan en la Tabla 9.

Tabla 9. Datos de los generadores - IEEE 24 nodos [52].

Nodo	Unidad	Pmin (MW)	Pmax (MW)	R+ (MW/h)	R- (MW/h)
1	G1	15	200	180	180
2	G2	15	200	180	180
7	G3	25	300	250	250
13	G4	69	600	550	550
15	G5	5	230	230	230
16	G6	50	155	150	150
18	G7	100	400	350	350
21	G8	100	400	350	350
22	G9	0	300	200	200
23	G10	55	660	500	500

De forma similar a la presentado en el caso de la red de 3 nodos, la carga y la generación ubicada en diversos nodos del sistema tendrán su oferta de compra y venta para un periodo de 24 horas, lo cual difiere de forma significativa con la red de tres nodos descrita inicialmente, por tal razón, los datos de las ofertas de la compra y venta se presentan en el Anexo A.

Finalmente, los datos antes puntualizados de los dos sistemas eléctricos serán los que usarán para su aplicación en el modelo de optimización el cual será resuelto usando programación entera mixta.

4.3 Estudios

Los estudios a realizarse para la evaluación del modelo de optimización serán los que se refieren a continuación:

Estudio A: En este estudio se aplicará la red modelo de tres nodos cuyos datos ya se han mostrado y se resolverá el modelo de optimización planteado, obteniéndose el abastecimiento de la demanda para un periodo de dos horas en función de la oferta de la demanda, así como de la producción, aplicando flujos de potencia DC, lo cual dará como resultado la casación del mercado para cada una de las horas. Este estudio servirá para entender la filosofía de la casación de la oferta y demanda con restricción de red cuyo enfoque es distinto al despacho económico clásico.

Estudio B: En este estudio se utilizará la red de 24 nodos, el cual contiene 10 generadores y 17 cargas ubicadas a lo largo de la red y está conformada por 38 vínculos. Cada carga y generador tendrá una curva de oferta para cada una de las 24 horas del día, los datos puntualizados serán incluidos en el modelo de optimización planteado y se procederá a realizar las subastas horarias con restricción de red, a fin de abastecer la demanda usando además flujo de potencia DC. De la aplicación del modelo de optimización se obtendrá la casación de la demanda y producción para cada una de las horas del día, para mostrar la importancia del modelo de optimización se efectuará el análisis de los resultados en demanda máxima y mínima. Adicional de lo dicho, se puede indicar las siguientes puntualizaciones para los estudios:

- Para el Estudio A la demanda tendrá una curva de oferta de cuatro bloques para cada una de las dos horas. Por su parte, cada uno de los generadores tendrán una curva de oferta asociada la cual se aplicará a las dos horas.
- El Estudio B considera que cada demanda tiene una curva de oferta de un solo bloque distinta por cada una de las 24 horas; así mismo, cada generador tiene una curva de demanda distinta conformada por cuatro bloques diferentes para cada una de las 24 horas.

5 Análisis de resultados

Una vez resuelto el modelo de optimización por cada estudio, se procede a realizar el análisis de cada de las variables resueltas, las cuales determinarán aspectos conclusivos.

5.1 Estudio A

El análisis de resultados se efectuará por cada hora, lo cual permitirá observar de forma específica la virtud del modelado y lo que conlleva este enfoque nuevo de abastecimiento de la demanda en función a subastas horarias con restricción de la red.

5.1.1 Estudio A- hora 1

Del resultado obtenido se procede a evaluar la casación para la hora 1, es decir las ofertas de demanda y generación aceptadas.

Tabla 10. Demanda aceptada– Red 3 nodos – h1 [autor].

	B1	B 2	B3	B 4	Total
Demanda	20	12	10	0	42
Precio	15	10	8.5	3	

Tabla 11. Producción aceptada– Red 3 nodos – h1 [autor].

G1	BG1	BG2	BG3	Total
Producción	5	12	13	30
Precio	4	6	7	
G2	BG1	BG2	BG3	Total
Producción	8	4	0	12
Precio	8	8.2	8.5	
G3	BG1	BG2	BG3	Total
Producción	0	0	0	0
Precio	9	9.5	10	

De la Tabla 10 y Tabla 11 se obtiene la casación del mercado, para lo cual se usan las curvas agregadas de la demanda y generación aceptadas, lo que se ilustra en la Figura 8.

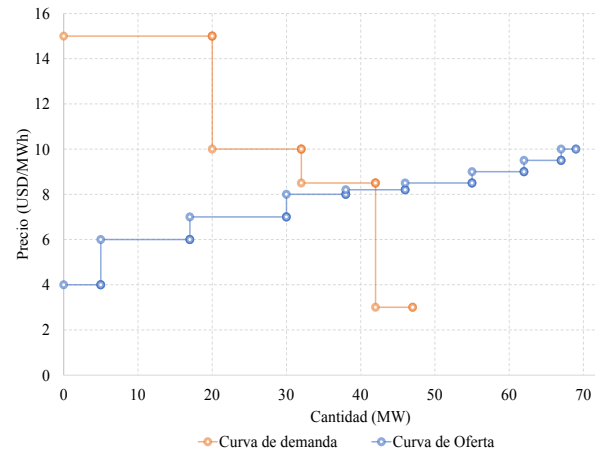


Figura 8. Casación – Red 3 nodos -h1 [autor].

Con base a lo obtenido, se puede observar que la demanda aceptada a ser abastecida asciende a 42 MW la cual está ubicada en el nodo 3, mientras que para el generador 1 ubicado en el nodo 1, según el modelo de optimización, ha sido aceptada toda su producción equivalente a 30 MW, así mismo, para el generador 2 se observa que el modelo de optimización ha seleccionado únicamente los dos primeros bloques con una cantidad de 12 MW.

Finalmente se puede apreciar que para el generador 3 no se ha aceptado ninguna producción dado que el beneficio total se minimiza.

Una vez definida la casación del mercado, se procede a determinar los ángulos nodales y posteriormente los flujos en las líneas, para el efecto el optimizador resuelve un sistema de ecuaciones en base a la cantidad de nodos. Para el estudio analizado se ejemplificará el sistema de ecuaciones que resolverá el optimizador, las cuales se originan al realizar el balance nodal por cada nodo.

Balance Nodo 1

$$P_{G1} = F_{12} + F_{13} \quad (14)$$

Balance Nodo 2

$$P_{G2} + F_{12} = F_{23} \quad (15)$$

Balance Nodo 3

$$D_{n3} = F_{13} + F_{23} \quad (16)$$

Al incorporar los valores a (14), (15) y (16), se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\frac{30 \text{ MW}}{S_{base}} = 3 \cdot (\delta_1 - \delta_2) + 3.1 \cdot (\delta_1 - \delta_3) \quad (17)$$

$$\frac{12 \text{ MW}}{S_{base}} + 3 \cdot (\delta_1 - \delta_2) = 3.3 \cdot (\delta_2 - \delta_3) \quad (18)$$

$$\frac{42 \text{ MW}}{S_{base}} = 3.3 \cdot (\delta_2 - \delta_3) + 3.1 \cdot (\delta_1 - \delta_3) \quad (19)$$

$$\delta_3 = 0 \quad (20)$$

El modelo de optimización resuelve el sistema de ecuaciones, por tanto, en la Tabla 12 se observa los resultados nodales correspondientes, mientras que en la Tabla 13 se muestra los flujos por los enlaces.

Tabla 12. Variables eléctricas nodales–Red 3 nodo -h1 [autor].

	PD (MW)	PG (MW)	Θ °	Θ rad
N1	0	30	4.380	0.0764
N2	0	12	3.177	0.05542
N3	42	0	0	0

Tabla 13. Flujos en los enlaces– Red 3 nodos – h1 [autor].

	Flujo (MW)			Total
	N1	N2	N3	
N1		6.30	23.70	30.00
N2	-6.30		18.30	12.00
N3	-23.70	-18.30		-42.00

Los resultados mostrados son esquematizados en el diagrama unifilar mostrado en la Figura 9.

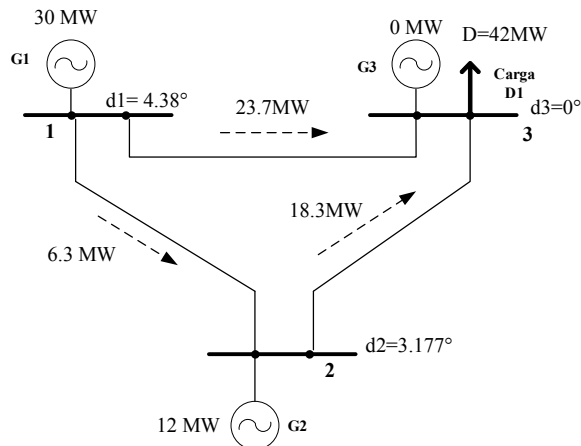


Figura 9. Diagrama unifilar– Red 3 nodos -h1 [autor].

Posteriormente se procede a evaluar el beneficio social, para el efecto se procede a determinar el ingreso por cada bloque de las unidades de generación y el valor económico a compensar la demanda por cada uno de sus bloques, lo indicado se detalla en la Tabla 14.

Tabla 14. Beneficio social– Red 3 nodos – h1 [autor].

	Valor económico (USD)					
	B1	B2	B3	BG1	BG2	BG3
G1				20	72	91
G2				64	32.8	
Dem	300	120	85			

De los resultados económicos se puede señalar que la demanda está dispuesta a comprar 505 USD por abastecer las 42 MW, mientras que para el parque generador se ha aceptado la oferta de venta para tener un ingreso de 279.8 USD, repartido para el G1 un valor de 183 USD y para el G2 un valor de 96.8 USD. De lo expuesto se obtiene un beneficio social de 225.2 USD.

Bajo el contexto de las subastas horarias, la demanda una vez definido su oferta, ésta será bastecida bajo conceptos de producción óptima cuyo precio vendrá determinado por el mercado.

5.1.2 Estudio A- hora 2

De la misma forma, se procede a evaluar la casación en la hora 2, es decir las ofertas de demanda y generación aceptadas, para luego analizar la operación del sistema. En la Tabla 15 y Tabla 16 se muestra la demanda y producción aceptada.

Tabla 15. Demanda aceptada– Red 3 nodos – h2 [autor].

	B1	B2	B3	B4	Total
Demanda (MW)	30	25	0	0	55
Precio (USD/MWh)	15	10	8.5	3	

Tabla 16. Producción aceptada– Red 3 nodos – h2 [autor].

	G1	BG1	BG2	BG3	Total
Producción (MW)		5	12	13	30
Precio (USD/MWh)		4	6	7	

G2	BG1	BG2	BG3	Total
Producción (MW)	8	8	9	25
Precio (USD/MWh)	8	8.2	8.5	
G3	BG1	BG2	BG3	Total
Producción (MW)	0	0	0	0
Precio (USD/MWh)	9	9.5	10	

De la Tabla 15 y Tabla 16 se obtiene la casación del mercado para la hora 2, para lo cual se usan las curvas agregadas de la demanda y generación aceptadas, lo que se ilustra en la Figura 10.

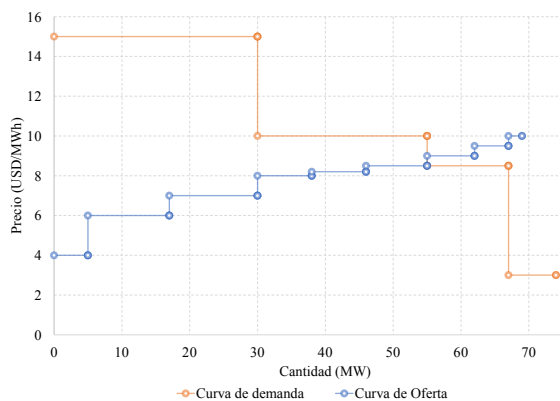


Figura 10. Casación – Red 3 nodos -h2 [autor].

De los resultados se puede señalar que la demanda aceptada a ser abastecida asciende a 55 MW la cual está ubicada en el nodo 3, mientras que para el generador 1 ubicado en el nodo 1, según el modelo de optimización, ha sido aceptada toda su producción equivalente a 30 MW, así mismo, para el generador 2 se observa que el modelo de optimización ha seleccionado toda la producción de los bloques con una cantidad de 25 MW. Finalmente se puede apreciar que para el generador 3 no se ha aceptado ninguna producción dado que el beneficio total se reduce. Dado que el modelo de optimización considera los flujos de potencia DC, en la Tabla 17 se observa los resultados nodales correspondientes, mientras que en la Tabla 18 se muestra los flujos por los enlaces.

Tabla 17. Variables eléctricas nodales–Red 3nodos–h2 [autor].

	PD (MW)	PG (MW)	Θ °	Θ rad
N1	0	30	5.140	0.090
N2	0	25	4.721	0.082
N3	55	0	0	0

Tabla 18. Flujos en los enlaces– Red 3 nodos – h2 [autor].

	Flujo (MW)			
	N1	N2	N3	Total
N1		2.19	27.81	30.00
N2	-2.19		27.19	25.00
N3	-27.81	-27.19		-55.00

Los resultados mostrados son esquematizados en el diagrama unifilar mostrado en la Figura 11.

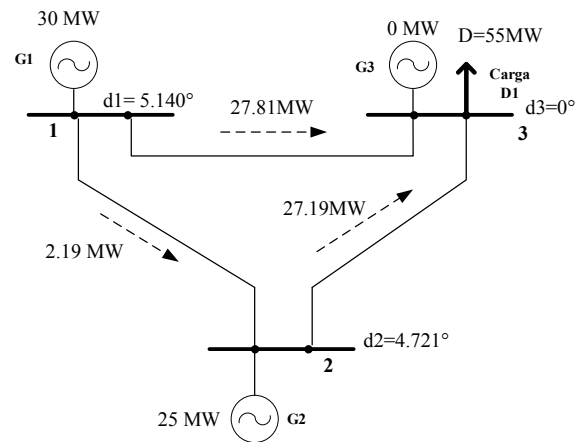


Figura 11. Diagrama unifilar– Red 3 nodos -h2 [autor].

De forma similar a lo analizado en la hora 1, se procede a evaluar el beneficio social, cuyos resultados se muestran en la Tabla 19.

Tabla 19. Beneficio social– Red 3 nodos – h2 [autor].

	Valor económico (USD)					
	B1	B2	B3	BG1	BG2	BG3
G1				20	72	91
G2				64	65.6	76.5
Dem	450	250	0			

De los resultados económicos se puede señalar que la demanda acepta la compra 700 USD por abastecer las 55 MW, mientras que para el parque generador se ha aceptado la oferta de venta para tener un ingreso de 389.1 USD, repartido para el G1 un valor de 183 USD y para el G2 un valor de 206.1 USD. De lo expuesto se obtiene un beneficio social de 310.9 USD.

Al comparar, se concluye que el beneficio total en la hora 2 es mayor que el obtenido en la hora 1, ya que en la hora 2 existe una cantidad de demanda mayor a ser abastecida a un costo menor. El objetivo del modelo de optimización es maximizar el beneficio total de período analizado, en tal sentido, el valor acumulado corresponde a 536.1 USD. Como se ha evidenciado, la resolución del Estudio A conlleva el tratamiento de una gran cantidad variables en total 63, y 75 formulaciones matemáticas que representan ecuaciones e inecuaciones, lo cual se extrae del software de optimización y se evidencia en la

Figura 12.

MODEL STATISTICS			
SINGLE EQUATIONS		75	
SINGLE VARIABLES		57	
DISCRETE VARIABLES		6	
S O L V E S U M M A R Y			
MODEL	Sred	OBJECTIVE	BSN
TYPE	MIP	DIRECTION	MAXIMIZE
SOLVER	COINXPRESS	FROM LINE	200
**** SOLVER STATUS	1	Normal Completion	
**** MODEL STATUS	1	Optimal	
**** OBJECTIVE VALUE		536.1000	

Figura 12. Resumen de ejecución–Red 3 nodos-GAMS.

5.2 Estudio B

Como ya se ha citado, el estudio B resuelve el problema de optimización planteado para una red de 24 nodos, y adicionalmente para evidenciar la robustez y escalabilidad del modelo de optimización se procede al abastecimiento de la carga ubicada en esa red para un período de 24 horas, lo que conlleva una cantidad de variables mucho

mayor a la descrita en el Estudio A, para el efecto la

Figura 13 muestra el resumen de la cantidad de variables y ecuaciones consideradas.

MODEL STATISTICS			
SINGLE EQUATIONS		4,777	
SINGLE VARIABLES		4,067	
DISCRETE VARIABLES		240	
S O L V E S U M M A R Y			
MODEL	Sred	OBJECTIVE	BSN
TYPE	MIP	DIRECTION	MAXIMIZE
SOLVER	COINXPRESS	FROM LINE	353
**** SOLVER STATUS	1	Normal Completion	
**** MODEL STATUS	1	Optimal	
**** OBJECTIVE VALUE		558280.2020	

Figura 13. Resumen de la ejecución – Red 24 nodos – GAMS.

De la

Figura 13 se denota un total de 4307 variables y 4777 formulaciones matemáticas que representan ecuaciones e inecuaciones, demostrando de esa forma que el modelo es escalable, robusto y aplicable a sistemas eléctricos reales.

Con base a lo expuesto, se ha procedido a presentar los resultados por cada una de las 24 horas de este Estudio en el Anexo B, el cual contendrá las casaciones horarias y los parámetros de red en su operación. Sin embargo, de los datos de las ofertas de demanda establecidos en el Anexo A, se determina que para verificar el abastecimiento de la demanda es necesario el análisis detallado de dos horas relevantes, la primera que corresponde a la demanda mínima y la segunda la que pertenece a la demanda máxima, las cuales corresponden a la cuarta y diecinueveava hora, respectivamente, lo cual se ilustra en la Figura 14.

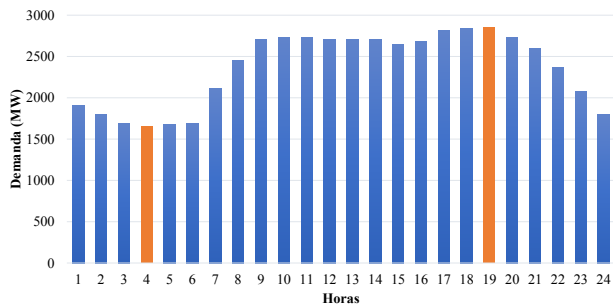


Figura 14. Demanda horaria acumulada – IEEE 24 bus [autor].

5.2.1 Estudio B- Demanda Mínima

De manera similar al análisis desarrollado en el Estudio A, se procede a realizar la evaluación de las ofertas de compra y venta aceptadas, para posteriormente verificar su aplicación en la operación de la red modelada. La Tabla 20 muestra la demanda aceptada en cada uno de los nodos donde esta se encuentra ubicada para la demanda mínima, mientras que la Tabla 21 describe la oferta aceptada, es decir la producción de los diversos generadores ubicados en distintos nodos para abastecer la demanda aceptada.

Tabla 20. Carga aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima [autor].

BLOQUE 1		
	Carga (MW)	Precio (USD/MWh)
N1	64	13.09
N2	57	13.11
N3	106	12.36
N4	44	13.02
N5	42	13.03
N6	80	13.3
N7	50	13.26
N8	101	13.25
N9	103	12.64
N10	115	12.71
N13	156	12.57
N14	114	12.35
N15	129.1	11.92
N16	59	11.99
N18		11.63
N19	107	12.12
N20	75.5	12.17
TOTAL	1402.6	

Tabla 21. Oferta de Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima [autor].

G6	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	54.2	10.71
BG2		12.18
BG3		13.44
BG4		15.03
G7	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	100	5.45
BG2	100	5.67
BG3	120	6
BG4	80	6.43
G8	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	100	5.45
BG2	100	5.67
BG3	120	6
BG4	80	6.43
G9	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1		0.01
BG2	90	0.1
BG3	90	0.1
BG4	120	0.1
G10	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	248.4	11.02
BG2		12.43
BG3		13.69
BG4		15.2
Total	1402.6	

De la Tabla 21 se puede obtener la producción energética de esa hora por cada uno de los generadores, lo cual se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22 Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Mínima [autor].

Generador	Nodo	Potencia (MW)
G6	N16	54.2
G7	N18	400
G8	N21	400
G9	N22	300
G10	N23	248.4

Total	1402.6
--------------	---------------

Así mismo, con base a las ofertas de producción y consumo aceptadas, en la Figura 15 se establece la casación del mercado para la demanda mínima.

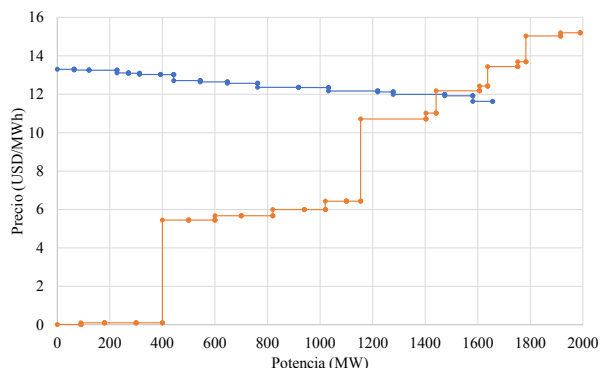


Figura 15. Casación del mercado – Red 24 nodos – Demanda mínima [autor].

Aplicando los flujos de potencia DC, en la Tabla 23 se observa los resultados nodales correspondientes, mientras que en la Tabla 24 se muestra los flujos por los enlaces.

Tabla 23. Variables eléctricas nodales–Red 24 nodos– Demanda mínima [autor].

	GEN (MW)	CARGA (MW)	ÁNG (RAD)	ÁNG (DEG)
N1	-	64	-0.19	-10.98
N2	-	57	-0.20	-11.20
N3	-	106	-0.02	-1.01
N4	-	44	-0.16	-9.36
N5	-	42	-0.18	-10.52
N6	-	80	-0.19	-10.81
N7	-	50	-0.27	-15.47
N8	-	101	-0.24	-13.71
N9	-	103	-0.09	-5.23
N10	-	115	-0.14	-7.91
N11	-	-	0.00	0.26
N12	-	-	-0.02	-1.10
N13	-	156	-	-
N14	-	114	0.13	7.30
N15	-	129.1	0.32	18.47
N16	54.2	59	0.29	16.39
N17	-	-	0.42	23.97
N18	400.00	-	0.47	26.99
N19	-	107	0.21	12.31

N20	-	75.5	0.18	10.03
N21	400.00	-	0.47	26.73
N22	300.00	-	0.57	32.74
N23	248.40	-	0.16	9.26
N24	-	-	0.19	11.02
TOT	1,402.6	1,402.6		

Tabla 24. Flujos–Red 24 nodos – Demanda mínima [autor].

Nodo i	Nodo j	Flujo ij (MW)
N1	N2	27.96
N3	N1	82.39
N3	N9	61.91
N4	N2	25.43
N5	N1	9.57
N6	N2	3.61
N8	N7	50.00
N9	N4	69.43
N9	N8	89.65
N10	N5	51.57
N10	N6	83.61
N10	N8	61.35
N11	N9	114.26
N11	N10	169.94
N11	N13	9.61
N12	N9	85.91
N12	N10	141.59
N13	N12	40.37
N14	N11	293.82
N15	N16	209.59
N15	N24	250.30
N16	N14	407.82
N16	N19	307.98
N17	N16	511.01
N18	N17	365.66
N18	N21	34.34
N19	N20	200.98
N20	N23	125.48
N21	N15	588.99
N22	N17	145.35
N22	N21	154.65
N23	N12	187.12
N23	N13	186.76
N24	N3	250.30

Los resultados obtenidos de la casación del mercado con restricción de red antes presentados, se ilustran en la Figura 16, que corresponde al diagrama unifilar del sistema IEEE 24 nodos evaluados en demanda mínima, en el cual se muestran los

valores obtenidos de las variables eléctricas

262.08 MW, mientras que existe un flujo

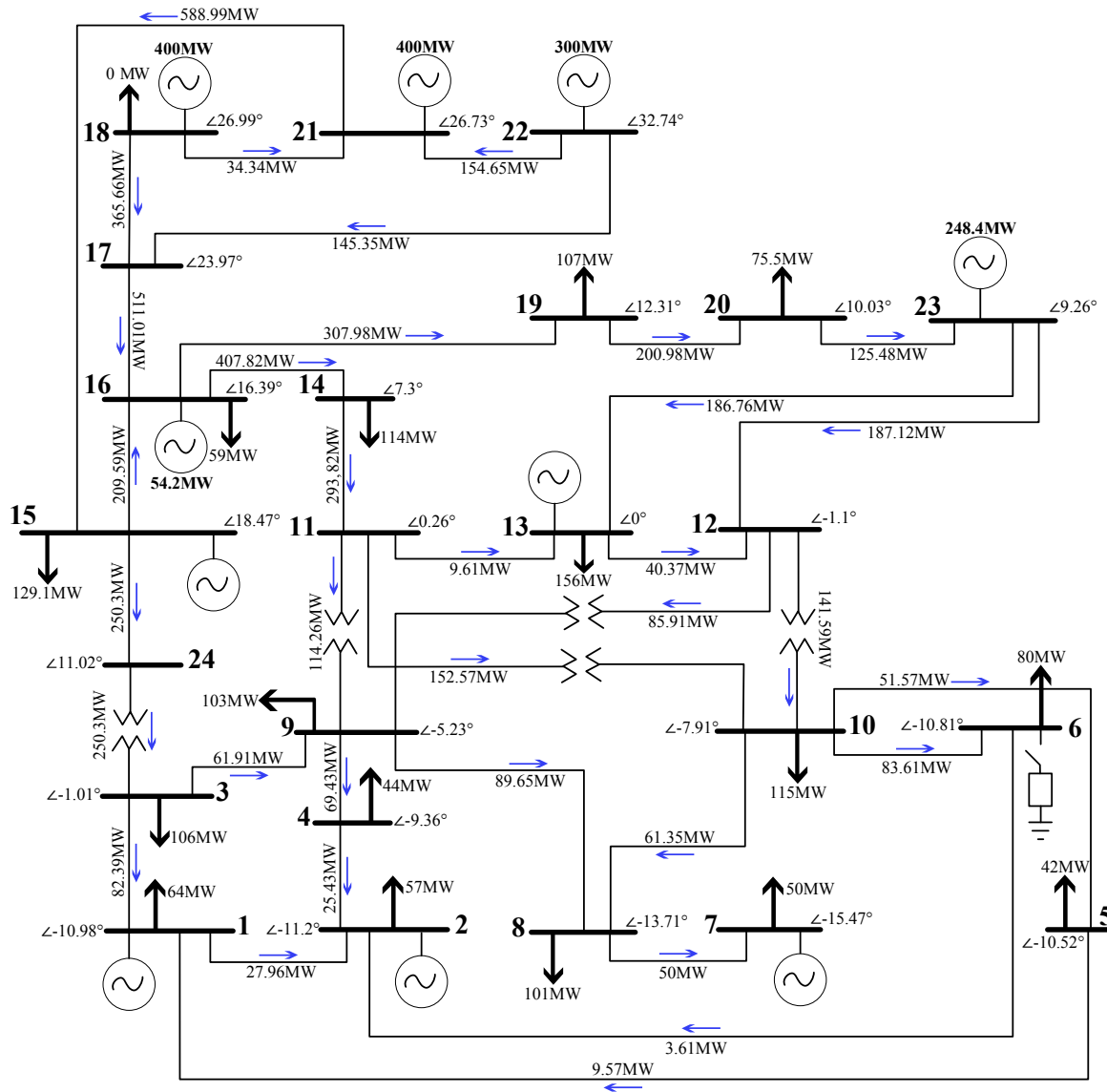


Figura 16. Diagrama unifilar– Red 24 nodos – Demanda mínima [autor].

del sistema.

A fin de poder evaluar el flujo de potencia se procede a realizar verificaciones en los nodos, para validar el balance nodal se aplica el concepto de la ley de corrientes de Kirchhoff. Para el efecto, se procede a evaluar el nodo 9 dado la cantidad de elementos que se encuentran conectados a dichos nodos.

En este contexto, en el nodo 9 se observa un ingreso de flujo de potencia que proviene de los enlaces conectados entre los nodos 11-9, 3-9, 12-9 ascendiendo a un valor de

saliente por los enlaces 9-4, 9-8 y la carga ubicada en dicho nodo, dando un total de 262.08 MW, lo cual ratifica que el modelo cumple las exigencias de los flujos de potencia.

Finalmente, se procede a evaluar el beneficio social obtenido en demanda mínima, en tal sentido se determina el ingreso a los generadores cuyas ofertas fueron aceptadas, su resultado se muestra en la Tabla 25, así mismo, en la

Tabla 26 se muestra la compra de energía por parte de la carga.

Tabla 25. Ingreso por venta– Red 24 nodos –Demanda Mínima [autor].

Ingreso (USD)				
	BG1	BG2	BG3	BG4
G6	580.48			
G7	545.00	567.00	720.00	514.40
G8	545.00	567.00	720.00	514.40
G9		9.00	9.00	12.00
G10	2,737.37			
Total	8,040.65			

Tabla 26. Gastos por compra– Red 24 nodos –Demanda Mínima [autor].

GASTO (USD)	
Bloque 1	
N1	837.76
N2	747.27
N3	1,310.16
N4	572.88
N5	547.26
N6	1,064.00
N7	663.00
N8	1,338.25
N9	1,301.92
N10	1,461.65
N13	1,960.92
N14	1,407.90
N15	1,538.87
N16	707.41
N18	
N19	1,296.84
N20	918.84
TOTAL	17,674.927

De la Tabla 25 y

Tabla 26 se puede señalar que el gasto total que la demanda asume para el abastecimiento de la demanda asciende a un valor de 17,674.927 USD, mientras que el ingreso a los generadores por la producción casada en el mercado asciende a 8,040.65 USD, dando un beneficio neto o beneficio social que asciende a 9,634.28 USD. Es importante señalar que, el beneficio social es la suma de todos los beneficios económicos, por lo tanto, aparece un beneficio social siempre que se mejora el uso de un recurso o se usa una tecnología de

producción más eficiente. En este contexto se puede señalar que, en el caso de que se abasteciera un incremento de demanda más allá de la aceptada, se produciría una reducción en el beneficio total, lo que conllevaría a estar usando recursos de generación ineficiente.

5.2.2 Estudio B- Demanda Máxima

Para este análisis se procede a evaluar las ofertas de compra y venta aceptadas, para posteriormente verificar su aplicación en la operación de la red modelada tomando en cuenta la demanda máxima del sistema que corresponde a la diecinueveava hora. La Tabla 27 y Tabla 28 ilustra la oferta y demanda aceptada.

Tabla 27. Carga aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima [autor].

BLOQUE 1		
	Carga (MW)	Precio (USD/MWh)
N1	108.00	25.99
N2	97.00	26.01
N3	180.00	25.65
N4	74.00	26.53
N5	71.00	26.44
N6	136.00	26.71
N7	125.00	28.03
N8	171.00	28.03
N9	175.00	26.00
N10	195.00	26.14
N13	265.00	25.46
N14	194.00	25.51
N15	267.60	24.64
N16	100.00	24.72
N18		24.14
N19	181.00	24.81
N20	128.00	24.70
TOTAL	2467.6	

Tabla 28. Oferta de Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima [autor].

G3	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	75	21.22
BG2		25.27

BG3		26.92
BG4		29.9
G4	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	207	21.88
BG2	147.6	23.41
BG3		25.46
BG4		27.3
G5	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	66.2	21.78
BG2	56.8	24.5
BG3		31.35
BG4		42.21
G6	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	54.2	10.71
BG2	38.8	12.18
BG3	31	13.44
BG4	31	15.03
G7	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	100	5.45
BG2	100	5.67
BG3	120	6
BG4	80	6.43
G8	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	100	5.45
BG2	100	5.67
BG3	120	6
BG4	80	6.43
G9	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1		0.01
BG2	90	0.1
BG3	90	0.1
BG4	120	0.1
G10	Potencia (MW)	Precio (USD/MWh)
BG1	248.4	11.02
BG2	165.1	12.43
BG3	114.5	13.69
BG4	132	15.2
Total	2467.6	

De la Tabla 28 se puede obtener la producción energética de esa hora por cada uno de los generadores, lo cual se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29 Generación aceptada–Red 24 nodos- Demanda Máxima [autor].

Generador	Nodo	Potencia (MW)
G3	N7	75
G4	N13	354.6
G5	N15	123
G6	N16	155
G7	N18	400
G8	N21	400
G9	N22	300
G10	N23	660
Total		2,467.6

Así mismo, con base a las ofertas de producción y consumo aceptadas, en la Figura 17 se establece la casación del mercado para la demanda máxima.

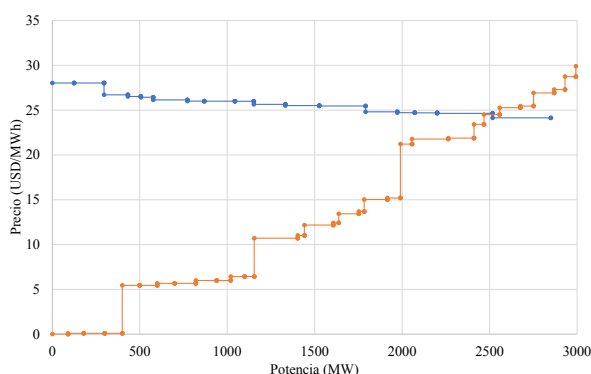


Figura 17. Casación del mercado – Red 24 nodos – Demanda máxima [autor].

Dada la casación del mercado, se procede a evaluar la operación del sistema, para lo cual se analiza los resultados del flujo de potencia DC, en tal sentido, en la Tabla 30 se tabula los valores de las variables eléctricas nodales, mientras que en la

Tabla 31 se muestra los flujos por los enlaces.

Tabla 30. Variables eléctricas nodales–Red 24 nodos- Demanda máxima [autor].

	GEN (MW)	LOAD (MW)	ÁNG (RAD)	ÁNG (DEG)
N1	-	108.00	-0.42	-24.19
N2	-	97.00	-0.43	-24.46
N3	-	180.00	-0.19	-10.88
N4	-	74.00	-0.37	-20.99
N5	-	71.00	-0.40	-22.66
N6	-	136.00	-0.40	-22.73

N7	75	125.00	-0.49	-27.83
N8	-	171.00	-0.45	-26.07
N9	-	175.00	-0.24	-13.75
N10	-	195.00	-0.31	-17.48
N11	-	-	-0.08	-4.48
N12	-	-	-0.08	-4.51
N13	354.6	265.00	-	-
N14	-	194.00	0.05	2.67
N15	123	267.60	0.26	14.95
N16	155	100.00	0.24	13.65
N17	-	-	0.37	20.96
N18	400.00		0.42	23.85
N19	-	181.00	0.20	11.19
N20	-	128.00	0.19	11.14
N21	400.00	-	0.41	23.47
N22	300.00	-	0.52	29.58
N23	660	-	0.21	11.90
N24	-	-	0.09	5.08
TOT	2,467.6	2,467.6		

N21	N15	607.40
N22	N17	142.84
N22	N21	157.16
N23	N12	296.55
N23	N13	240.17
N23	N20	123.29
N24	N3	332.00

Los resultados obtenidos de la casación del mercado, así como los obtenidos del flujo de potencia DC que considera las restricciones de red (límites de capacidad), se ilustran en la Figura 18, la misma que corresponde al diagrama unifilar del sistema IEEE 24 nodos evaluados en demanda máxima.

De forma similar a lo indicado en el caso con demanda mínima, se evalúa el flujo de potencia DC, en tal sentido, se procede a realizar verificaciones del balance nodal, aplicando para el efecto el concepto de la ley de corrientes de Kirchhoff. A fin de que el análisis sea simétrico con respecto al caso con demanda mínima, se procede a evaluar el nodo 9 en función de la cantidad de elementos que se encuentran conectados a dichos nodos.

Por consiguiente, en el nodo 9 se observa un ingreso de flujo de potencia que proviene de los enlaces conectados entre los nodos 11-9, 3-9, 12-9 ascendiendo a un valor de 427.01 MW, mientras que existe un flujo saliente por los enlaces 9-4, 9-8 y la carga ubicada en dicho nodo, dando un total de 427.01 MW, lo que ratifica que el modelo cumple exigencias de los flujos en cualquier demanda, más aún cuando este escenario considera la demanda máxima, lo que significa que para las demás horas, certifica que el modelo es funcional.

De forma equivalente a lo analizado en la demanda mínima, se procede a evaluar el beneficio social valorado en demanda máxima, considerando las nuevas ofertas aceptadas a nivel de la generación y la demanda aceptada.

Tabla 31. Flujos-Red 24 nodos – Demanda máxima [autor].

Nodo i	Nodo j	Flujo ij (MW)
N1	N2	33.51
N3	N1	109.97
N3	N9	42.03
N4	N2	47.81
N5	N1	31.54
N6	N2	15.67
N8	N7	50.00
N9	N4	121.81
N9	N8	130.20
N10	N5	102.54
N10	N6	151.67
N10	N8	90.80
N11	N9	192.77
N11	N10	270.29
N12	N9	192.21
N12	N10	269.73
N13	N11	164.38
N13	N12	165.38
N14	N11	298.69
N15	N16	130.80
N15	N24	332.00
N16	N14	492.69
N16	N19	185.71
N17	N16	492.60
N18	N17	349.76
N18	N21	50.24
N19	N20	4.71

Tabla 32. Ingreso por venta– Red 24 nodos –Demanda Máxima [autor].

G3	1,591.50			
G4	4,529.16	3,455.32		
G5	1,441.84	1,391.60		
G6	580.48	472.58	416.64	465.93
G7	545.00	567.00	720.00	514.40
G8	545.00	567.00	720.00	514.40
G9		9.00	9.00	12.00
G10	2,737.37	2,052.19	1,567.51	2,006.40
TOT	27,431.31			

Por lo expuesto, se procede a determinar el ingreso económico a los generadores cuyas ofertas fueron aceptadas, su resultado

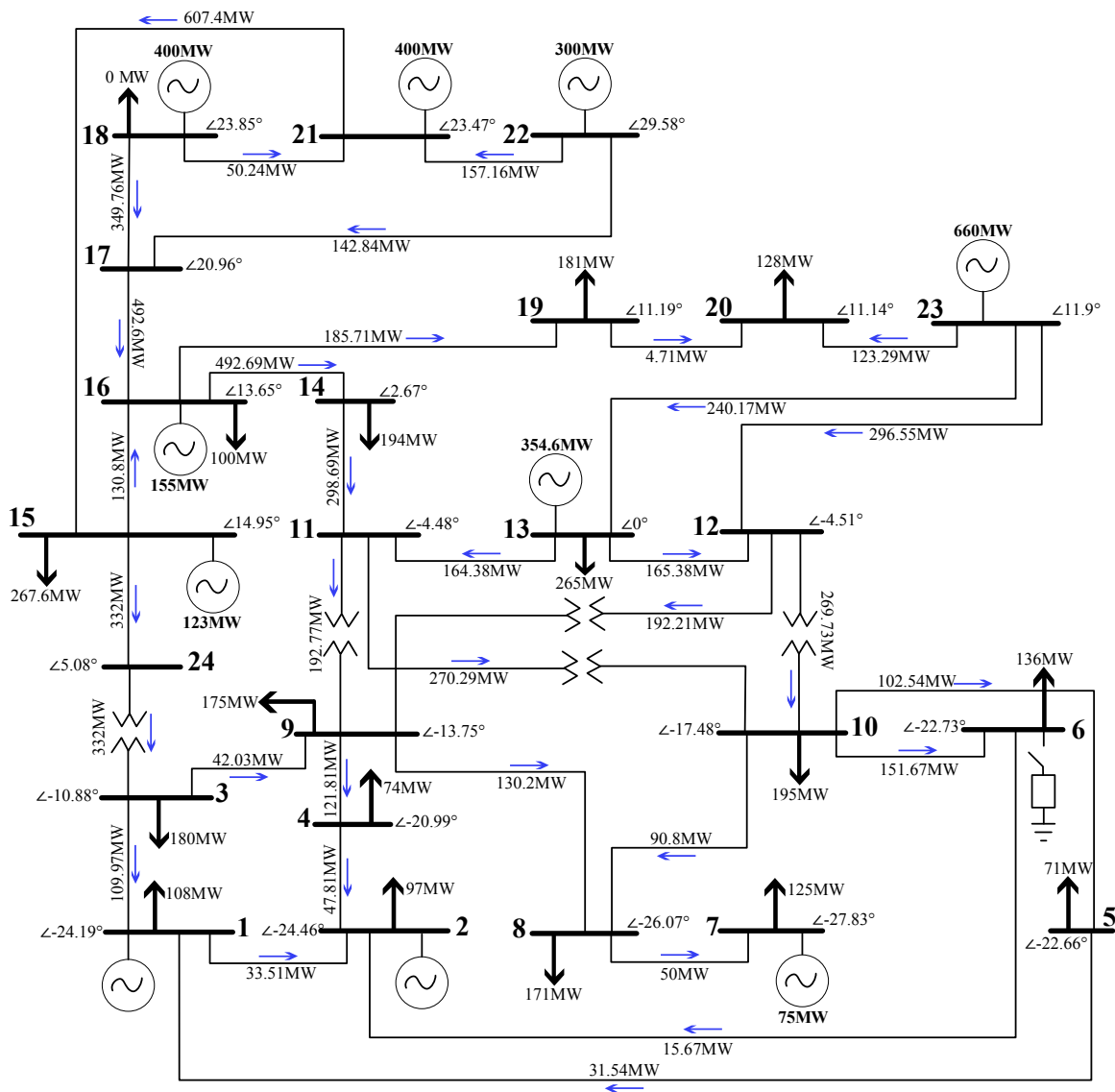


Figura 18. Diagrama unifilar– Red 24 nodos – Demanda máxima [autor].

Ingreso (USD)			
BG1	BG2	BG3	BG4

se muestra en la Tabla 32, por su parte, en la Tabla 33 se muestra la oferta de compra

aceptada por parte de cada carga ubicada en los nodos de la red.

Tabla 33. Gastos por compra– Red 24 nodos –Demanda Máxima [autor].

GASTO (USD)	
Bloque 1	
N1	2,806.92
N2	2,522.97
N3	4,617.00
N4	1,963.22
N5	1,877.24
N6	3,632.56
N7	3,503.75
N8	4,793.13
N9	4,550.00
N10	5,097.30
N13	6,746.90
N14	4,948.94
N15	6,593.66
N16	2,472.00
N18	
N19	4,490.61
N20	3,161.60
TOTAL	63,777.80

De la Tabla 25 y

Tabla 26 se puede señalar que el gasto total que la demanda asume para el abastecimiento de la demanda asciende a un valor de 63,777.80 USD, mientras que el ingreso a los generadores por la producción casada en el mercado asciende a 27,431.31 USD, dando un beneficio neto o beneficio social que asciende a 36,346.49 USD. El valor obtenido corresponde a que cada carga, en función de su curva de oferta, ajustan automáticamente el uso de la energía que se consume, de forma que se evite el aumento de los costos por un consumo mayor al que se establece en la casación del mercado, lo que conlleva implícitamente a que la energía que acepta la demanda en más corresponde a la producción más eficiente y económica. Por tanto, se vuelve a ratificar que, cualquier incremento de demanda más allá de la aceptada por la casación del mercado, produciría una reducción en el beneficio total, lo que conllevaría a estar usando

recursos de generación ineficiente y más costosos para la demanda.

6 Conclusiones

Del análisis efectuado en el presente documento investigativo y tomando en cuenta los resultados de las simulaciones, se puede señalar las siguientes conclusiones:

La modelación de un mecanismo eficiente de subasta horarias para el abastecimiento de la demanda de electricidad controla el poder de mercado y mejora el bienestar social del mercado de la electricidad dado que, al interactuar la demanda y la producción con sus respectivas curvas de ofertas, la casación del mercado permite que se ajuste el uso de la energía que se consume.

A nivel internacional se puede evidenciar una evolución del sector eléctrico con tendencia a un modelo competitivo, lo cual origina un cambio significativo en la búsqueda de la máxima eficiencia económica, pasando de la minimización del costo de producción de las unidades de generación hacia un modelo basado en la maximización del bienestar social. Este cambio de paradigma origina importantes cambios en los modelos de optimización para el abastecimiento de la demanda, lo que conlleva a una nueva formulación de modelos matemáticos como es el que se propone en el presente documento investigativo.

El modelo de optimización desarrollado y que ha sido aplicado a los dos sistemas de prueba modelados (red 3 nodos y sistema IEEE 24 nodos), ha permitido efectuar las subastas horarias para el abastecimiento de la demanda en base a la casación de las curvas de oferta de la producción y la demanda, lo que determina la asignación de centrales de generación para el abastecimiento de la carga para períodos de tiempo definidos; adicionalmente estas casaciones también son sujetas a la aplicación de un flujo de potencia DC, el que también es incluido en el modelo, lo que

permite, a más de realizar las casaciones de las ofertas, determinar variables eléctricas asociadas a las restricciones de red.

Los resultados emitidos del modelo de optimización señalan que el abastecimiento de la demanda a través de las subastas horarias, dependen sustancialmente de las ofertas que presenten tanto los generadores como la carga, dado que la casación obedece a maximizar la diferencia de los gastos por compra de energía con respecto a los ingresos de los productores. En ese sentido, los casos resueltos muestran que a un nivel de demanda reducida a abastecer se presenta un menor beneficio social, mientras que, a una mayor cantidad de demanda a ser abastecida, el beneficio social aumenta, tal es el caso que, en el sistema IEEE 24 nodos se puede apreciar que al comparar el beneficio social obtenido en demanda máxima es 3.77 mayor que el determinado en demanda mínima.

Finalmente, es necesario insistir que la implementación de este tipo de modelos de optimización para el abastecimiento de la demanda mediante subastas, conlleva a una modificación sustancial en el funcionamiento del mercado eléctrico, permitiendo la competencia en las actividades de generación y distribución, para lo cual se recalca que los modelos de mercado y los sistemas de remuneración deben ser articulados y entrar en una profunda reforma.

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:

- Subastas energéticas en dos etapas para el abastecimiento de la demanda en el corto plazo para maximizar el beneficio social.
- Despacho y tarificación del agua para maximizar el bienestar social en sistemas de generación hidroeléctricos.

- Subastas de productos múltiples eficientes para la entrega colaborativa de energía en mercados eléctricos.
- Estrategia de despacho óptima y fijación de precios en tiempo real para sistemas de energía integrados multirregionales basados en la respuesta a la demanda.
- Dinámica de respuesta en subastas combinatorias para la determinación de proyectos de generación para el abastecimiento en el largo plazo.
- Trading de energía aplicadas a microrredes basadas en doble subasta iterativa y sistemas blockchain.
- Subastas de electricidad en aplicación de restricciones de transmisión y costos de transmisión a fin de implementar planes de expansiones de redes.

7 Referencias

- [1] G. Caprio, *Handbook of Key Global Financial Markets, Institutions, and Infrastructure*, 1st ed., vol. 1. London: Elsevier Science & Technology, 2013.
- [2] M. R. Hesamzadeh and Darryl R. Biggar, *The Economics of Electricity Markets*, 1st ed., vol. 1. Chichester: John Wiley & Sons, Incorporated, 2014.
- [3] I. Díez, W. Zapata, M. Restrepo, and O. Fernández, "Methodology for the foresight analysis of electricity markets," *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, T and D-LA*, pp. 1–5, Oct. 2008.
- [4] G. Caicedo, H. Rudnick, and E. E. Sauma, "Auction mechanisms for long-term electricity contracts: Application to the Colombian market," *IEEE Latin America*

- Transactions*, vol. 12, no. 4, pp. 609–617, 2014.
- [5] E. G. Kardakos, C. K. Simoglou, and A. G. Bakirtzis, “Short-term electricity market simulation for pool-based multi-period auctions,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2526–2535, 2013.
- [6] M. Blázquez de Paz, “Electricity auctions in the presence of transmission constraints and transmission costs,” *Energy Economics*, vol. 74, pp. 605–627, Aug. 2018.
- [7] P. R. Milgrom and R. J. Weber, “A Theory of Auctions and Competitive Bidding,” *Econometrica*, vol. 50, no. 5, p. 1089, Sep. 1982.
- [8] G. B. Sheble, D. L. Post, and S. S. Coppinger, “Application of auctions as a pricing mechanism for the interchange of electric power,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1580–1584, 1995.
- [9] S. Dekrajangpetch and G. B. Sheblé, “Structures and formulations for electric power auctions,” *Electric Power Systems Research*, vol. 54, no. 3, pp. 159–167, Jun. 2000.
- [10] J. J. Laffont and J. Tirole, “Auction design and favoritism,” *International Journal of Industrial Organization*, vol. 9, no. 1, pp. 9–42, Mar. 1991.
- [11] F. Menezes and P. Monteiro, *An Introduction to Auction Theory*, 1st ed., vol. 1. Oxford: Oxford University Press, Incorporated, 2005.
- [12] C. Vázquez Martínez, M. L. Rivier Abbad, and J. I. Pérez Arriaga, “Modelos de subastas para mercados eléctricos,” 2001.
- [13] Y. S. Son, R. Baldick, K. H. Lee, and S. Siddiqi, “Short-term electricity market auction game analysis: Uniform and pay-as-bid pricing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1990–1998, 2004.
- [14] 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.
- [15] K. Mayera and S. Trück, “Electricity markets around the world,” *Journal of Commodity Markets*, vol. 9, pp. 77–100, Feb. 2018, Accessed: Jan. 01, 2022.
- [16] R. Weron, “Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future,” *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081, Oct. 2014.
- [17] C. R. Knittel and M. R. Roberts, “An empirical examination of restructured electricity prices,” *Energy Economics*, vol. 27, no. 5, pp. 791–817, Sep. 2005.
- [18] M. Ahlstrom *et al.*, “The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 6, pp. 60–66, Nov. 2015.
- [19] M. Zeng, F. Luan, J. Zhang, B. Liu, and Z. Zhang, “Improved Ant Colony Algorithm(ACA) and game theory for economic efficiency evaluation of electrical power market,” *2006 International Conference on Computational Intelligence and Security, ICCIAS 2006*, vol. 1, pp. 849–854, 2006.
- [20] OLADE, “Panorama General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe,” 2012.
- [21] 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.
- [22] J. Coltman, “The Transformer,” *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 8–15, 2002.
- [23] J. A. Heitmann, “The Merchant of Power: Samuel Insull, Thomas Edison, and the Creation of the Modern Metropolis,” <http://dx.doi.org/10.1080/03612759.2006.10526858>, vol. 34, no. 3, pp. 81–82, Mar. 2012.
- [24] R. Pomp, “The Evolution of the Electric Utility Industry,” *Tax Analysts*, Feb. 22, 1999.
- [25] R. Michaels, “The regulation and restructuring of electricity,” *California State University*, Aug. 2004, Accessed: Jan. 03, 2022.
- [26] H. Y. Yamin, K. Al-Tallaq, and S. M. Shahidehpour, “FERC Order 2000,” *LESCOPE 2002 - 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering: Energy for the Future, Conference Proceedings*, pp. 13–17, 2002.
- [27] Y. Tian and G. Gross, “OASISANET: An OASIS network simulator,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 4, pp. 1251–1258, 1998.
- [28] F. P. Sioshansi, *Evolution of Global Electricity Markets*, 1st ed. Waltham: Elsevier Inc., 2013.
- [29] L. Meeus, *The Evolution of Electricity Markets in Europe*. Edward Elgar Publishing, 2020.
- [30] L. Maurer and L. Barroso, *Electricity Auctions: An overview of Efficient Practices*, 1st ed., vol. 1. Washington DC: The World Bank, 2011.
- [31] M. J. Morey, “Power Market Auction Design: Rules and Lessons in Market-Based Control for the New Electricity Industry,” *Edison Electric Institute*, vol. 1, pp. 1–86, Aug. 2001, Accessed: Jan. 05, 2022.
- [32] L. Du, Y. L. Xu, and N. Bian, “Price formation and its dynamics in Dutch auctions,” *2011 IEEE 18th International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, IE and EM 2011*, no. 3, pp. 2080–2083, Oct. 2011.
- [33] V. Krishna, *Auction Theory*, 2nd ed., vol. 1. Elsevier Inc., 2009.
- [34] D. Harbord, N. Fabra, and N. Henrik von der Fehr, “Designing Electricity Auctions: Uniform, Discriminatory and Vickrey,” *Reserchgate*, Nov. 2002, Accessed: Jan. 04, 2022.
- [35] A. Cumpston and P. Khezr, “Multi-Unit Auctions: A Survey of Theoretical Literature,” *Munich Personal RePEc Archive*, Jun. 2020.
- [36] C. Vázquez, M. Rivier, and I. Perez, “Modelos de subastas para mercados eléctricos,” *Anales de Mecánica y Electricidad*, vol. LXXVIII, no. V, pp. 34–44, Sep. 2001, Accessed: Jan. 08, 2022.
- [37] F. M. Menezes, “Multiple-unit English auctions,” *European Journal of Political Economy*, vol. 12, no. 4, pp. 671–684, Dec. 1996.
- [38] A. Piña and F. Valdebenito, “Informe final Mercados eléctricos,” Santiago de Chile, May 2006. Accessed: Jan. 08, 2022.
- [39] M. T. P. Adam, A. Eidels, E. Lux, and T. Teubner, “Bidding Behavior in Dutch Auctions: Insights from a Structured Literature Review,” <http://dx.doi.org/10.1080/10864415.2016.1319222>, vol. 21, no. 3, pp. 363–397, Jul. 2017.
- [40] M. Wittwer, “Pay-As-Bid vs. First-Price Auctions: Similarities and Differences in Strategic Behavior,” *SSRN Electronic Journal*, Aug. 2018.
- [41] J. Burkett and K. Woodward, “Uniform price auctions with a last accepted bid pricing rule,” *Journal of*

- Economic Theory*, vol. 185, p. 104954, Jan. 2020.
- [42] A. Ciarreta, M. Lagullón, and A. Zarraga, “Modelación de los precios en el mercado eléctrico español,” *Cuadernos de Economía*, vol. 30, no. 54, pp. 227–250, 2011, Accessed: Jan. 15, 2022.
- [43] E. Granel, “Modelos de contratación de la energía eléctrica,” Leganés, 2012. Accessed: Jan. 14, 2022.
- [44] R. Baltaduonis, “Simple-Offer vs. Complex-Offer Auctions in Deregulated Electricity Markets,” *Economics Working Papers*, Apr. 2007, Accessed: Jan. 15, 2022.
- [45] F. D. Galiana, A. L. Motto, A. J. Conejo, and M. Huneault, “Decentralized Nodal-Price Self-Dispatch and Unit Commitment,” *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*, pp. 271–292, Dec. 2002.
- [46] A. L. Motto, F. D. Galiana, A. J. Conejo, and M. Huneault, “On walrasian equilibrium for pool-based electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 3, pp. 774–781, Aug. 2002.
- [47] J. Contreras, O. Candiles, J. I. de La Fuente, and T. Gomez, “A cobweb bidding model for competitive electricity markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 148–153, Feb. 2002.
- [48] S. C. Littlechild, “Spot pricing of electricity Arguments and prospects,” *Energy Policy*, vol. 16, no. 4, pp. 398–403, Aug. 1988.
- [49] Z. Jing and Y. Yu, “Spot market design and its influence to the entire electricity market and market regulation,” *2018 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2018 - Proceedings*, pp. 770–775, Jan. 2019.
- [50] D. Chattopadhyay and M. Klein, “Wholesale electricity spot market design: Find a way or make it,” *The Electricity Journal*, vol. 34, no. 9, p. 107030, Nov. 2021.
- [51] L. Heistrene, P. Mishra, and M. Lokhande, “Stochastic market clearing with revenue sufficiency constraints,” in *Energy Procedia*, 2019, vol. 158, pp. 3840–3845.
- [52] M. González *et al.*, “General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies.,” 2016.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 34. Matriz de estado del arte

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED																						
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Subastas horarias de energía	Flujos de potencia DC	Optimización lineal entera	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización subastas horarias con restricción de red	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 la red	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado	Asignación de la demanda por bloque ofertado
1	2012	Handbook of Key Global Financial Markets, Institutions, and Infrastructure	42				☒															
2	2014	The Economics of Electricity Markets	253	☒																	☒	
3	2012	Methodology for the foresight analysis of electricity markets	0			☒			☒		☒											☒
4	2014	Auction mechanisms for long-term electricity contracts: Application to the Colombian market	4	☒			☒															
5	2013	Short-term electricity market simulation for pool-based multi-period auctions	34	☒																		☒
6	2018	Electricity auctions in the presence of transmission constraints and transmission costs	5		☒																☒	
7	1982	A Theory of Auctions and Competitive Bidding	5233							☒	☒										☒	
8	1995	Application of auctions as a pricing mechanism for the interchange of electric power	244	☒																		
9	2016	Structures and formulations for electric power auctions	36	☒		☒																☒
10	1991	Auction design and favoritism	237																		☒	
11	2004	An Introduction to Auction Theory	265			☒																

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Subastas horarias de energía	Flujos de potencia DC	Optimización lineal entera	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización subastas horarias con restricción de red	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 la red	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado	Asignación de la demanda por bloque ofertado	Flujos de potencia de la red	Beneficio social asignado	
12	2001	Modelos de subastas para mercados eléctricos	7				☒																	☒	
13	2004	Short-term electricity market auction game analysis: Uniform and pay-as-bid pricing	117	☒				☒			☒														
14	2020	Óptima determinación de potencia para abastecer la demanda en el mediano plazo a través de subastas inversas de energía usando programación lineal (LP)	0		☒		☒								☒			☒			☒				☒
15	2018	Electricity markets around the world	66	☒					☒		☒														
16	2014	Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future	1365							☒															
17	2005	An empirical examination of restructured electricity prices	522											☒											
18	2005	The Evolution of the Market: Designing a Market for High Levels of Variable Generation	47					☒								☒		☒							
19	2016	Improved Ant Colony Algorithm(ACA) and game theory for economic efficiency evaluation of electrical power market	8		☒			☒		☒									☒		☒				
20	2017	Panorama General del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe	0				☒		☒							☒									☒
21	2019	Electricity Markets in the United States: A Brief History, Current Operations, and Trends	4					☒															☒		
22	2012	The Transformer	38								☒	☒							☒						
23	2007	The Merchant of Power: Samuel Insull, Thomas Edison, and the Creation of the Modern Metropolis	2					☒									☒								

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

ITEM	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Subastas horarias de energía	Flujos de potencia DC	Optimización lineal entera	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización subastas horarias con restricción de red	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 la red	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado	Asignación de la demanda por bloque ofertado	Flujos de potencia de la red	Beneficio social asignado	
24	1999	The Evolution of the Electric Utility Industry	0	☒	☒			☒									☒			☒	☒				
25	2004	The regulation and restructuring of electricity	0						☒		☒								☒	☒					☒
26	2000	FERC Order 2000	21																						
27	1998	OASISANET: An OASIS network simulator	14																						
28	2013	Evolution of Global Electricity Markets	154						☒										☒						☒
29	2020	The Evolution of Electricity Markets in Europe	16		☒																☒	☒			
30	2012	Electricity Auctions: An overview of Efficient Practices	230			☒																			
31	2011	Power Market Auction Design: Rules and Lessons in Market-Based Control for the New Electricity Industry	48								☒				☒					☒			☒		
32	2011	Price formation and its dynamics in Dutch auctions	1													☒								☒	
33	2009	Auction Theory	4932						☒																
34	2012	Designing Electricity Auctions: Uniform, Discriminatory and Vickrey	34	☒																				☒	
35	2020	Multi-Unit Auctions: A Survey of Theoretical Literature	1					☒							☒										
36	2001	Modelos de subastas para mercados eléctricos	7	☒						☒				☒	☒					☒			☒		
37	1996	Multiple-unit English auctions	54	☒			☒			☒						☒									☒

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Subastas horarias de energía	Flujos de potencia DC	Optimización lineal entera	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización subastas horarias con restricción de red	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 la red	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado	Asignación de la demanda por bloque ofertado	Flujos de potencia de la red	Beneficio social asignado	
38	2012	Informe final Mercados eléctricos	1																						
39	2017	Bidding Behavior in Dutch Auctions: Insights from a Structured Literature Review	19																						
40	2018	Similarities and Differences in Strategic Behavior	86	☒				☒					☒											☒	
41	2020	Uniform price auctions with a last accepted bid pricing rule	17	☒					☒				☒					☒	☒		☒	☒			
42	2011	Modelación de los precios en el mercado eléctrico español	5	☒				☒																☒	
43	2012	Modelos de contratación de la energía eléctrica	0		☒										☒						☒				
44	2007	Simple-Offer vs. Complex-Offer Auctions in Deregulated Electricity Markets	1						☒	☒	☒							☒							
45	2013	Decentralized Nodal-Price Self-Dispatch and Unit Commitment	15	☒				☒			☒	☒			☒								☒	☒	
46	2002	On walrasian equilibrium for pool-based electricity markets	75	☒	☒													☒			☒				
47	2012	A cobweb bidding model for competitive electricity markets	98			☒								☒				☒			☒				☒
48	1988	Spot pricing of electricity Arguments and prospects	27					☒																	
49	2018	Spot market design and its influence to the entire electricity market and market regulation	3			☒					☒														
50	2021	Wholesale electricity spot market design: Find a way or make it	0	☒					☒												☒	☒			☒

SUBASTAS HORARIAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA CON INCLUSIÓN DE RESTRICCIONES DE RED

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA						
				Subastas horarias de energía	Flujos de potencia DC	Optimización lineal entera	Abastecimiento de la demanda	Asignación de generadores	Determinación de curvas de oferta de producción y demanda	Implementación de las redes tipo	Modelo de optimización subastas horarias con restricción de red	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 la red	Determinación de las curvas de oferta de la demanda y de la producción	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación por bloque ofertado	Asignación de la demanda por bloque ofertado	Flujos de potencia de la red	Beneficio social asignado	
51	2019	Stochastic market clearing with revenue sufficiency constraints	1	☒				☒														☒			
52	2016	General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies	118						☒													☒			
CANTIDAD:				18	7	6	6	9	11	8	10	5	2	3	7	4	4	4	7	6	6	12	11	9	11

7.2 Resumen de Indicadores

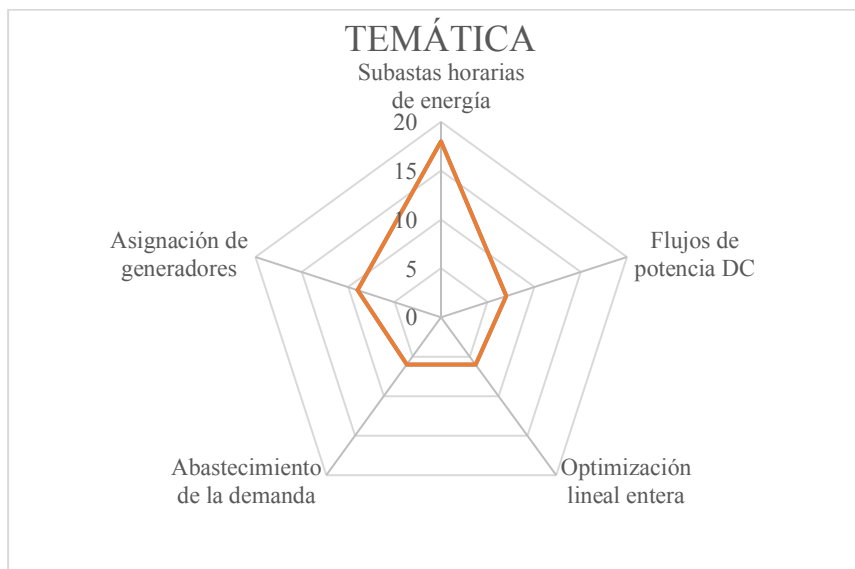


Figura 19. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

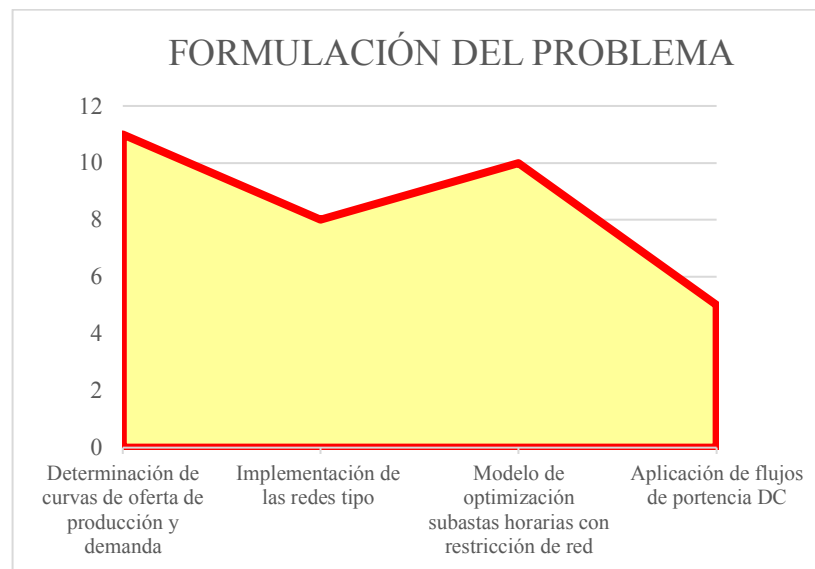


Figura 20. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

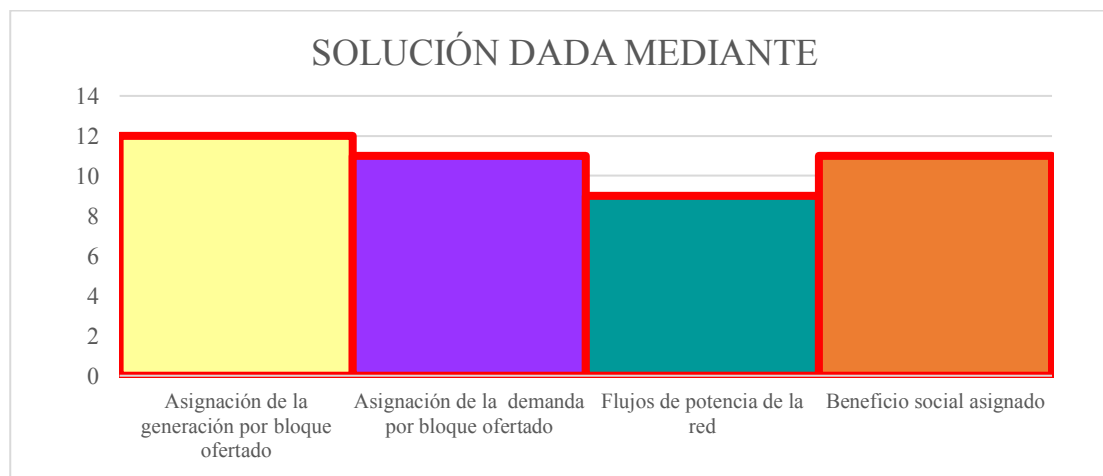


Figura 21. Indicador de solución - Estado del arte.

8 Anexos

8.1 Anexo A: Datos de oferta para la demanda por periodo de tiempo en la Red de 24 nodos.

	Periodo(h) / Demanda (MW)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
N1	72	68	65	64	64	65	80	93	103	104	104	103	103	103	100.5	101.5	107	108	108	104	98	90	79	68
N2	65	61	58	57	57	58	72	83	92	93	93	92	92	92	90	91	96	97	97	93	88	80.5	71	61
N3	121	113	108	106	106	108	133	155	171	173	173	171	171	171	167	169	178	179	180	173	164	149.4	131	113
N4	50	47	44	44	44	44	55	64	70	71	71	70	70	70	69	70	73	74	74	71	67	61.4	54	47
N5	48	45	42.5	42	42	42.5	52.5	61	67.5	68	68	67.5	67.5	67.5	66	67	70	71	71	68	65	59	52	45
N6	91	86	81.5	80	80	81.5	101	117	129	130.5	130.5	129	129	129	126.5	128	130	132	136	130.5	124	113	99	86
N7	84	79	49	50	74	49	92.5	107.5	119	120	120	119	119	119	116	117.5	124	125	125	120	114	104	91	79
N8	115	108	103	101	101	103	127	147	162.5	164	164	162.5	162.5	162.5	159	161	169	171	171	164	156	142	125	108
N9	117	110	105	103	103	105	130	150.5	166	168	168	166	166	166	163	164.5	173	175	175	168	159	145	128	110
N10	131	123	117	115	115	117	144	168	185	187	187	185	185	185	181	183	193	195	195	187	177.5	162	142	123
N13	178	167	159	156	156	159	196	228	252	254	254	252	252	252	246.5	249	262	265	265	254	241	220	193.5	167
N14	130	122	116	114	114	116	144	167	184	177	177	184	184	184	180.5	182	192	194	194	177	176.5	162	142	122
N15	212	200	190	187	187	190	235	273	301	304	304	301	301	301	295	298	314	317	317	304	288.5	263	231.5	200
N16	67	63	60	59	59	60	74	86	95	96	96	95	95	95	93	94	99	100	100	96	91	83	73	63
N18	223	210	200	196	196	200	246	286	316	320	320	316	316	316	310	313	330	333	333	320	303	276.4	243	210
N19	121	114	109	107	107	109	134	156	172	174	174	172	172	172	168	170	179	181	181	174	165	150	132	114
N20	86	81	77	75.5	75.5	77	95	110	122	123	123	122	122	122	119	120	127	128	128	123	116.5	106	93.5	81

	Periodo(h) / Precio (USD/MWh)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
N1	14.06	13.85	13.19	13.09	13.09	13.19	15.15	18.76	24.12	24.16	24.16	24.12	24.12	24.12	24.01	24.07	25.94	25.99	25.99	24.16	23.91	18.81	14.53	13.85
N2	14.06	13.86	13.2	13.11	13.11	13.2	15.17	18.79	24.13	24.18	24.18	24.13	24.13	24.13	24.03	24.08	25.95	26.01	26.01	24.18	23.93	18.83	14.54	13.86
N3	13.43	13.12	12.53	12.36	12.36	12.53	14.56	17.84	23.51	23.55	23.55	23.51	23.51	23.51	23.41	23.46	25.6	25.65	25.65	23.55	23.31	17.92	13.97	13.12
N4	14.08	13.8	13.15	13.02	13.02	13.15	15.26	18.75	24.44	24.48	24.48	24.44	24.44	24.44	24.36	24.4	26.48	26.53	26.53	24.48	24.26	18.85	14.63	13.8
N5	14.09	13.82	13.16	13.03	13.03	13.16	15.25	18.72	24.39	24.43	24.43	24.39	24.39	24.39	24.3	24.35	26.39	26.44	26.44	24.43	24.22	18.84	14.62	13.82
N6	14.09	13.79	13.15	13.3	13.3	13.15	15.3	20.2	24.55	24.58	24.58	24.55	24.55	24.55	24.47	24.51	26.66	26.71	26.71	24.58	24.4	19.92	14.67	13.79
N7	14.46	14.09	13.41	13.26	13.26	13.41	15.78	19.36	25.63	25.67	25.67	25.63	25.63	25.63	25.53	25.58	27.97	28.03	28.03	25.67	25.43	19.52	15.12	14.09
N8	14.46	14.09	13.41	13.25	13.25	13.41	15.77	19.36	25.62	25.66	25.66	25.62	25.62	25.62	25.52	25.58	27.97	28.03	28.03	25.66	25.43	19.52	15.12	14.09
N9	13.75	13.44	12.83	12.64	12.64	12.83	14.92	18.15	23.86	23.88	23.88	23.86	23.86	23.86	23.8	23.83	25.97	26	26	23.88	23.75	18.3	14.32	13.44
N10	13.83	13.53	12.9	12.71	12.71	12.9	15.01	18.16	24	24.02	24.02	24	24	24	23.94	23.97	26.11	26.14	26.14	24.02	23.89	18.35	14.4	13.53
N13	13.67	13.37	12.77	12.57	12.57	12.77	14.82	17.9	23.41	23.41	23.41	23.41	23.41	23.41	23.41	23.41	25.46	25.46	25.46	23.41	23.41	18.1	14.23	13.37
N14	13.43	13.12	12.55	12.35	12.35	12.55	14.56	17.67	23.37	23.38	23.38	23.37	23.37	23.37	23.3	23.33	25.47	25.51	25.51	23.38	23.23	17.8	13.98	13.12
N15	12.94	12.64	12.11	11.92	11.92	12.11	14	17	22.54	22.58	22.58	22.54	22.54	22.54	22.46	22.5	24.6	24.64	24.64	22.58	22.37	17.1	13.44	12.64
N16	13.01	12.71	12.18	11.99	11.99	12.18	14.08	17.07	22.62	22.65	22.65	22.62	22.62	22.62	22.54	22.58	24.67	24.72	24.72	22.65	22.46	17.18	13.52	12.71
N18	12.63	12.33	11.81	11.63	11.63	11.81	13.68	16.63	22.07	22.1	22.1	22.07	22.07	22.07	21.98	22.02	24.09	24.14	24.14	22.1	21.89	16.73	13.14	12.33
N19	13.14	12.86	12.31	12.12	12.12	12.31	14.2	17.17	22.72	22.74	22.74	22.72	22.72	22.72	22.65	22.68	24.77	24.81	24.81	22.74	22.58	17.28	13.65	12.86
N20	13.18	12.91	12.36	12.17	12.17	12.36	14.23	17.13	22.63	22.65	22.65	22.63	22.63	22.63	22.57	22.6	24.66	24.7	24.7	22.65	22.51	17.26	13.67	12.91

8.2 Anexo A: Datos de oferta para la producción en los periodos de tiempo en la Red de 24 nodos.

UNIDAD	PRECIO (USD/MWh)			
	BG1	BG2	BG3	BG4
G1	28.74	51.69	56.95	61.13
G2	28.74	51.69	56.95	61.13
G3	21.22	25.27	26.92	29.90
G4	21.88	23.41	25.46	27.30
G5	21.78	24.50	31.35	42.21
G6	10.71	12.18	13.44	15.03
G7	5.45	5.67	6.00	6.43
G8	5.45	5.67	6.00	6.43
G9	0.01	0.10	0.10	0.10
G10	11.02	12.43	13.69	15.20

UNIDAD	POTENCIA (MW)			
	BG1	BG2	BG3	BG4
G1	62.00	46.00	53.20	30.80
G2	62.00	46.00	53.20	30.80
G3	75.00	90.00	75.00	60.00
G4	207.00	147.60	118.20	118.20
G5	66.20	56.80	49.00	43.00
G6	54.20	38.80	31.00	31.00
G7	100.00	100.00	120.00	80.00
G8	100.00	100.00	120.00	80.00
G9	-	90.00	90.00	120.00
G10	248.40	165.10	114.50	132.00

8.3 Anexo B: Resultados Red 24 nodos – Demanda aceptada

Demanda	Parametro	Unidad	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
N1	Demanda aceptada	MW	72	68	65	64	64	65	80	93	103	104	104	103	103	103	101	102	107	108	108	104	98	90	79	68
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.1	13.9	13.2	13.1	13.1	13.2	15.2	18.8	24.1	24.2	24.2	24.1	24.1	24.1	24	24.1	25.9	26	26	24.2	23.9	18.8	14.5	13.9
N2	Demanda aceptada	MW	65	61	58	57	57	58	72	83	92	93	93	92	92	92	90	91	96	97	97	93	88	80.5	71	61
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.1	13.9	13.2	13.1	13.1	13.2	15.2	18.8	24.1	24.2	24.2	24.1	24.1	24.1	24	24.1	26	26	26	24.2	23.9	18.8	14.5	13.9
N3	Demanda aceptada	MW	121	113	108	106	106	108	133	155	171	173	173	171	171	171	167	169	178	179	180	173	164	149	131	113
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.4	13.1	12.5	12.4	12.4	12.5	14.6	17.8	23.5	23.6	23.6	23.5	23.5	23.5	23.4	23.5	25.6	25.7	25.7	23.6	23.3	17.9	14	13.1
N4	Demanda aceptada	MW	50	47	44	44	44	44	55	64	70	71	71	70	70	70	69	70	73	74	74	71	67	61.4	54	47
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.1	13.8	13.2	13	13	13.2	15.3	18.8	24.4	24.5	24.5	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	26.5	26.5	26.5	24.5	24.3	18.9	14.6	13.8
N5	Demanda aceptada	MW	48	45	42.5	42	42	42.5	52.5	61	67.5	68	68	67.5	67.5	67.5	66	67	70	71	71	68	65	59	52	45
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.1	13.8	13.2	13	13	13.2	15.3	18.7	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.3	24.4	26.4	26.4	26.4	24.4	24.2	18.8	14.6	13.8
N6	Demanda aceptada	MW	91	86	81.5	80	80	81.5	101	117	129	131	131	129	129	129	127	128	130	132	136	131	124	113	99	86
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.1	13.8	13.2	13.3	13.3	13.2	15.3	20.2	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.6	24.5	24.5	26.7	26.7	26.7	24.6	24.4	19.9	14.7	13.8
N7	Demanda aceptada	MW	84	79	49	50	74	49	92.5	108	119	120	120	119	119	119	116	118	124	125	125	120	114	104	91	79
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.5	14.1	13.4	13.3	13.3	13.4	15.8	19.4	25.6	25.7	25.7	25.6	25.6	25.6	25.5	25.6	28	28	28	25.7	25.4	19.5	15.1	14.1
N8	Demanda aceptada	MW	115	108	103	101	101	103	127	147	163	164	164	163	163	163	159	161	169	171	171	164	156	142	125	108
	Precio de la demanda	USD/MWh	14.5	14.1	13.4	13.3	13.3	13.4	15.8	19.4	25.6	25.7	25.7	25.6	25.6	25.6	25.5	25.6	28	28	28	25.7	25.4	19.5	15.1	14.1
N9	Demanda aceptada	MW	117	110	105	103	103	105	130	151	166	168	168	166	166	166	163	165	173	175	175	168	159	145	128	110
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.8	13.4	12.8	12.6	12.6	12.8	14.9	18.2	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.9	23.8	23.8	26	26	26	23.9	23.8	18.3	14.3	13.4
N10	Demanda aceptada	MW	131	123	117	115	115	117	144	168	185	187	187	185	185	185	181	183	193	195	195	187	178	162	142	123
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.8	13.5	12.9	12.7	12.7	12.9	15	18.2	24	24	24	24	24	24	23.9	24	26.1	26.1	26.1	24	23.9	18.4	14.4	13.5
N13	Demanda aceptada	MW	178	167	159	156	156	159	196	228	252	254	254	252	252	252	247	249	262	265	265	254	241	220	194	167
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.7	13.4	12.8	12.6	12.6	12.8	14.8	17.9	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	25.5	25.5	25.5	23.4	23.4	18.1	14.2	13.4
N14	Demanda aceptada	MW	130	122	116	114	114	116	144	167	184	177	177	184	184	184	181	182	192	194	194	177	177	162	142	122
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.4	13.1	12.6	12.4	12.4	12.6	14.6	17.7	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.4	23.3	23.3	25.5	25.5	25.5	23.4	23.2	17.8	14	13.1
N15	Demanda aceptada	MW	131	200	109	129	105	109	122	22	173	161	161	173	173	173	218	196	296	273	268	161	261	87.7	31.5	200
	Precio de la demanda	USD/MWh	12.9	12.6	12.1	11.9	11.9	12.1	14	17	22.5	22.6	22.6	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	24.6	24.6	24.6	22.6	22.4	17.1	13.4	12.6
N16	Demanda aceptada	MW	67	63	60	59	59	60	74	86	95	96	96	95	95	95	93	94	99	100	100	96	91	83	73	63
	Precio de la demanda	USD/MWh	13	12.7	12.2	12	12	12.2	14.1	17.1	22.6	22.7	22.7	22.6	22.6	22.6	22.5	22.6	24.7	24.7	24.7	22.7	22.5	17.2	13.5	12.7
N18	Precio de la demanda	USD/MWh	12.6	12.3	11.8	11.6	11.6	11.8	13.7	16.6	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22.1	22	22	24.1	24.1	24.1	22.1	21.9	16.7	13.1	12.3
N19	Demanda aceptada	MW	121	114	109	107	107	109	134	156	172	174	174	172	172	172	168	170	179	181	181	174	165	150	132	114
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.1	12.9	12.3	12.1	12.1	12.3	14.2	17.2	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	22.7	24.8	24.8	24.8	22.7	22.6	17.3	13.7	12.9
N20	Demanda aceptada	MW	86	81	77	75.5	75.5	77	95	110	122	123	123	122	122	122	119	120	127	128	128	123	117	106	93.5	81
	Precio de la demanda	USD/MWh	13.2	12.9	12.4	12.2	12.2	12.4	14.2	17.1	22.6	22.7	22.7	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	24.7	24.7	24.7	22.7	22.5	17.3	13.7	12.9

8.4 Anexo B: Resultados Red 24 nodos – Producción aceptada

Parametro	Hora	G1				G2				G3				G4				G5				
		BG1	BG2	BG3	BG4	BG1	BG2	BG3	BG4	BG1	BG2	BG3	BG4	BG1	BG2	BG3	BG4	BG1	BG2	BG3	BG4	
Producción aceptada [MW]	h1																					
	h2																					
	h3																					
	h4																					
	h5																					
	h6																					
	h7																					
	h8																					
	h9										75				207				66.2			
	h10										75				207				66.2			
	h11										75				207				66.2			
	h12										75				207				66.2			
	h13										75				207				66.2			
	h14										75				207				66.2			
	h15										75				207				66.2			
	h16										75				207				66.2			
	h17										75				207	147.6			66.2	56.8		
	h18										75				207	147.6			66.2	56.8		
	h19										75				207	147.6			66.2	56.8		
	h20										75				207				66.2			
	h21										75				207				66.2			
	h22																					
	h23																					
	h24																					
Precio de la Oferta [USD/MWh]	h1	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h2	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h3	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h4	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h5	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h6	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h7	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h8	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h9	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h10	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h11	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h12	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h13	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h14	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h15	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h16	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h17	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h18	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h19	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h20	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h21	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h22	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h23	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	
	h24	28.74	51.69	56.95	61.13	28.74	51.69	56.95	61.13	21.22	25.27	26.92	29.9	21.88	23.41	25.46	27.3	21.78	24.5	31.35	42.21	

8.5 Anexo B: Resultados Red 24 nodos – Flujo de potencia en los enlaces

		Hora											
Nodo	Nodo j	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
N1	N2	30.94	28.69	28.44	27.96	28.95	28.44	33.06	37.49	34.11	34.74	34.74	34.11
N3	N1	91.05	85.07	83.83	82.39	84.44	83.83	98.22	112.91	109.98	111.29	111.29	109.98
N3	N9	65.01	59.83	63.27	61.91	66.27	63.27	66.74	75.19	51.55	52.48	52.48	51.55
N4	N2	29.25	27.65	26.07	25.43	25.12	26.07	32.80	38.12	44.74	45.05	45.05	44.74
N5	N1	11.89	11.62	9.62	9.57	8.51	9.62	14.84	17.58	27.14	27.46	27.46	27.14
N6	N2	4.82	4.66	3.48	3.61	2.93	3.48	6.14	7.39	13.15	13.21	13.21	13.15
N8	N7	84.00	79.00	49.00	50.00	74.00	49.00	92.50	107.50	44.00	45.00	45.00	44.00
N9	N4	79.25	74.65	70.07	69.43	69.12	70.07	87.80	102.12	114.74	116.05	116.05	114.74
N9	N8	115.25	108.24	90.42	89.65	101.94	90.42	126.71	146.86	122.76	124.21	124.21	122.76
N10	N5	59.89	56.62	52.12	51.57	50.51	52.12	67.34	78.58	94.64	95.46	95.46	94.64
N10	N6	95.82	90.66	84.98	83.61	82.93	84.98	107.14	124.39	142.15	143.71	143.71	142.15
N10	N8	83.75	78.76	61.58	61.35	73.06	61.58	92.79	107.64	83.74	84.79	84.79	83.74
N11	N9	134.22	126.67	115.67	114.26	118.73	115.67	147.75	170.25	179.03	181.70	181.70	179.03
N11	N10	196.20	184.66	172.40	169.94	175.58	172.40	214.50	247.42	255.82	259.29	259.29	255.82
N12	N9	112.27	106.39	86.55	85.91	89.07	86.55	130.02	154.04	172.92	174.07	174.07	172.92
N12	N10	174.25	164.38	143.28	141.59	145.91	143.28	196.77	231.20	249.70	251.66	251.66	249.70
N13	N11	10.57	10.91	-10.69	-9.61	-9.01	-10.69	23.34	34.36	108.59	107.06	107.06	108.59
N13	N12	49.27	46.67	40.63	40.37	43.28	40.63	54.59	62.94	119.37	120.50	120.50	119.37
N14	N11	319.85	300.42	298.76	293.82	303.32	298.76	338.91	383.31	326.27	333.94	333.94	326.27
N15	N16	186.76	145.96	222.31	209.59	223.85	222.31	176.71	221.18	160.85	167.55	167.55	160.85
N15	N24	277.06	257.90	255.10	250.30	256.71	255.10	297.96	343.10	332.52	336.77	336.77	332.52
N16	N14	449.85	422.42	414.76	407.82	417.32	414.76	482.91	550.31	510.27	510.94	510.94	510.27
N16	N19	268.59	249.68	315.74	307.98	316.07	315.74	247.13	253.59	210.21	216.79	216.79	210.21
N17	N16	505.68	496.14	513.99	511.01	514.35	513.99	503.33	513.72	499.62	501.19	501.19	499.62
N18	N17	361.05	352.82	368.23	365.66	368.54	368.23	359.02	368.00	355.82	357.17	357.17	355.82
N18	N21	38.95	47.18	31.77	34.34	31.46	31.77	40.98	32.00	44.18	42.83	42.83	44.18
N19	N20	147.59	135.68	206.74	200.98	209.07	206.74	113.13	97.59	38.21	42.79	42.79	38.21
N20	N23	61.59	54.68	129.74	125.48	133.57	129.74	18.13	-12.41	-83.79	-80.21	-80.21	-83.79
N21	N15	594.32	603.86	586.01	588.99	585.65	586.01	596.67	586.28	600.38	598.81	598.81	600.38
N22	N17	144.63	143.32	145.76	145.35	145.81	145.76	144.31	145.72	143.80	144.01	144.01	143.80
N22	N21	155.37	156.68	154.24	154.65	154.19	154.24	155.69	154.28	156.20	155.99	155.99	156.20
N23	N12	237.25	224.10	189.20	187.12	191.70	189.20	272.20	322.30	303.24	305.23	305.23	303.24
N23	N13	237.84	224.58	188.94	186.76	190.27	188.94	273.94	325.29	272.96	274.56	274.56	272.96
N24	N3	277.06	257.90	255.10	250.30	256.71	255.10	297.96	343.10	332.52	336.77	336.77	332.52

		Hora											
Nodo	Nodo j	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
N1	N2	34.11	34.11	33.15	33.85	32.14	33.01	33.51	34.74	31.76	35.59	34.37	28.69
N3	N1	109.98	109.98	106.49	108.30	107.40	109.47	109.97	111.29	102.98	107.93	101.00	85.07
N3	N9	51.55	51.55	48.19	49.94	39.68	41.92	42.03	52.48	44.55	69.97	74.63	59.83
N4	N2	44.74	44.74	43.67	44.02	47.04	47.38	47.81	45.05	43.15	37.31	31.81	27.65
N5	N1	27.14	27.14	27.16	27.04	31.74	31.54	31.54	27.46	26.78	17.66	12.37	11.62
N6	N2	13.15	13.15	13.18	13.13	16.82	16.60	15.67	13.21	13.10	7.60	4.82	4.66
N8	N7	44.00	44.00	41.00	42.50	49.00	50.00	50.00	45.00	39.00	104.00	91.00	79.00
N9	N4	114.74	114.74	112.67	114.02	120.04	121.38	121.81	116.05	110.15	98.71	85.81	74.65
N9	N8	122.76	122.76	118.88	120.96	128.07	129.92	130.20	124.21	115.91	141.79	125.32	108.24
N10	N5	94.64	94.64	93.16	94.04	101.74	102.54	102.54	95.46	91.78	76.66	64.37	56.62
N10	N6	142.15	142.15	139.68	141.13	146.82	148.60	151.67	143.71	137.10	120.60	103.82	90.66
N10	N8	83.74	83.74	81.12	82.54	89.93	91.08	90.80	84.79	79.09	104.21	90.68	78.76
N11	N9	179.03	179.03	175.34	177.39	190.42	192.35	192.77	181.70	171.61	164.56	145.75	126.67
N11	N10	255.82	255.82	249.65	252.98	265.45	268.77	270.29	259.29	244.08	238.53	213.93	184.66
N12	N9	172.92	172.92	171.02	172.15	191.01	192.03	192.21	174.07	168.91	150.97	118.76	106.39
N12	N10	249.70	249.70	245.32	247.74	266.04	268.46	269.73	251.66	241.38	224.94	186.94	164.38
N13	N11	108.59	108.59	110.48	109.70	165.20	164.27	164.38	107.06	112.21	37.07	5.73	10.91
N13	N12	119.37	119.37	118.10	118.94	164.16	164.82	165.38	120.50	116.98	61.02	53.30	46.67
N14	N11	326.27	326.27	314.51	320.68	290.67	296.85	298.69	333.94	303.49	366.02	353.95	300.42
N15	N16	160.85	160.85	133.17	146.89	113.71	128.05	130.80	167.55	106.95	180.73	243.04	145.96
N15	N24	332.52	332.52	321.67	327.24	325.09	330.39	332.00	336.77	311.52	327.30	306.62	257.90
N16	N14	510.27	510.27	495.01	502.68	482.67	490.85	492.69	510.94	479.99	528.02	495.95	422.42
N16	N19	210.21	210.21	193.32	201.58	175.65	184.15	185.71	216.79	177.99	228.98	316.93	249.68
N17	N16	499.62	499.62	493.15	496.36	488.60	491.96	492.60	501.19	487.03	504.27	518.83	496.14
N18	N17	355.82	355.82	350.24	353.01	346.31	349.20	349.76	357.17	344.94	359.84	372.41	352.82
N18	N21	44.18	44.18	49.76	46.99	53.69	50.80	50.24	42.83	55.06	40.16	27.59	47.18
N19	N20	38.21	38.21	25.32	31.58	-3.35	3.15	4.71	42.79	12.99	78.98	184.93	135.68
N20	N23	-83.79	-83.79	-93.68	-88.42	-130.35	-124.85	-123.29	-80.21	-103.51	-27.02	91.43	54.68
N21	N15	600.38	600.38	606.85	603.64	611.40	608.04	607.40	598.81	612.97	595.73	581.17	603.86
N22	N17	143.80	143.80	142.92	143.35	142.30	142.75	142.84	144.01	142.08	144.43	146.42	143.32
N22	N21	156.20	156.20	157.08	156.65	157.70	157.25	157.16	155.99	157.92	155.57	153.58	156.68
N23	N12	303.24	303.24	298.24	300.95	292.89	295.67	296.55	305.23	293.31	314.89	252.40	224.10
N23	N13	272.96	272.96	268.08	270.63	236.75	239.49	240.17	274.56	263.18	318.08	252.53	224.58
N24	N3	332.52	332.52	321.67	327.24	325.09	330.39	332.00	336.77	311.52	327.30	306.62	257.90

8.6 Anexo B: Resultados Red 24 nodos – Valores nodales del ángulo

Nodo	Ángulo (deg)											
	h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12
N1	-13.33	-12.60	-11.10	-10.98	-11.16	-11.10	-15.07	-17.66	-21.36	-21.54	-21.54	-21.36
N2	-13.57	-12.83	-11.32	-11.20	-11.39	-11.32	-15.34	-17.96	-21.63	-21.82	-21.82	-21.63
N3	-2.31	-2.31	-0.95	-1.01	-0.94	-0.95	-3.19	-3.99	-8.05	-8.08	-8.08	-8.05
N4	-11.45	-10.82	-9.43	-9.36	-9.57	-9.43	-12.96	-15.19	-18.39	-18.55	-18.55	-18.39
N5	-12.75	-12.04	-10.63	-10.52	-10.75	-10.63	-14.36	-16.81	-20.05	-20.21	-20.21	-20.05
N6	-13.04	-12.32	-10.94	-10.81	-11.07	-10.94	-14.66	-17.14	-20.19	-20.37	-20.37	-20.19
N7	-20.60	-19.40	-15.55	-15.47	-17.71	-15.55	-22.98	-26.79	-24.73	-24.99	-24.99	-24.73
N8	-17.64	-16.63	-13.82	-13.71	-15.11	-13.82	-19.73	-23.01	-23.18	-23.40	-23.40	-23.18
N9	-6.74	-6.39	-5.27	-5.23	-5.46	-5.27	-7.74	-9.12	-11.57	-11.65	-11.65	-11.57
N10	-9.72	-9.17	-8.00	-7.91	-8.19	-8.00	-10.95	-12.83	-15.26	-15.38	-15.38	-15.26
N11	-0.29	-0.30	0.29	0.26	0.25	0.29	-0.64	-0.94	-2.96	-2.92	-2.92	-2.96
N12	-1.34	-1.27	-1.11	-1.10	-1.18	-1.11	-1.49	-1.72	-3.26	-3.29	-3.29	-3.26
N13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N14	7.37	6.90	7.45	7.30	7.51	7.45	7.48	8.24	4.85	5.08	5.08	4.85
N15	19.25	17.76	18.89	18.47	19.03	18.89	19.99	22.70	17.82	18.13	18.13	17.82
N16	17.40	16.31	16.69	16.39	16.81	16.69	18.24	20.51	16.23	16.47	16.47	16.23
N17	24.90	23.67	24.32	23.97	24.44	24.32	25.71	28.13	23.64	23.90	23.90	23.64
N18	27.88	26.59	27.36	26.99	27.48	27.36	28.67	31.17	26.58	26.85	26.85	26.58
N19	13.84	13.01	12.51	12.31	12.63	12.51	14.97	17.15	13.44	13.60	13.60	13.44
N20	12.17	11.47	10.17	10.03	10.26	10.17	13.69	16.05	13.01	13.11	13.11	13.01
N21	27.59	26.24	27.12	26.73	27.25	27.12	28.37	30.93	26.25	26.53	26.53	26.25
N22	33.63	32.32	33.11	32.74	33.24	33.11	34.42	36.92	32.32	32.59	32.59	32.32
N23	11.79	11.13	9.36	9.26	9.43	9.36	13.58	16.12	13.53	13.61	13.61	13.53
N24	11.01	10.09	11.31	11.02	11.40	11.31	11.13	12.50	7.93	8.11	8.11	7.93

Nodo	Ángulo (deg)											
	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
N1	-21.36	-21.36	-21.04	-21.22	-23.95	-24.12	-24.19	-21.54	-20.73	-17.21	-14.30	-12.60
N2	-21.63	-21.63	-21.31	-21.49	-24.21	-24.38	-24.46	-21.82	-20.99	-17.49	-14.57	-12.83
N3	-8.05	-8.05	-8.16	-8.11	-10.95	-10.87	-10.88	-8.08	-8.27	-4.15	-2.07	-2.31
N4	-18.39	-18.39	-18.14	-18.29	-20.79	-20.94	-20.99	-18.55	-17.85	-14.79	-12.26	-10.82
N5	-20.05	-20.05	-19.73	-19.91	-22.41	-22.59	-22.66	-20.21	-19.44	-16.36	-13.70	-12.04
N6	-20.19	-20.19	-19.86	-20.04	-22.36	-22.55	-22.73	-20.37	-19.55	-16.66	-14.04	-12.32
N7	-24.73	-24.73	-24.13	-24.46	-27.50	-27.78	-27.83	-24.99	-23.65	-25.99	-22.22	-19.40
N8	-23.18	-23.18	-22.69	-22.96	-25.77	-26.02	-26.07	-23.40	-22.27	-22.33	-19.02	-16.63
N9	-11.57	-11.57	-11.44	-11.52	-13.66	-13.73	-13.75	-11.65	-11.31	-8.92	-7.16	-6.39
N10	-15.26	-15.26	-15.01	-15.15	-17.27	-17.40	-17.48	-15.38	-14.79	-12.48	-10.44	-9.17
N11	-2.96	-2.96	-3.01	-2.99	-4.51	-4.48	-4.48	-2.92	-3.06	-1.01	-0.16	-0.30
N12	-3.26	-3.26	-3.22	-3.24	-4.48	-4.50	-4.51	-3.29	-3.19	-1.66	-1.45	-1.27
N13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
N14	4.85	4.85	4.52	4.69	2.46	2.63	2.67	5.08	4.21	7.76	8.32	6.90
N15	17.82	17.82	16.87	17.35	14.34	14.84	14.95	18.13	15.97	21.32	21.78	17.76
N16	16.23	16.23	15.55	15.89	13.21	13.57	13.65	16.47	14.91	19.52	19.37	16.31
N17	23.64	23.64	22.87	23.26	20.46	20.87	20.96	23.90	22.13	27.01	27.07	23.67
N18	26.58	26.58	25.76	26.17	23.32	23.75	23.85	26.85	24.98	29.98	30.15	26.59
N19	13.44	13.44	12.99	13.22	10.89	11.13	11.19	13.60	12.55	16.49	15.18	13.01
N20	13.01	13.01	12.71	12.87	10.93	11.10	11.14	13.11	12.40	15.60	13.08	11.47
N21	26.25	26.25	25.39	25.82	22.92	23.37	23.47	26.53	24.57	29.68	29.94	26.24
N22	32.32	32.32	31.49	31.91	29.05	29.48	29.58	32.59	30.71	35.72	35.91	32.32
N23	13.53	13.53	13.29	13.41	11.73	11.87	11.90	13.61	13.04	15.76	12.52	11.13
N24	7.93	7.93	7.31	7.62	4.67	5.01	5.08	8.11	6.70	11.58	12.67	10.09