

**UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**“ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”**

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

AUTORES:

ANDRÉS SANTIAGO LEÓN VIZHÑAY

CI: 0105738355

ANDRÉS PATRICIO LOJANO LEÓN

CI: 0107066912

DIRECTOR:

MAGÍSTER JUAN BAUTISTA SANANGO FERNÁNDEZ

CI: 0301522892

CUENCA – ECUADOR

2017



“ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”

RESUMEN

Los Sistemas de Distribución Eléctricos generalmente son abastecidos por las grandes Subestaciones Eléctricas, que son encargadas de alimentar a los consumidores por medio de las redes de distribución. Ahora con el uso de energías alternativas (eólica, fotovoltaica, etc.) dicho sistema cambió su estructura a la denominada microred. Esta red presenta muchos beneficios para el abastecimiento de la demanda, además de ayudar a fortalecer al sistema eléctrico de potencia y a disminuir las pérdidas de energía eléctrica.

La gran ventaja de una microred es tener su generación en las proximidades de la carga, lo cual conlleva a buscar la mejor oferta de cada empresa generadora o vendedora de energía eléctrica. El algoritmo planteado considera la mejor ubicación de la generación distribuida, para poder abastecer la demanda y reducir las pérdidas de energía.

Este trabajo presenta una alternativa para la optimización de las pérdidas de energía dentro de una microred. Se pretende que bajo el concepto de la Teoría de los Juegos Cooperativos; encontrar un algoritmo que ayude a mejorar el intercambio de energía eléctrica, reducir las pérdidas en dicho intercambio, así como también la reducción de los costos.

La Teoría de los Juegos Cooperativos busca formar el mejor grupo o coalición (vendedor, comprador) que el sistema requiere para abastecer la demanda a un costo reducido. Con esto, el usuario puede considerar a que generación (fotovoltaica, eólica, hidráulica, etc.) comprar la energía y que beneficio (reducción de pérdidas y costos) tenga con dicha coalición.

Palabras clave: Juegos Cooperativos, Coaliciones, Algoritmo, Microred, Generación Distribuida, Smart Grids, Pérdidas de Energía, Restricciones, Costos, Subrutina, Intercambio Cooperativo.



“ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”

ABSTRACT

The Electric Distribution Systems are currently supplied by the large Electrical Substations, which are in charge of feeding the consumers through the distribution networks. Now, with the use of alternative energies (wind, photovoltaic, etc.), this system changed its structure to the so-called Smart Grid. This network has many benefits for supplying demand, as well as helping to strengthen the power system and reduce electrical losses.

The great advantage of a Smart Grid is to have its generation in the vicinity of the load, which leads to find the best offer of each generating or selling company electric power. The algorithm considered the best location of the distributed generation, to be able to supply the demand and reduce the losses of energy.

This investigation presents an alternative for the optimization of energy losses within a smart grid. It is intended that under the concept of Cooperative Games Theory; find an algorithm that helps to improve the exchange of electric energy, reduce losses in such exchange, as well as reduce costs.

The Theory of Cooperative Games seeks to form the best group or coalition (seller, buyer) that the system requires to supply the demand at a reduced cost. With this, the user can consider which generation (photovoltaic, wind, hydro, etc.) to buy the energy and what benefit (reduction of losses and costs) have with that coalition.

Keywords: Cooperative Games, Coalitions, Algorithm, Distributed Generation, Smart Grids, Energy Losses, Restrictions, Costs, Subroutine, Cooperative Exchange.



CONTENIDO

RESUMEN	2
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	15
1.1. Objetivos.	16
1.1.1. Objetivo General.....	16
1.1.2. Objetivos Específicos.	16
1.2. Justificación.	16
1.3. Metodología.	17
CAPITULO II: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	18
2.1. Introducción.	18
2.2. Conceptos de generación distribuida.	18
2.2.1. Modelo energético.	18
2.2.2. Distribución eléctrica.	19
2.2.3. Generación Distribuida.	20
2.2.4. Tecnologías en generación distribuida.	21
2.2.5. Razones y beneficios tras la Implementación de la Generación Distribuida.	22
2.3. Tipos de Generación Distribuida.	23
2.3.1. Tecnologías aplicadas en GD.....	23
2.3.2. Turbinas de gas.....	23
2.3.3. Microturbinas a gas.	24
2.3.4. Celdas fotovoltaicas.	24
2.3.5. Sistema solar-térmico.	25
2.3.6. Generadores eólicos.....	25
2.3.7. Biomasa.	26
2.3.8. Mini hidroeléctricas.	26
2.4. Microredes inteligentes y regulación eléctrica ecuatoriana.	27
2.4.1. Introducción.	27
2.4.2. Redes inteligentes (Smart Grids).	28
2.4.3. Características y beneficios de una Smart Grid.....	29
2.4.4. Conceptos de Micro red.	30
2.4.5. Microredes Inteligentes.....	31
2.4.6. Regulación eléctrica ecuatoriana.....	32



2.5.	Ventajas de las redes inteligentes Smart Grids.....	33
2.6.	Elementos de la Micro red.....	34
2.6.1.	Componentes.	34
2.6.2.	Generación.	34
2.6.3.	Sistemas de almacenamiento.	36
2.6.4.	Sistema de distribución.	37
2.6.5.	Inteligencia del sistema.	38
CAPÍTULO III: LA TEORÍA DE LOS JUEGOS.....		39
3.1.	Introducción.	39
3.2.	Conceptos básicos de la Teoría de los Juegos.....	39
3.2.1.	Tipos de juegos.	41
3.2.2.	Función de Utilidad.....	42
3.2.3.	Forma estratégica y forma extensiva de un juego.	42
3.2.4.	Juegos de suma cero y de suma distinta de cero.	43
3.2.5.	Solución y valor de solución de un juego.	44
3.3.	Herramientas de análisis de la Teoría de los Juegos.....	45
3.4.	Solución de los Juegos Cooperativos.	46
3.4.1.	Valor de Shapley.	47
3.4.2.	Teorema de Dubey.	48
3.5.	Ejemplos.....	48
CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA, MODELO BASE.....		56
4.1.	Introducción.	56
4.2.	Modelo eléctrico de la red de distribución.....	57
4.2.1.	Modelo de Sistema Eléctrico para un juego cooperativo.	57
4.2.1.1.	Pérdida de potencia para el intercambio entre una Microred y la Subestación. ...	59
4.2.1.2.	Pérdida de potencia para el intercambio entre Microredes.	61
4.3.	Algoritmo de formación de coaliciones para un juego cooperativo.	62
4.3.1.	Subrutina: Intercambio no cooperativo en dos macro estaciones.....	62
4.3.2.	Subrutina: Cálculo del vector de pagos.....	63
4.3.3.	Subrutina: Formación de las coaliciones.....	64
4.3.4.	Subrutina: Intercambio cooperativo de energía con las coaliciones formadas.....	68
4.3.5.	Subrutina: Evolución en el tiempo.....	69



CAPÍTULO V: INTEGRACIÓN DE LAS RESTRICCIONES DEL SISTEMA, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	70
5.1. Introducción.	70
5.2. Restricciones del Sistema de Distribución.	70
5.3. Simulación del Algoritmo del intercambio cooperativo de energía.....	71
5.3.1. Red Eléctrica integrada por diez microredes.	74
5.3.2. Red de Distribución Real.....	75
5.4. Validación de Resultados.....	78
5.4.1. Validación Red Eléctrica integrada por diez microredes.....	78
5.4.2. Validación Red de Distribución Real.	84
5.5. Análisis de costos y pérdidas.	94
5.5.1. Análisis Red Eléctrica integrada por diez microredes.	94
5.5.2. Análisis Red de Distribución Real.....	95
CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
6.1. CONCLUSIONES.	98
6.2. RECOMENDACIONES.	99
BIBLIOGRAFÍA	100
ANEXOS	102
ANEXO 1: Restricciones Técnicas y Económicas.	102
ANEXO 2: Constantes de Pérdidas.....	102
ANEXO 3: Página ARCONEL.	102
ANEXO 4: Geoportal ARCONEL.....	103
ANEXO 5: Precios Venta de Energía.	103
ANEXO 6: Precios de Compra de Energía.	104
ANEXO 7: SUBROUTINAS DEL PROGRAMA	105



Universidad de Cuenca

Certifico que el trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS” ha sido desarrollado por los señores estudiantes: Andrés Santiago León Vizñay con C.I: 010573835-5 y Andrés Patricio Lojano León con C.I: 010706691-2.

Cuenca, 20 de Octubre del 2017.

Magíster Juan Bautista Sanango Fernández
DOCENTE DE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



Universidad de Cuenca
Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, ANDRÉS SANTIAGO LEÓN VIZHÑAY, autor del trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 20 de Octubre del 2017.

ANDRÉS SANTIAGO LEÓN VIZHÑAY

C.I: 010573835-5



Universidad de Cuenca
Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, ANDRÉS PATRICIO LOJANO LEÓN, autor del trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 20 de Octubre del 2017.

ANDRÉS PATRICIO LOJANO LEÓN

C.I: 010706691-2



Universidad de Cuenca

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, ANDRÉS SANTIAGO LEÓN VIZHÑAY, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 20 de Octubre del 2017.

ANDRÉS SANTIAGO LEÓN VIZHÑAY

C.I: 010573835-5



Universidad de Cuenca

Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, ANDRÉS PATRICIO LOJANO LEÓN, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONANDO RESTRICCIONES EN MICROREDES ELÉCTRICAS”, de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 20 de Octubre del 2017.

ANDRÉS PATRICIO LOJANO LEON

C.I: 010706691-2



Agradecimiento

Queremos agradecer primeramente a Dios por permitirnos cumplir una meta más en nuestras vidas, dándonos vida, constancia, sabiduría y fortaleza en el transcurso de nuestra vida estudiantil. A nuestra querida Universidad de Cuenca, por habernos formado en sus aulas como personas en responsabilidad, ética y valores, a nuestros profesores por sus enseñanzas y ejemplos. Un agradecimiento especial para nuestro tutor de tesis, Ing. Juan Sanango por su tiempo, apoyo y enseñanza para poder finalizar este trabajo.

Los autores



Dedicatoria

Dedico el presente trabajo de titulación a Dios por darme salud, ser mi guía, protector y al brindarme a la mejor madre del mundo Cumandá León gracias a sus consejos, valores, por ser madre/padre y con su apoyo hoy he cumplido una de las metas de mi vida. A mis hermanos: Luis, David, María, a mi tío Christian y a mis abuelitos Rosa y Julio, así como a cada uno de mis compañeros por haberme acompañado en la lucha que hoy culmina. A mi enamorada Adriana por estar ahí apoyándome en los momentos difíciles que se presentaban en el transcurso de mi estudio.

Andrés Lojano L.



Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo de titulación en un inicio a Dios, por haberme dado la fortaleza y sabiduría para culminar una de las metas en mi vida y por darme a unos excelentes padres Rodrigo y Cecilia, que con sus experiencias, valores y paciencia me han formado como una buena persona y ahora profesional. A mis hermanas Jenny y Gaby, gracias por ser mis compañeras en la vida y ser mi apoyo incondicional. A mi enamorada Vero, por su apoyo, paciencia y comprensión en los momentos más difíciles de mi vida y de mi carrera.

Andrés León V.



CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El sistema de distribución eléctrico es el que necesita mayor atención dentro de un sistema eléctrico de potencia (SEP), ya que éste se encuentra cerca de los consumidores y requieren que la energía eléctrica tenga una buena calidad y sin interrupciones. Por tanto, es necesario que el sistema de distribución eléctrico busque optimizar la entrega de energía a sus centros de consumo, considerando también que los costos sean menores.

Este capítulo se centrará en el objetivo general y los objetivos específicos a cumplirse dentro de este trabajo. En los puntos señalados dentro de los objetivos específicos, se presentan lo que se va a tratar en este trabajo y que se expone a detalle en cada uno de los capítulos siguientes, de tal manera que queden totalmente explicados. Se comienza con el objetivo general que corresponde a la actividad principal de este trabajo. La cual consiste en la elaboración de un algoritmo cuyo propósito es optimizar el flujo de pérdidas dentro de una microred; así, teniendo un intercambio cooperativo de energía eléctrica adecuado y que el costo para los consumidores sea el más beneficioso.

El primer objetivo específico se enfoca en las partes conceptuales de la generación distribuida y la microred, teniendo en consideración que estos temas son de interés para desarrollar el capítulo 2. Y que más adelante se explicará con detalle sus principales subcomponentes que conformarán el tema de GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Para el segundo objetivo, la parte conceptual se centra en la teoría de los juegos; necesaria para la resolución de modelos matemáticos dentro del campo de la Ingeniería Eléctrica. Todo lo relacionado a: la teoría de los juegos, juegos cooperativos, etc. se presenta en el capítulo 3.

El tercer objetivo aborda la aplicación del algoritmo para el intercambio cooperativo de energía eléctrica de una microred. Aquí se especifica el modelo eléctrico de la red de distribución y como se realiza la formación de coaliciones para un juego cooperativo. Para ello, el capítulo 4 muestra el algoritmo de un modelo base y como la teoría de los juegos sirve como herramienta para llevar a cabo el análisis del intercambio de energía en la red.

Para demostrar la validez del algoritmo antes mencionado, el siguiente objetivo busca tener resultados óptimos que especifiquen la utilidad y beneficio de la teoría de los juegos, considerando que las restricciones del sistema queden completamente satisfechas. Con el algoritmo terminado, se obtendrán las simulaciones en el software MATLAB (Anexo 7) para cada caso que se desee implementar. Del mismo modo, encontrar la utilidad y el tiempo que utiliza dicho software para el desarrollo del algoritmo.

Con los objetivos planteados y detallados, este capítulo finaliza con la metodología que se va a utilizar dentro de este trabajo de tesis.



1.1. Objetivos.

1.1.1. Objetivo General.

Dentro del intercambio cooperativo de energía entre microredes, se propone la utilización de la teoría de los juegos cooperativos para definir las fuentes de generación y a los consumidores; siendo así, que por medio de las estrategias de estos juegos se puedan formar los grupos o coaliciones que puedan cumplir las restricciones del problema y abastecer a los consumidores dentro de la microred.

Este trabajo de investigación, tiene como objetivo general, el de implementar un algoritmo (dentro de un software computacional) para el intercambio cooperativo de energía eléctrica para una microred basado en la Teoría de los Juegos Cooperativos integrando las restricciones técnicas y económicas del sistema eléctrico. (Anexo 1).

De esta manera, encontrar la mejor ubicación de la generación distribuida a un menor costo y consecuentemente al menor flujo de pérdidas dentro del sistema. Para ello, se han planteado diferentes objetivos que facilitan la elaboración de este trabajo, así identificar la metodología y los pasos a elaborar para la culminación del mismo.

1.1.2. Objetivos Específicos.

Entre los objetivos específicos que se tiene para el presente trabajo están:

- Sintetizar el concepto de generación distribuida y microred.
- Sintetizar conceptos de la teoría de los juegos aplicados a la resolución de modelos matemáticos en la ingeniería eléctrica.
- Desarrollar el algoritmo de intercambio cooperativo de energía eléctrica dentro de una microred incorporando las restricciones técnicas y económicas del sistema.
- Validar el algoritmo modelando un sistema real a nivel de distribución.
- Realizar una implementación de los algoritmos en MATLAB y evaluar la herramienta utilizada en las simulaciones. (Anexo 7).

1.2. Justificación.

El sistema eléctrico de potencia consta de tres niveles: Generación, Transmisión y Distribución. En cada nivel, la calidad y confiabilidad de energía se ven disminuidas por pérdidas que se dan en las líneas eléctricas, que unen a los diferentes equipos del sistema. El problema va dirigido al nivel de distribución, en el cual se desarrollarán modelos o algoritmos para obtener reducción de las pérdidas y soluciones completamente fiables para el sistema.

El suministro de energía eléctrica es importante para nuestro desarrollo, pues ayuda a mejorar la calidad de vida de las personas, por tal motivo se deben plantear soluciones al problema de pérdidas de energía, y uno de ellos es aprovechar el desarrollo de la tecnología adquirida, para ubicar generadores en las proximidades cercanas a la carga; denominada: “Generación Distribuida”, permitiendo mejorar el servicio a menores costos y reducir pérdidas a nivel de distribución.



Considerando el nuevo paradigma de eficiencia energética, se busca brindar un servicio eléctrico de buena calidad, impulsando a la generación con energías primarias renovables (eólica, solar) aplicadas como fuentes en la generación distribuida.

Se plantea aplicar la generación distribuida para reducción de pérdidas a nivel de distribución, buscando la mejor ubicación, potencia adecuada y con fuentes renovables.

Para lograr la incorporación de las microredes en los sistemas de distribución se desarrollan modelos que permitan la ejecución de un intercambio de energía encaminado a reducir las pérdidas durante la operación del sistema; pero se debe considerar en este modelo las restricciones técnicas y económicas presentes durante el intercambio de energía.

Se pretende generar un algoritmo que permita implementar las restricciones necesarias para obtener un modelo particular que sea aplicable en cualquier sistema de distribución. Programar en MATLAB el algoritmo, con una interfaz gráfica agradable para el usuario, que permita validar el algoritmo propuesto. (Anexo 7).

1.3. Metodología.

La metodología dentro del presente trabajo de titulación comprende la elaboración de seis capítulos, en donde se detallan el cumplimiento de los objetivos específicos antes mencionados. A continuación, se especifica la metodología utilizada:

- En función a los temas involucrados dentro de este trabajo investigativo, inicialmente se realizó una investigación y revisión bibliográfica aplicada a la teoría de los juegos cooperativos; además, a la revisión de la generación distribuida, teoría sobre las microredes, su utilidad, y sus principales ventajas.
- En base a la teoría de los juegos cooperativos y a las estrategias de los juegos, se desarrolla el algoritmo para el intercambio cooperativo de energía dentro del software MATLAB. En el cual constará de una interfaz gráfica adecuada para que cualquier usuario interesado en el tema lo pueda ejecutar.
- Con la obtención previa del algoritmo, se evalúa la herramienta computacional de tal manera que los resultados y datos entregados por el mismo, sean coherentes y útiles para el desarrollo; así, por lo tanto, tener el análisis de los costos y las pérdidas dentro del sistema.
- Obtenida la validación del algoritmo en el software MATLAB, y para la finalización de este trabajo se presentan las conclusiones pertinentes dentro de los resultados obtenidos; además, se muestran las recomendaciones para este trabajo que puedan servir para mejorar el algoritmo planteado.

CAPITULO II: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

2.1. Introducción.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) está conformado por los niveles de generación, transmisión y distribución, siendo así las etapas más importantes la generación y distribución.

El caso de estudio, la distribución tiene como misión transportar y distribuir la energía eléctrica desde una subestación a viviendas e industrias, por medio de: subestaciones de distribución, redes de media tensión, redes de baja tensión, transformadores de distribución y acometidas; además brindando confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los consumidores.

Con el avance de la tecnología se impulsa al cambio de la matriz energética, orientándose a la incorporación de energías alternativas eficientes, aplicadas al nivel de distribución, llamadas generación distribuida.

La generación distribuida se presenta como una solución a la generación por derivados de petróleo, a la reducción de pérdidas en SEP. Brindando beneficios tanto económicos, sociales e impulsando a la generación con fuentes de recursos renovables no convencionales. Se detalla el concepto y ventajas de utilizar las redes inteligentes (Smart Grids) como una solución a las pérdidas eléctricas en transmisión y distribución; así como, las regulaciones del uso de fuentes renovables en el Ecuador.

2.2. Conceptos de generación distribuida.

2.2.1. Modelo energético.

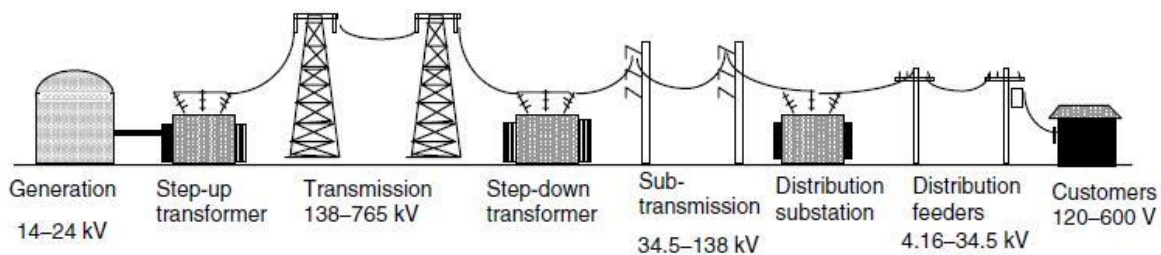


Figura 2.2.1 Modelo energético convencional.

(Fuente: <https://jmirez.wordpress.com/2011/05/28/j266-diagrama-de-sistema-convencional-de-generacion-transmision-y-distribucion-de-energia-electrica/>).

El cambio del modelo energético convencional se va convirtiendo poco a poco en una necesidad para las Empresas distribuidoras que buscan entre otras cosas[1]:

- Disminuir las pérdidas eléctricas por el transporte de energía.
- Brindar un servicio de calidad a los usuarios.
- Disponer de fuentes de energía limpia y amigable con el ambiente, donde se aprovechen los recursos energéticos concebidos como ilimitados.

- Hacer que los clientes se vuelvan elementos activos de la red de manera que ellos también oferten energía de fuentes renovables al Sistema de Distribución.

El nuevo modelo entonces propone un cambio en la estructura de la red actual donde se incorpora las nuevas fuentes de energía, cercanas a las cargas (consumidores), y que minimicen o eliminen los problemas antes citados y que ayuden a fortalecer la red eléctrica. La figura 2. Presenta justamente el modelo al cual en el futuro deberán tender las Empresas Eléctricas de Distribución[2].

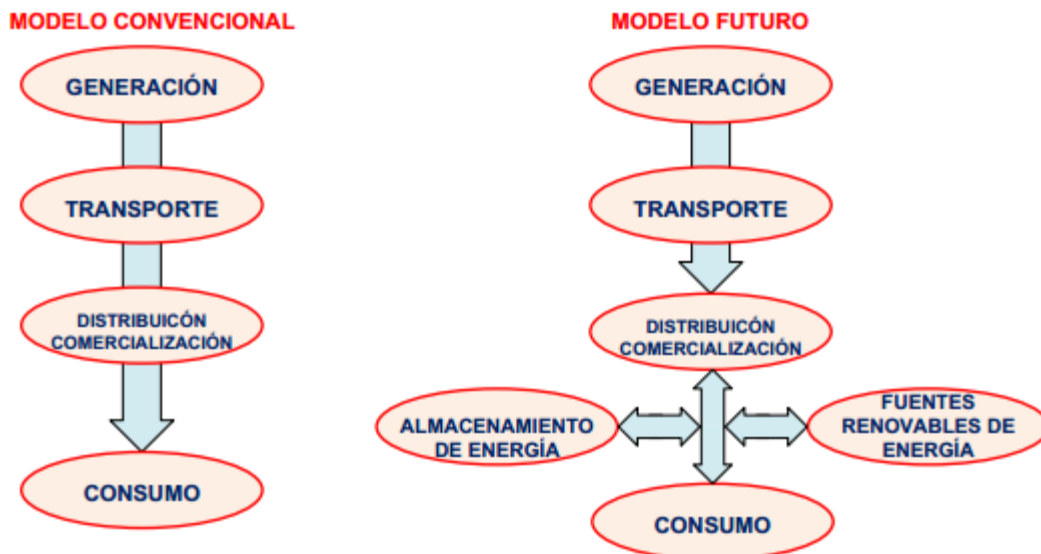


Figura 2.2.2 Modelo de la red eléctrica y su proyección a futuro. (Fuente: DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE INTERRELACIÓN PARA MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA).

2.2.2. Distribución eléctrica.

El sistema de distribución es una etapa de un sistema eléctrico de potencia SEP, en la cual la energía generada por centrales eléctricas es transportada por las líneas de transmisión hasta llegar a las subestaciones de distribución para su respectiva comercialización.

Un sistema de distribución de estructura centralizada se caracteriza porque su punto de control y de salida se encuentra en un solo nodo, llamada subestación eléctrica, siendo el punto de partida para las redes de distribución, también conocidas como alimentadores primarios.

Los alimentadores se caracterizan por tener estructura radial o en anillo para garantizar el servicio eléctrico (continuidad, calidad) a los clientes que pueden ser alimentados por el mismo tanto en voltaje de media tensión o baja tensión dependiendo de la carga que maneje.

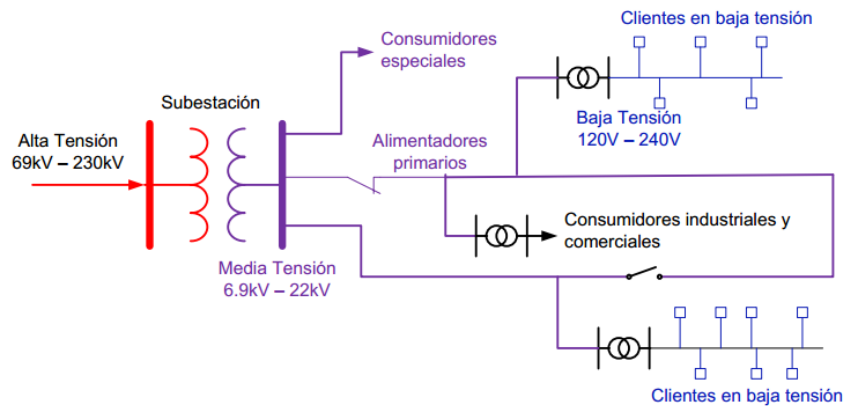


Figura 2.2.3 Esquema de una red de distribución centralizada. (Fuente: DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE INTERRELACIÓN PARA MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.)

El problema que afronta la red de distribución es las pérdidas en el transporte de la energía hacia los clientes o consumidores, por medio de la líneas de transmisión (subestación, alimentador –cliente) y la ubicación de los clientes.

Al ser una empresa distribuidora la encargada de dar servicio al cliente con energía de calidad, están son sometidas a regulaciones para mantener sus niveles de: tensión, potencias, etc. dentro de estándares normalizados, como así abastecer el incremento de la demanda.

2.2.3. Generación Distribuida.

El cambio de la matriz energética busca nuevas alternativas de generación para reducción de pérdidas en distribución, la disminución el consumo de combustible fósiles por el impacto que llevan su utilización y la necesidad de atender el crecimiento de la demanda. Entonces se presenta como solución de la Generación Distribuida (GD).

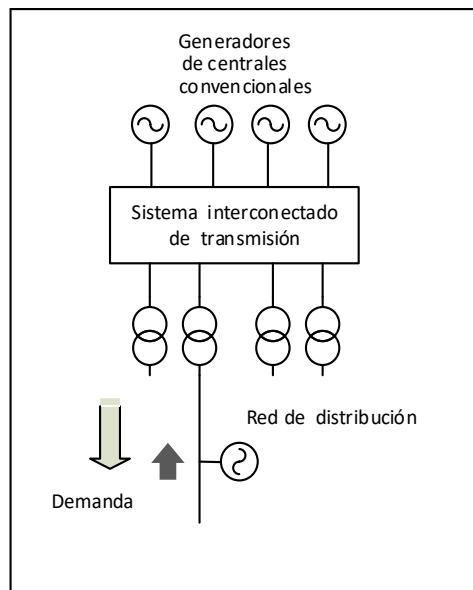


Figura 2.2.4 Generación distribuida. (Fuente: Propia).



Al no existir un consenso de la definición de generación distribuida, por algunos factores del sistema que aún no se encuentran muy bien definidos, se presentan algunas definiciones del GD [3]:

- **IEEE** define a la GD como: “La generación de electricidad por medios suficientemente más pequeños que las plantas generadoras convencionales, los cuales permiten la interconexión a casi cualquier punto en un sistema eléctrico de potencia. Un subconjunto de recursos distribuidos”.
- **DPCA** (Distributed Power Coalition of America) la define como: “Cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución”.
- La Agencia Internacional de Energía (**IEA**) describe a la generación distribuida (GD) como: “La electricidad generada en pequeñas plantas para servir a un usuario en el sitio, o para brindar soporte a una red de distribución local, mediante la conexión a una red en operación a un nivel de voltaje en distribución”.
- La Comisión Nacional para el uso eficiente de la energía (**CONUEE**) define la GD como: “La generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la posibilidad de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica.

Al realizar una síntesis de los conceptos, se define como generación distribuida GD a los tipos de generación eléctrica (eólica, biomas, solar, etc.) que utilizan tecnologías generalmente de tamaño micro, pequeña o mediana escala, ubicándolas cerca de los centros de consumo, permitiendo la compra y venta de energía e interactuando con la red.

2.2.4. Tecnologías en generación distribuida.

De acuerdo a una amplia gama de aplicaciones, es posible describir diferentes tecnologías de Generación Distribuida (GD), en función de cómo afecta a la carga [4]:

1. Por su Propósito.

Reserva rodante (Stand By): Se las utilizan para cargas sensibles indispensables o por cortes de servicio eléctrico.

Aislada: Sirven para zonas aisladas como islas por su ubicación geográfica.

Independiente: Tienen una potencia necesaria para algo específico como calefacción, iluminación, comunicación.

2. Por su localización.

Se ubican en cualquier lugar de la red eléctrica y tienen sus limitaciones prácticas de voltaje en función de la potencia. Nivel de potencia que genera y al punto de interconexión con el sistema.

3. Por el rango de capacidad en MW.

Debido a que las regulaciones y las potencias de la Generación Distribuida varían entre países se puede citar los siguientes rangos.



- Micro 1W – 5KW
- Pequeña 5KW – 5MW
- Mediana 5MW – 50MW
- Grande 50MW – 300MW

2.2.5. Razones y beneficios tras la Implementación de la Generación Distribuida.

Se han realizado estudios de la implementación de la generación distribuida dando como respuesta 6 razones principales que se enfocan en un interés en la aplicación de la GD [5]:

- Para aprovechar las ventajas de la cogeneración y aumentar la eficiencia en el uso total de energía.
- Para incorporar tecnologías comprobadas y efectivas.
- Para aumentar la confiabilidad en su servicio de electricidad.
- Para reducir los costos de su servicio de electricidad.
- Para satisfacer la demanda pico.
- Para protegerse de fluctuaciones en las tarifas.

Beneficios Sociales de la Generación Distribuida.

La generación distribuida provee una variedad de beneficios económicos directos e indirectos. Entre éstos los principales beneficios son [5]:

- Beneficios económicamente tangibles, tales como ahorros de energía o aplazamiento en las actualizaciones de sistemas de transmisión y distribución.
- Beneficios intangibles, como mejoras en la calidad energética que extienden los intervalos de mantenimiento y reparaciones de los equipos eléctricos.
- Los beneficios se reparten rutinariamente entre usuarios, utilidades y el público. Por ejemplo, debido a cargos por demanda más bajos, un usuario puede utilizar el DER (Distributed Energy Resource Installations) para reducir su demanda pico y ahorrar dinero.
- Por otro lado, la reducción en la demanda pico del usuario podría disminuir una carga pico del sistema de distribución, de modo que evite o retrase la necesidad de actualizaciones al sistema.

Beneficios Económicos de la Generación Distribuida.

La generación distribuida provee una variedad de beneficios económicos directos e indirectos. Entre éstos los principales beneficios son [5]:

- **Aumento en productividad:** La Generación Distribuida permite que aquellos que dependen del sistema sean más productivos, puesto que tiende a fortalecer y aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- **Inversión de capital local:** Típicamente, el capital de generación distribuida es de origen local. Esto evita la fuga de capital, y minimiza los problemas que pudieran ocurrir con propietarios ausentes.
- **Aumento en la creación de empleos:** En un estudio de generación eólica distribuida se demostró que los impactos de construcción y operaciones fueron 1.1 a 2.8 veces más altos para proyectos distribuidos de propietarios locales.

2.3. Tipos de Generación Distribuida.

2.3.1. Tecnologías aplicadas en GD.

Las tecnologías de generación pueden clasificarse en renovables y no renovables. Esta clasificación significa que GD no es un sinónimo de fuente de energía renovable. Las tecnologías GD basadas en las renovables son:

- Viento.
- fotovoltaica y solar térmica.
- océano (corrientes marinas y marinas).
- hidroeléctrica (pequeña).

Las tecnologías de las DG no renovables son:

- micro turbina, turbina de combustión, turbina de vapor.
- ciclo combinado.
- motor de combustión interna.

Las pilas de combustible se pueden clasificar como renovables (con hidrógeno) o no renovables (con gas natural o gasolina).

Con nuevo paradigma energético se busca que la generación eléctrica utilice tecnologías amigables con el medio ambiente, impulsando a fuentes de energías renovables.

2.3.2. Turbinas de gas.

Características [4] :

- Ampliamente utilizadas en la industria.
- Combustible (gas natural y gas licuado de petróleo).
- Presenta una eficiencia de 60%.
- Bajo costo de inversión y alta seguridad de operación.
- Trabaja a alta temperaturas.

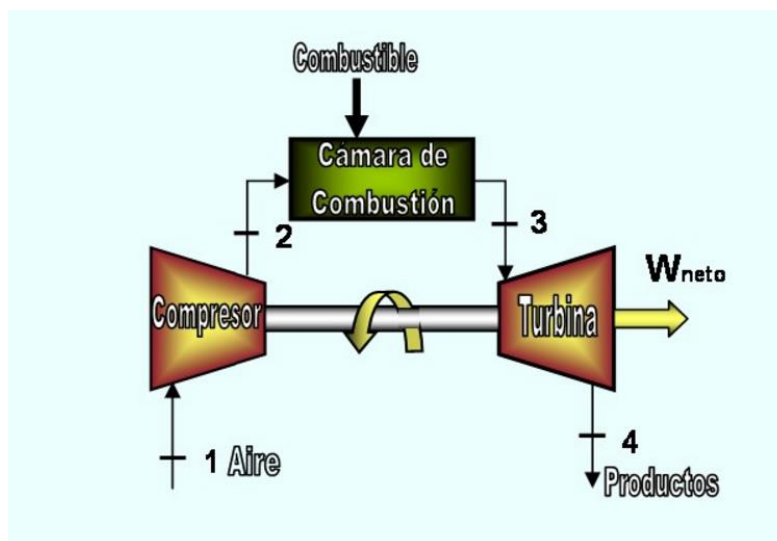


Figura 2.3.1 Funcionamiento de una turbina de gas en ciclo abierto. (Fuente: http://www.unet.edu.ve/~fenomeno/F_DE_T-151.htm)

2.3.3. Microturbinas a gas.

Características [4]:

- Generación son de pequeña escala con capacidad de 30kW hasta 200kW.
- Combustible (alternativa el biogás además de petróleo y gas natural).
- Al tener mayor tecnología inmersa en su construcción lleva a un aumento del costo comparada a la de turbina de gas.

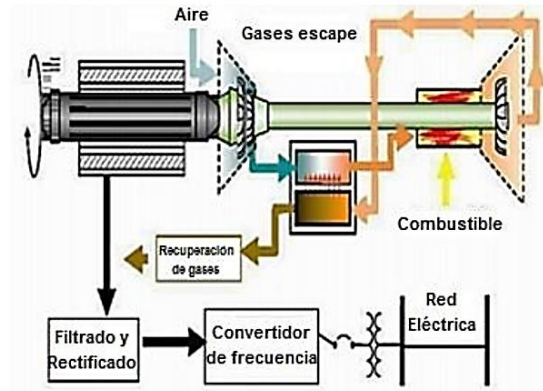
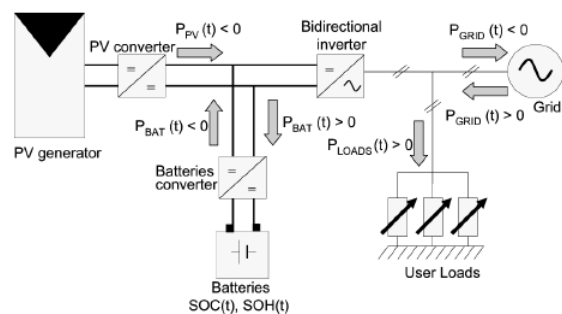


Figura 2.3.2 Funcionamiento de una microturbina de gas. (Fuente: http://ec.europa.eu/environment/life/project/Projects/index.cfm?fuseaction=home.showFile&rep=file&fil=LIFE05_ENV_E_000319_LAYMAN.pdf)

2.3.4. Celdas fotovoltaicas.

Características [4]:

- Se construyen en módulos para poder alcanzar las potencias deseadas y se agrupan en serie para el nivel de tensión deseado.
- Las potencias de los módulos varía entre 50W y 100W.
- Alta eficiencia, que va a depender del tipo de material de construcción de la celda (monocristalino, semi-policristalino, amorfo).
- Alto costo de inversión.
- Tiempo de vida útil van a depender de las condiciones climáticas en el lugar de instalación.



Figuran 2.3.3 Celdas fotovoltaicas, conexión a la red (Fuente: <https://i.pinimg.com/736x/20/3b/c0/203bc01daa0f713dfd7ff877f0325caf--how-solar-panels-work-fotovoltaico-solar-panels.jpg>)

2.3.5. Sistema solar –térmico.

Su función es captar la energía contenida en la radiación solar y transferirla a un fluido con el fin de calentarlo.

Caracterización por su nivel de temperatura[4]

- **Baja Temperatura:** Captadores planos y captadores de tubo de vacío.
- **Media Temperatura:** espejo cilindro – parabólico.
- **Alta Temperatura:** discos parabólicos y centrales de torre.

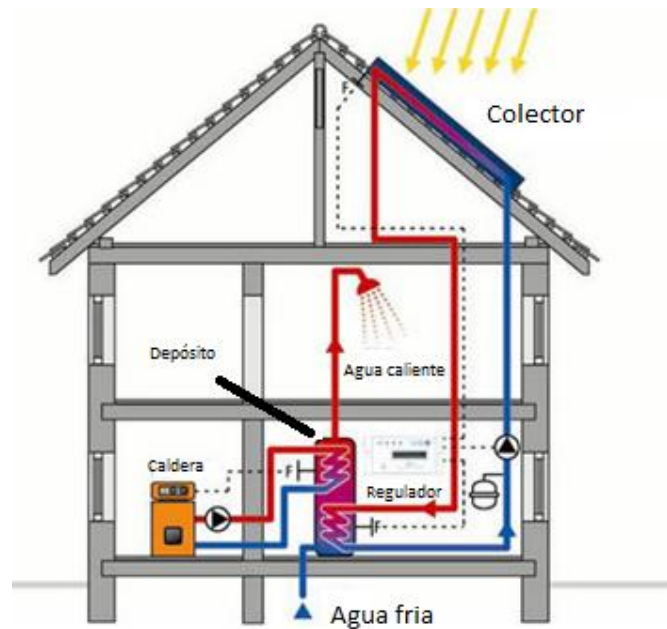


Figura 2.3.4. Sistema solar térmico. (Fuente: <http://www.chilerenovables.cl/curso-internacional-de-sistemas-solares-termicos-sanitarios-dictara-el-instituto-del-medio-ambiente/>).

2.3.6. Generadores eólicos.

Características [4]:

- Aprovechan las corrientes de aire mediante aerogeneradores.
- El viento mueve la hélice y a través de un sistema mecánico de engranajes hace girar el rotor de un generador que produce la corriente eléctrica.
- Los equipos en la actualidad van desde unos 30kW hasta más de 2 MW, es una tecnología bastante madura.
- Índices de fiabilidad cercana al 97%.

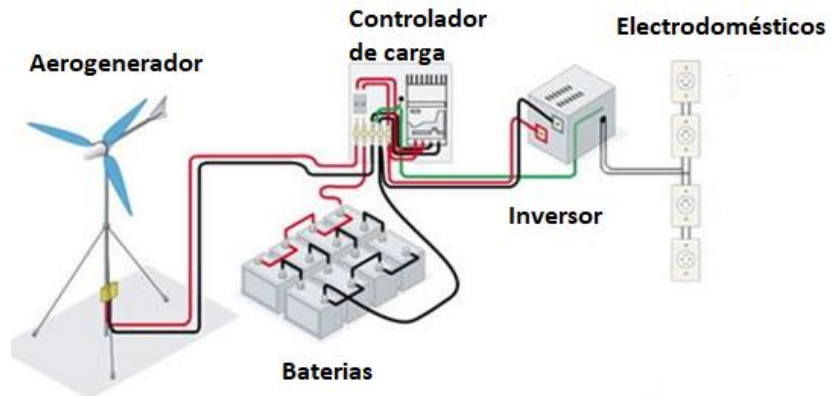


Figura 2.3.5 Funcionamiento de un generador eólico. (Fuente: <https://www.emaze.com/@AIWZWQCC>).

2.3.7. Biomasa.

Es toda materia orgánica cuyo origen es de proceso biológico. La energía química que se obtiene de la materia orgánica, producida en las plantas a través de la fotosíntesis puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o en combustible mediante algunos procesos [4]. Ver figura 2.3.6.

Proceso de generación con biomasa

Pasos para obtener energía eléctrica a partir de desechos orgánicos



Figura 2.3.6 Generación por biomasa. (Fuente: <http://bibwp.ulpgc.es/inteling/2014/11/06/las-plantas-de-biomasa-de-encereducen-el-coste-de-la-energia-electrica-de-las-islas/>).

2.3.8. Mini hidroeléctricas.

Es una de las tecnologías más conocidas y difundidas.

Se caracterizan por niveles de potencia [4]:

- ✓ Las Mini centrales (hasta 500 KW).
- ✓ Las micro (hasta 50 kW).
- ✓ Las pico < 50 kW.
- ✓ Las Pequeñas centrales (hasta 5MW).

- ✓ Medianas (5- 50MW).
- ✓ Grandes (más de 50 MW).

Una mini hidráulica consiste en la utilización de una turbina que se encuentra conectada a un generador eléctrico actuando ante el movimiento del agua .Además tiene las estructuras necesarias como canales y presas que regulan el caudal del agua, el rendimiento energético de esta tecnología es del 80%.

Existen tres tipos de tecnologías de generación mini hidráulica:

- Fluyentes (poca diferencia de cota, mucho caudal, turbinas Franklin y tienen pocas posibilidades de regular la potencia de salida).
- De pie de presa.
- En canal de riego/abastecimiento.



Figura 2.3.7 Central mini hidroeléctrica. (Fuente: <http://www.innovaticias.com/tecnologias/8278/mini-hidraulica-renovables-energia-curso-seas>).

2.4. Microredes inteligentes y regulación eléctrica ecuatoriana.

2.4.1. Introducción.

En el nuevo modelo se contempla mejorar la calidad y confiabilidad de servicio eléctrico a nivel de distribución, con el objetivo de reducir pérdidas y poder abastecer el crecimiento de la demanda, como solución ante este modelo se presenta las redes inteligentes (Smart Grids).

Una Smart Grid es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre el consumidor final y las compañías eléctricas de distribución, de forma que la información proporcionada por los consumidores se utiliza por las compañías para permitir una operación más eficiente de la red eléctrica, mejorando los índices de calidad, confiabilidad, ayudando a fortalecer el sistema eléctrico. Además ofrece nuevos servicios a los usuarios en el campo de energía eléctrica al permitir la incorporación de energías renovables.

2.4.2. Redes inteligentes (Smart Grids).



Figura 2.4.1 Origen de las redes inteligentes. Origen de las redes inteligentes. (Fuente: Desafíos en el desarrollo de micro redes inteligentes en zonas aisladas).

TECNOLOGÍAS DE LAS SMART GRIDS. [6]

La Smart Grid está compuesta por una serie de tecnologías que se encuentran en cada una de las etapas de un sistema eléctrico de potencia SEP (generación, transmisión, distribución y carga), que se aplican como medida y supervisión del sistema para procesar una gran cantidad de datos y emitir señales de comunicación para un mejor desempeño del sistema .

El concepto de Smart Grid reúne una serie de tecnologías para alcanzar sus objetivos y proyecciones, este conjunto de tecnologías abarca a toda la red: generación, transmisión, distribución y carga. En la figura 2.4.2, se presenta el tipo de tecnología y funciones tanto para operación como información de una Smart Grid.

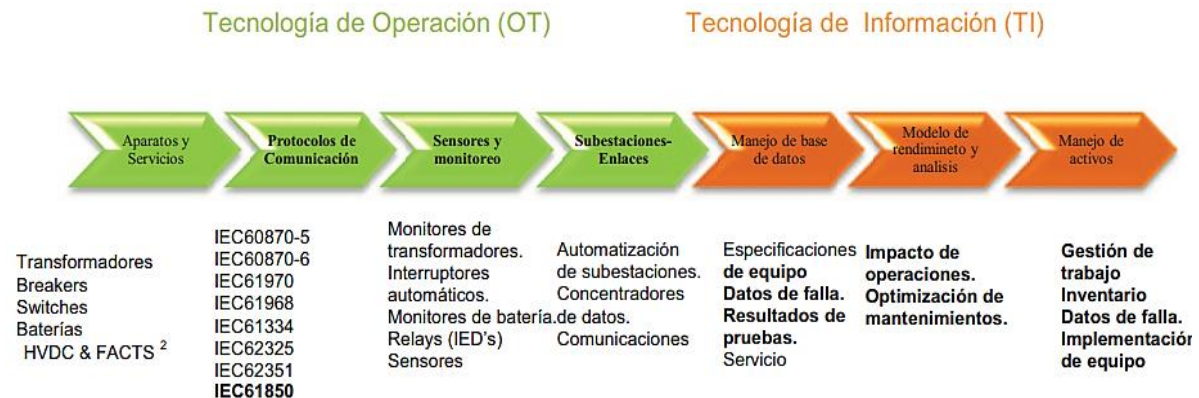


Figura 2.4.2 Smart Grids tecnologías de información y operación. (Fuente: Introducción de Smart Grids en el Ecuador).



2.4.3. Características y beneficios de una Smart Grid.

El desarrollo de las redes inteligentes Smart Grids van de la mano con los avances tecnológicos y las políticas energéticas que se implementen; pero aun así presentan características mejores que las convencionales centralizadas que se detallan a continuación [6].

Eficiencia.

- Sistemas de control y adquisición de datos nos permite la optimización de supervisión y coordinación en los niveles de generación transmisión y distribución.
- Aplica tecnología digital para controlar los flujos de potencia reduciendo pérdidas a nivel de transmisión y distribución.

Flexibilidad.

- Se adapta a cambios del sistema dados por contingencia o maniobra y es bidireccional.

Fiabilidad y seguridad.

- Procesa información en tiempo real y tiene la capacidad de operar y protegerse ante fallas.
- Asegura la disponibilidad de energía, y anticipa fallas o maneras que afecten a la integridad del sistema.

Apertura.

- Permite la integración de fuentes renovables y crea nuevas oportunidades de negocio.

Sostenibilidad.

- Respetuosa con el medio ambiente y ampliamente aceptada.

Beneficio de las Smart Grids.

Económicos.

- Reducción de las inversiones necesarias en infraestructura de red y generación.
- Reducción de los costos derivados de las fallas en el sistema.
- Reducción de los costos de producción mediante el uso más eficiente de las tecnologías de la producción; en consecuencia una adecuada gestión de la demanda y el desarrollo de la industria tecnológica (contadores, sensores, sistemas de comunicación inteligente, vehículos eléctricos y energías renovables).

Ambientales.

- Reducción de gases de efecto invernadero gestionando el uso de la demanda en los picos y la integración de energías renovables.
- Reducción de los impactos ambientales en la construcción de infraestructuras.

Sistema eléctrico.

- Mejora la confiabilidad del sistema.
- Optimización de las centrales de producción.
- Reducción de pérdidas.
- Optimización del voltaje y potencia.
- Facilitar la integración de fuentes de energía renovable mediante la implementación de sistemas bidireccionales de control y monitorización del consumo.
- Incrementar la seguridad del sistema a través de la implementación de nuevos sistemas tecnológicos de información.

Usuario

- Los consumidores cuentan con mayor seguimiento y control sobre la forma en que la energía se produce y entrega, lo que les permite gestionar su consumo.
- Los dispositivos inteligentes aplicados a la red de distribución permitirán a los consumidores transformarse en "proveedores", es decir productores y consumidores al mismo tiempo, lo cual implica la micro-generación y la comercialización de la electricidad a nivel local.

2.4.4. Conceptos de Micro red.

CIRE (MicroGrid Working Group) define a una micro red como [7]: "Las micro-redes son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de energía distribuida (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento, o cargas controlables) que pueden ser operados de manera coordinada y controlada bien sea conectadas a la red eléctrica o aisladas."

WG IEEE P1547.4. [7]: "Subconjunto auto sostenible y autónomo de un sistema de potencia que puede operar independientemente o conectado a la red."

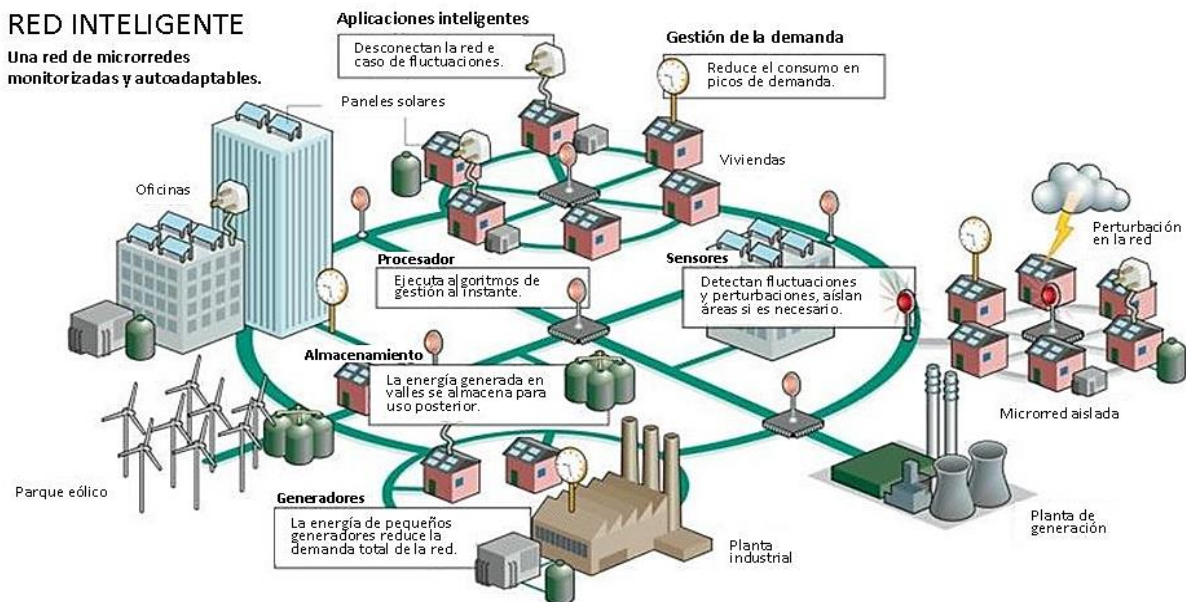


Figura 2.4.3 Generación distribuida aplicada a micro redes. (Fuente: <http://cimadelglaciar.blogspot.com/2011/05/el-futuro-de-la-distribucion-electrica.html>).

2.4.5. Microredes Inteligentes.

Una microred inteligente es una componente de las Smart Grids, se caracterizan por autoabastecerse y funcionar de forma independiente. La microred está compuesta por un conjunto de cargas y generadores operando como un sistema único capaz de proporcionar potencia y calor. Además sus sistemas de control y el funcionamiento están basados en la utilización de electrónica de potencia permitiendo que la micro red sea flexible.

Al ser flexible la microred se puede tratar como un sistema híbrido que permite la integración de varios sistemas de generación, tanto convencional como renovable.

En un sistema híbrido se distingue lo siguiente [8]:

- Varias unidades de generación de fuentes renovables: eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica.
- Una o más unidades de generación convencional.
- Sistema de almacenaje de tipo mecánico, electroquímico o hidráulico.
- Sistemas de acondicionamiento de la potencia: inversor, rectificadores, reguladores de carga.
- Sistema de regulación y control.
- Cargas.

Se trata en definitiva de pequeños sistemas inteligentes de distribución eléctrica y térmica auto gestionados localmente, de forma que podrían funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.



Figura 2.4.4. Microred inteligente. (Fuente: <https://www.shutterstock.com/es/image-vector/smart-grid-concept-cloud-computing-technology-498345328?src=F52IDq8CJChPBpw6vVGX8A-1-85>).



Aplicaciones de las micros redes [8]:

- Sistemas de suministro de energía eléctrica para usuarios o comunidades aisladas
- Como un sistema retrofit: Utilizar sistemas renovables en redes locales en media tensión o a nivel de distribución, de tal manera permita la reducción de los generadores de diésel ahorrando combustible y reduciendo emisiones contaminantes llegando a un sistema modernizado.
- Permite tener una autosuficiencia respecto a la red eléctrica.
- Al combinar fuentes o al ser un sistema híbrido permite operar de forma aislada o conectada a la red de distribución.

2.4.6. Regulación eléctrica ecuatoriana.

Con el nuevo paradigma energético que fue planteado en el año 2008, se buscaba un cambio en la matriz energética del Ecuador, con la incorporación de fuentes renovables no convencionales. El sistema eléctrico ecuatoriano se encuentra estructurado de la siguiente manera: como un ente principal el ministerio de electricidad y energías renovables (MEER), como consiguiente ARCONEL, CENACE, CNEL, CELEC; cada uno con sus respectivas funciones (regulador generador, transmisión, distribución) dentro del sistema eléctrico ecuatoriano.

Con el cambio de la matriz energética era necesario establecer regulaciones o condiciones para la implementación de fuentes renovables no convencionales en los sistemas eléctricos ecuatoriano emitiendo la REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06.

Resumen de REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06 [9]

La regulación establece que el estado fomentara el uso de recursos energéticos no convencionales a través de las instituciones gubernamentales, instituciones educativas privadas, públicas y la banca de desarrollo, buscando la seguridad energética con la participación de energías renovables no convencionales.

Se debe buscar mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las energías renovables no convencionales considerando que los costos iniciales de inversión son compensados con los costos de variables de producción el cual a mediano plazo iniciará la reducción de costos de generación, brindando beneficios a los usuarios.

Debe existir una equidad social y para ellos se debe impulsar el suministro de energía eléctrica en zonas rurales y sistemas aislados, garantizando que se respete el medio ambiente e incorporando tecnologías que las resguarden. Más aun en zonas sensibles.

La ley de régimen del sector eléctrico establece que el CONELEC (ahora ARCONEL), es el encargado de establecer las normas de despacho de electricidad producida por energías no renovables. Mientras que para las energías renovables no convencionales los precios debe tener como base referencias internacionales.

Los precios establecidos para energías renovables no convencionales se presentan en la siguiente tabla, teniendo en cuenta que la provincia de Galápagos al ser sensible presenta una variación de sus precios.

Tabla 2.4.6.1. Precios energías renovables no convencionales. (Fuente: CONELEC 009/06).

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Continental	PRECIO (cUSD/kWh) Territorio Insular de Galápagos
EOLICAS	9.39	12.21
FOTOVOLTAICAS	52.04	57.24
BIOMASAY BIOGAS	9.67	10.64
GEOTERMICAS	9.28	10.21
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS HASTA 5 MW	5.80	6.38
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS MAYORES A LOS 5MW HASTA 10MW	5.00	5.50

2.5. Ventajas de las redes inteligentes Smart Grids.

Las principales ventajas que introduce el concepto de micro-red inteligente son las siguientes[8]:

- Reducción de los picos de demanda, mejorando la eficiencia de la red eléctrica y reduciendo en inversión en el sistema de generación, transmisión y distribución.
- La red inteligente permite que el excedente de energía sea incorporada a la red. El usuario se transforma en generador de electricidad, siendo una generación descentralizada minimizando pérdidas por transmisión y distribución.
- El usuario adquiere a su vez múltiples ventajas como:
 - Pago por uso: al no ser necesaria una lectura manual, se eliminan los recibos y los consumidores sólo pagan por lo que consumen.
 - Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.
 - Gestión en remoto del suministro de energía: no será necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.
- Ayuda a reducir la factura energética y la dependencia a la red convencional al permitir la automatización del inmueble modificando los hábitos de consumo.
- Por la cercanía que existe entre las fuentes de generación y consumidores el potencial energético como escapes o líquidos de refrigeración pueden ser utilizados para calefacción o agua sanitaria dando mayor eficiencia energética.
- En la red inteligente se incorporan sistemas de gestión y almacenamiento inteligente, que permiten entre otras cuestiones, aprovechar al máximo las energías renovables, independientemente del momento en que se producen. Por otro lado es posible asegurar la alimentación de las cargas críticas de la red.
- La coordinación y gestión inteligente de las cargas y de la microgeneración, puede suponer menos problemas al operador de la red que en el caso convencional. Así, a través del concepto de red inteligente se podrían aportar servicios coordinados para el control local de tensión.

- Las microrredes inteligentes ante fallas u operaciones de mantenimiento pueden actuar en forma autónoma (conexión y desconexión), además permite localizar las fallas, determinar cuál fue su naturaleza y magnitud.
- Con la incorporación de electrónica de potencia nos permite mejorar la calidad de la energía eléctrica (estabilidad de voltaje, potencia reactiva y corrección del factor de potencia).
- La microrred puede ser implementado tanto en media tensión, como en baja tensión, dependiendo la ubicación y aplicación.
- Los operadores pueden reducir el riesgo de sobrecarga de los transformadores de potencia equipos claves en la transmisión de electricidad, permitiendo un servicio continuo y mayor vida útil de los mismos. A su vez es posible realizar un monitoreo continuo de los distintos equipos de la red facilitando así su mantenimiento.
- La red inteligente incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico (horas de fallo divididas entre las horas de operación), por lo que beneficia a productores y consumidores de electricidad.

2.6. Elementos de la Micro red.

2.6.1. Componentes: [10]

- Sistemas de **Generación** de Energía.
- Sistemas de **Almacenamiento**.
- Sistemas de **Distribución**.
- **Inteligencia**, gestión y control del sistema.

A continuación se dará un resumen de los elementos de la microrred ya que estos ya fueron detallados en la generación distribuida.

2.6.2. Generación.

Involucra tanto a dispositivos renovables y no renovables.

Eólicas [10]

Tipos: La generación eólica se realiza por medio de aerogeneradores de eje vertical y horizontal. Ver figura 2.6.1.

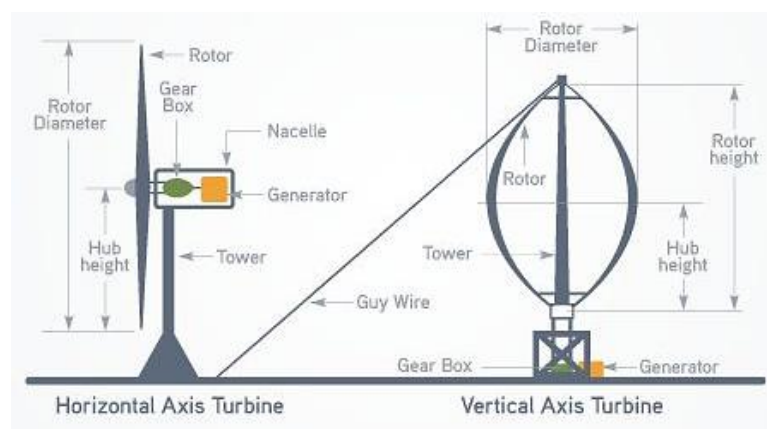


Figura 2.6.1 Tipos de Generadores eólicos. (Fuente: <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/wp-content/uploads/2015/01/tipos-de-turbinas.jpg>).

Fotovoltaica [10]

El rendimiento de las celdas fotovoltaicas depende del tipo de material de construcción.

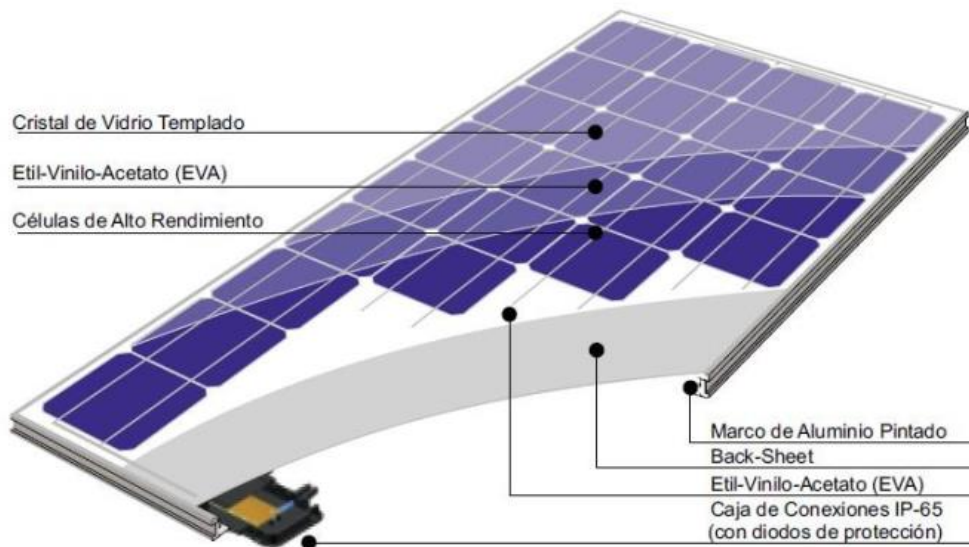


Figura 2.6.2 Celda fotovoltaica. (Fuente: <http://eliseosebastian.com/elementos-de-un-panel-solar-fotovoltaico/>).

Grupos de cogeneración [10]

Presenta una gran eficiencia energética al utilizar el calor generado como un subproducto de la generación eléctrica, permitiendo ahorrar energía primaria y disminuir pérdidas por transporte, almacenamiento y cambios de tensión cuando se encuentra instalado cerca del consumidor.

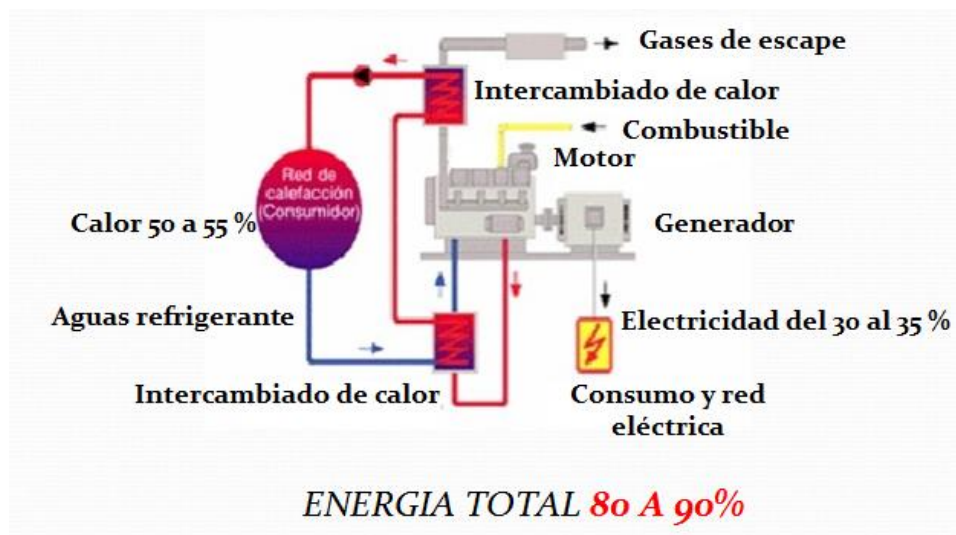


Figura 2.6.3 Grupo de cogeneración.

Generador de diésel [10]

Suministro de electricidad en lugares donde no hay abastecimiento por la empresa distribuidora.



Figura 2.6.4 Generador diésel. (Fuente: https://www.cat.com/en_AU/products/new/power-systems/electric-power-generation/diesel-generator-sets/1000001187.html)

Pila de combustible [10]

Produce electricidad por componentes electroquímicos a partir del uso del hidrogeno como combustible.

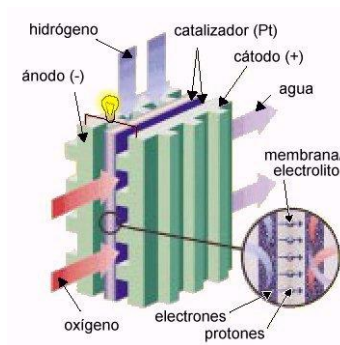


Figura 2.6.5 Pila de combustible. (Fuente: <http://www.cienciateca.com/fuelcells.html>)

2.6.3. Sistemas de almacenamiento.

Baterías [10]

Capaces de almacenar cantidades de energía sustancialmente grandes, aportando sostenibilidad al sistema durante periodos de tiempo prolongados (horas).



Figura 2.6.6 Baterías de Plomo ácido para generación solar y eólica. (Fuente: <http://deltavolt.pe/energia-renovable/baterias>).

Volantes de inercia [10]

Almacenan y gestionan la energía, en forma de energía cinética.

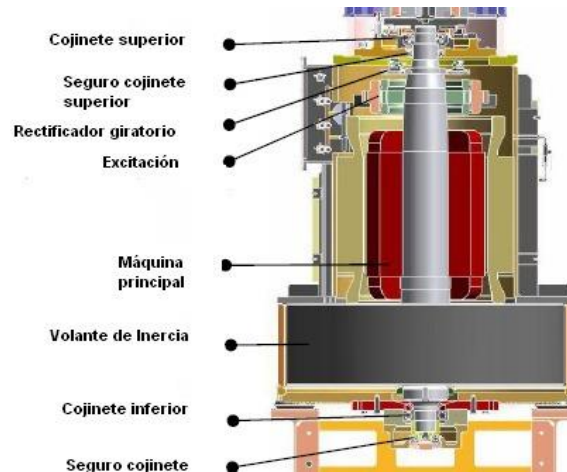


Figura 2.6.7 Volantes de inercia. (Fuente: <http://www.spri.eus/euskadinnova/documentos/1700.aspx>).

Súper condensadores [10]

Cuya principal virtud es la de proporcionar corrientes de carga considerables, sin necesidad de mantenimiento. Presentan a su vez gran rapidez de carga y características óptimas para una operación cíclica. Todo ello bajo posibles condiciones de temperatura adversas.



Figura 2.6.8 Súper condensadores.

2.6.4. Sistema de distribución.

Transformadores [10]

Los transformadores inteligentes que se adaptan a las necesidades requeridas por la Micro Red de energía, disminuyendo pérdidas, mejorando la refrigeración, reduciendo su tamaño e incrementando su nivel de monitorización.



Figura 2.6.9 Transformador. (Fuente: <http://jdelectricos.com.co/transformadores-electricos-abb-en-colombia/>).

2.6.5. Inteligencia del sistema.

Centro de control [10]

Unidad de Control Inteligente Central, con capacidad de razonamiento y decisión autónoma, así como con capacidades de acción predictiva.



Figura 2.6.10 Centro de control. (Fuente: <https://www.cyberinject.com/what-is-scada/>).

Contadores de energía inteligentes [10]

Adaptan en tiempo real la demanda y la oferta de la energía.



Figura 2.6.11 Contadores inteligentes. (Fuente: <http://www.sensibilidadelectromagnetica.com/contadores-inteligentes/>).



CAPÍTULO III: LA TEORÍA DE LOS JUEGOS

3.1. Introducción.

El nacimiento de la teoría de los juegos fue descubierta por Von Neumann y Morgenstern en 1944, con la publicación “*Game Theory and Economic Behaviour de Von Neumann y Morgenstern*”. Enfocado a realizar el análisis a predecir el resultado de un problema de disputa entre dos o más individuos (jugadores). De esta manera, la palabra juego hace referencia a una actividad en la que los jugadores tienen reglas que cumplir; así estos intentan ganar o también pueden perder. [11]

En estos juegos, cada jugador intenta conseguir el mejor resultado posible (maximizar su utilidad), pero teniendo en cuenta que el resultado del juego no depende sólo de sus acciones, sino también de las acciones de los otros jugadores. Es esta característica de los juegos “*tomar las decisiones que más convengan para ganar, teniendo que cumplir las reglas del juego, y sabiendo que los demás jugadores también influyen en los resultados con sus decisiones*”. Así pues, la teoría de juegos podría llamarse teoría de la decisión interactiva. [11]

La teoría de los juegos es muy general, ya que se aplica en varios campos como: la economía, la biología, la sociología, la ciencia política y recientemente la ingeniería. Aunque las aplicaciones mejor estudiadas de la teoría de los juegos suponen que los jugadores son agentes (personas, empresas, gobiernos, etc.) racionales (su capacidad de razonamiento y de cálculo para identificar las acciones y estrategias que les conducen a resultados más deseables, es infinita). [11]

La finalidad de este capítulo, es explicar a detalle los conceptos de la teoría de los juegos y fundamentar todas las herramientas que se utilizarán en el algoritmo presentado en el capítulo 4.

3.2. Conceptos básicos de la Teoría de los Juegos.

Para una mejor comprensión de la Teoría de los Juegos se necesita definir y entender los conceptos que involucran la resolución del algoritmo planteado; así, se procede a la definición de lo más importante:

Coalición (S): Es un conjunto de individuos. Si un juego tiene n personas que conforman el conjunto N , el conjunto de coaliciones a las que puede dar lugar viene a ser 2^n , el conjunto potencia del juego [12]. Es decir:

$$S \in P(N_n) \quad (3.1)$$

Valor generado por una Coalición: Llámese $v(S)$ el valor que generan los miembros de la coalición S actuando de manera conjunta. [13]

$$v : 2^N \Leftrightarrow \mathbb{R} \quad (3.2)$$



Juegos cooperativos (N, v) : Un juego cooperativo es un par formado por un conjunto finito $N = \{1, 2, \dots, n\}$ y una función $v : 2^N \rightarrow \mathbb{R}$ que asigna a cada subconjunto S de N un número real $v(S)$ con la condición de que $v(\emptyset) = 0$. [14]

Cada elemento del conjunto N es un **jugador** y cada subconjunto de N es una **coalición**. La función v se denomina función de utilidad o función característica y es considerada una medida del valor generado por la coalición.

Como se puede observar, la definición de juego cooperativo es muy general [4]. Añadiendo condiciones se obtienen diferentes e interesantes tipos de juegos cooperativos, de los cuales se tiene:

Un juego cooperativo (N, v) es **monótono** si:

$$v(S) \leq v(T) \text{ cuando } S \subseteq T \quad (3.3)$$

De la ecuación (3.3), siendo S y T dos conjuntos de coaliciones disjuntas, expresa que a medida que aumenten los jugadores en una coalición, aumenta también su expectativa numérica.

Un juego cooperativo (N, v) es **simple** si es **monótono** y $v(S) = 0$ ó 1 para todo $S \subseteq N$. [14]

Superatividad: Se dice que existe superatividad si teniendo dos coaliciones disjuntas S y T , entonces el valor obtenido al unirse dos coaliciones es mayor que el logrado al permanecer las coaliciones diferentes, esto se puede expresar como:

$$v(S \cup T) \geq v(S) + v(T) \text{ cuando } S \cap T = \emptyset \quad (3.4)$$

Imputación: Es cualquier redistribución del valor generado por la coalición entre los miembros de ésta. [13]

$$\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n) \quad (3.5)$$

Conjunto de Imputaciones factibles: Este conjunto de imputaciones debe ser tal que a cada individuo le otorgue un pago (x_i) por lo menos igual al que se puede conseguir individualmente (racionalidad individual) y que el total del valor generado por la coalición se agote en la repartición (racionalidad grupal). Este concepto lleva a visualizar la factibilidad de que un individuo pase o no a formar parte de una coalición. [13]

$$J(v) = \left\{ x_i \in \mathbb{R} : x_i \geq v\{i\} \wedge \sum_{i=1}^n x_i = v(N_n) \right\} \quad (3.6)$$

El primer término de la desigualdad representa la racionalidad individual y el término que contiene la sumatoria corresponde a la racionalidad grupal o vectores de pagos eficientes.

Imputación Dominada: Una imputación x domina a una imputación y si existe una coalición por medio de la cual x otorgue más que y a cada individuo de la coalición. [13]

$$x \succ y \text{ si } \exists S \in \tilde{N}(N_n), \text{ tal que } x \succ_S y \quad (3.7)$$



Para que ello suceda debe cumplirse:

$$x_i > y_i; \forall i \in S \quad (3.8)$$

$$\sum x_i \leq v(S); \forall i \in S \quad (3.9)$$

Núcleo de un Juego Cooperativo: Se le conoce así al conjunto de imputaciones no dominadas. [13]

$$N(v) = \{x \in J(v) / \neg \exists y \in J(v) \text{ tal que, } y > x\} \quad (3.10)$$

Caracterización del Núcleo: Las imputaciones que pertenecen a un núcleo deben ser tales que la suma que se otorgue a los jugadores debe ser mayor o igual al valor total que puede generar cualquier coalición, caso contrario los individuos podrían formar una coalición y repartirse el valor generado logrando una parte mayor a la que daría la imputación. [13]

$$\forall x \in J(v), x \in N(v) \Leftrightarrow \forall S \in P(N_n), v(S) \leq \sum_{i \in S} x_i \quad (3.11)$$

La ecuación (3.11) muestra que el valor de la coalición a lo mucho sería la suma de los pagos correspondientes a cada individuo que es el caso particular de la imputación dominada mostrada en la ecuación (3.10) a lo cual se le denominó racionalidad grupal. [5]

Un conjunto de juegos cooperativos de n individuos es un espacio vectorial sobre \mathbb{R} , la dimensión de este vector es $2^n - 1$. Una base está constituida, por ejemplo, por los juegos de unanimidad u_S , definidos para cada coalición no vacía S por la expresión:

$$u_S(T) = \begin{cases} 1 & \text{si } S \subseteq T \\ 0 & \text{si } S \not\subseteq T \end{cases} \quad (3.12)$$

Con ello un juego cooperativo v de n individuos se puede escribir como una combinación lineal de los juegos de unanimidad usando la ecuación (3.13):

$$v = \sum_{\emptyset \neq S \subseteq N} C_S(v) u_S \quad (3.13)$$

Donde,

$$C_S(v) = \sum_{R \subseteq S} (-1)^{s-r} v(R); \quad s = |S|, \quad r = |R| \quad (3.14)$$

A los coeficientes $C_S(v)$ se les conoce como dividendos de Harsanyi. Entonces el conjunto de los juegos cooperativos con n individuos está constituido de una estructura matemática de espacio vectorial real.

3.2.1. Tipos de juegos.

Hay muchos tipos de situaciones conflictivas en las cuales intervienen diversos jugadores o agentes y, por tanto, también hay muchos tipos de juegos. Cabe destacar que existe dos tipos básicos de juegos: cooperativos y no cooperativos.



- **Juegos no cooperativos.**

La teoría de los juegos no cooperativos estudia el comportamiento de los agentes (jugadores) en cualquier situación donde la estrategia óptima de cada jugador depende de su pronóstico sobre las elecciones de sus oponentes, y está enfocada a maximizar sus propios intereses (sea lo que fuere o lo que esto signifique para el jugador) sin preocuparse en absoluto de los intereses de los demás. [14]

- **Juegos cooperativos.**

En los juegos cooperativos se parte de que es posible que algunos jugadores puedan llegar a acuerdos comunes (a los que quedarían obligados de manera ineludible), por lo que se trata de estudiar los resultados que puede obtener cada una de las coaliciones de jugadores que se pueda formar. Se trata, por tanto de estudiar cómo pueden actuar grupos de jugadores, interesándonos los comportamientos colectivos y sin que haga falta detenerse en las acciones individuales de cada uno de los miembros de una coalición. El punto está en que todos obtengan el beneficio común. [11]

3.2.2. Función de Utilidad.

Una función $U: X \rightarrow R$ es una función de utilidad que representa la relación de preferencia \succsim , para todo $x, y \in X, x \succsim y \Leftrightarrow U(x) \geq U(y)$. En donde X es un conjunto de alternativas posibles, mutuamente excluyentes, entre las que debe elegir un jugador (que puede ser un individuo, una familia, una empresa, etc.). [11]

Una función de utilidad convierte las estrategias de un individuo en pagos o beneficios, así por ejemplo si la función de pago generó 36 dólares, entonces se dice que el pago puede haber generado 16 unidades de bienestar. Por otro lado si la función de pago es la raíz cuadrada de los pagos, entonces el pago de 36 dólares solo producirá 6 unidades de beneficio. [2]

3.2.3. Forma estratégica y forma extensiva de un juego.

Son formas de describir un juego. Ambas especifican los jugadores, las acciones y los pagos. La forma estratégica (o forma normal) organiza la descripción en forma rectangular, centrando su énfasis en las estrategias de los jugadores (como si éstos fueran capaces de tomar todas las decisiones de una vez), mientras que la forma extensiva lo hace en forma de árbol, resaltando la secuencia del juego, es decir, la manera en que se desarrollan o podrían desarrollarse las acciones de los jugadores para alcanzar los posibles resultados del juego [11]. A continuación se ilustran a manera de ejemplo para un mayor entendimiento las formas de describir un juego.

En la figura 3.2.1, se denominarán a dos jugadores (Jugador 1 y Jugador 2), eligen de manera simultánea entre pares (P) o nones (N). Si los dos eligen lo mismo, J2 tiene que pagar a J1 la cantidad de 5 euros. Si los dos eligen de distinta manera es J1 quien tiene que pagar 5 euros a J2. A esto se le conoce como forma de juego estratégica, ya que cada uno tomará la decisión sin conocer la tomada por el otro jugador. [11]

		Jugador 2	
		P	N
Jugador 1	P	5, -5	-5, 5
	N	-5, 5	5, -5

Figura 3.2.1 Juego de forma estratégica.

La figura 3.2.2, ilustra la forma de un juego extensivo (árbol). Se considera nuevamente dos jugadores que toman sus decisiones de un modo secuencial. En primer lugar J1 elige entre I, C y D. Si elige I se termina el juego y se alcanzan unos pagos de 2 y 0 (donde el primer número indica la ganancia del J1 y el segundo la del J2). Si elige C, entonces el J2 tiene la oportunidad de elegir entre i (con ganancias 4 y 7) o d (con ganancias de 1 y 2). Finalmente, en caso de que el J1 elija D, le toca el turno al J2 que puede elegir de nuevo las alternativas i y d pero alcanzándose en este caso unas ganancias de 5 y 4 con i , o de 1 y 3 con d . [11]

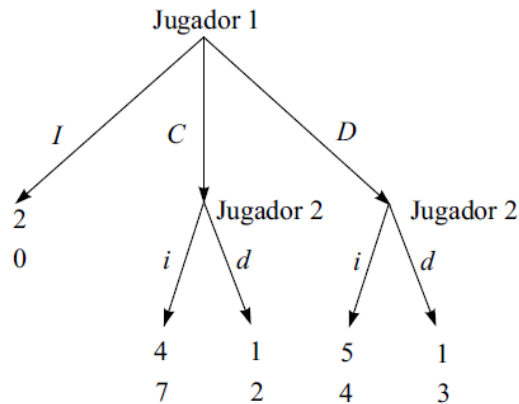


Figura 3.2.2 Juego de forma extensiva.

3.2.4. Juegos de suma cero y de suma distinta de cero.

En un juego de suma cero, para cada posible resultado del juego la suma de las utilidades o pagos de los dos jugadores suma cero: lo que un jugador gana, el otro pierde [12].

$$u_1 + u_2 = 0 \quad (3.15)$$

En cambio, en un juego de suma distinta de cero, se transforman las utilidades absolutas de cada jugador en ventajas relativas al otro jugador y la suma es una constante k :

$$u_1 + u_2 = k \quad (3.16)$$

$$v_1 = u_1 - u_2 ; v_2 = u_2 - u_1 \quad (3.17)$$

El grupo de ecuaciones (3.17), representan las ventajas relativas al otro jugador.

Así, sumando estas ventajas se tiene:

$$v_1 + v_2 = 0$$



A continuación, se presentan algunas características que se deben tomar en cuenta [12]:

- Los juegos en que los intereses de los jugadores son contrapuestos se llaman juegos de suma cero.
- Los juegos en que los intereses de los jugadores no se hallan totalmente contrapuestos se llaman juegos de suma distinta de cero o suma variable.
- La resolución de juegos de suma variable es más difícil que la resolución de juegos de suma cero.
- En un juego de suma cero no se crea valor, se redistribuye valor.
- El ajedrez, póker son juegos de suma cero porque se gana lo que pierde el otro.
- Los juegos de suma distinta de cero se pueden transformar en juegos de suma cero si se añade un jugador ficticio cuyas pérdidas deberán ser iguales a las ganancias netas de los jugadores reales, como lo visto anteriormente en las ecuaciones (3.17).
- Un contrato de negocios y políticas idealmente es un resultado de suma positiva o constante, donde cada individuo mejora su posición con respecto a la que tendría si no hubiera negociado.

3.2.5. Solución y valor de solución de un juego.

Generalmente se llama solución de un juego, a un conjunto de perfiles de estrategias tal que es razonable pensar que los jugadores tomarán decisiones pertenecientes a dicho conjunto, lo que se conoce como concepto de solución de un juego a un procedimiento que permita obtener, de manera precisa y bien argumentada, una solución. [11]

Como se mencionó en el apartado 3.2.1, la teoría de los juegos involucra a qué tipo de juego se considera (cooperativo o no cooperativo). Esto es de suma importancia, ya que para un juego cooperativo, la distribución del beneficio es importante, considerando a los demás jugadores como se reparten sus pagos o utilidades (función de utilidad, valor de la coalición); mientras que para un juego no cooperativo los jugadores actúan por si solos sin importar los demás jugadores aplicando sus propias estrategias.

En casos particulares, una solución de un juego es la combinación de ganancias y pérdidas, para un juego de suma cero lo que ganan algunos individuos, pierden otros. [2]

En un análisis matricial del juego de dos individuos, el valor del juego es la ganancia o pérdida que se obtiene del juego una vez encontrada la solución, a uno de los individuos y es equivalente a la pérdida o ganancia del otro individuo. [14]

Si el juego es suma no-cero, el valor del juego es la combinación de las ganancias del juego ya resuelto para ambos individuos. [14]

Para un juego suma cero es socialmente justo si el valor de juego es cero, esto quiere decir que ambos individuos obtienen ganancia cero. Si el juego de suma cero no es socialmente justo entonces uno de los individuos ganará m dólares y el otro perderá m dólares por ejemplo. [2]



3.3. Herramientas de análisis de la Teoría de los Juegos.

Aquí se presentan las herramientas que serán útiles para el análisis de la Teoría de los Juegos, de esta manera, se presentan las más principales que son:

- **Matriz de pagos.**

Los juegos más analizados generalmente son bipersonal y los mismos pueden realizarse mediante un análisis matricial. En el análisis matricial las situaciones que se pueden generar por las alternativas de decisión y acción de los dos jugadores se analiza usando denominadas matrices de pagos.

La intersección o combinación de la alternativa elegida por un jugador y la elegida por el otro crea un único punto de coordenadas, donde se representa la decisión de ambos. A manera de ejemplo se mostró en el apartado 3.2.3 la forma estratégica de un juego.

- **Árboles de resultados sucesivos.**

Para llegar a una mejor comprensión de un árbol de resultados sucesivos, se menciona los elementos que lo definen [11]:

- a) Los jugadores, que pueden ser dos o más.
- b) Un conjunto de nodos, los cuales corresponden a situaciones de elección de alguno de los jugadores o de final del juego.
- c) Un conjunto de acciones, que son las que enlazan un nodo con otro, y que corresponden a elecciones de los jugadores.
- d) Unos vectores de pagos, cada uno son las que enlazan un nodo con otro, y que corresponden y tiene dos componentes, la primera de las cuales recoge el pago o la utilidad que recibe el jugador 1, y la segunda de las cuales recoge el pago o utilidad que recibe el jugador 2 si el juego termina en ese nodo.

Dados estos elementos, se dice que varios tipos de movimientos o ramas definen igual número de resultados o pagos, que a la vez pueden servir de punto de partida para nuevas decisiones del siguiente jugador. El proceso concluye cuando los jugadores hayan completado el número de movimientos que podían realizar. [2]

Estos árboles representan resultados sucesivos, e identifican el orden y extensión que tendría el juego; así en el apartado 3.2.3 representa a manera de ejemplo un juego en forma extensiva.

Dichos juegos también pueden modelar movimientos simultáneos. Si se trata de este tipo, se dibuja una línea punteada o un círculo alrededor de dos vértices diferentes para especificar que son parte del mismo conjunto de información. Finalmente, se ilustra lo antes mencionado.

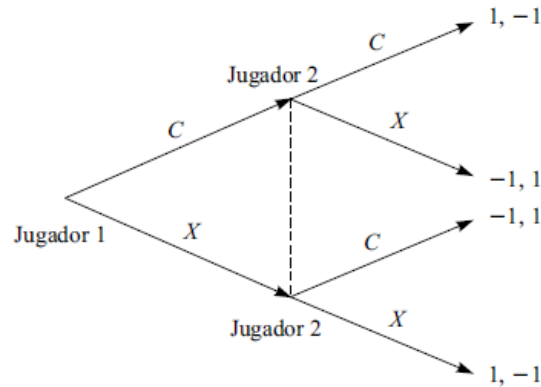


Figura 3.3.1 El juego de las monedas.

Los jugadores (1 y 2) depositan de manera simultánea dos monedas de un dólar sobre una mesa. Si resultan dos caras o dos cruces, el jugador 1 recoge los dos dólares, mientras que si hay una cara y una cruz, el jugador 2 se lleva los dos dólares. En la representación se observa que los nodos correspondientes a una decisión del jugador 2 están unidos mediante un segmento de recta de discontinuo. Se dice que estos dos nodos forman un conjunto de información para el jugador 2. En general, un conjunto de información es un conjunto de nodos de decisión para el mismo jugador. [11]

3.4. Solución de los Juegos Cooperativos.

Un juego cooperativo busca una solución particular en la cual todos los jugadores buscan el beneficio común al formar coaliciones que permitan maximizar una determinada función de utilidad. El juego puede involucrar un pago donde al final se deberá repartir la cantidad $v(N)$, ya sea de dinero, bien, o cualquier otro tipo de utilidad transferible, fruto de la coalición que se formó entre todos los jugadores [2].

Si existen restricciones o impedimentos que hacen que ese dinero, o cualquier otra utilidad se encuentren condicionados se estará entonces hablando de un juego de utilidad transferible.

La distribución de la cantidad $v(N)$ entre los jugadores se puede representar como una función real x sobre el conjunto N , donde se verifique el principio de eficiencia dada por:

$$\sum_{i \in N} x(i) = v(N) \quad (3.18)$$

El valor de $x(i)$ o x_i es la cantidad que recibe el jugador i si se tiene en cuenta la función de distribución de pagos x . El vector $x \in \mathbb{R}$ tal que cumple el principio de eficiencia expresado en la ecuación (3.15), recibe el nombre de vector de pagos eficientes para el juego (N, v) . Si el jugador recibe un pago al menos igual al que conseguiría individualmente en el juego (N, v) (principio de racionalidad individual) entonces el vector de pagos eficiente se le conoce como imputaciones del juego. Así el conjunto de todas las imputaciones $I(v)$ se representa por [14]:



$$I(v) = \left\{ x \in \mathbb{R} : \sum_i x_i = v(N), x_i \geq v(i) \forall i \in N \right\} \quad (3.19)$$

El concepto de la solución para los juegos cooperativos es una regla que asigna al jugador cooperativo de n jugadores un subconjunto de \mathbb{R} al seguir unas normas establecidas. [14]

La solución es proporcional a un conjunto de vectores para cada juego, como lo son por ejemplo los conjuntos estables de Von Neumann y Morgenster. Otros juegos seleccionan un único vector de pagos, como el valor de Shapley o el nucléolo. [14]

Los juegos cooperativos simples utilizan algunos modelos, de los cuales son tomas de decisiones, la solución se conoce índice de poder. El índice de poder refleja una medida del poder que cada jugador tiene en el juego. [14]

De estos índices lo más conocidos son: el valor de Shapley y de Banzhaf y los índices que de ellos se desprendan. La idea de una única solución para el juego (N, v) define a un número real $\chi_i[v]$, que asigna a cada juego un único vector de pagos. En este caso i es el índice del jugador y χ es la función de asignación del vector de pagos a cada juego (N, v) . [14]

3.4.1. Valor de Shapley.

Este tema trata de buscar una distribución de pagos entre los jugadores de manera que se cumplan determinados criterios, llamados *axiomas*, previamente establecidos. Entonces, a partir de 4 axiomas o suposiciones se llega a una única asignación entre los jugadores, que se llama valor de Shapley. [11]

Sea $G = (S, v)$ un juego en forma coalicional, en donde $S = \{1, 2, \dots, n\}$. Se considera la siguiente asignación de pagos para los n jugadores:

$$\phi(v) = (\phi_1(v), \phi_2(v), \dots, \phi_n(v)) \in \mathbb{R} \quad (3.20)$$

La función de asignación de pagos $\phi(v)$ debe cumplir los siguientes axiomas:

- **Axioma 1. Eficiencia:** La función de asignación $\phi(v)$ debe distribuir el pago total del juego. Es decir, debe ser:

$$\sum_{i=1}^n \phi_i(v) = v(S) \quad (3.21)$$

- **Axioma 2. Simetría:** Para cualquier par de jugadores que realicen aportaciones equivalentes para cada coalición, es decir, tales que cumplan que:

$$v(S \cup \{i\}) = v(S \cup \{j\}); \forall S \in P(J), \text{ con } i, j \notin S \quad (3.22)$$

Debe ser:

$$\phi_i(v) = \phi_j(v) \quad (3.23)$$

- **Axioma 3. Tratamiento del jugador pasivo:** Si un jugador no aporta ningún beneficio adicional al resto de jugadores no debe recibir ningún pago adicional. Es decir, para cada jugador $i \in S$, para el cual se verifica que:



$$v(S) = v(S - \{i\}) + v(\{i\}), \text{ para toda coalición } S \text{ con } i \in S \quad (3.24)$$

Debe ser:

$$\phi_i(v) = v(\{i\}) \quad (3.25)$$

- **Axioma 4. Aditividad:** La función de asignación ϕ debe ser invariante a cualquier descomposición arbitraria del juego. Formalmente, dados dos juegos cualesquiera (S, v_1) y (S, v_2) debe ser:

$$\phi(v_1 + v_2) = \phi(v_1) + \phi(v_2) \quad (3.26)$$

3.4.2. Teorema de Dubey.

Existe una única asignación que verifica los axiomas 1, 2, 3 y 4 que se llama el **valor de Shapley**, tal como recoge el teorema siguiente, que es el resultado fundamental de este subtema. [1]

La única asignación $\phi(v) = (\phi_1(v), \phi_2(v), \dots, \phi_n(v))$ que verifica los axiomas 1, 2, 3 y 4 es:

$$\phi_i(v) = \sum_{S \in \mathcal{P}(J)} q(s) [v(S) - v(S - \{i\})] \quad (3.27)$$

En donde:

$$q(s) = \frac{(s-1)!(n-s)!}{n!} \quad (3.28)$$

Siendo $s = |S|$, el número de jugadores que hay en la coalición S . [11]

Cabe mencionar que, todos los modelos matemáticos presentados que son utilizados para obtener una solución del juego no son los únicos, ya que hay diferentes maneras o modelos de obtener ese reparto equitativo en los juegos cooperativos, que no son necesariamente el núcleo o valor de shapley sino cualquier otro método de distribución del valor generado por la coalición que siga ciertas propiedades deseables; que refleje la estrategia coherente y adecuada para un determinado juego que permita determinar los pagos o beneficios de los jugadores. [2]

3.5. Ejemplos.

Ejemplo 1: Se consideran tres empresas que producen el mismo bien. Dadas sus tecnologías, la empresa 1 puede producir 0, 8 o 16 unidades de salida al coste unitario de 2 unidades monetarias, la empresa 2 puede producir 0, 4 o 12 unidades al mismo coste que la empresa 1 y la empresa 3 puede producir 0, 8 o 12 unidades también al mismo costo que las anteriores. La función de la demanda del bien es conocida por las tres empresas y tiene la forma siguiente [11]:

$$p(x) = 35 - 0,75x$$

En donde x es la cantidad total de producto en el mercado. Se trata de representar el juego en forma coalicional.

Solución:

En primer lugar se representa el juego en forma estratégica.

Sean: $J = \{1, 2, 3\}$

En donde J1 es la empresa 1, J2 la empresa 2 y J3 es la empresa 3.

$$S_1 = \{0, 8, 16\}$$

$$S_2 = \{0, 4, 12\}$$

$$S_3 = \{0, 8, 12\}$$

Son los respectivos conjuntos de estrategias puras de las empresas. Para las estrategias $x_1 \in S_1, x_2 \in S_2, x_3 \in S_3$, la cantidad total de producto que llega al mercado es:

$$x = x_1 + x_2 + x_3$$

El pago que obtiene cada empresa i viene determinado por la función de beneficios, del siguiente modo:

$$u_i(x_1, x_2, x_3) = p(x)x_i - 2x_i, \text{ para } i = 1, 2, 3$$

La representación del juego en forma estratégica es la siguiente:

Jugadora 3: $x_3 = 0$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	0, 0, 0	0, 120, 0	0, 288, 0
	8	216, 0, 0	192, 96, 0	144, 216, 0
	16	336, 0, 0	288, 72, 0	192, 144, 0

Jugadora 3: $x_3 = 8$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	0, 0, 216	0, 96, 192	0, 216, 144
	8	168, 0, 168	144, 72, 144	96, 144, 96
	16	240, 0, 120	192, 48, 96	96, 72, 48

Jugadora 3: $x_3 = 12$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	0, 0, 288	0, 84, 252	0, 180, 180
	8	144, 0, 216	120, 60, 180	72, 108, 108
	16	192, 0, 144	144, 36, 108	48, 36, 36



Ahora se obtiene la forma coalicional del juego. Para ello se va ir calculando el valor de cada coalición:

Empezando con la coalición únicamente por la jugadora 1. A la vista de la representación del juego en forma estratégica, es claro que si la jugadora 1 elige su estrategia 0 obtendrá un pago de 0, sin importar lo que hagan las demás jugadoras. Si elige su estrategia 8 obtendrá algunas de las cantidades 216, 192, 144, 168, 144, 96, 144, 120, 72, dependiendo de la combinación de estrategias de las jugadoras 2 y 3, por lo que eligiendo tal estrategia (8) la jugadora 1 puede garantizarse que obtendrá el siguiente pago:

$$\min \{216, 192, 144, 168, 144, 96, 144, 120, 72\} = 72$$

De manera similar, si la jugadora 1 elige su estrategia 16, obtendrá un pago que dependerá de las estrategias de las jugadoras 2 y 3, pudiendo garantizarse el siguiente pago:

$$\min \{336, 288, 192, 240, 192, 96, 192, 144, 48\} = 48$$

Por tanto, la jugadora 1 puede elegir aquella estrategia que le asegure el máximo de los valores garantizados:

$$\max \{0, 72, 48\} = 72$$

Valor que tiene asegurado jugando su estrategia $x_1 = 8$, por lo que el valor de la coalición formada exclusivamente por la jugadora 1 es igual a 72.

$$v(\{1\}) = 72$$

Procediendo de la misma forma con las jugadoras 2 y 3 se obtiene que:

$$v(\{2\}) = 36$$

Que la jugadora 2 tiene asegurado si juega su estrategia $x_2 = 4$ o bien $x_2 = 12$ y

$$v(\{3\}) = 48$$

Que la jugadora 3 tiene asegurado jugando su estrategia $x_3 = 8$.

Se considera ahora la coalición formada por las jugadoras 1 y 2. Para cada combinación de estrategias de las jugadoras 1 y 2 la coalición $\{1, 2\}$ obtendrá un pago (suma de los pagos de ambas jugadoras) que dependerá de la estrategia que juegue la jugadora 3.

Si $x_1 = 0, x_2 = 0$, la coalición $\{1, 2\}$ obtendrá conjuntamente un pago igual a 0.

Si $x_1 = 0, x_2 = 4$, la coalición $\{1, 2\}$ se garantiza el siguiente pago:

$$\min \{120, 96, 84\} = 84$$

Procediendo de esta forma, en la tabla siguiente, se presentan los valores que garantiza la coalición en función de la combinación de estrategias que juegue:



Tabla 3.4.2.1 Pago para la coalición formada por {1, 2}.

x_1	x_2	Pago que se garantiza la coalición {1, 2}
0	0	$\min \{0, 0, 0\} = 0$
0	4	$\min \{120, 96, 84\} = 84$
0	12	$\min \{288, 216, 180\} = 180$
8	0	$\min \{216, 168, 144\} = 144$
8	4	$\min \{288, 216, 180\} = 180$
8	12	$\min \{360, 240, 180\} = 180$
16	0	$\min \{336, 240, 192\} = 192$
16	4	$\min \{360, 240, 180\} = 180$
16	12	$\min \{336, 184, 84\} = 84$

Eligiendo las jugadoras 1 y 2 adecuadamente sus estrategias, la coalición {1, 2} puede asegurarse el valor de:

$$\max \{0, 84, 180, 144, 180, 180, 192, 180, 84\} = 192$$

Que es el pago que la coalición {1, 2} se garantiza a sí misma eligiendo como estrategias $x_1 = 16, x_2 = 0$. Se observa que el valor obtenido por la coalición entre las dos jugadoras que la componen es:

$$v(\{1, 2\}) = 192$$

Procediendo de manera análoga con las otras dos coaliciones formadas por dos jugadoras, se llega a que:

$$v(\{1, 3\}) = 192$$

Que es el pago que la coalición {1, 3} se garantiza a sí misma eligiendo como estrategias $x_1 = 8, x_3 = 8$.

Análogamente:

$$v(\{2, 3\}) = 144$$

Que es el pago que la coalición {2, 3} se garantiza a sí misma eligiendo como estrategias $x_2 = 12, x_3 = 0$ o bien $x_2 = 4, x_3 = 8$, o bien $x_2 = 0, x_3 = 12$, o bien $x_2 = 4, x_3 = 12$.

Finalmente, se calcula el valor de la coalición formada por las tres jugadoras y para ello en primer lugar se calcula la suma de pagos que obtienen las tres jugadoras para cada combinación de estrategias.



Jugadora 3: $x_3 = 0$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	0	120	288
	8	216	288	360
	16	336	360	336

Jugadora 3: $x_3 = 8$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	216	288	360
	8	336	360	336
	16	360	336	216

Jugadora 3: $x_3 = 12$		Jugadora 2		
		0	4	12
Jugadora 1	0	288	336	360
	8	360	360	288
	16	336	288	120

Eligiendo las jugadoras 1, 2 y 3 adecuadamente sus estrategias, la coalición $\{1, 2, 3\}$ puede asegurarse el valor:

$$\max \left\{ \begin{array}{l} 0, 120, 288, 216, 288, 360, 336, 360, 336, \\ 216, 288, 360, 336, 360, 336, 360, 336, 216, \\ 288, 336, 360, 360, 360, 288, 336, 288, 120 \end{array} \right\} = 360$$

Que es el pago que la coalición $\{1, 2, 3\}$ se garantiza a sí misma eligiendo como estrategia cualquiera de las siguientes:

$$x_1 = 8, x_2 = 12, x_3 = 0$$

$$x_1 = 16, x_2 = 4, x_3 = 0$$

$$x_1 = 0, x_2 = 12, x_3 = 8$$

$$x_1 = 8, x_2 = 4, x_3 = 8$$

$$x_1 = 16, x_2 = 0, x_3 = 8$$

$$x_1 = 0, x_2 = 12, x_3 = 12$$

$$x_1 = 8, x_2 = 0, x_3 = 12$$

$$x_1 = 8, x_2 = 4, x_3 = 12$$

Por tanto,

$$v(\{1, 2, 3\}) = 360$$



La representación del juego en forma coalicional es:

$$G = (J, v)$$

En donde:

$$J = \{1, 2, 3\}$$

Es el conjunto de jugadoras y

$$v : P(\{1, 2, 3\}) \rightarrow R$$

Es la función característica, definida de la siguiente forma:

S	\emptyset	{1}	{2}	{3}	{1, 2}	{1, 3}	{2, 3}	{1, 2, 3}
$v(S)$	0	72	36	48	192	192	144	360

Ejemplo 2: El juego de la bancarrota

Supongamos que una empresa en situación de quiebra ha dejado un patrimonio que se valora en E unidades monetarias, y ha dejado también unas deudas de d_1, d_2, \dots, d_n a los acreedores $1, 2, \dots, n$ respectivamente, de manera que se cumple [1]:

$$0 < E \leq \sum_{i=1}^n d_i$$

Se define el siguiente conjunto de jugadores:

$$J = \{1, 2, 3, \dots, n\}$$

Cualquier coalición $S \subset J$ puede quedarse con el patrimonio de la empresa pagando las deudas a los acreedores que no forman parte de la coalición. Por tanto:

$$\forall S \in P(J), v(S) = \max \left\{ 0, E - \sum_{i=1}^n d_i \right\}$$

Obsérvese que

$$v(\emptyset) = \max \left\{ 0, E - \sum_{i=1}^n d_i \right\} = 0$$

Por ejemplo, si $E = 650, d_1 = 200, d_2 = 150, d_3 = 350$ y $d_4 = 250$, el juego de la bancarrota correspondiente es:

$$J = \{1, 2, 3, 4\}$$

La función característica viene definida por las expresiones siguientes:

$$v(\emptyset) = 0$$

$$v(\{1\}) = \max \{0, 650 - (150 + 350 + 250)\} = \max \{0, -100\} = 0$$

$$v(\{2\}) = \max \{0, 650 - (200 + 350 + 250)\} = \max \{0, -150\} = 0$$



$$v(\{3\}) = \max \{0, 650 - (200 + 150 + 250)\} = \max \{0, 50\} = 50$$

$$v(\{4\}) = \max \{0, 650 - (200 + 150 + 350)\} = \max \{0, -50\} = 0$$

$$v(\{1, 2\}) = \max \{0, 650 - (350 + 250)\} = \max \{0, 50\} = 50$$

Procediendo de manera análoga se obtiene:

$$v(\{1, 3\}) = 250, v(\{1, 4\}) = 150, v(\{2, 3\}) = 200, v(\{2, 4\}) = 100$$

$$v(\{3, 4\}) = 300, v(\{1, 2, 3\}) = 400, v(\{1, 2, 4\}) = 300, v(\{1, 3, 4\}) = 500$$

$$v(\{2, 3, 4\}) = 450, v(\{1, 2, 3, 4\}) = 650$$

Ejemplo 3: Una finca rústica está valorada por su actual propietario en 350.000 euros. Un empresario le ofrece acondicionarla para su utilización como polígono industrial, con lo que su valor de mercado alcanzaría los 700.000 euros. Una empresa constructora le ofrece urbanizar la finca para su posible subdivisión en terrenos destinados a viviendas unifamiliares. Con esta urbanización el valor de la finca sería de 775.000 euros [11].

Representamos el juego en forma coalicional (también llamada representación en forma de función característica).

Sea:

$$J = \{1, 2, 3\}$$

En donde el jugador 1 es el empresario que ofrece acondicionar la finca como polígono industrial, la jugadora 2 es la empresa constructora y el jugador 3 es el propietario actual de la finca.

Obtengamos ahora la función característica para este juego cooperativo.

Tanto el jugador 1 como la jugadora 2 necesitan el acuerdo con el jugador 3 (el propietario) para poder utilizar la finca. Sin la participación del jugador 3 no se puede hacer nada y, por tanto, no se puede obtener ningún beneficio. Por consiguiente, se tiene:

$$v(\{1\}) = v(\{2\}) = v(\{1, 2\}) = 0$$

Si el jugador 3 no coopera con ninguno de los otros dos jugadores mantiene la situación actual, es decir mantiene la finca tal como está, a la cual valora en 350.000 euros. Si llega a un acuerdo sólo con el jugador 1 para obtener el mayor valor posible, obtendrán entre los dos 700.000 euros. Si llega a un acuerdo exclusivamente con la jugadora 2 para obtener el mayor valor posible obtendrán entre los dos 775.000 euros. Finalmente si cooperan los tres jugadores y deciden llevar conjuntamente adelante el proyecto que dé mayor valor de mercado, obtendrán entre los tres 775.000 euros.

Es decir:

$$v(\{3\}) = 350, v(\{1, 3\}) = 700, v(\{2, 3\}) = 775, v(\{1, 2, 3\}) = 775$$

Por tanto, la representación del juego en forma coalicional es (J, v) en donde:

$$J = \{1, 2, 3\}$$



$$v : P(J) \rightarrow R, \text{ con}$$

$$v(\emptyset) = 0, v(\{1\}) = 0, v(\{2\}) = 0, v(\{3\}) = 350$$

$$v(\{1, 2\}) = 0, v(\{1, 3\}) = 700, v(\{2, 3\}) = 775, v(\{1, 2, 3\}) = 775$$

En donde los valores de la función característica vienen expresados en miles de euros.

Ahora, calculemos el valor de Shapley con tres jugadores de este ejemplo y, por tanto es:

$$\phi(v) = (\phi_1(v), \phi_2(v), \phi_3(v))$$

En donde:

$$\begin{aligned} \phi_1(v) &= \frac{1}{3}v(\{1\}) + \frac{1}{6}[v(\{1, 2\}) - v(\{2\})] + \frac{1}{6}[v(\{1, 3\}) - v(\{3\})] + \\ &+ \frac{1}{3}[v(\{1, 2, 3\}) - v(\{2, 3\})] = \frac{1}{3}[0] + \frac{1}{6}[0 - 0] + \frac{1}{6}[700 - 350] + \\ &+ \frac{1}{3}[775 - 775] = \frac{350}{6} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi_2(v) &= \frac{1}{3}v(\{2\}) + \frac{1}{6}[v(\{1, 2\}) - v(\{1\})] + \frac{1}{6}[v(\{2, 3\}) - v(\{3\})] + \\ &+ \frac{1}{3}[v(\{1, 2, 3\}) - v(\{1, 3\})] = \frac{1}{3}[0] + \frac{1}{6}[0 - 0] + \frac{1}{6}[775 - 350] + \\ &+ \frac{1}{3}[775 - 700] = \frac{425}{6} + \frac{75}{3} = \frac{575}{6} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi_3(v) &= \frac{1}{3}v(\{3\}) + \frac{1}{6}[v(\{1, 3\}) - v(\{1\})] + \frac{1}{6}[v(\{2, 3\}) - v(\{2\})] + \\ &+ \frac{1}{3}[v(\{1, 2, 3\}) - v(\{1, 2\})] = \frac{1}{3}[350] + \frac{1}{6}[700 - 0] + \frac{1}{6}[775 - 0] + \\ &+ \frac{1}{3}[775 - 0] = \frac{3725}{6} \end{aligned}$$

Por tanto, el valor de Shapley del juego es:

$$\phi(v) = \left(\frac{350}{6}, \frac{575}{6}, \frac{3725}{6} \right)$$



CAPÍTULO IV: ALGORITMO PARA EL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGÍA, MODELO BASE

4.1. Introducción.

La red de distribución con el pasar de los años está sometida a varios cambios en su configuración, debido a varios factores; siendo el más importante el crecimiento de la demanda. Además, las empresas distribuidoras tienen la obligación de mantener el suministro de energía eléctrica dentro de los estándares óptimos de calidad; y así, brindar un mejor servicio para los usuarios.

La necesidad de tener una calidad de energía eléctrica dentro de niveles óptimos, lleva a que las empresas distribuidoras (Empresa Eléctrica Regional Centro Sur) planifiquen u optimicen la expansión de sus redes; y por tanto, a repotenciar las mismas, haciendo el uso de nuevos transformadores o incrementando los calibres de los conductores, consiguiendo así, llevar mayor cantidad de energía eléctrica hacia la creciente demanda. Con el incremento de la potencia eléctrica dentro del sistema de distribución, se debe tomar en cuenta el incremento de las pérdidas de energía eléctrica para las nuevas redes de distribución.

Como se mencionó en el capítulo 1, dichas pérdidas tienen que ser en el mejor de los casos disminuidas. Se puede utilizar diferentes métodos de optimización que traten de buscar la manera de obtener resultados adecuados y óptimos; y que también busque el mejor de los posibles escenarios, para una configuración dada del sistema.

El uso de la generación distribuida en los sistemas de distribución, aportaría grandes beneficios para cumplir con el requerimiento de disminuir las pérdidas, ya que esta generación se ubica muy cercana a la carga, de manera que el nivel de energía se pueda suplir con dicha generación y que la demanda no requiera de alguna subestación (macro estación) lejana para poder abastecerse, que está conectada a los grandes centros de generación.

Para un adecuado intercambio de energía, hay la necesidad de encontrar rutas o caminos que produzcan este adecuado intercambio de energía. Estos caminos o rutas requeridas para este análisis, pueden variar según el problema o el grado de condiciones que permitan desarrollar algún tipo de algoritmo. Para ello, se utilizan herramientas matemáticas tales como la programación lineal y no lineal o dinámica, teoría de los grafos, y la teoría de los juegos. Esta última herramienta es donde se enfocará el presente capítulo, dando a conocer que herramientas serán de utilidad para la resolución de un sistema de distribución conocido.

Para el desarrollo del presente capítulo, es necesario presentar un modelo que se aplique a la red de distribución, es decir, plantear las variables y los elementos que se involucran en el sistema (subestaciones, microredes, líneas, etc.), además, indicar las ecuaciones y modelos matemáticos que producen el intercambio de energía entre microredes o entre subestación y microredes.



4.2. Modelo eléctrico de la red de distribución.

Como se mencionó anteriormente, es necesario implementar un modelo que permita aplicar los modelos y variables matemáticas; y consecuentemente que un modelo del sistema, quede representado a un grado tal que sea semejante a la realidad. En este modelo, se le va a incluir tanto la generación distribuida como las restricciones (técnicas y económicas) del sistema de distribución y además el comportamiento de la carga en el tiempo.

El algoritmo planteado presenta como principal contribución la de diseñar estrategias de cooperación nuevas entre las microrredes y así reducir las pérdidas al mínimo [15]; además, contiene lo necesario para modelar el sistema de distribución con la adición de generación distribuida, subestaciones (Macro Estaciones), y Microrredes o Smart Grids. Con ello se puede modelar el sistema como se menciona en los apartados siguientes.

4.2.1. Modelo de Sistema Eléctrico para un juego cooperativo.

En este apartado, se presenta el modelo para simular un intercambio de energía cooperativo con utilidad no transferible. Para este caso se considera dos macro estaciones dominadas por dos Subestaciones de Transmisión Eléctricas; estas macro estaciones constan de un conjunto N de Microrredes o Smart Grids que en un instante de tiempo pueden tener exceso de energía (vendedores) o una necesidad o falta de energía (compradores); teniendo así, que las coaliciones así formadas puedan estar comprendidas por estos dos tipos de Microrredes.

Se considera inicialmente como hipótesis, que el modelo de intercambio de energía basado en un juego cooperativo, que todas las microrredes tengan toda la información de la red, con ello puedan elegir a una de ellas pertenecer o no a una determinada coalición, y que el enlace entre todas y cada una de las microrredes pertenecientes a la determinada Macro Estación es siempre factible teniendo como resultado que todos los miembros de la Red Eléctrica puedan interactuar entre sí. [2]

La figura 4.2.1, presenta para este caso donde se considera a las dos macro estaciones principales, enlazadas con el conjunto de microrredes a través de las subestaciones (círculos). La conexión o enlace entre la subestación y las microrredes se puede realizar a un nivel de voltaje U_o , que es mayor a uno que pudiera presentar entre microrredes a un nivel de voltaje U_1 , es decir, $U_o > U_1$. A manera de ejemplo el voltaje U_o puede tomar valores en el intervalo de 230 kV a 138kV (valores que se dan en la transmisión eléctrica del Ecuador) y el voltaje U_1 en un intervalo de 6.3 kV a 69kV. Cabe mencionar que en la figura 4.2.1, los cuadrados y triángulos representan a las microrredes compradoras y vendedoras respectivamente, las cuales pueden interactuar entre sí con las dos subestaciones.

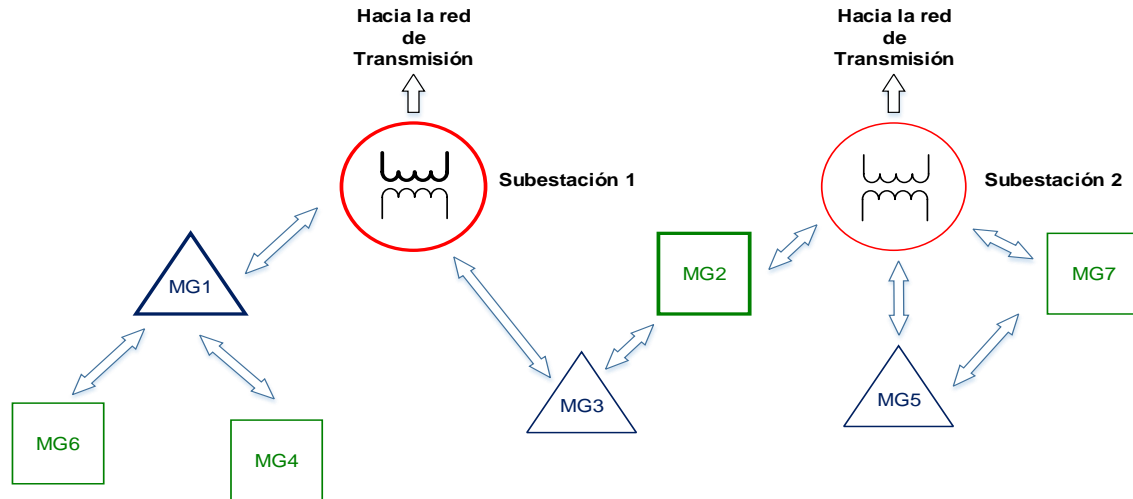


Figura 4.2.1. Modelo del Sistema Eléctrico para el intercambio de energía utilizando juegos cooperativos con dos subestaciones.

Como se explicó anteriormente, un determinado Sistema Eléctrico puede estar conformada por N Microredes, donde la “ i -ésima” microrred en un determinado tiempo se puede considerar que tiene una Potencia total generada denominada G_i y al mismo tiempo una demanda de potencia de un grupo de consumidores denotada por D_i ; así, por lo tanto, el excedente de energía para cada microrred $i \in N$, se encuentra por medio de la siguiente ecuación [15]:

$$Q_i = G_i - D_i \quad (4.1)$$

Según la ecuación (4.1), se pueden analizar varios casos dependiendo de los valores que vaya a tomar Q_i ; este excedente de energía puede tener tres casos a ser analizados:

- Caso 1: $Q_i > 0$, esto quiere decir que la microrred tiene un excedente de energía lo que le hace capaz de vender esa potencia (vendedor) a otra microrred cercana formando coaliciones con otras microrredes o a la subestación cercana.
- Caso 2: $Q_i = 0$, en este caso la microrred satisface su propio consumo.
- Caso 3: $Q_i < 0$, esto quiere decir que la microrred tiene necesidad de energía y está en la capacidad de comprar esa energía faltante (comprador) desde otra microrred vendedora o desde la subestación cercana.

Para un mayor análisis de los casos anteriores, es importante saber que el comportamiento de la potencia generada G_i como la demanda D_i , son valores aleatorios; ya que la primera tiene dependencia ya sea de la intensidad de la radiación solar, velocidad del viento, caudal de agua, etc.; y la segunda de los usos que se den a la energía por parte de los consumidores (curva de demanda variable), esto conlleva a que el excedente de energía Q_i también sea variable con el tiempo, lo que resulta que la definición vendedor y comprador varíe en un instante de tiempo. [15]

Otra hipótesis a considerar, es que el intercambio de energía entre microrredes solo sucederá entre ellas y/o la subestación más cercana, es por eso que no se considerará el sistema de transmisión eléctrico. [15]



Todo el intercambio de energía que se realiza, ya sea entre microredes y/o entre microred y la subestación cercana, involucra a un costo asociado a las pérdidas de energía presentes en los conductores que los unen. Estas pérdidas de energía en los alimentadores o líneas eléctricas, son función de la resistencia del tipo de conductor, la distancia de la línea y de la potencia que se transmite por la línea en un instante de tiempo determinado.

4.2.1.1. Pérdida de potencia para el intercambio entre una Microred y la Subestación.

Si una Smart Grid realiza un intercambio de energía con la subestación, las pérdidas de potencia en las que involucra lo antes mencionado, se pueden determinar mediante la siguiente ecuación [15]:

$$P_i^{p\acute{e}rdidas} = R_{io}I_o^2 + \beta P_i(Q_i) \quad (4.2)$$

Siendo:

- $P_i^{p\acute{e}rdidas}$ = las pérdidas debido al intercambio de potencia entre la subestación y la Smart Grid $i \in N$.
- R_{io} = la resistencia del conductor que une la subestación con la Smart Grid $i \in N$. Esta resistencia se calcula como el producto de la resistencia por unidad de longitud del conductor [Ω/km] utilizado para conectar a la microred con la subestación más cercana y la distancia [km] entre estos elementos.
- I_o = es la corriente eléctrica [A] que circula en el conductor que une la subestación cercana con la "i-ésima" microred.
- β = es el coeficiente que refleja la fracción de las pérdidas en el transformador de la subestación durante el intercambio de potencia.
- $P_i(Q_i)$ = es el flujo de potencia entre la subestación y la "i-ésima" microred.

Se puede decir que las pérdidas de potencia asociadas al intercambio de potencia se encuentran compuestas de una componente de pérdidas en la línea eléctrica (alimentador o línea de subtransmisión) que une la subestación más cercana con la Smart Grid $i \in N$ y una segunda componente dada por las pérdidas en la subestación debido al uso del transformador para realizar el intercambio de potencia.

Si se considera que la corriente eléctrica a través de la línea eléctrica de distribución se puede calcular como:

$$I_o = \frac{P_i(Q_i)}{U_o} \quad (4.3)$$

Entonces la ecuación (4.2) para determinar las pérdidas de potencia, se puede escribir como una única función del flujo de potencia a través de la línea eléctrica dada por la ecuación (4.4):

$$P_i^{p\acute{e}rdidas} = R_{io} \left[\frac{P_i(Q_i)}{U_o} \right]^2 + \beta P_i(Q_i) \quad (4.4)$$

El flujo de potencia depende del tipo de microred o Smart Grid $i \in N$ (comprador o vendedor), teniendo así que [15]:



$$P_i(Q_i) = \begin{cases} Q_i & \text{si } Q_i > 0, \\ L_i & \text{si } Q_i < 0, \\ 0 & \text{contrario} \end{cases} \quad (4.5)$$

La ecuación (4.5) expresa lo siguiente: si una Smart Grid se comporta como un vendedor la potencia Q_i es totalmente vendida a la subestación cercana y el flujo de potencia $P_i(Q_i)$ corresponde exclusivamente a esa potencia y las pérdidas de potencia se determinan mediante la ecuación (4.4). [15]

Para el caso de que la “i-ésima” Smart Grid es en cambio una compradora el flujo de potencia será desde la subestación cercana hasta la “i-ésima” Smart Grid, la cual deberá entregar la potencia tal que abastezca la necesidad de potencia de la Smart Grid compradora y las pérdidas de potencia que involucra la red por el flujo de potencia en la línea que los une; entonces la potencia L_i que deberá entregar la subestación se determina de [15]:

$$L_i = P_{i0}^{\text{pérdidas}} + P_i^{\text{requerida}} \quad (4.6)$$

Siendo $P_i^{\text{requerida}}$ la potencia que necesita la carga para poder abastecerse, que debe suministrar la subestación más cercana; es decir, $P_i^{\text{requerida}} = -Q_i$. Por lo tanto, el valor de flujo de potencia entre la subestación y la microred va a ser L_i . Al sustituir estos valores y la ecuación (4.4) en la ecuación (4.6), se obtiene la expresión para la potencia que deberá suministrar la subestación a la Smart Grid $i \in N$ [15]:

$$L_i = R_{i0} \left[\frac{L_i}{U_0} \right]^2 + \beta L_i - Q_i \quad (4.7)$$

Ordenando la ecuación (4.7) en forma de ecuación cuadrática de segundo grado para encontrar el flujo L_i , de la siguiente manera:

$$\frac{R_{i0}}{U_0^2} L_i^2 - (1 - \beta) L_i - Q_i = 0 \quad (4.8)$$

La ecuación (4.8) puede representar tres soluciones posibles para la variable L_i , debido al segundo grado de la ecuación; así se tendrá:

- Si la ecuación presenta raíces reales positivas, la raíz que corresponde a la solución será la menor de las dos, puesto que la misma es la que producirá las menores pérdidas. Entonces las pérdidas a través de la línea de distribución se determinan sustituyendo en la ecuación (4.4), el valor de $P_i(Q_i) = |L_i|$.
- Si la ecuación presenta raíces no positivas o no tiene una solución real, la solución que se adopta es:

$$L_i^* = \frac{(1 - \beta) U_0^2}{2 R_{i0}} \quad (4.9)$$

Entonces las pérdidas de potencia se calculan sustituyendo L_i^* en la ecuación (4.4).

En cualquiera de los casos antes mencionados, si N_b es el número total de compradores presente en un determinado tiempo, siendo $N_b \subseteq N$, entonces se deberá cumplir para la potencia de la subestación en un instante de tiempo determinado que [15]:

$$\sum_{i \in N_b} L_i \leq P_{\text{subestación}} \quad (4.10)$$

El valor de L_i es el flujo de potencia, es decir la potencia requerida por la Smart Grid más la potencia de pérdidas en las líneas eléctricas.

4.2.1.2. Pérdida de potencia para el intercambio entre Microredes.

Para el caso de que el intercambio de energía se realice entre microredes (compradoras y vendedoras) $i \in N_b$ y $j \in N_s$ respectivamente, siendo N_b el conjunto de todas las microredes compradoras y N_s el conjunto de todas las microredes vendedoras con $N_b \cup N_s = N$; las pérdidas de potencia serán semejantes a las del caso del intercambio con la subestación, con la única distinción que:

- El intercambio de energía que no involucra en el uso del transformador de la subestación por lo que el coeficiente de pérdidas $\beta = 0$.
- El intercambio de energía entre microredes no necesariamente se debe realizar a un voltaje U_0 , sino a un voltaje menor que se denomina U_1 .

Así, las pérdidas de energía para el flujo de potencia de una Smart Grid $i \in N_b$ y otra Smart Grid $j \in N_s$ se puede determinar de la ecuación [15]:

$$P_{ij}^{\text{pérdidas}} = R_{ij} I_{ij}^2 \quad (4.11)$$

Siendo en este caso R_{ij} la resistencia total del conductor que une la “i-ésima” Smart Grid compradora con la “j-ésima” Smart Grid vendedora y su valor se calcula por: $R_{ij} = R \cdot d_{ij}$, algo semejante al caso de un intercambio con la subestación.

La corriente I_{ij} depende del flujo de potencia a través de la línea eléctrica por lo tanto al igual que el caso del intercambio de potencia con la subestación, y salvo por el nivel de voltaje diferente U_1 , que las pérdidas de potencia se dan por [15]:

$$P_{ij}^{\text{pérdidas}} = R_{ij} \left[\frac{P_i(Q_i)}{U_1} \right]^2 \quad (4.12)$$

Y el flujo de potencia $P_i(Q_i)$ se define de manera similar a la ecuación (4.5), en donde el valor de la potencia L_i que en este caso suministra la Smart Grid vendedora, se determina por la ecuación (4.8) con el valor de $\beta = 0$, resultando la ecuación [15]:

$$\frac{R_{ij}}{U_1^2} L_i^2 - L_i - Q_i = 0 \quad (4.13)$$

La solución de la ecuación (4.13) resultará nuevamente en los casos presentados anteriormente, donde se tenga dos soluciones reales distintas, una única solución o no tenga una solución real, de esta manera si:

- La ecuación (4.13) produce dos valores de L_i reales positivos y distintos. Se elegirá el menor valor, puesto que el mismo será el que produzca las menores pérdidas. Las pérdidas debido al intercambio de potencia se determina de (4.12) al sustituir $P_i(Q_i) = |L_i|$. Si en cambio la ecuación (4.13) produce raíces reales o no existe una solución real, el valor que se adoptará para la potencia es:



$$L_i^* = \frac{U_1^2}{2R_{ij}} \quad (4.14)$$

Este valor de L_i^* es el que se sustituye en la ecuación (4.12) para determinar las pérdidas, ya que el mismo es la suma de potencia de la microred compradora más las pérdidas presentes durante el flujo de potencia.

La Smart Grid que actúa a ese instante de tiempo como vendedora no necesariamente cubrirá la potencia Q_i demandada por parte de una determinada Smart Grid compradora, ya que depende de la potencia que pueda suministrar la Smart Grid vendedora. Más adelante se verá como al describir el algoritmo de intercambio, el déficit de potencia en una Smart Grid vendedora o de una determinada coalición se verá solventado.

4.3. Algoritmo de formación de coaliciones para un juego cooperativo.

Según el algoritmo obtenido y comprobado por [2], se van a realizar algunos cambios y consideraciones de modo que con la incorporación de restricciones (técnicas y económicas) y las hipótesis antes planteadas, simplifiquen el proceso matemático y que los cálculos requeridos puedan ser validados con la simulación del algoritmo.

Como se mencionó en el modelo del Sistema Eléctrico, se considera un conjunto S de N microredes presentes en una red eléctrica, integrada por dos subestaciones o macro estaciones. Entonces se formula un juego de coalición formado por el par (N, v) , siendo $v: 2^N \rightarrow \mathbb{R}$ una función que asigna a una coalición $S \subseteq N$ un número real que representa el beneficio total conseguido por S . Se deberá entonces definir la función de valor $v(S)$ que asigna este número a la coalición $S \subseteq N$. [2]

En los apartados siguientes, se van a describir cada una de las subrutinas que componen el algoritmo y que serán necesarias para establecer la simulación que permita definir las funciones de pago del juego o vector de pagos (se explicará más adelante), las pérdidas de energía eléctrica, los flujos de potencia entre microredes o intercambio de energía dentro de las mismas, y las coaliciones formadas en el proceso de simulación.

4.3.1. Subrutina: Intercambio no cooperativo en dos macro estaciones.

Para esta primera subrutina, inicialmente se debe considerar al sistema eléctrico o red eléctrica de distribución en una etapa de intercambio no cooperativo, de modo que las microredes vendan o compren energía a las dos subestaciones (más cercana). Dado esta condición inicial el vector de pagos de S y el pago a cada uno de los integrantes, va a ser el precio no cooperativo en las que involucran a cada microred $N \in S$ en función de las pérdidas de potencia de cada una de ellas.

Si w_i es el precio de la energía pagada por la “i-ésima” microred [\$/MW], entonces el pago no cooperativo para cada una de estas microredes $N \in S$ se expresa como sigue [15]:

$$u(\{i\}) = -w_i P_{io}^{\text{pérdidas}} \quad (4.15)$$

Para la ecuación (4.15) el signo negativo representa simplemente a un problema de maximización y las pérdidas de potencia que multiplican al precio, se van a determinar cómo fue descrito en el apartado 4.2.1.1, que considera el intercambio de energía entre la subestación más cercana y las microredes que lo componen.

Analizando lo antes dicho, el conjunto S es particionado en dos subconjuntos disjuntos, es decir, que al primer subconjunto S_b corresponde a las microredes compradoras tal que $S_b \subset S$ y el segundo subconjunto S_s corresponde a las microredes vendedoras $S_s \subset S$, además se debe cumplir que $S_b \cup S_s = S$; para estas expresiones se debe notar que se cumplirán los conceptos ya dichos en los apartados anteriores de este capítulo. Donde:

$$\forall i \in S_b \rightarrow Q_i < 0 \quad (4.16)$$

$$\forall j \in S_s \rightarrow Q_j > 0 \quad (4.17)$$

Para realizar el cálculo de las dos macro estaciones (subestaciones), es necesario repetir esta subrutina para que de tal manera el conjunto de N microredes, se dividan en dos, es decir para la macro uno queda definido N_1 microredes y para la macro dos queda N_2 definido, de esa manera siendo $N_1 \cup N_2 = N$, que sería el conjunto total de microredes en la Red o Sistema Eléctrico de Distribución.

4.3.2. Subrutina: Cálculo del vector de pagos.

Ya encontradas las pérdidas de potencia en la red eléctrica, se considera que para una determinada partición de dicha red $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$ el siguiente paso para poder aplicar la ***Orden de Pareto**, es el cálculo del vector de pagos, es decir que pago reflejado en el beneficio (disminución de las pérdidas de potencia) de cada uno de los jugadores (microredes) que se encuentran en cada coalición $S_i \in S$.

Por lo tanto, se define la función de utilidad o función de valor de una coalición $S_i \in S$, como el costo de las pérdidas de potencia generadas por el flujo de potencia en la Red para una determinada partición $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$, si se conoce el precio w de la potencia dado en [\$/MW], entonces la función de pagos será [15]:

$$v(S_i) = - \left(\sum_{i \in S_b, j \in S_s} w_{ij} \cdot P_{ij}^{\text{pérdidas}} + \sum_{i \in S_b} w_i \cdot P_{io}^{\text{pérdidas}} + \sum_{j \in S_s} w_j \cdot P_{jo}^{\text{pérdidas}} \right) \quad (4.18)$$

La ecuación (4.18), refiriéndose a los miembros de la derecha, el primer término va a corresponder al costo de las pérdidas de potencia cuando se produce el flujo de potencia desde el vendedor $j \in S_s$ hacia el comprador $i \in S_b$; luego el segundo término es el costo de las pérdidas de potencia cuando se produce flujo de potencia entre el vendedor $j \in S_s$ con la subestación más cercana y el tercer término es el costo de las pérdidas cuando el jugador comprador $i \in S_b$ obtiene su energía de la subestación más cercana. Cabe recalcar que el signo menos establece o define a este problema como de maximización. Además el $P_{io}^{\text{pérdidas}}$, va a ser establecido para las dos subestaciones antes mencionadas, de manera que existan $P_{io1}^{\text{pérdidas}}$ y $P_{io2}^{\text{pérdidas}}$ correspondientes a la macro estación 1 y a la macro estación 2 respectivamente. Esto se detallará de mejor manera en el capítulo cinco.

En este juego de coalición se ha asignado una regla, expresada por la ecuación anterior, que permite determinar el valor $v(S_i)$, que a la vez permite determinar un vector de pagos $\phi(S)$, siendo $\phi_i(S_i)$ el pago del jugador $i \in S_i$, es decir, la contribución que la "i-ésima" microred con un valor total $v(S_i)$ aporta a la coalición $S_i \in S$. [2]

*Orden de Pareto: : Establece que el conjunto de microredes N prefiere dividirse en una partición o colección C en lugar que la colección K , si al menos un jugador es capaz de mejorar su rentabilidad o utilidad al cambiar la estructura de K a C sin disminuir los beneficios o pagos que los otros jugadores en la Red Eléctrica. [4]



Los beneficios de la cooperación se dividen en pesos de acuerdo a las utilidades de las microredes en el escenario de no cooperación, de este modo el pago ϕ_i de la “i-ésima” microred presente en la coalición $S_i \in S$ que genera el valor $v(S_i)$, se determina de la siguiente ecuación [13]:

$$\phi_i = \alpha_i \cdot v(S_i) \quad (4.19)$$

De la ecuación (4.19), el peso α_i , representa el aporte que brinda el “i-ésimo” jugador a la coalición y es la fracción del beneficio que este tiene en el escenario de un intercambio no cooperativo, este peso se calcula de la siguiente expresión [13]:

$$\alpha_i = \frac{u(\{i\})}{\sum_{j \in S_i} u(\{j\})} \quad (4.20)$$

Donde, los valores de $u(\{i\}), u(\{j\})$, corresponden a los pagos individuales generados por cada uno de los jugadores de la coalición $S_i \in S$ en un escenario no cooperativo. [2]

4.3.3. Subrutina: Formación de las coaliciones.

Para la formación de coaliciones, se tratarán dos casos particulares: un estado que no involucre restricciones (técnicas), es decir la conexión entre microredes para poder formar una coalición, y la que si pueda involucrar dicha conexión. Dicho esto, se podrá mejorar las coaliciones que solo puedan utilizar distancias, que se menciona a continuación.

4.3.3.1. Intercambio cooperativo sin restricciones.

Una vez establecido el intercambio no cooperativo entre las dos macro estaciones, lo que viene a continuación es la formación de las coaliciones, es decir, la formación de grupos cooperativos con la finalidad de reducir la carga en las subestaciones y maximizar la rentabilidad de las microredes mediante la disminución de pérdidas [15]. Los aspectos que se deberán considerar en el momento de empezar a realizar las coaliciones es que el intercambio entre las microredes sin depender de las subestaciones, depende de la distancia entre las mismas, en los conjuntos S_b y S_s , a menor distancia menores serán las pérdidas de energía; el intercambio se realiza a nivel local sin la necesidad de las subestaciones, a excepción de que exista un excedente o un faltante de energía en la coalición, entonces se considerará el intercambio entre subestación y microred.

El objetivo de formar coaliciones dentro de la Red Eléctrica es buscar una partición del conjunto N tal que los miembros de N se encuentren formando subconjuntos disjuntos donde cada subconjunto $S_i \subset N$ es una coalición [16], así la partición establecida será $\{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$ [2]. Como una coalición tiene un gran número de posibles combinaciones es necesario introducir elementos heurísticos que permitan simplificar los cálculos y disminuir el número de operaciones para calcular una partición conformada de un conjunto de coaliciones.

El primer paso es el establecimiento de los “vecinos” [17], definiendo como una coalición “vecina” $S_i \subset N$ a aquella cuya distancia sea la más corta a otra coalición $S_j \subset N$ es aquí donde aparece la primera restricción correspondiente a la distancia entre coaliciones.

Esta distancia denominada distancia umbral d_{umbral} , es la menor distancia que se deberá tener entre dos coaliciones para que las mismas sean denominadas vecinas y que



corresponde a las pérdidas de potencia mínimas que se debería considerar en la red tal que los índices de calidad de energía se encuentren dentro de los niveles adecuados.

Es mejor tener generación o venta de energía en las proximidades de los consumidores para poder reducir las pérdidas. De este enfoque nace que las coaliciones que sean de una distancia de mayor tamaño difícilmente se formarán, incluso a una gran coalición que involucre a todos los miembros de la red será formada cuando el número de microredes es grande.

Propiedad: Para el juego de coalición propuesto (N, v) , la gran coalición de todas las microredes rara vez se forma debido a los varios costos por el intercambio de potencia que se presentan puesto que a mayor distancia, mayores serán las pérdidas que se presentarán en la red. En lugar de esto, coaliciones independientes disjuntas se forman en la red [5].

Observación: Para la propuesta de juego de formación de coaliciones (N, v) , el tamaño de cualquier coalición $S_i \subset S$ que se formará en la red debe satisfacer que la distancia deba ser rigurosamente $d_{ij} \leq d_{umbral}$ [17], siendo d_{ij} la distancia entre microredes vendedoras y compradoras.

La primera partición que se realizará a la red corresponde a fusionar Smart Grids vecinas en conjunto de pares de manera que cada par contenga un vendedor y un comprador que se encuentren a la menor distancia posible y cumplan con la restricción de distancia, o bien el número de microredes sea mayor o menor que el número de elementos del conjunto compradores; y todas las combinaciones posibles de estas alternativas.

Para el siguiente proceso de formar coaliciones se sigue la regla de la *Fusión-División*, para ello se consideran los siguientes conceptos adicionales y necesarios para comprender el algoritmo que se propone.

Definición: Sean dos colecciones de conjuntos disjuntos de coaliciones denominados $C = \{C_1, C_2, C_3, \dots, C_l\}$ y $K = \{K_1, K_2, K_3, \dots, K_m\}$ conformada por los mismos jugadores (microredes) que pertenecen a la Red Eléctrica. Sea además $\phi_j(C_j)$ el pago al jugador j en la coalición $C_j \in C$ y $\phi_j(K_j)$ el pago del jugador j en la coalición $K_j \in K$; entonces la colección C es preferida sobre la colección K , si y solo si se cumple la Orden de Pareto, lo cual se denota por [15]:

$$C \triangleright K \leftrightarrow \{\phi_j(C) \geq \phi_j(K) \forall j \in C, K\} \quad (4.21)$$

O con al menos un jugador j que cumpla esta expresión.

Definición Orden de Pareto: Establece que el conjunto de microredes N prefiere dividirse en una partición o colección C en lugar que la colección K , si al menos un jugador es capaz de mejorar su rentabilidad o utilidad al cambiar la estructura de K a C sin disminuir los beneficios o pagos que los otros jugadores en la Red Eléctrica [15].

Para aplicar el Orden de Pareto, el proceso de formación de coaliciones seguirá las reglas de *Fusión-División* (Merge and Split) [18]

Definición de la Regla de Fusión (Merge): Para un conjunto de coaliciones $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_n\}$, dos o más coaliciones deciden fusionarse si y solo si se aumenta la

rentabilidad (disminuye las pérdidas de potencia) de al menos una microred, sin que esto afecte o disminuya la rentabilidad de los otros miembros del conjunto de microredes N . [18]

$$\left\{ \bigcup_{j=1}^k S_j \right\} \triangleright \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\} \quad (4.22)$$

Definición de la Regla de División (Split): Para una coalición $\bigcup_{j=1}^k S_j$, esta coalición decide dividirse en dos o más coaliciones disjuntas si y solo si al menos una microred aumente su rentabilidad (disminuye las pérdidas de potencia), sin que afecte o disminuya la rentabilidad de los otros miembros del conjunto N [18]:

$$\{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\} \triangleright \left\{ \bigcup_{j=1}^k S_j \right\} \quad (4.23)$$

Con estas definiciones y conceptos sobre el mecanismo para la formación de coaliciones, se puede entender el proceso de subrutina para formar conjuntos de coaliciones de microredes en la Red Eléctrica. El proceso a seguir será de la siguiente manera:

- Inicialmente se ha realizado la primera etapa de fusión que ya puede cumplir con la Orden de Pareto pues que dos microredes vecinas mejoran sus pagos sin la necesidad de conectarse a la subestación más cercana para el intercambio de energía.
- La partición inicial de la Red Eléctrica será $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_k\}$, donde al menos una coalición $S_i \in S$ estará conformada por una microred individual o un par de microredes en este caso *vendedor-comprador*.
- Se supone que cada microred puede acceder sin ningún problema a la información de su entorno (posiciones, distancias, potencia, etc.) para ello puede usar una infraestructura de información de las microredes dentro de la Red Eléctrica.
- Las coaliciones en S buscan vecinos potenciales para la fusión que cumplan la restricción de distancia. Estas coaliciones vecinas decidirán fusionarse si la partición resultante cumple con la Orden de Pareto.
- Siempre que se ha realizado la fusión, se estudia la posibilidad de una división usando las comunicaciones internas de las microredes. En el caso que está en estudio el proceso de división de una coalición no siempre será posible puesto que generalmente los procesos de fusión llegan a mejorar los pagos pero si esto no ocurre la subrutina debe llevar al estado anterior de la Red (antes de la última fusión).
- La partición en la cual al menos un jugador haya mejorado su pago (disminuido sus pérdidas), es aquella que se considera una partición estable, puesto que esta partición según la Orden de Pareto es la preferida con respecto a todas las particiones que se puedan realizar al Sistema o la Red Eléctrica de Distribución y ninguna otra partición es capaz de llevar a la Red a un escenario similar o "mejor" que este estado estable [17].
- El proceso de fusión y división continúa hasta cuando una coalición $S_i \in S$ se haya combinado con todos los vecinos potenciales, es decir el proceso converge a una partición compuesta por coaliciones disjuntas en donde no existe ningún otro vecino que permita mejorar los pagos de los jugadores en las coaliciones.



Para formar las coaliciones también es necesario definir dos subrutinas adicionales que permitan determinar los pagos en una coalición para un jugador $j \in N$. Estos pagos necesitan definir la función de pagos o función de utilidad de cada jugador el mecanismo de transferencia de potencia entre las microredes y también con las dos subestaciones que actúan como macro estaciones.

4.3.3.2. Intercambio cooperativo con restricciones.

Ahora bien, el uso de las definiciones del apartado 4.3.3.1, son útiles para una Red Eléctrica no tan común en la realidad, es por eso que para el cálculo dichas coaliciones, no van a reflejar un problema real. Se necesita entonces que las coaliciones involucren una restricción adicional, la cual sería la conexión entre microredes, para que de esta manera el algoritmo sea capaz de decidir si estas conexiones son adecuadas; produciendo resultados óptimos o simplemente si la red está construida de manera que se optimicen las pérdidas y costos; es decir, producir la interrogante de si es recomendable que dicha conexión este siendo usada de manera óptima o poder encontrar otra conexión mejor.

Dicho esto, se verá qué par de microredes (vendedor-comprador) esté conectada, con la ayuda de una matriz A , tal que en su contenido indique qué par de microredes serán las conectadas para el sistema. Así, de esta manera:

Siendo $i \in S_b$ las microredes vendedoras y $j \in S_s$ las microredes compradoras, la matriz A estará contenida de valores, tal que:

$$A = \begin{cases} 0 & \text{si la microred } j \text{ no está conectada con la microred } i. \\ 1 & \text{si la microred } j \text{ si está conectada con la microred } i. \end{cases} \quad (4.24)$$

Siendo una matriz del tamaño $N \times N$ donde consten todas las microredes en las filas y en las columnas, los elementos de la diagonal serán **uno** cuando existan conexión con la subestación más cercana (Tabla 4.3.3.1.).

Tabla 4.3.3.1. Matriz A conformada por conexiones entre 7 microredes.

	MG1	MG2	MG3	MG4	MG5	MG6	MG7
MG1	1	0	1	0	1	0	1
MG2	0	1	1	0	0	0	0
MG3	1	0	0	1	0	0	0
MG4	0	0	0	1	0	0	0
MG5	0	0	0	0	0	1	1
MG6	0	0	0	0	0	0	1
MG7	0	0	0	0	0	0	0

De la tabla anterior, se puede observar que la MG1 (microred uno) está conectada a la macro estación, y a su vez a la microred tres, cinco y siete. De esta manera se van construyendo las líneas que conectan las demás microredes.

Para el caso de la diagonal, el algoritmo verificará cuales microredes están cercanas a la subestación 1 y a la subestación 2 respectivamente.



4.3.4. Subrutina: Intercambio cooperativo de energía con las coaliciones formadas.

Como en la subrutina inicial se clasificó al conjunto N_1 y N_2 de microredes, estos fueron divididos en subconjuntos de compradores y de vendedores donde la coalición se expresa como $S = S_s \cup S_b$.

Aunque se puede tener muchos enfoques para el reparto de energía para la asignación de los vendedores a los compradores, el enfoque que se presenta es la preferencia de los compradores en la coalición.

Sea la partición S con k compradores en $S_b \subset S$, siendo $S_b = \{b_1, b_2, b_3, \dots, b_k\}$; y s compradores en $S_s \subset S$, siendo $S_s = \{s_1, s_2, s_3, \dots, s_s\}$; estos conjuntos actuarán en forma secuencial de la siguiente manera:

- El comprador $b_i \in S_b$ elige al vendedor $s_j \in S_s$ que produzca las menores pérdidas, es decir, el vendedor más cercano. Si el vendedor s_j garantiza una potencia de $-Q_{bi}$ al comprador b_i , entonces dicho comprador queda satisfecho. Caso contrario el comprador b_i comprará toda la potencia disponible a s_j y luego compra la energía que le falta del siguiente comprador que produzca igualmente las menores pérdidas (reflejado en la menor distancia).
- Si el comprador b_i todavía no ha sido satisfecho en su demanda, entonces el faltante de potencia es comprado a la subestación más cercana. Las subestaciones se convierten en el "compensador de energía" del sistema, de manera que cualquier faltante o sobrante de potencia puede ser comprado o vendido a cualquier subestación respectivamente.
- De igual manera si un vendedor tiene todavía un excedente de potencia por vender, y todos los compradores $b_i \in S_b$ han satisfecho su demanda (con el mínimo de pérdidas posibles), entonces esta potencia es vendida a la subestación más cercana.
- Si un comprador $b_i \in S_b$ ha satisfecho su demanda y en la coalición S_i todavía hay compradores, el siguiente comprador b_{i+1} obtendrá su potencia siguiendo el proceso descrito en los tres pasos anteriores.
- Aunque en general no debería existir una preferencia para la elección de un comprador o un vendedor que empiece el intercambio de energía, con el objetivo de simplificar los cálculos numéricos se establece un orden de prioridad en una coalición $S_i \in S$ de manera que el comprador que empieza la elección de los vendedores es aquel cuya demanda sea la mayor entre todos los compradores en la coalición. Luego en forma descendente con respecto a la potencia los demás compradores irán satisfaciendo su demanda.

Lo que siempre se deberá tener presente es que un comprador o un vendedor transfieren su energía a nivel local antes de utilizar la subestación más cercana (vecinos). Además si una microred solo compra o vende energía desde o hacia la subestación, esta microred se excluye de la Red Eléctrica puesto que la misma no genera beneficio o utilidad alguna para la coalición o conjunto de coaliciones.

Una vez elegido el flujo de potencia entre microredes y las subestaciones, a continuación se calcula las pérdidas de potencia utilizando el proceso matemático del apartado 4.2.1.2.



4.3.5. Subrutina: Evolución en el tiempo.

Inicialmente se decía que las subrutinas utilizan un instante en el tiempo, ya que la generación distribuida va a tener variaciones por el tipo de tecnología (eólica, fotovoltaica, hidráulica, etc.). Es por eso, que esta subrutina de evolución en el tiempo va a utilizar los apartados anteriores, con el único cambio en el entorno de la demanda o generación según un determinado tiempo, es decir si una microred fue compradora, en el siguiente tiempo puede cambiar a vendedora o viceversa. De este modo se podrá visualizar el cambio en el vector de pagos con respecto al tiempo anterior. Finalmente, se considerará la variación de precios para cada microred vendedora y se verá las coaliciones que cambian comparadas con el caso inicial, ya sea ingresado de manera manual en Excel o de manera aleatoria.



CAPÍTULO V: INTEGRACIÓN DE LAS RESTRICCIONES DEL SISTEMA, SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

5.1. Introducción.

En este capítulo se presenta el programa que contiene el algoritmo de intercambio cooperativo de energía explicado en el capítulo 4, basado en la teoría de los juegos; además, se explica las restricciones correspondientes (Anexo 1) para poder implementar en un sistema de distribución real. Las respectivas modificaciones se verán detalladas en el apartado 5.2.

Se presentan los resultados de la simulación de la programación realizada en MATLAB (Anexo 7), donde se utiliza datos ingresados manualmente desde un documento en Excel y también generando datos de una red de distribución, aleatoriamente. Se especifican sus límites y valores para que el sistema ingresado sea uno próximo a la realidad.

La forma de comprobar o validar la simulación del programa, será la implementación de un sistema de Distribución Real. En el cual se ingresará datos de subestaciones, generadoras, conexiones, precios, ubicaciones, calibre del conductor, los cuales son provenientes de [22] con sus respectivas coordenadas de posición (x, y) a través del geoportail de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL). (Anexo 4).

Los resultados de las simulaciones nos servirán para analizar los costos y pérdidas del sistema (apartado 5.5); y de esta manera analizar si el sistema es óptimo o se puede modificar su configuración con el fin de reducir pérdidas.

5.2. Restricciones del Sistema de Distribución.

Como base para la construcción del algoritmo, se utilizó el modelo de intercambio cooperativo de energía eléctrica por [2] el cuál en el apartado 4.4.5, presenta la formación de coaliciones para el intercambio cooperativo de energía, con el respectivo algoritmo y restricciones para la simulación de casos específicos. Los cambios que se implementaron para adaptar dicho algoritmo a este trabajo, se detallan a continuación:

- La implementación de otra macro estación, así obteniendo un vector de pagos que representa la conexión entre las Smart Grids a la macro estación más cercana, considerado a éste como un estado no cooperativo. Los resultados obtenidos serán los valores comparados con el intercambio cooperativo, buscando así la optimización del sistema planteado.
- La función objetivo (minimizar costos y pérdidas), al agregar los precios correspondientes a cada tipo de generación (Anexos 5 y 6), que representa el intercambio entre (vendedor-comprador, macro-comprador, vendedor-macro), los datos serán exportados a un archivo de Excel llamado "Resultados.xlsx", donde consta las microredes cercanas a cada macro estación.
- Una nueva opción para la optimización, la utilización de tramos existentes, donde incluye hacer el análisis por medio de un intercambio cooperativo sin restricciones y con restricciones; donde en este último se consideran las conexiones o tramos existentes entre microredes.

- Un Interfaz gráfica agradable para el usuario, en donde se puede hacer el uso de tres opciones: la primera, un ingreso de datos desde un archivo en Excel; la segunda, un ingreso de datos aleatorios dentro de límites establecidos en el apartado siguiente; y la tercera, una evolución en el tiempo que cambia los datos de generación y demanda para un análisis de costos entre microredes.

Cabe recalcar que las modificaciones antes expuestas fueron realizadas con el fin de poder simular tanto la etapa de construcción como la etapa de operación de un nuevo proyecto dentro del sistema de distribución, considerando que estos pueden ser a nivel de media tensión o de baja tensión.

5.3. Simulación del Algoritmo del intercambio cooperativo de energía.

Para la simulación del Algoritmo y las subrutinas planteadas en el capítulo 4, se presenta en la figura 5.3.1 la interfaz gráfica realizada en el software de MATLAB (Anexo 7). Que consta de la carátula principal del programa donde se mencionan: el tema de este trabajo y los autores; en la siguiente ventana (figura 5.3.2) se muestra el programa principal, con botones que ejecutan diversas funciones, donde con dos ejemplos de una Red Eléctrica de Distribución, se va a validar el funcionamiento del mismo.



Figura 5.3.1. Presentación del programa Intercambio Cooperativo en el software MATLAB.



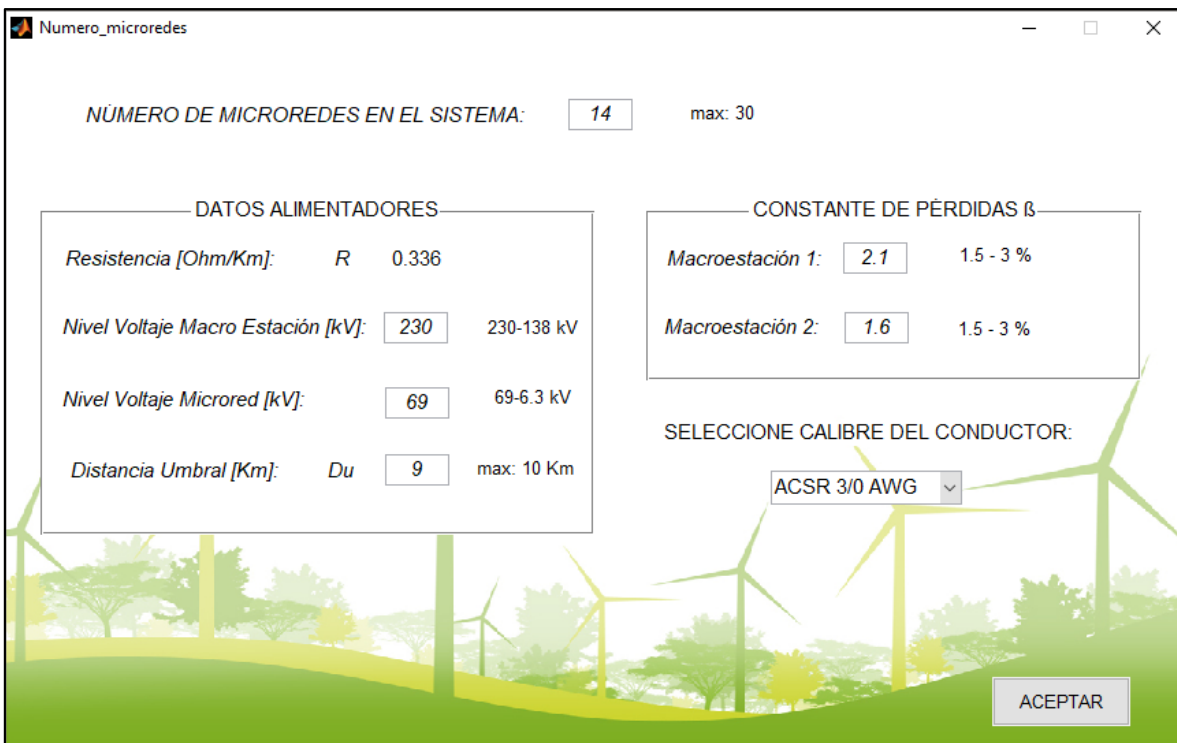
Figura 5.3.2. Parte principal del programa con diferentes funciones (botones) a escoger.

El primer ejemplo consta de una red con diez microredes [2] y la segunda consta de datos reales tomados de la empresa Elecausto e información estadística de la página de la ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad). Con estos ejemplos se analizarán los resultados obtenidos y la optimización que pueden ser consideradas para un futuro. Se recalca que dichos ejemplos a ser aplicados son ingresados de manera manual, ingresando la información desde el archivo de Excel "MGsDatos.xlsx", pero si el usuario no posee información de microredes, alimentadores, macro estaciones; el programa le presenta una opción de generación de toda esa información en forma aleatoria, que se encontraran dentro de los límites aceptables a la realidad. Ver fig. 5.3.3.

Estos límites son los siguientes:

- El programa está adaptado para elaborar las simulaciones a un número máximo de 30 microredes, aunque se podría cambiar a un número adecuado por el usuario.
- Los calibres de conductor mostrados en la figura siguiente, son los comúnmente usados para la distribución de energía eléctrica; así, se podría realizar un ejemplo de un transformador de distribución con los abonados cercanos y modelarlo a un sistema de baja tensión.
- Como se mencionó en el capítulo 4, los valores de U_o , están en el rango de 500 hasta 138 kV (nivel de voltaje en transmisión) y para los valores de U_1 , estarán entre 69 y 6.3 kV (nivel de voltaje en distribución y subtransmisión).
- La distancia umbral máxima será de 10Km, ya que en distribución no existen tramos de tan larga magnitud.
- Y las constantes de pérdidas se tomarán en un rango obtenido por [19]. (Anexos).

- Los valores aleatorios de las posiciones en x y en y , serán de manera que el área comprendida entre las microredes no sobrepase los 100 Km^2 . Es decir, la longitud total de cada eje cartesiano será de 10 Km . Teniendo en el eje x positivo 5 Km y en el lado negativo -5 km ; de igual manera para el eje y .
- Las demandas o generaciones aleatorias, estarán con una media de entre 0.1 MW hasta 100 MW máximo.
- Las posiciones aleatorias de las macro estaciones, serán valores entre 0.1 hasta 2.5 Km en el eje x y ± 0.1 hasta $\pm 2.5 \text{ Km}$ en el eje y para la macro estación 1, de igual manera para la macro estación 2 serán valores entre -0.1 hasta -2.5 Km en el eje x y en el eje y valores entre ± 0.1 hasta $\pm 2.5 \text{ Km}$; así evitamos que estas ubicaciones no salgan del área antes mencionada y que la macro uno pueda pertenecer al primer o cuarto cuadrante del plano cartesiano; mientras que la macro dos pueda estar en el segundo o en el tercer cuadrante.
- Los precios aleatorios para cada microred vendedora y cualquier macro estación, serán de un rango de 5 ctvs/KWh hasta 52.04 ctv/KWh . Estos valores representan a la energía hidráulica de pequeñas centrales y la fotovoltaica respectivamente (energía más barata hasta la energía más cara). [CONELEC 009/06]



Numero_microredes

NÚMERO DE MICROREDES EN EL SISTEMA: max: 30

DATOS ALIMENTADORES

Resistencia [Ohm/Km]: R 0.336

Nivel Voltaje Macro Estación [kV]: 230-138 kV

Nivel Voltaje Microred [kV]: 69-6.3 kV

Distancia Umbral [Km]: D_u max: 10 Km

CONSTANTE DE PÉRDIDAS β

Macroestación 1: 1.5 - 3 %

Macroestación 2: 1.5 - 3 %

SELECCIONE CALIBRE DEL CONDUCTOR:

ACSR 3/0 AWG

ACEPTAR

Figura 5.3.3. Ventana de generación de valores aleatorios por parte del usuario.

5.3.1. Red Eléctrica integrada por diez microredes.

El ejemplo a ser aplicado por el algoritmo es tomado de [2], donde se encuentran definidas diez Smart Grids o microredes con sus potencias, posiciones, precios y los datos necesarios para realizar la simulación, la única diferencia de [2] es la adición de una macro estación, la cual se denominará *Macro2*. En las tablas siguientes se muestran los datos pertinentes que van a ser ingresados en el programa en un archivo en Excel.

Tabla 5.3.1.1. Ubicación, y características de diez Smart Grids. [2].

N°	Ubicación [Km]		Potencia [MW]	Demanda [MW]	Precio Energía [\$/MWh]	Estado comprador-vendedor
	X	Y				
1	1,8	2,6	0	10	1	-1
2	1,6	4	56,6	0	1	1
3	-1	3	45,4	0	1	1
4	2,8	-3,3	134,3	0	1	1
5	4,7	0,4	0	35,4	1	-1
6	-3,4	2,8	42	0	1	1
7	3,5	-4	0	33,2	1	-1
8	-1,4	-0,6	0	60	1	-1
9	-3,8	-3,2	0	68	1	-1
10	-2,8	2,2	0	140,9	1	-1

En las dos macro estaciones consideradas en este ejemplo se definen ubicaciones, potencias, precios por venta de energía y constantes de pérdidas utilizados en los transformadores de las subestaciones [2]. Ver tabla 5.3.1.2.

Tabla 5.3.1.2. Ubicación y características de las dos macro estaciones en la red. [2].

Ubicación [Km]		Potencia [MW]	Constante de Pérdidas	Precio Energía [\$/MWh]	Asignación
X	Y				
0	0	100	0,02	1	Macro 1
3	0	200	0,01	1	Macro 2

Características de los alimentadores considerados para el ejemplo. Ver tabla 5.3.1.3.

Tabla 5.3.1.3. Características de los Alimentadores en la red. [2].

Resistencia [Ω/Km]	Nivel Voltaje Macro Estación [KV]	Nivel Voltaje Microred [KV]	Distancia Umbral [Km]
R	U_0	U_1	D_u
0,12	50	22	5

En los apartados siguientes se muestra los resultados de la simulación del programa, como también el análisis de costos y precios por cada Smart Grid.

5.3.2. Red de Distribución Real.

En este ejemplo se utilizarán datos tomados de [20], página oficial de la ARCONEL, donde constan potencias de las subestaciones pertenecientes a la Empresa Eléctrica Centro Sur, y generadoras por parte de Elecaastro. En las tablas siguientes se muestran los datos pertinentes que van a ser ingresados en el programa en un archivo en Excel.

Tabla 5.3.2.1. Valores de Generación y ubicación de cada central. (Fuente: Elecaastro).

N°	Generadoras Elecaastro	POTENCIA NOMINAL (MW)	Ubicación [Km]	
			X	Y
23	Ocaña	26.1	-21.543	41.813
24	Saucay	24	4.576	13.574
25	Saymirín III, IV y V	15.52	5.159	8.581
26	El Descanso	19.2	19.940	4.271
27	Mini Central Gualaceo	0.96	35.877	-4.595
28	HIDROELÉCTRICA AZALÁN	6.23	43.843	33.353
29	Proyecto Huascachaca	50	-34.730	-54.331
30	Proyecto Soldados	22	-20.757	-9.135

Cabe mencionar que los valores resaltados en la tabla 5.3.2.1, corresponden a proyectos en ejecución por parte de la empresa Elecaastro, que serán de utilidad para mejorar el análisis de los resultados y que en un futuro la red de distribución cambie de configuración cuando estos proyectos entren en operación.

La tabla 5.3.2.2, muestra las subestaciones de Ochoa Leon y Rayoloma, que serán las dos macro estaciones en el algoritmo planteado en el capítulo 4. [22]

Tabla 5.3.2.2. Ubicación y Potencia de Subestaciones de Transmisión. (Fuente: Transelectric).

Subestaciones de Transmisión	Potencia nominal (MW)	Ubicación [Km]	
		X	Y
S/E Rayoloma	100	10.602	-3.531
S/E Ochoa Leon	165.5	7.189	5.766

Las ubicaciones mostradas en las tablas 5.3.2.1, 5.3.2.2 y 5.3.2.3, están referenciadas por el geoportal de la página oficial de la ARCONEL, donde se tuvo que transformar a un sistema de coordenadas donde el origen (0,0) está ubicado en -8800 Km coordenadas en x y -320 Km coordenadas en y , pertenecientes al sector de Sayausí. Se toma este origen debido a que es un centro que permite tener mejor visibilidad hacia todas las subestaciones de distribución de las tablas mencionadas, además que los valores obtenidos están



alrededor de estas coordenadas $(-8800, -320)$ y con eso sea de mayor facilidad transformar a un sistema cartesiano menor al obtenido en el geoportal (Anexo 4).

Para un mayor entendimiento, por ejemplo, la SE01 Luis Cordero está ubicada en $(-8794, -321)$ y calculando con el origen antes mencionado, las coordenadas quedan en $(5.47, -1.89)$, que son valores más accesibles al momento de ubicar todas las subestaciones de distribución, transmisión y las centrales de generación dentro del programa.

Tabla 5.3.2.3. Ubicación y demandas de las Subestaciones de distribución. (Fuente: ARCONEL).

N°	Subestaciones de Distribución	Demanda Promedio (MW)	Ubicación [Km]	
			X	Y
1	SE01 Luis Cordero	15.17	5.470	-1.889
2	SE02 Centenario	14.87	5.113	-3.125
3	SE03 Monay	48.3	7.561	-3.565
4	SE04 Parque Industrial	47.96	7.589	-0.299
5	SE05 El Arenal	47.83	1.453	-4.159
6	SE06 Verdillo	9.97	4.576	-0.114
7	SE07 Ricaurte	22.5	10.627	0.331
8	SE08 Turi	24	4.940	-6.219
9	SE09 Guablincay	10	21.613	14.453
10	SE11 Saymirín	8.96	5.359	8.581
11	SE12 El Descanso	12.25	19.651	3.935
12	SE13 Chaulayacu	10.22	1.640	-13.446
13	SE14 Lentag	33.67	-20.666	-41.293
14	SE15 Gualaceo	28	30.091	-3.213
15	SE18 Cañar	34	12.239	35.037
16	SE19 Corpache	64	6.034	8.829
17	SE20 Saucay	12.24	4.576	13.6
18	SE21 Macas	33.79	101.742	59.581
19	SE22 Méndez	8.12	84.495	15.142
20	SE23 Limón	4.17	63.707	-15.797
21	SE50 La Troncal	15	-33.623	51.142
22	SE Azogues II	12.5	21.486	12.914

Debido a que este ejemplo se realizará en base a un Intercambio Cooperativo con restricciones y sin restricciones, en la siguiente tabla se muestra las conexiones (líneas) entre subestaciones y generadoras. En donde, la designación en la matriz A, equivale a valores de 1 cuando exista conexión entre esas subestaciones, como se explicó en el capítulo anterior.

Por ejemplo, será el valor igual a 1 dentro la matriz A, en la fila de MG5 y columna MG13, las cuales pertenecen a El Arenal y a Lentag respectivamente.

Tabla 5.3.2.4. Líneas de Subtransmisión que conectan las diferentes subestaciones de la red de distribución. (Fuente: ARCONEL).

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Designación matriz A
SE05 El Arenal-SE14 Lentag	MG5-MG13
SE05 El Arenal-SE08 Turi	MG5-MG8
SE05 El Arenal-SE06 Verdillo	MG5-MG6
SE08 Turi-SE14 Lentag	MG8-MG13
SE03 Monay-SE08 Turi	MG3-MG8
SE Rayoloma-SE03 Monay	MG3-MG3
SE Rayoloma-SE07 Ricaurte	MG7-MG7
SE04 P. Industrial-SE07 Ricaurte	MG4-MG7
SE04 P. Industrial-SE20 Saucay	MG4-MG17
SE04 P. Industrial-SE06 Verdillo	MG4-MG6
SE Ochoa Leon-SE06 Verdillo	MG6-MG6
SE07 Ricaurte-SE12 Descanso	MG7-MG11
SE Ochoa Leon-SE18 Cañar	MG15-MG15
Ocaña-SE18 Cañar	MG23-MG15
SE11 Saymirin-S19 Corpache	MG10-MG16
SE19 Corpache-SE20 Saucay	MG16-MG17
SE07 Ricaurte-SE19 Corpache	MG7-MG16
SE01 Luis Cordero-SE04 P. Industrial	MG1-MG4
SE01 Luis Cordero-SE06 Verdillo	MG1-MG6
SE02 Centenario-SE03 Monay	MG2-MG3
SE02 Centenario-SE08 Turi	MG2-MG8
SE12 Descanso-SE Azogues	MG11-MG22
SE Rayoloma-SE Azogues	MG22-MG22
SE Azogues-Azalán	MG22-MG28
SE11 Saymirín-Saymirín	MG10-MG25
SE20 Saucay-Saucay	MG17-MG24

Se considera, además los precios de venta de energía por las empresas generadoras y de energía comprada por las empresas distribuidoras, obtenidos de la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano [22],

Tabla 5.3.2.5. Precios medios de empresas generadoras y empresas distribuidoras. (Fuente: ARCONEL).

Empresa	Precio medio ctvs/kWh	Precio medio USD/MWh
Elecaastro	5.74	57.4
CELEC-Hidroazogues	0.20	2
E. E. Centro Sur	5.02	50.2
Transelectric	1.66	16.6

Finalmente, se considera un conductor 477 MCM ACSR, utilizado comúnmente para subtransmisión eléctrica [20], aunque cabe mencionar que el calibre del conductor depende de la potencia (corriente) que va a llevar hacia las subestaciones y sería un buen análisis para una investigación futura considerar todos los posibles calibres de conductor.

Tabla 5.3.2.6. Especificaciones del conductor utilizado en subtransmisión, tensiones y distancia umbral entre subestaciones. (Fuente: ARCONEL).

Resistencia [Ω /Km]	Nivel Voltaje Macro Estación [KV]	Nivel Voltaje Microred [KV]	Distancia Umbral [Km]	Calibre del Conductor
R	U_0	U_1	D_u	
0.119	138	69	47.4	477 MCM ACSR

De la tabla 5.3.2.6, se considera una distancia umbral de 47.4 Km, ya que la distancia entre las subestaciones El Arenal y Lentag es de 47.38 Km, la cual es la línea con mayor distancia entre subestaciones. Esto se considera para un intercambio cooperativo sin restricciones, para el caso con restricciones solo se consideran las subestaciones que están conectadas.

5.4. Validación de Resultados.

De la información obtenida en las tablas anteriores, se procede a validar los resultados, realizando las simulaciones pertinentes a los diferentes casos, y a su vez presentar un análisis de costos y pérdidas para los dos ejemplos antes planteados.

5.4.1. Validación Red Eléctrica integrada por diez microredes.

- **Caso 1:** Intercambio Cooperativo sin restricciones.

En la figura 5.4.1, muestra la gráfica de las diez Smart Grids, definiendo su función (vendedor o comprador), posición, las respectivas macro estaciones del sistema.

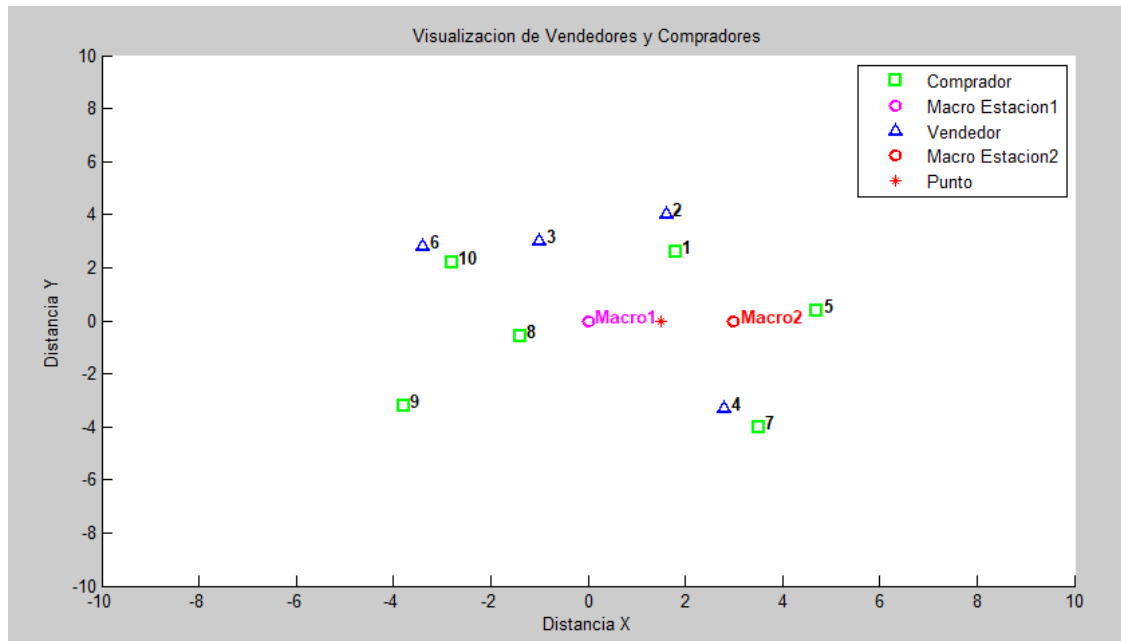


Figura 5.4.1. Posiciones de las Smart Grids (vendedor, comprador) y Macro Estaciones ingresadas desde archivo Excel.

Para realizar la simulación de cálculo, se elige la opción intercambio cooperativo sin restricciones, y se pulsa la opción calcular. Ver figura 5.4.2.

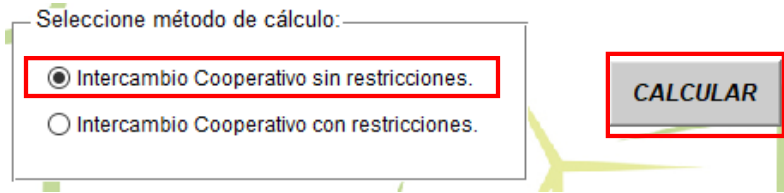


Figura 5.4.2. Ejecución de programa considerando el problema sin restricciones.

El programa finaliza en la *cuarta* iteración y los resultados quedan almacenados exitosamente en un archivo de Excel de nombre "Resultados.xlsx".

- **Caso 2:** Intercambio Cooperativo con restricciones.

Al seleccionar la opción de la figura 5.4.3, se habilita el botón para construir los tramos (conexiones) entre microredes.



Figura 5.4.3. Selección de un cálculo con restricciones.

Donde aparece la matriz A (tabla 5.4.1.1) antes mencionada y podemos construir líneas solo entre microredes vendedoras y compradoras, no entre vendedora-vendedora o compradora-compradora. Así, se construyen los tramos entre las microredes 4, 5 y 7 como se muestra:

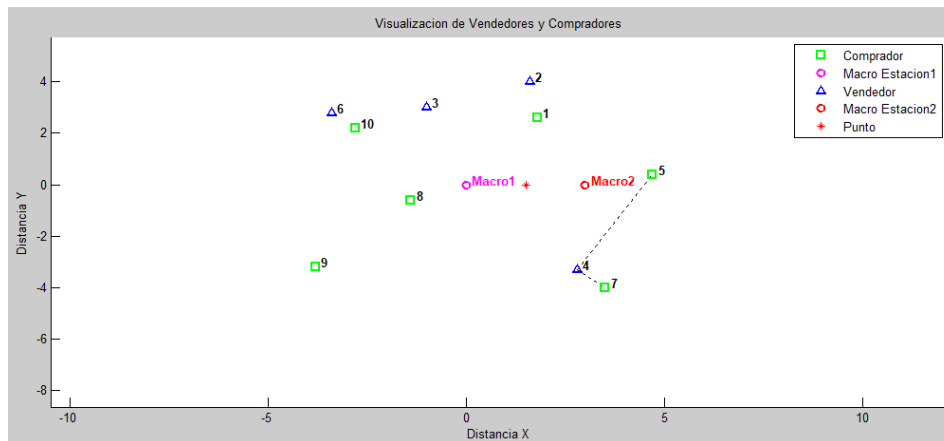


Figura 5.4.4. Construcción de tramos entre microredes vendedoras y compradoras.

Tabla 5.4.1.1. Matriz A, que indica y grafica que microredes están conectadas.

EDITAR TRAMOS

GRAFICAR
ATRAS

	2	3	4	5	6	7
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	1	0	1
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0

Se presiona el botón graficar y se puede observar en el sistema que tramos son los construidos (figura 5.4.4). A continuación, se calcula el caso de Intercambio Cooperativo con restricciones. En los apartados 5.4.1.1 y 5.4.1.2, se mostrarán los resultados obtenidos.

5.4.1.1. Resultados Red Eléctrica integrada por diez microredes.

Inicialmente se realiza el cálculo de un Intercambio no Cooperativo, con esto podremos ver que microredes pertenecen o están cercanas tanto a la macro uno como a la dos. Ver tablas 5.4.1.2 y 5.4.1.3. Se definen el flujo de potencia que existe entre Smart Grids a la macro cercana (Li_{optimo}), pérdidas (P_{io}), y los precios o vector de pagos (U_{ii}) que involucran las perdidas expresadas en dólares.

Tabla 5.4.1.2. Estado no cooperativo entre Smart Grids conectadas a la macro 1.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
N°	Qi	Li_{optimo}	P_{io}	U_{ii}	PROMEDIO PÉRDIDAS
3	45.400	44.219	1.221	-1.221	2.643
6	42.000	40.831	1.213	-1.213	
8	-60.000	61.507	1.507	-1.507	
9	-68.000	70.601	2.601	-2.601	
10	-140.900	147.574	6.674	-6.674	

Tabla 5.4.1.3. Estado no cooperativo entre Smart Grids conectadas a la macro 2.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
N°	Qi	Lioptimo	Pio	Uii	PROMEDIO PÉRDIDAS
1	-10.000	10.115	0.115	-0.115	1.313
2	56.600	55.421	1.218	-1.218	
4	134.300	130.303	4.205	-4.205	
5	-35.400	35.867	0.467	-0.467	
7	-33.200	33.758	0.558	-0.558	

Los datos obtenidos en el estado no cooperativo son útiles para tener una referencia para buscar la optimización, que conlleva a disminuir el costo en dólares de las pérdidas. La optimización se basa en realizar un intercambio cooperativo entre las Smart Grids cercanas y que sean capaces de abastecer su demanda, respetando la distancia umbral; y además aplicar un intercambio cooperativo, que nos permite determinar las coaliciones que se dieron para mejorar el vector de pagos, que está relacionado directamente con la reducción de pérdidas.

Tabla 5.4.1.4. Intercambio cooperativo y coaliciones realizadas sin restricciones.

RESULTADOS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO						
MICROREDES		PÉRDIDAS			POTENCIA TRANSMITIDA	PROMEDIO PÉRDIDAS
VENDEDOR	COMPRADOR	Pij	Pjo	Pio	Pv-c	1.436
Macro 1	9	0.000	0.000	2.601	68.000	Coalición S1
3	8	1.714	0.000	0.000	43.686	Coalición S2
Macro 1	8	0.000	0.354	0.000	16.314	
Macro 2	1	0.000	1.218	0.000	10.000	
4	5	1.206	0.000	0.000	35.400	Coalición S3
4	7	0.266	0.000	0.000	33.200	
4	Macro 2	0.000	0.000	1.965	62.263	
6	10	0.365	0.000	0.000	41.635	Coalición S4
2	10	3.343	0.000	0.000	53.257	
Macro 1	10	0.000	1.330	0.000	46.008	

Para la tabla 5.4.1.4, se presenta el intercambio cooperativo sin restricciones, en donde se forman cuatro coaliciones S_1, S_2, S_3 y S_4 respectivamente. La macro 1 vende a la microred 9 los 68 MW que esta necesita, mientras que la microred 3 vende 43.68 MW a la microred 8, aunque no es abastecida completamente, así que también compra 16.31 MW a la macro 1. Dentro de la coalición la S_2 , la macro 2 vende a la microred 1. La microred 4 vende a la microred 5 los 35.4 MW necesarios para su abastecimiento, y así no compra a ninguna macro estación; además, la microred 4 vende a la 7 33.2 MW. Ya que la microred 4 abasteció a todas las microredes dentro de la coalición S_3 , puede vender su potencia restante 62.26 MW a la macro 2 que es la más cercana. Dentro de la coalición S_4 , la microred 6 vende a la 10 41.63 MW y además la 2 vende a la 10 53.25 MW; pero como no quedó abastecida completamente, tiene que comprar 46 MW de la macro estación más cercana que en este caso es la macro 1.

En la tabla 5.4.1.5, se define el vector de pagos, que es la contribución de cada Smart Grid para la reducción de pérdidas; comparando el estado no cooperativo con la última iteración del programa. Por tanto, estas deben cumplir con la ley de Pareto del capítulo 4. Como se puede observar, para el caso sin restricciones, los pagos mejoraron de todas las microredes, a excepción de la microred 9 que no formó ninguna coalición.

Tabla 5.4.1.5 Evolución del vector de pagos sin restricciones.

PAGOS CORRESPONDIENTES A CADA MICRORED		
MICRORED	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-0.115	-0.084
2	-1.218	-0.625
3	-1.221	-0.888
4	-4.205	-1.794
5	-0.467	-0.199
6	-1.213	-0.623
7	-0.558	-0.238
8	-1.507	-1.096
9	-2.601	-2.601
10	-6.674	-3.425

Para el caso con restricciones, en el intercambio no cooperativo, los resultados serán los mismos ya que este no depende de la conexión entre microredes. Así, se tiene que con la construcción del tramo 4-5 y 4-7, la simulación termina en la iteración tres, entonces se muestran los resultados de esta simulación.

Tabla 5.4.1.6. Intercambio cooperativo y coaliciones realizadas con restricciones.

RESULTADOS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO						
MICROREDES		PÉRDIDAS			POTENCIA TRANSMITIDA	PROMEDIO PÉRDIDAS
VENDEDOR	COMPRADOR	P _{ij}	P _{jo}	P _{io}	P _{v-c}	1.368
Macro 2	1	0.000	0.000	0.115	10.000	Coalición S1
3	8	1.714	0.000	0.000	43.686	Coalición S2
Macro 1	8	0.000	0.354	0.000	16.314	
Macro 1	9	0.000	0.000	2.601	68.000	Coalición S3
6	10	0.365	0.000	0.000	41.635	Coalición S4
Macro 1	10	0.000	3.881	0.000	99.265	
2	Macro 2	0.000	0.000	1.218	55.382	Coalición S5
4	5	1.206	0.000	0.000	35.400	Coalición S6
4	7	0.266	0.000	0.000	33.200	
4	Macro 2	0.000	0.000	1.965	62.263	

La tabla 5.4.1.6, muestra a seis coaliciones formadas, una de ellas la que forman 4, 5, 7, las que están conectadas, mientras que 3, 8 y 6, 10 se forman por ser microredes "vecinas".

A continuación se muestra la evolución de pagos para cada microred con esta simulación.

Tabla 5.4.1.7. Evolución del vector de pagos con restricciones.

PAGOS CORRESPONDIENTES A CADA MICRORED		
MICRORED	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-0.115	-0.115
2	-1.218	-1.218
3	-1.221	-0.925
4	-4.205	-1.794
5	-0.467	-0.199
6	-1.213	-0.653
7	-0.558	-0.238
8	-1.507	-1.142
9	-2.601	-2.601
10	-6.674	-3.593

De la tabla anterior, se tiene las microredes 1, 2 y 9; las cuales no presentan cambios en el vector de pagos ya que no pertenecen a una coalición con otras microredes.

5.4.1.2. Evolución en el tiempo Red integrada por diez microredes.

Este estudio de tiempo, se lo realiza con 2 intervalos de tiempo sin restricciones; se va a cambiar los precios de la energía de manera aleatoria. Al presionar el botón de Evolución en el tiempo (figura 5.3.2), se generan dos casos, y cada caso cambiará luego de 30 segundos de tiempo, mostrando los vectores de pago y en el archivo de Excel se almacenará el intercambio cooperativo para cada intervalo de tiempo; así por tanto, se los puede comparar. Ver tablas 5.4.1.2.1 y 5.4.1.2.2.

Tabla 5.4.1.2.1. Evolución del vector de pagos para un análisis de un tiempo 1.

Pagos		
	1	2
1	-0.1152	-0.1152
2	-5.1033	-5.1033
3	-13.9775	-13.9775
4	-192.0393	-178.3639
5	-0.4665	-0.4665
6	-50.0834	-16.7128
7	-0.5581	-0.5183
8	-1.5067	-1.5067
9	-2.6006	-2.6006
10	-6.6738	-2.2271

En el tiempo 1, el precio de las microredes: 2, 3, 4 y 6, son de 4.19, 11.45, 45.67, y 41.29 \$/MWh respectivamente. En este caso, se formaron 8 coaliciones, y en comparación con el caso base, donde el costo de energía para todas las microredes era de 1\$/MWh, se formaron 4 coaliciones. Donde, en las 8 coaliciones solo las microredes compradoras cercanas a las vendedoras compran la energía necesaria; mientras que las microredes

cercanas a las macro compran la energía debido al precio de la energía que se mantiene a 1\$/MWh.

Tabla 5.4.1.2.2. Evolución del vector de pagos para el análisis de un tiempo 2.

Pagos		
	1	2
1	-0.1152	-0.1152
2	-55.4434	-55.4434
3	-11.1005	-11.1005
4	-55.4675	-51.1526
5	-0.4665	-0.4665
6	-8.2522	-3.5177
7	-0.5581	-0.5147
8	-1.5067	-1.5067
9	-2.6006	-2.6006
10	-6.6738	-2.8449

En el tiempo 2, el precio de las microredes: 2, 3, 4 y 6, son de 45.53, 9.1, 13.19, y 6.8 \$/MWh respectivamente. En este caso, se formaron 8 coaliciones y se considera un vector de pagos mostrado en la tabla 5.4.1.2.2

5.4.2. Validación Red de Distribución real.

Los pasos para simular el programa son los mismos para cualquier ejemplo; así, de esta manera, solo se presentarán los resultados y unos casos que puedan ocurrir en el futuro dentro de esta Red de Distribución real.

5.4.2.1. Resultados Red de Distribución real.

Caso 1: Intercambio Cooperativo sin restricciones.

Para este caso, como se mencionó anteriormente, se considera para la simulación solo la distancia umbral (47.4 Km) para formar las coaliciones entre microredes. De esta manera, el intercambio se muestra como sigue:

En las tablas siguientes (5.4.2.1 y 5.4.2.2), se muestran los resultados del estado no cooperativo entre las subestaciones, es decir, todas las subestaciones o generadoras compran o venden energía a la macro estación más cercana, ya sea a la subestación Ochoa León o a la subestación de Rayoloma. Aquí se puede ver que las subestaciones: SE06 Verdillo, SE09 Guablincay, SE11 Saymirín, SE18 Cañar, SE19 Corpache, SE20 Saucay, SE21 Macas, SE50 La Troncal, SE Azogues, Ocaña, Saucay, Saymirín, y la Hidroeléctrica Azalán pertenecen a la macro estación Ochoa León. Mientras que las subestaciones: SE01 Luis Cordero, SE02 Centenario, SE03 Monay, SE04 P. Industrial, SE05 El Arenal, SE07 Ricaurte, SE08 Turi, SE12 El Descanso, SE13 Chaullayacu, SE14 Lentag, SE15 Gualaceo, SE22 Méndez, SE23 Limón, El Descanso (térmica), Mini Central Gualaceo pertenecen a la macro estación Rayoloma.

Tabla 5.4.2.1. Estado no cooperativo entre Subestaciones cercanas a la subestación Ochoa Leon.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
N°	Qi	Lioptimo	Pio	Uii	PROMEDIO PÉRDIDAS
6	-10.000	10.156	0.156	-2.598	0.445
9	-10.000	10.163	0.163	-2.711	
10	-8.960	9.098	0.138	-2.294	
15	-34.000	34.745	0.745	-12.371	
16	-64.000	65.063	1.063	-17.638	
17	-12.240	12.434	0.194	-3.229	
18	-34.000	35.382	1.382	-22.938	
21	-18.250	18.663	0.413	-6.852	
22	-12.500	12.707	0.207	-3.432	
23	26.100	25.529	0.588	-33.735	
24	24.000	23.617	0.390	-22.365	
25	15.520	15.286	0.238	-13.663	
28	6.230	6.127	0.105	-0.209	

Tabla 5.4.2.2. Estado no cooperativo entre Subestaciones cercanas a la subestación Rayoloma.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
N°	Qi	Lioptimo	Pio	Uii	PROMEDIO PÉRDIDAS
1	-15.000	15.267	0.267	-4.439	0.447
2	-14.870	15.135	0.265	-4.402	
3	-48.300	49.182	0.882	-14.642	
4	-47.960	48.856	0.896	-14.881	
5	-47.830	48.796	0.966	-16.035	
7	-22.500	22.902	0.402	-6.673	
8	-24.000	24.439	0.439	-7.285	
11	-12.250	12.473	0.223	-3.709	
12	-10.000	10.182	0.182	-3.017	
13	-34.000	34.969	0.969	-16.087	
14	-28.000	28.585	0.585	-9.719	
19	-8.120	8.294	0.174	-2.884	
20	-4.170	4.248	0.078	-1.301	
26	19.200	18.852	0.354	-20.344	
27	0.960	0.944	0.016	-0.945	

Siguiendo el proceso de simulación, ahora se considera el intercambio cooperativo de energía entre las subestaciones y generadoras en un escenario donde se asuma que todas

están conectadas (sin restricciones) y considerando la distancia umbral, teniendo entonces los siguientes resultados:

Tabla 5.4.2.3. Intercambio cooperativo y coaliciones realizadas entre subestaciones sin restricciones.

RESULTADOS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO						
MICROREDES		PÉRDIDAS			POTENCIA TRANSMITIDA	PROMEDIO PÉRDIDAS
VENDEDOR	COMPRADOR	P_{ij}	P_{jo}	P_{io}	P_{v-c}	0.419
Macro 2	13	0.000	0.000	0.969	34.000	Coalición S1
Macro 1	16	0.000	0.000	1.063	64.000	Coalición S2
Macro 1	18	0.000	0.000	1.382	34.000	Coalición S3
23	21	0.125	0.000	0.000	18.250	Coalición S4
23	Macro 1	0.000	0.000	0.135	7.590	
28	9	0.028	0.000	0.000	6.202	Coalición S5
Macro 1	9	0.000	0.059	0.000	3.798	
Macro 2	19	0.000	0.265	0.000	8.120	
26	2	0.090	0.000	0.000	14.870	Coalición S6
26	11	0.000	0.000	0.000	4.239	
Macro 2	11	0.000	0.127	0.000	8.011	
Macro 2	12	0.000	0.882	0.000	10.000	
Macro 2	20	0.000	0.896	0.000	4.170	
24	22	0.065	0.000	0.000	12.500	Coalición S7
24	17	0.000	0.000	0.000	11.435	
Macro 1	17	0.000	0.012	0.000	0.805	
Macro 1	6	0.000	0.882	0.000	10.000	
25	3	0.074	0.000	0.000	15.446	Coalición S8
27	3	0.001	0.000	0.000	0.959	
Macro 2	3	0.000	0.506	0.000	31.894	
Macro 2	4	0.000	0.265	0.000	47.960	
Macro 2	5	0.000	0.882	0.000	47.830	
Macro 1	15	0.000	0.896	0.000	34.000	
Macro 2	14	0.000	0.966	0.000	28.000	
Macro 2	8	0.000	0.156	0.000	24.000	
Macro 2	7	0.000	0.402	0.000	22.500	
Macro 2	1	0.000	0.439	0.000	15.000	
Macro 1	10	0.000	0.163	0.000	8.960	

De la tabla anterior, se observa que se formaron 8 coaliciones (grupos) entre las subestaciones de distribución y generadoras, donde los flujos de potencia están considerados por la cantidad de energía que necesita la subestación compradora.

Se tiene que la macro estación uno (Ochoa Leon) vende su energía a las subestaciones 10, 15, 6, 17, 9, 18 y 16 mientras que la subestación 23 vende su energía excedente a la macro Ochoa Leon. De la misma manera la macro estación dos (Rayoloma) vende su energía a las subestaciones 13, 19, 11, 12, 20, 3, 4, 5, 8, 7 y 1; además ninguna generadora vende a la macro estación.

Tabla 5.4.2.4. Evolución del vector de pagos de subestaciones y generadoras sin restricciones.

PAGOS CORRESPONDIENTES A CADA MICRORED		
SE/Gen.	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-4.439	-0.364
2	-4.402	-0.285
3	-14.642	-1.200
4	-14.881	-1.219
5	-16.035	-1.314
6	-2.598	-0.017
7	-6.673	-0.547
8	-7.285	-0.597
9	-2.711	-0.487
10	-2.294	-0.188
11	-3.709	-0.240
12	-3.017	-0.195
13	-16.087	-16.087
14	-9.719	-0.796
15	-12.371	-1.014
16	-17.638	-17.638
17	-3.229	-0.021
18	-22.938	-22.938
19	-2.884	-0.518
20	-1.301	-0.084
21	-6.852	-2.523
22	-3.432	-0.023
23	-33.735	-12.420
24	-22.365	-0.148
25	-13.663	-1.120
26	-20.344	-1.315
27	-0.945	-0.077
28	-0.209	-0.038

Con los valores de la tabla 5.4.2.4, se tiene que: la SE14 Lentag, SE19 Corpache y SE21 Macas, no hay cambio en el vector de pagos, debido a que éstas no comparten una coalición sino que compran la energía desde la subestación más cercana, como es el caso de la SE14 y SE19 que van a comprar a la subestación de Rayoloma, y el caso de la SE21 que se abastecería de la subestación de Ochoa Leon.

Caso 2: Intercambio Cooperativo con restricciones.

Para este caso, como se mencionó en el subtema 5.3.2, se va a considerar las conexiones entre las subestaciones y las generadoras de la tabla 5.3.2.4, así analizar las coaliciones formadas y tener en cuenta si los pagos mejoraron o no.

Como el anterior ejemplo, el estado no cooperativo va a ser el mismo tanto con o sin restricciones, es por eso que el análisis será en el estado cooperativo considerando restricciones.

Tabla 5.4.2.5. Intercambio cooperativo y coaliciones realizadas entre subestaciones con restricciones.

RESULTADOS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO						
MICROREDES		PÉRDIDAS			POTENCIA TRANSMITIDA	PROMEDIO PÉRDIDAS
VENDEDOR	COMPRADOR	P _{ij}	P _{jo}	P _{io}	P _{v-c}	0.368
Macro 2	1	0.000	0.000	0.267	15.000	Coalición S1
Macro 2	2	0.000	0.000	0.265	14.870	Coalición S2
Macro 2	3	0.000	0.000	0.882	48.300	Coalición S3
Macro 2	4	0.000	0.000	0.896	47.960	Coalición S4
Macro 2	5	0.000	0.000	0.966	47.830	Coalición S5
Macro 1	6	0.000	0.000	0.156	10.000	Coalición S6
Macro 2	7	0.000	0.000	0.402	22.500	Coalición S7
Macro 2	8	0.000	0.000	0.439	24.000	Coalición S8
Macro 1	9	0.000	0.000	0.163	10.000	Coalición S9
26	11	0.002	0.000	0.000	12.250	Coalición S10
26	Macro 2	0.000	0.000	0.110	6.839	
Macro 2	12	0.000	0.000	0.182	10.000	Coalición S11
Macro 2	13	0.000	0.000	0.969	34.000	Coalición S12
27	14	0.000	0.000	0.000	0.960	Coalición S13
Macro 2	14	0.000	0.506	0.000	27.040	
Macro 1	15	0.000	0.000	0.745	34.000	Coalición S14
Macro 1	16	0.000	0.000	1.063	64.000	Coalición S15
24	17	0.000	0.000	0.000	12.240	Coalición S16
24	Macro 1	0.000	0.000	0.186	11.574	
Macro 1	18	0.000	0.000	1.382	34.000	Coalición S17
28	19	0.043	0.000	0.000	6.187	Coalición S18
Macro 2	19	0.000	0.031	0.000	1.933	
Macro 2	20	0.000	0.000	0.078	4.170	Coalición S19
23	21	0.125	0.000	0.000	18.250	Coalición S20
23	Macro 1	0.000	0.000	0.135	7.590	
Macro 1	22	0.000	0.000	0.207	12.500	Coalición S21
25	10	0.000	0.000	0.000	8.960	Coalición S22
25	Macro 1	0.000	0.000	0.101	6.459	

De los resultados obtenidos en la tabla 5.4.2.5, se ven un total de 22 coaliciones, donde solo las subestaciones conectadas entre vendedor-comprador realizan la coalición y mejoran su vector de pagos. Por ejemplo, la coalición 10, entre la SE El Descanso y la generadora térmica Descanso coalicionan por estar cercanas, así pasa con las coaliciones 13, 16, 18, 20 y 22; donde la generadora está cercana y conectada a la subestación. El resto de coaliciones solo son de subestaciones que compran a las macro estaciones cercanas.

Tabla 5.4.2.6. Evolución del vector de pagos de subestaciones y generadoras con restricciones.

PAGOS CORRESPONDIENTES A CADA MICRORED		
MICRORED	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-4.439	-4.439
2	-4.402	-4.402
3	-14.642	-14.642
4	-14.881	-14.881
5	-16.035	-16.035
6	-2.598	-2.598
7	-6.673	-6.673
8	-7.285	-7.285
9	-2.711	-2.711
10	-2.294	-0.836
11	-3.709	-0.984
12	-3.017	-3.017
13	-16.087	-16.087
14	-9.719	-7.656
15	-12.371	-12.371
16	-17.638	-17.638
17	-3.229	-1.350
18	-22.938	-22.938
19	-2.884	-0.564
20	-1.301	-1.301
21	-6.852	-2.523
22	-3.432	-3.432
23	-33.735	-12.420
24	-22.365	-9.349
25	-13.663	-4.976
26	-20.344	-5.398
27	-0.945	-0.745
28	-0.209	-0.041

Como es de suponerse las subestaciones que no están conectadas a una generadora, no coalicionan, por tanto, estas ya no forman coaliciones y además los valores resaltados de las subestaciones son los mejorados con respecto al estado no cooperativo. Más adelante en los análisis de costos y pérdidas, se hará un resumen con más detalle.



5.4.2.2. Resultados considerando proyectos en ejecución.

En este apartado, se va a considerar a los proyectos de: Huascachaca y Soldados, para que de esta manera se pueda visualizar una mejora en el sistema con respecto a las pérdidas y los costos. Así, se va a tener un total de 30 microredes, ya que anteriormente se tenía 28.

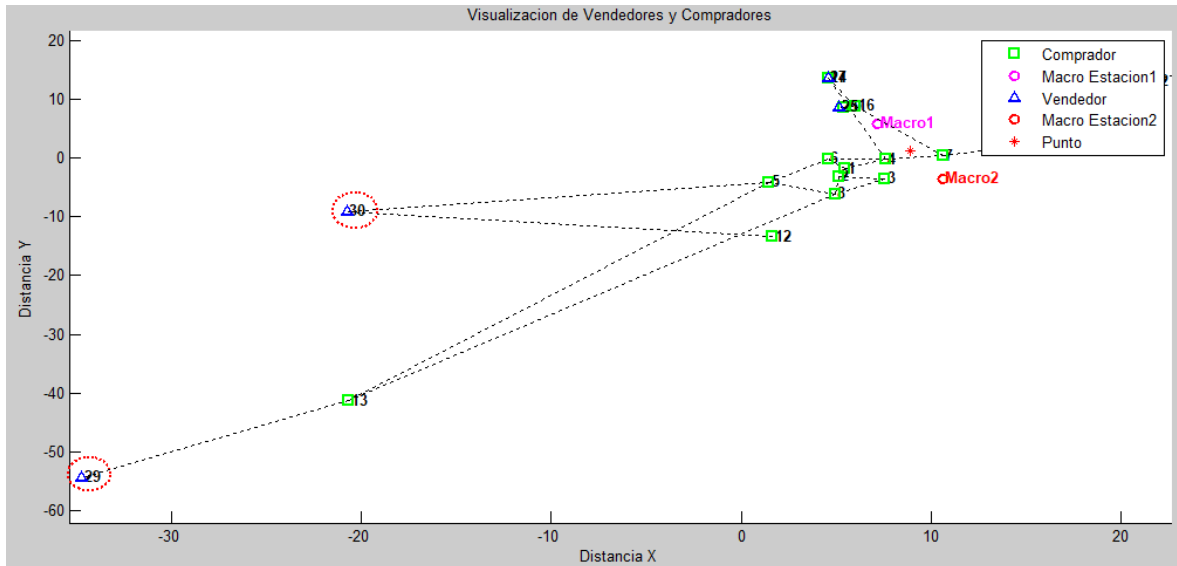


Figura 5.4.5. Red de Distribución real incluida proyectos de Huascachaca y Soldados.

De la figura 5.4.6, los vendedores enmarcados son los proyectos incluidos, ahora se va a considerar las conexiones entre la generadora Huascachaca y la SE Lentag; como también, la generadora Soldados y las subestaciones Chauyallacu y El Arenal.

Así mismo se procede al intercambio no cooperativo, cooperativo y la evolución de pagos.

Tabla 5.4.2.7. Estado no cooperativo entre Subestaciones cercanas a la subestación Ochoa Leon.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
Nº	Qi	Lioptimo	Pio	Uii	PROMEDIO PÉRDIDAS
6	-10.000	10.156	0.156	-2.598	0.443
9	-10.000	10.163	0.163	-2.711	
10	-8.960	9.098	0.138	-2.294	
15	-34.000	34.745	0.745	-12.371	
16	-64.000	65.063	1.063	-17.638	
17	-12.240	12.434	0.194	-3.229	
18	-34.000	35.382	1.382	-22.938	
21	-18.250	18.663	0.413	-6.852	
22	-12.500	12.707	0.207	-3.432	
23	26.100	25.529	0.588	-33.735	
24	24.000	23.617	0.390	-22.365	
25	15.520	15.286	0.238	-13.663	
28	6.230	6.127	0.105	-0.209	
30	22.000	21.584	0.426	-24.440	



La tabla 5.4.2.7, muestra la inclusión de la microred 30 (Generadora Soldados) que es la más cercana a la subestación de Ochoa Leon. También, se considera que la microred 18 tiene las pérdidas más elevadas dentro de este estado, por esta razón, se espera que coalicione con alguna microred cercana para que disminuyan sus pérdidas.

Tabla 5.4.2.8. Estado no cooperativo entre Subestaciones cercanas a la subestación Rayoloma.

RESULTADOS DEL ESTADO NO COOPERATIVO					
N°	Qi	Lioptimo	Pio	Uii	PROMEDIO PÉRDIDAS
1	-15.000	15.267	0.267	-4.439	0.538
2	-14.870	15.135	0.265	-4.402	
3	-48.300	49.182	0.882	-14.642	
4	-47.960	48.856	0.896	-14.881	
5	-47.830	48.796	0.966	-16.035	
7	-22.500	22.902	0.402	-6.673	
8	-24.000	24.439	0.439	-7.285	
11	-12.250	12.473	0.223	-3.709	
12	-10.000	10.182	0.182	-3.017	
13	-34.000	34.969	0.969	-16.087	
14	-28.000	28.585	0.585	-9.719	
19	-8.120	8.294	0.174	-2.884	
20	-4.170	4.248	0.078	-1.301	
26	19.200	18.852	0.354	-20.344	
27	0.960	0.944	0.016	-0.945	
29	50.000	48.193	1.914	-109.841	

En este caso la tabla 5.4.2.8, tiene la inclusión de la microred 29 (Huascachaca) que como es de conocimiento va a pertenecer a la subestación Rayoloma. Se observa que dicha microred tiene las pérdidas más altas dentro de este estado no cooperativo, por ende necesita coalicionar con otras microredes cercanas, para que de esta manera pueda reducir sus pérdidas.

A continuación, para tener un resultado con un mejor análisis, se considera el intercambio cooperativo con restricciones. Ver tabla 5.4.2.9.

Tabla 5.4.2.9. Intercambio cooperativo y coaliciones realizadas entre subestaciones con restricciones y la inclusión de dos proyectos Huascachaca y Soldados.

RESULTADOS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO						
MICROREDES		PÉRDIDAS			POTENCIA TRANSMITIDA	PROMEDIO PÉRDIDAS
VENDEDOR	COMPRADOR	P _{ij}	P _{jo}	P _{io}	P _{v-c}	0.334
Macro 2	1	0.000	0.000	0.267	15.000	Coalición S1
Macro 2	2	0.000	0.000	0.265	14.870	Coalición S2
Macro 2	3	0.000	0.000	0.882	48.300	Coalición S3
Macro 2	4	0.000	0.000	0.896	47.960	Coalición S4
Macro 1	6	0.000	0.000	0.156	10.000	Coalición S5
Macro 2	7	0.000	0.000	0.402	22.500	Coalición S6
Macro 2	8	0.000	0.000	0.439	24.000	Coalición S7
Macro 1	9	0.000	0.000	0.163	10.000	Coalición S8
25	10	0.000	0.000	0.000	8.960	Coalición S9
25	Macro 1	0.000	0.000	0.101	6.459	
26	11	0.002	0.000	0.000	12.250	Coalición S10
26	Macro 2	0.000	0.000	0.110	6.839	
27	14	0.000	0.000	0.000	0.960	Coalición S11
Macro 2	14	0.000	0.506	0.000	27.040	
Macro 1	15	0.000	0.000	0.745	34.000	Coalición S12
Macro 1	16	0.000	0.000	1.063	64.000	Coalición S13
24	17	0.000	0.000	0.000	12.240	Coalición S14
24	Macro 1	0.000	0.000	0.186	11.574	
Macro 1	18	0.000	0.000	1.382	34.000	Coalición S15
28	19	0.043	0.000	0.000	6.187	Coalición S16
Macro 2	19	0.000	0.031	0.000	1.933	
Macro 2	20	0.000	0.000	0.078	4.170	Coalición S17
23	21	0.125	0.000	0.000	18.250	Coalición S18
23	Macro 1	0.000	0.000	0.135	7.590	
Macro 1	22	0.000	0.000	0.207	12.500	Coalición S19
30	5	0.269	0.000	0.000	21.731	Coalición S20
Macro 2	5	0.000	0.438	0.000	26.099	
Macro 2	12	0.000	0.265	0.000	10.000	
29	13	0.537	0.000	0.000	34.000	Coalición S21
29	Macro 2	0.000	0.000	0.337	15.126	

En este intercambio cooperativo, existen 21 coaliciones, donde la coalición 20 y 21 están partícipes estos dos proyectos (Huascachaca y Soldados). En la coalición veinte, el proyecto Soldados es quien abastece a la SE El Arenal con una potencia de 21.73 MW, aunque requiere de 26.01 MW para abastecerse completamente. Mientras que en la coalición veintiuno, el proyecto Huascachaca puede abastecer completamente a la subestación que está conectada (Lentag), además puede vender su energía a la macro estación de Rayoloma.

Finalmente en la tabla 5.4.2.10, se presenta los valores correspondientes a los pagos por cada subestación, generadora y proyectos Huascachaca y Soldados.

Tabla 5.4.2.10. Evolución del vector de pagos de subestaciones, generadoras y proyectos con restricciones.

PAGOS CORRESPONDIENTES A CADA MICRORED		
MICRORED	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-4.439	-4.439
2	-4.402	-4.402
3	-14.642	-14.642
4	-14.881	-14.881
5	-16.035	-8.369
6	-2.598	-2.598
7	-6.673	-6.673
8	-7.285	-7.285
9	-2.711	-2.711
10	-2.294	-0.836
11	-3.709	-0.984
12	-3.017	-1.575
13	-16.087	-6.410
14	-9.719	-7.656
15	-12.371	-12.371
16	-17.638	-17.638
17	-3.229	-1.350
18	-22.938	-22.938
19	-2.884	-0.564
20	-1.301	-1.301
21	-6.852	-2.523
22	-3.432	-3.432
23	-33.735	-12.420
24	-22.365	-9.349
25	-13.663	-4.976
26	-20.344	-5.398
27	-0.945	-0.745
28	-0.209	-0.041
29	-109.841	-43.765
30	-24.440	-12.755

Con la inclusión de estos dos proyectos, hicieron que las subestaciones de El Arenal, Lentag y Chauyallacu, mejoran su utilidad o sus pagos correspondientes frente a las pérdidas de la Red de Distribución; con respecto al caso anterior donde no se incluían dichos proyectos. Los valores resaltados indican el mejoramiento en la evolución de pagos, que tuvieron las diferentes subestaciones.

5.5. Análisis de costos y pérdidas.

Para comprobar y validar las simulaciones hechas en los puntos anteriores, a continuación se hará un análisis riguroso a cada caso, ya que así se verá la utilidad de generar coaliciones o encontrar conexiones o tramos óptimos en una Red Eléctrica.

5.5.1. Análisis Red Eléctrica integrada por diez microredes.

Tabla 5.5.1.1. Comparación de costos entre un intercambio sin restricciones y con restricciones.

MICRORED	SIN RESTRICCIONES		CON RESTRICCIONES	
	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-0,115	-0,084	-0,115	-0,115
2	-1,218	-0,625	-1,218	-1,218
3	-1,221	-0,888	-1,221	-0,925
4	-4,205	-1,794	-4,205	-1,794
5	-0,467	-0,199	-0,467	-0,199
6	-1,213	-0,623	-1,213	-0,653
7	-0,558	-0,238	-0,558	-0,238
8	-1,507	-1,096	-1,507	-1,142
9	-2,601	-2,601	-2,601	-2,601
10	-6,674	-3,425	-6,674	-3,593

De la tabla 5.5.1.1, el vector de pagos expresado en el estado no cooperativo en ambos casos (con y sin restricciones) son los mismos; además, se observa que la microred 9 no tiene ningún beneficio ya que no forma parte de ninguna coalición. Los pagos en las microredes 4, 5, 6, 7, y 10 se mantienen iguales ya que corresponden a coaliciones semejantes. A continuación, se menciona el análisis de pérdidas.

Tabla 5.5.1.2. Comparación de pérdidas entre un intercambio cooperativo sin restricciones y con restricciones.

PÉRDIDAS PROMEDIO SIN RESTRICCIONES		PÉRDIDAS PROMEDIO CON RESTRICCIONES	
ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1.978	1.436	1.978	1.368

Como se puede observar de la tabla 5.5.1.2, en el estado no cooperativo las pérdidas promedio van a ser las mismas ya que éste es un punto de partida para optimizar el sistema de distribución. Comparando el estado cooperativo con y sin restricciones, se muestra una mejora en las pérdidas, ya que las coaliciones formadas están ajustadas a las conexiones entre microredes; además el porcentaje de mejoramiento de pérdidas en el sistema de diez microredes es de 4.73%, que quiere decir 0.068 MW en promedio. Aquí se ve la gran utilidad que tiene considerar tramos en las coaliciones, por otro lado en un sistema más grande como el siguiente a analizar tendrá mejores beneficios tanto en costos como en pérdidas.

5.5.2. Análisis Red de Distribución real.

Dentro de este análisis, se va a comparar los casos en donde: existan restricciones dentro del intercambio cooperativo y donde no existan restricciones. La utilidad es encontrar que beneficio tuvo el sistema planteado y si formando coaliciones tenga un rendimiento óptimo; además, si en un futuro los proyectos (Huascachaca y Soldados) prometen ser beneficio para las empresas distribuidoras y transmisoras de energía eléctrica.

Tabla 5.5.2.1. Comparación de costos entre un intercambio sin restricciones y con restricciones en un Sistema de Distribución real.

MICRORED	SIN RESTRICCIONES		CON RESTRICCIONES	
	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
1	-4.439	-0.364	-4.439	-4.439
2	-4.402	-0.285	-4.402	-4.402
3	-14.642	-1.200	-14.642	-14.642
4	-14.881	-1.219	-14.881	-14.881
5	-16.035	-1.314	-16.035	-16.035
6	-2.598	-0.017	-2.598	-2.598
7	-6.673	-0.547	-6.673	-6.673
8	-7.285	-0.597	-7.285	-7.285
9	-2.711	-0.487	-2.711	-2.711
10	-2.294	-0.188	-2.294	-0.836
11	-3.709	-0.240	-3.709	-0.984
12	-3.017	-0.195	-3.017	-3.017
13	-16.087	-16.087	-16.087	-16.087
14	-9.719	-0.796	-9.719	-7.656
15	-12.371	-1.014	-12.371	-12.371
16	-17.638	-17.638	-17.638	-17.638
17	-3.229	-0.021	-3.229	-1.350
18	-22.938	-22.938	-22.938	-22.938
19	-2.884	-0.518	-2.884	-0.564
20	-1.301	-0.084	-1.301	-1.301
21	-6.852	-2.523	-6.852	-2.523
22	-3.432	-0.023	-3.432	-3.432
23	-33.735	-12.420	-33.735	-12.420
24	-22.365	-0.148	-22.365	-9.349
25	-13.663	-1.120	-13.663	-4.976
26	-20.344	-1.315	-20.344	-5.398
27	-0.945	-0.077	-0.945	-0.745
28	-0.209	-0.038	-0.209	-0.041

La tabla 5.5.2.1, muestra la comparación de los vectores de pago para el estado no cooperativo que en ambos casos es el mismo. Luego en el intercambio cooperativo, hay varios cambios que se mencionan a continuación.

La subestación de Lentag (13), debido a su ubicación se mantiene alejada de las demás subestaciones y es por eso que no tiene ningún cambio en el estado cooperativo y no cooperativo; al igual que la de Corpache (16) y Macas (18), esto debido a que están alejadas de cualquier generación distribuida. La SE Troncal (21) y la generadora de Ocaña (23), no cambian su estado cooperativo en el caso de tener o no restricciones; lo importante que no



disminuyan su utilidad o beneficio, como las restantes que perdieron su utilidad y tienen mayor aporte en el vector de pagos en el caso con restricciones.

Para analizar el estudio de pérdidas en un intercambio se refiere a la tabla 5.5.2.2.

Tabla 5.5.2.2. Comparación de pérdidas promedio entre un intercambio cooperativo sin restricciones y con restricciones en el Sistema de Distribución real.

PÉRDIDAS PROMEDIO SIN RESTRICCIONES		PÉRDIDAS PROMEDIO CON RESTRICCIONES	
ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO	ESTADO NO COOPERATIVO	ESTADO COOPERATIVO
0.446	0.419	0.446	0.368

En la comparación de pérdidas promedio, para el estado cooperativo sin restricciones, hay una reducción del 6.05% de pérdidas dentro del sistema, en donde las ocho coaliciones formadas ayudan a mejorar el intercambio de energía. Para el estado cooperativo con restricciones, en donde se formaron veintidós coaliciones que ayudan a mejorar aún más el intercambio de energía y las pérdidas se redujeron en un 17.48%.

Finalmente, se considera los proyectos Huascachaca y Soldados para el análisis de las pérdidas y costos.

Analizando las pérdidas si los dos proyectos entran en operación, se verán un mejoramiento en los costos no solo en las subestaciones antes mencionadas, sino en las pérdidas promedio de todo el sistema; es decir que con respecto al caso de intercambio con restricciones sin proyectos hay una reducción del 9.24% en las pérdidas. Esta reducción favorece no solo al sistema sino a subestaciones que están cercanas a estas generadoras. Ver tabla 5.5.2.3.

Tabla 5.5.2.3. Comparación de pérdidas promedio entre un intercambio con restricciones, incluyendo los proyectos Huascachaca y Soldados en el Sistema de Distribución real.

PÉRDIDAS PROMEDIO CON RESTRICCIONES	
ESTADO COOPERATIVO SIN PROYECTOS	ESTADO COOPERATIVO CON PROYECTOS
0.368	0.334

Tabla 5.5.2.4. Comparación de costos entre un intercambio con restricciones en un Sistema de Distribución real incluidos dos proyectos Huascachaca y Soldados.

MICRORED	CON RESTRICCIONES	
	ESTADO COOPERATIVO SIN PROYECTOS	ESTADO COOPERATIVO CON PROYECTOS
1	-4.439	-4.439
2	-4.402	-4.402
3	-14.642	-14.642
4	-14.881	-14.881
5	-16.035	-8.369
6	-2.598	-2.598
7	-6.673	-6.673
8	-7.285	-7.285
9	-2.711	-2.711
10	-0.836	-0.836
11	-0.984	-0.984
12	-3.017	-1.575
13	-16.087	-6.410
14	-7.656	-7.656
15	-12.371	-12.371
16	-17.638	-17.638
17	-1.350	-1.350
18	-22.938	-22.938
19	-0.564	-0.564
20	-1.301	-1.301
21	-2.523	-2.523
22	-3.432	-3.432
23	-12.420	-12.420
24	-9.349	-9.349
25	-4.976	-4.976
26	-5.398	-5.398
27	-0.745	-0.745
28	-0.041	-0.041

De la tabla 5.5.2.4, se puede observar que la SE05 El Arenal, SE13 Chaullayacu y SE14 Lentag (valores resaltados) mejoran sus pagos con respecto al caso de considerar un intercambio con restricciones y sin la inclusión de los proyectos Huascachaca y Soldados. La primera mejora sus pérdidas de 0.97 MW a 0.71 MW, y la tercera de 0.97 MW a 0.54 MW. Mientras que la segunda no mejora ya que pasa de 0.182 MW a 0.26 MW, esto quiere decir que el tramo entre Soldados y Chaullayacu puede ser válido cuando los costos disminuyan, que en este caso es considerable tal reducción. Cabe mencionar, que lo más importante a tomar en cuenta es que las demás subestaciones y generaciones mantienen el mismo valor de pagos que del caso anterior, por tanto hay un beneficio para todo el Sistema de Distribución.



CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES.

- El Algoritmo planteado demuestra una reducción de pérdidas y costos considerable, en una comparación bajo un escenario no cooperativo y cooperativo; por tanto, con la formación de coaliciones, se busca mejorar la utilidad o beneficio para cada microred y para todo el sistema de distribución.
- Los modelos deben permitir que tanto el vendedor como el comprador se sientan satisfechos al realizar el intercambio de energía, el vendedor buscará vender la mayor energía posible, mientras que el comprador buscará comprar al menor costo posible; considerando que para el intercambio las pérdidas deben ser menores para que el modelo sea considerado como óptimo.
- En el ejemplo de la Red de Distribución Real, se observa la gran ventaja de tener generación distribuida en las proximidades de sus consumidores; así, con la inclusión de los proyectos Huascachaca y Soldados, las subestaciones de El Arenal, Chaullayacu y Lentag mejoran sus utilidades (precios). Aunque en la Subestación de Chaullayacu no mejoraron las pérdidas, mejoró su precio debido a que no compra toda su energía a la subestación cercana, sino que parte de su energía viene dada por el proyecto Hidroeléctrico Soldados.
- Al existir diferentes juegos que podrían ser utilizados para modelar en el intercambio de energía, lo hemos visto conveniente aplicar la teoría de los juegos como un modelo óptimo, que se caracteriza por ser un juego en donde se realiza el intercambio de energía entre varios miembros o agentes (vendedores o compradores) aplicando juegos extensivos. Para aplicar la teoría de los juegos se debe tener ya definido cuáles de las Smart Grids serán vendedores y compradores. La selección de un vendedor a el número de compradores que puede abastecer va a depender donde estén ubicados, las demandas que presenten y debe cumplir siempre que la perdidas sean las mínimas. En el caso de que un vendedor no pueda abastecer a un cliente se desechara para que puede coalicionar con otro vendedor o caso contrario será abastecido por la macro estación cercana, al ser un juego extensivo las posibles combinaciones van a depender de la primera combinación. Después de haber armado la coalición de Smart Grids se utiliza una función de utilidad para poder comprobar que se ha disminuido las perdidas, caso contrario la coalición se desarma y se combina con la demás hazte tener un beneficio.
- Para la distinción de la función que cumple cada Smart Grids (vendedoras o compradores) se determina el excedente de energía Q_i , el cual consiste en la diferencia entre la potencia y demanda de cada Smart Grids y La mejor manera de verificar si la coalición tubo beneficios, es la realizar el análisis de flujos dc, permitiéndonos obtener un vector de pagos por la coalición dada. Entonces se aplica las reglas de fusión y división para poder determinar el aporte de cada Smart Grids, y la coalición será aceptada si cumple la orden de Pareto.
- Las modificaciones antes expuestas (apartado 5.2) fueron realizadas con el fin de poder simular tanto la etapa de construcción como la etapa de operación de un nuevo proyecto dentro del sistema de distribución, considerando que estos pueden ser a nivel de media tensión o de baja tensión. Analizar que la construcción conlleva a la disminución de pérdidas, para que finalmente resulte una disminución de pérdidas económicas.



- Al considerar un intercambio cooperativo sin restricciones, el programa no limitará la formación de coaliciones entre Smart Grids. Considerando así que todas las microredes tienen la posibilidad de conexión entre ellas; mientras, en un intercambio cooperativo con restricciones, la formación de coaliciones quedará condicionada por las conexiones dadas por la matriz A . Esto ayuda a que no solo el intercambio sea mejorado, sino que busca la mejor conexión entre microredes, para que de esta manera una empresa distribuidora que requiera un tramo entre subestaciones analice si las pérdidas y costos disminuyeron.
- Los costos del Sistema de Distribución Real se mantuvieron, a excepción de las subestaciones: Arenal, Chaullayacu y Lentag; todas éstas tuvieron una mejora del casi 50%, siendo así, que los proyectos tanto el eólico de Huascachaca y el hidroeléctrico de Soldados prometen ser de gran beneficio para el sistema en un futuro.

6.2. RECOMENDACIONES.

- Al ser esta tesis un complemento a la investigación presentada en la maestría “DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE INTERRELACIÓN PARA MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA”. Se puede decir que la aplicación de la teoría de juegos en el campo de la ingeniería eléctrica es prometedora por eso se recomienda a los estudiantes a participar en el campo de la investigación, analizar tipos de juegos, modelos que podrían resultar beneficiosos para la sociedad, más aun para fortalecer sus conocimientos.
- Se recomienda que para un caso de estudio más complemento a las microredes o sistemas de distribución, utilizar información en intervalos de tiempo (curvas de demanda), donde la generación distribuida pierda su generación por varios motivos (falta de viento, luz solar, etc.). Involucrar todos los tipos calibres de los Alimentadores usados en la subtransmisión y distribución que permitan un mejor análisis en las pérdidas que se producen en el intercambio de energía.



BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Fedit and Electronica - Tecnologías de la información y telecomunicaciones, "Smart Grids Y La Evolución De La Red Eléctrica," *Fedit*, p. 82, 2011.
- [2] J. Sanango, "DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE INTERRELACIÓN PARA MICROREDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA," *Univ. cuenca*, p. 182, 2015.
- [3] A. Yadaicela, "ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO," 2011.
- [4] J. Loor and C. Narvaez, "ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LA PENETRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE MEDIO VOLTAJE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR," UNIVERSIDAD DE CUENCA.
- [5] A. Energies, "Generación de Energía Renovable Distribuida: Datos y Recursos," p. 8.
- [6] I. Alexandra, "Introducción de smart grids en el Ecuador," 2013.
- [7] G. Jimenes, R. Palma, and R. Lorenzo, "Desafíos en el desarrollo de micro redes inteligentes en zonas aisladas." 2012.
- [8] J. Fossati, "Literature review of microgrids," *Mem. Trab. Difusión Científica y Técnica*, p. 8, 2011.
- [9] C. Calero, "Regulación No. CONELEC - 009/06 Página 1 de 7," pp. 1–7, 2009.
- [10] Microgrid gipuzhoa, "Configuración de la micro red," pp. 1–19.
- [11] E. Cerdá, J. Pérez, and J. Jimeno, *TEORIA DE JUEGOS*. Madrid, España: PEARSON EDUCATION, 2004.
- [12] B. López, "Teoría de juegos," UNAM FACULTAD DE ECONOMIA, 2012.
- [13] Raúl García, Juegos Cooperativos, Valor de Shapley y Teorema de Negociación de Nash; OSINERG Oficina de Estudios Económicos, Septiembre 2004.
- [14] A. Magaña, "Formación de coaliciones en los juegos cooperativos y juegos con múltiples alternativas," 1996.
- [15] Saad, W., Han, Z., and H. Vicent, P., *Coalitional Game Theory for Cooperative MicroGrid Distribution Networks*.
- [16] K. Apt. A. W., A generic approach to coalition formation in Proc. of the Int. Workshop on Computational Social Choice (COMSOC). Vol. no. Dec. 2006. (Abstract)
- [17] Antonio Magana Nieto. "*Formación de Coaliciones en los juegos cooperativos y juegos con múltiples alternativas*". Terrasa-Barcelona: Universidad Politécnica de Cataluña, 1996.
- [18] Lena Mashayekhy, A. Merge and Split Mechanism for Dynamic Virtual Organization Formation in Grids IEEE Transactions on Parallel and Distributed Systems, vol. 25, pp. 3 Mar, 2014. (Abstract).



- [19] Samuel R. Castaño. “*Redes de Distribución Eléctrica*”. Universidad Nacional de Colombia. 2004.
- [20] Electricidad, A. (2017). Agencia de Regulación y Control de Electricidad » Reportes Estadísticos. Disponible en: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/reportes-estadisticos/> [Accedido 13 Oct. 2017].
- [21] Ecuador, G. (2017). Geoportal Estadístico.Geoportal ARCONEL. Available at: <http://geoportal.regulacionelectrica.gob.ec/visor/index.html> [Accedido 13 Oct. 2017].
- [22] Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano. 2016. Available at: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Estadística-anual-y-multianual-sector-eléctrico-2016.pdf> [Accedido 13 Oct. 2017].

ANEXOS

ANEXO 1: Restricciones Técnicas y Económicas.

RESTRICCIONES	
TÉCNICAS	ECONÓMICAS
<ul style="list-style-type: none"> ○ Conexión física entre Smart Grids (Vendedora-Compradora). ○ Calibres de Conductor normalmente usados en Distribución y Subtransmisión. ○ Adición de una Subestación de Transmisión (Macro Estación). 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Precio de Venta de Energía. ○ Precio de Compra de Energía.

ANEXO 2: Constantes de Pérdidas.

Con los valores de la tabla 7.1, se pudo encontrar el rango que se considera para las pérdidas en transformadores de subestaciones, en cualquier parte del sistema.

Componente del sistema	Niveles deseados	Niveles tolerables
Subestación elevadora	0.25 %	0.50 %
Transmisión y subestación EHV	0.50 %	1.00 %
Transmisión y subestación HV	1.25 %	2.50 %
Subtransmisión	2.00 %	4.00 %
Subestación de distribución	0.25 %	0.50 %
Distribución primaria	1.5 %	3.00 %
Transformador de distribución y distribución	1.00 %	2.00 %
Red secundaria	1.5 %	3.00 %
Totales	8.25 %	16.5 %

Tabla 7.1. Constantes de pérdidas tolerables y deseadas en transformadores. [19]

ANEXO 3: Página ARCONEL.

En la figura 7.1, se muestra la página oficial de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, donde se pueden generar varios reportes estadísticos de las empresas eléctricas que fueron necesarios para el desarrollo de este trabajo de investigación.



Figura 7.1. Página oficial de la ARCONEL. [20]

ANEXO 4: Geoportal ARCONEL.

En la figura 7.2, se muestra la página del geo portal de la ARCONEL, donde se pudo obtener las ubicaciones de cada subestación y generadora.

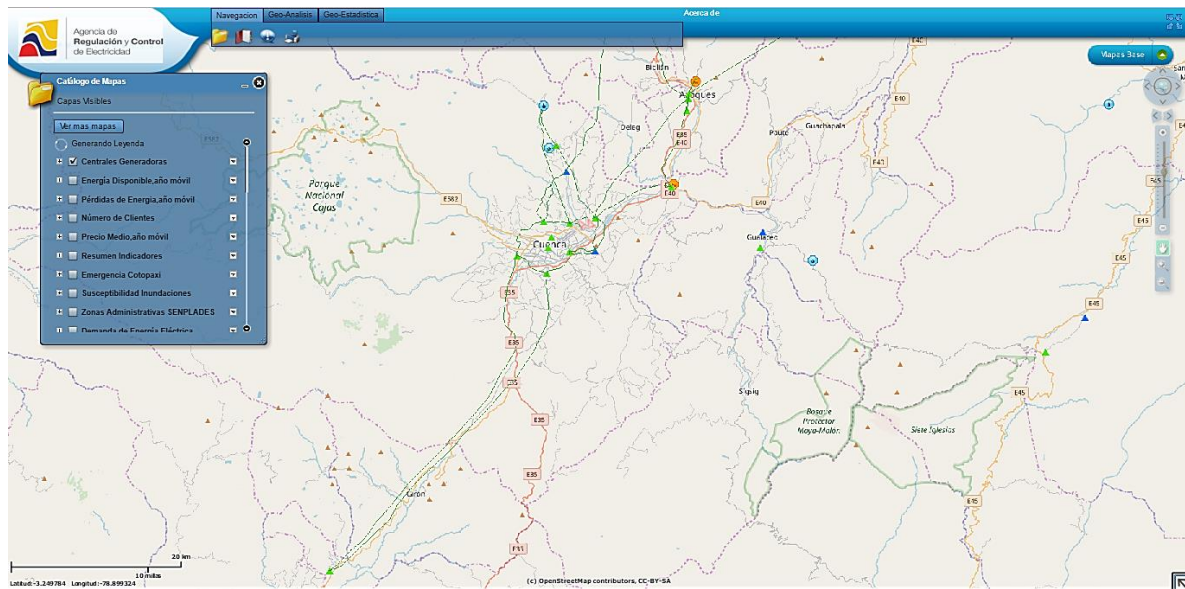


Figura 7.1. Página oficial de la ARCONEL. [21]

ANEXO 5: Precios Venta de Energía.

Tipo de Transacción	Empresa	Energía Vendida (GWh)	Valores (USD)	Precio medio (USD ¢/kWh)
Contratos	CELECHidropaute	6.851,61	113.983.915,20	1,66
	CELEC-Coca Codo Sinclair	3.264,01	19.854.860,40	0,61
	CELECHidroagoyán	2.413,73	49.831.294,66	2,06
	CELEC-Electroguayas	1.912,58	180.902.277,71	9,46
	CELEC-Termogas Machala	1.439,33	78.841.660,91	5,48
	CELEC-Termoesmeraldas	1.370,50	127.656.878,94	9,31
	CELECHidronación	1.209,66	41.974.694,95	3,47
	CELEC-Termopichincha	902,75	110.293.527,09	12,22
	Termoguayas	520,36	37.273.948,25	7,16
	Elecaastro	427,85	24.553.619,00	5,74
	Electroquil	230,85	32.340.444,26	14,01
	Intervisa Trade	121,07	13.921.549,34	11,50
	EPMAPS	92,80	1.047.826,53	1,13
	Generoca	85,17	7.709.126,57	9,05
	Hidosibimbe	83,57	3.927.910,71	4,70
	CELEC-Gensur	76,68	7.001.322,68	9,13
	CELECHidroazogues	6,75	13.499,31	0,20
	Electrisol	1,56	626.099,59	40,03
	Valsolar	1,49	598.109,05	40,03
	Eolicsa	1,31	167.960,07	12,81
Enersol	0,65	259.195,51	40,03	
Total Contratos				4,06

Tabla 7.2. Precio medio de la energía vendida por las generadoras. [22].

ANEXO 6: Precios de Compra de Energía.

Empresa	Energía Comprada (GWh)	Valor por Compra de Energía (MUSD)	Precio Medio (USD c/kWh)
CNEL-Guayaquil	5.515,74	276,44	5,01
CNEL-Guayas Los Ríos	2.128,35	106,07	4,98
CNEL-Manabí	1.620,28	81,21	5,01
CNEL-El Oro	1.109,52	55,26	4,98
CNEL-Milagro	667,63	33,33	4,99
CNEL-Sta. Elena	666,25	33,43	5,02
CNEL-Sto. Domingo	661,36	33,19	5,02
CNEL-Esmeraldas	562,36	27,64	4,91
CNEL-Los Ríos	443,38	22,23	5,01
CNEL-Sucumbios	331,29	16,77	5,06
CNEL-Bolívar	87,80	3,82	4,35
CNEL EP	13.793,97	689,37	5,00
E.E. Quito	4.146,76	207,54	5,00
E.E. Centro Sur	1.071,10	53,77	5,02
E.E. Ambato	641,88	32,48	5,06
E.E. Norte	567,93	27,48	4,84
E.E. Cotopaxi	465,94	22,45	4,82
E.E. Riobamba	372,35	17,94	4,82
E.E. Sur	355,79	13,18	3,70
E.E. Azogues	110,19	4,60	4,18
E.E. Galápagos	1,09	0,14	12,82
Total empresas eléctricas	7.733,03	379,58	4,91
Total	21.527,00	1.068,96	4,97

Tabla 7.3. Precio medio de la energía comprada por empresa distribuidora y unidad de negocio CNEL EP. [22].

De las tablas 7.2 y 7.3, se consideran los precios medios de compra y venta de energía para las simulaciones realizadas en el capítulo 5.



ANEXO 7: SUBRUTINAS DEL PROGRAMA

Programa Principal

```

%*****
%*****ANALISIS DEL INTERCAMBIO COOPERATIVO DE ENERGIA*****
%*****
%*****AUTORES*****
%*****ANDRES PATRICIO LOJANO L.*****
%*****ANDRES SANTIAGO LEON V.*****
%*****
%%
function varargout = Intercambio_cooperativo(varargin)
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name', mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @Intercambio_cooperativo_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @Intercambio_cooperativo_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [] , ...
    'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end
if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before Intercambio_cooperativo is made visible.
function Intercambio_cooperativo_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
pause(1);
warning ('off','all');
handles.output = hObject;
% create an axes that spans the whole gui
a = axes('unit', 'normalized', 'position', [0 0 1 1]);
% import the background image and show it on the axes
bg = imread('fondo.jpg'); imagesc(bg);
% prevent plotting over the background and turn the axis off
set(a, 'handlevisibility', 'off', 'visible', 'off')
% making sure the background is behind all the other uicontrols
uistack(a, 'bottom');
x = imread('EscudoU.jpg');
image (x);
axis off
guidata(hObject, handles);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Intercambio_cooperativo_OutputFcn(hObject,
eventdata, handles)
varargout{1} = handles.output;
% --- Executes on button press in Salir.
function Salir_Callback(hObject, eventdata, handles)
ans=questdlg('¿Desea salir del programa?', 'SALIR', 'Si', 'No', 'No');
if strcmp(ans, 'No')
    return;

```




```

end
clear,clc,close all
% --- Executes on button press in pushbutton2.
function pushbutton2_Callback(hObject, eventdata, handles)
clc
clear
delete Coaliciones.xlsx
Programa
close Intercambio_cooperativo

```

Subrutina de habilitación de botones y ejecución del programa.

```

function varargout = Programa(varargin)
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name', mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @Programa_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @Programa_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [] , ...
    'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

if nargout
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT
% --- Executes just before Programa is made visible.
function Programa_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles, varargin)
pause(2);
set(handles.calcular,'enable','off');
set(handles.leer,'enable','off');
set(handles.Editar_tramos,'enable','off');
set(handles.Resultados,'enable','off');
set(handles.radiobutton2,'enable','off');
% Choose default command line output for Ingreso
handles.output = hObject;
% create an axes that spans the whole gui
a = axes('unit', 'normalized', 'position', [0 0 1 1]);
% import the background image and show it on the axes
bg = imread('fondo.jpg'); imagesc(bg);
% prevent plotting over the background and turn the axis off
set(a,'handlevisibility','off','visible','off')
% making sure the background is behind all the other uicontrols
uistack(a, 'bottom');
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% Choose default command line output for Programa
handles.output = hObject;
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.

```



```

function varargout = Programa_OutputFcn(hObject, eventdata, handles)
imagen=imread('tramo.jpg');
imagen1=imresize(imagen,[60 70]);
set(handles.Editar_tramos,'CData',imagen1);
imagen1=imread('excel.jpg');
imagen2=imresize(imagen1,[52 62]);
set(handles.leer,'CData',imagen2);
imagen3=imread('result.jpg');
imagen4=imresize(imagen3,[52 62]);
set(handles.Resultados,'CData',imagen4);
imagen5=imread('borrar.jpg');
imagen6=imresize(imagen5,[52 62]);
set(handles.Borrar,'CData',imagen6);
varargout{1} = handles.output;
% --- Executes on button press in Salir.
function Salir_Callback(hObject, eventdata, handles)
ans=questdlg('¿Desea salir del programa?','SALIR','Si','No','No');
if strcmp(ans,'No')
return;
end
clear,clc,close all

% --- Executes on button press in Opcion1.
function Opcion1_Callback(hObject, eventdata, handles)
global Datos_SmartGrid Alimentadores Datos_MacroEstacion
winopen('MGsDatos.xlsx');
set(handles.leer,'enable','on');

% --- Executes on button press in Opcion2.
function Opcion2_Callback(hObject, eventdata, handles)
Numero_microredes
set(handles.calcular,'enable','on');
set(handles.radiobutton2,'enable','on');

% --- Executes on button press in Opcion3.
function Opcion3_Callback(hObject, eventdata, handles)
global Datos_SmartGrid Datos_MacroEstacion Alimentadores num1 xi yi No A
global Qi1 Rio1 Precio1 distancia1 n1 estado1 Beta1 U0 PrecioMacro1
global Qi2 Rio2 Precio2 distancia2 n2 estado2 Beta2 PrecioMacro2
stat=1;
while(stat<=2)
%Validacion de datos vacíos
if isempty(Datos_SmartGrid==0)
errordlg('Error algún dato inválido o vacío','Error')
stat=3;
else
delete Coaliciones.xlsx
set(handles.calcular,'enable','on');
set(handles.radiobutton2,'enable','off');
n=[];
estad=[];
qi=100*randn(num1,1);
potencia=zeros(1,num1);
demanda=zeros(1,num1);
for i=1:length(qi)

```



```

    if qi(i)>0
        potencia(i)=qi(i);
    else
        demanda(i)=-qi(i);
    end
end
potencia=potencia';
demanda=demanda';
precio=randi(1,numel,1);
for i=1:numel
    n(i)=i;
    if potencia(i)-demanda(i)>0
        estad(i)=1;
    else
        estad(i)=-1;
    end
end
Datos_SmartGrid=[n' xi yi potencia demanda precio estad' n'];
No= Datos_SmartGrid(:,1);
%% ADQUISICION DE DATOS
LPDSG=length(Datos_SmartGrid(:,1));
nmacro=length(Datos_MacroEstacion(:,1));
R=Alimentadores(1,1);
U0=Alimentadores(1,2);
PrecioEnergia=Datos_SmartGrid(:,6);
Estado=Datos_SmartGrid(:,7);
Qi = zeros(LPDSG,1);
distancia = zeros(LPDSG,2);
distancia1= zeros(LPDSG,1);
distancia2= zeros(LPDSG,1);
Qi1 = zeros (LPDSG,1);
Qi2 = zeros (LPDSG,1);
Rio1= zeros (LPDSG,1);
Rio2= zeros (LPDSG,1);
Beta1=Datos_MacroEstacion(1,5);
PrecioMacro1=Datos_MacroEstacion(1,6);
Beta2=Datos_MacroEstacion(2,5);
PrecioMacro2=Datos_MacroEstacion(2,6);
%Cálculo de la diferencia de potencia Qi en la microred
for i=1:LPDSG
    disxX=Datos_SmartGrid(i,4)-Datos_SmartGrid(i,5);
    Qi(i,1)=disxX;
end
n1= zeros (LPDSG,1);
n2= zeros (LPDSG,1);
%Cálculo de la distancia a la macro estación 1 y 2
for i=1:nmacro
    CORX=Datos_MacroEstacion(i,2); %Coordenadas x macro estación
    CORY=Datos_MacroEstacion(i,3); %Coordenadas y macro estación
for j=1:LPDSG
    disx0=Datos_SmartGrid(j,2)-CORX;
    disy0=Datos_SmartGrid(j,3)-CORY;
    totalG=sqrt(disx0^2 + disy0^2);
    distancia(j,i)=totalG;
end
end

```



```

% Verificación de que microredes está cercana a la macroestacion1
Precio1 = zeros (LPDSG,1);
Precio2 = zeros (LPDSG,1);
estado1 = zeros (LPDSG,1);
estado2 = zeros (LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if distancia(i,1)<distancia(i,2)
        n1(i,1) = No (i,1);
        distancial(i,1)=distancia(i,1);
        rio1=R*distancial(i,1); % calcular la Rio1
        Rio1(i,1)=rio1;
        Qi1(i,1)=Qi(i,1);
        Precio1(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
        estado1(i,1)=Estado(i,1);
    else
        n2(i,1) = No (i,1);
        distancia2(i,1)=distancia(i,2);
        rio2=R*distancia2(i,1); % calcular la Rio2
        Rio2(i,1)=rio2;
        Qi2(i,1)=Qi(i,1);
        Precio2(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
        estado2(i,1)=Estado(i,1);
    end
end
Qi1(Qi1==0) = []; Rio1(Rio1==0) = []; Precio1(Precio1==0) = [];
estado1(estado1==0) = []; distancial(distancial==0) = []; n1(n1==0)=[];
Qi2(Qi2==0) = []; Rio2(Rio2==0) = []; estado2(estado2==0) = [];
Precio2(Precio2==0) = []; distancia2(distancia2==0) = []; n2(n2==0)=[];
%%LLAMAR FUNCION PARA GRAFICAR A LAS MICROREDES EN EL PLANO
GRAFICA(Datos_SmartGrid,Datos_MacroEstacion,No,A)
pause(1);
%%LLAMAR SUBTURINA COALICION DE MACROESTACIONES
[T1,ven1,comp1]=COALICIONMACROESTACION(Qi1,Rio1,Beta1,U0,Precio1,PrecioMa
cro1,estado1,distancial,n1);
[T2,ven2,comp2]=COALICIONMACROESTACION(Qi2,Rio2,Beta2,U0,Precio2,PrecioMa
cro2,estado2,distancia2,n2);
ven1(ven1==0)=[]; comp1(comp1==0)=[];
ven2(ven2==0)=[]; comp2(comp2==0)=[];
ven=sort([ven1;ven2]);
comp=sort([comp1;comp2]);
[Ttotal]=[T1;T2];
%%ORDENAR LA MATRIZ T PARA EL CALCULO DE COALICIONES ENTRE MICROREDES
[T]=zeros(length(No),length(Ttotal(1,:)));
for i=1:length(Ttotal(:,1))
    for j=1:length(Ttotal(:,1))
        if Ttotal(j,1)==i
            T(i,:)=Ttotal(j,:);
        end
    end
end
end
variable=0;
fin=1;
CONTADOR=1;
contador=1;
vectorpagos=T(:,9);
umbral=Alimentadores(4);

```



```

[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES (CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);
detener=1;

while fin == 1
    msgbox(strcat('-----Iteración numero-----
:#',num2str(CONTADOR)), 'Calculando')
    if CONTADOR==1
        for i=1:length(Matriz(:,1))
            if contador==1
                pagos=1;
            else
                pagos=pagos1;
            end
            [vS,pagos1] =
CalculoCoaliciones (Matriz(i,:), contador,pagos,T,Datos_MacroEstacion,Datos
_SmartGrid,Alimentadores,variable);
            contador=contador+1;
        end
        vectorpagos=[vectorpagos,pagos1];
        vectorpagos=ESTABLECIENDO (Matriz,vectorpagos,CONTADOR);
        ultimopagos=vectorpagos(:,end);
    elseif CONTADOR>1
        COALICIONACEPTADA=[];
        for k=1:length(Matriz(:,1))
            for i=1:1
                if contador==1
                    pagos=1;
                else
                    pagos=ultimopagos;
                end
                [v_S,pagos1]=
CalculoCoaliciones (Matriz(k,:), contador,pagos,T,Datos_MacroEstacion,Datos
_SmartGrid,Alimentadores,variable);
                contador=contador+1;
                coalicionactual=Matriz(k,:);
            end
            comparacion=1;
            for i=1:length(pagos1)
                [z,ultima]=size(vectorpagos);
                if abs(pagos1(i))>abs(vectorpagos(i,ultima))
                    comparacion=0;
                end
            end
            if comparacion == 1
                vectorpagos = [vectorpagos,pagos1];
                COALICIONACEPTADA=coalicionactual;
            else
                xont=xont+1;
                if xont==length(Matriz(:,1))
                    pag_final=[vectorpagos(:,1) vectorpagos(:,end)];
                    hf = figure('MenuBar','none','Name','Pagos','NumberTitle','off');
                    uitable('parent', hf, 'Data', pag_final, 'units', 'normalized',
'position', [0 0 1 1]);
                    %Verificación del funcionamiento del programa
                    close Calculando
                    set(handles.Resultados,'enable','on');
                end
            end
        end
    end
end

```



```

    warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
    pause(30)
    return
end
end
end
[z,ultima]=size(vectorpagos);
ultimopagos=vectorpagos(:,ultima);
pagos=ESTABLECIENDO(COALICIONACEPTADA,vectorpagos,CONTADOR);
[a b]=size(pagos);
if a*b==0
    pag_final=[vectorpagos(:,1) vectorpagos(:,end)];
    hf = figure('MenuBar','none','Name','Pagos','NumberTitle','off');
    uitable('parent', hf, 'Data', pag_final, 'units', 'normalized',
'position', [0 0 1 1]);
    %Verificación del funcionamiento del programa
    close Calculando
    set(handles.Resultados,'enable','on');
    warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok')
    pause(30)
    return
end
end
CONTADOR=CONTADOR+1;
close Calculando
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);
stat=stat+1;
xont=0;
fin=strcmp(CONDICION,'MODIFICABLE');%compara los String y si es correcto
1 caso contrario 0
end
pag_final=[vectorpagos(:,1) vectorpagos(:,end)];
hf = figure('MenuBar','none','Name','Pagos','NumberTitle','off');
uitable('parent', hf, 'Data', pag_final, 'units', 'normalized',
'position', [0 0 1 1]);
%Verificación del funcionamiento del programa
set(handles.Resultados,'enable','on');
warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
pause(30)
end
end
% --- Executes on button press in Editar_tramos.
function Editar_tramos_Callback(hObject, eventdata, handles)
Editar_Tramos
% --- Executes on button press in leer.
function leer_Callback(hObject, eventdata, handles)
global Datos_SmartGrid Datos_MacroEstacion Alimentadores num1 xi yi No A
global Qi1 Rio1 Precio1 distancia1 n1 estado1 Beta1 U0 PrecioMacro1
global Qi2 Rio2 Precio2 distancia2 n2 estado2 Beta2 PrecioMacro2
Datos_SmartGrid=xlsread('MGsDatos.xlsx', 'Datos_SmartGrid');
Datos_MacroEstacion=xlsread('MGsDatos.xlsx', 'Datos_MacroEstacion');
A=xlsread('MGsDatos.xlsx', 'A'); %Matriz que conforma la unión de
micronefes
Alimentadores=xlsread('MGsDatos.xlsx', 'Alimentadores');
No= Datos_SmartGrid(:,1);
set(handles.radiobutton2,'enable','on');

```



```

set(handles.calcular,'enable','on');
numel = length(Datos_SmartGrid(:,1));
xi = Datos_SmartGrid(:,2);
yi = Datos_SmartGrid(:,3);

%% ADQUISICION DE DATOS
LPDSG=length(Datos_SmartGrid(:,1));
nmacro=length(Datos_MacroEstacion(:,1));
R=Alimentadores(1,1);
U0=Alimentadores(1,2);
PrecioEnergia=Datos_SmartGrid(:,6);
Estado=Datos_SmartGrid(:,7);
Qi = zeros(LPDSG,1);
distancia = zeros(LPDSG,2);
distancial= zeros(LPDSG,1);
distancia2= zeros(LPDSG,1);
Qi1 = zeros (LPDSG,1);
Qi2 = zeros (LPDSG,1);
Rio1= zeros(LPDSG,1);
Rio2= zeros(LPDSG,1);
Beta1=Datos_MacroEstacion(1,5);
PrecioMacro1=Datos_MacroEstacion(1,6);
Beta2=Datos_MacroEstacion(2,5);
PrecioMacro2=Datos_MacroEstacion(2,6);
%Cálculo de la diferencia de potencia Qi en la microred
for i=1:LPDSG
    disxX=Datos_SmartGrid(i,4)-Datos_SmartGrid(i,5);
    Qi(i,1)=disxX;
end
n1= zeros(LPDSG,1);
n2= zeros(LPDSG,1);
%Cálculo de la distancia a la macro estación 1 y 2
for i=1:nmacro
    CORX=Datos_MacroEstacion(i,2);
    CORY=Datos_MacroEstacion(i,3);
    for j=1:LPDSG
        disx0=Datos_SmartGrid(j,2)-CORX;
        disy0=Datos_SmartGrid(j,3)-CORY;
        totalG=sqrt(disx0^2 + disy0^2);
        distancia(j,i)=totalG;
    end
end
%% Verificación de que microredes está cercana a la macroestacion1
Precio1 = zeros (LPDSG,1);
Precio2 = zeros (LPDSG,1);
estado1 = zeros (LPDSG,1);
estado2 = zeros (LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if distancia(i,1)<distancia(i,2)
        n1(i,1) = No (i,1);
        distancial(i,1)=distancia(i,1);
        rio1=R*distancial(i,1); % calcular la Rio1
        Rio1(i,1)=rio1;
        Qi1(i,1)=Qi(i,1);
        Precio1(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
        estado1(i,1)=Estado(i,1);
    else

```



```

n2(i,1) = No (i,1);
distancia2(i,1)=distancia(i,2);
rio2=R*distancia2(i,1); % calcular la Rio2
Rio2(i,1)=rio2;
Qi2(i,1)=Qi(i,1);
Precio2(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
estado2(i,1)=Estado(i,1);
end
end
Qi1(Qi1==0) = []; Rio1(Rio1==0) = []; Precio1(Precio1==0) = [];
estado1(estado1==0) = []; distancial1(distancial1==0) = []; n1(n1==0)=[];
Qi2(Qi2==0) = []; Rio2(Rio2==0) = []; estado2(estado2==0) = [];
Precio2(Precio2==0) = []; distancia2(distancia2==0) = []; n2(n2==0)=[];
%%LLAMAR FUNCION PARA GRAFICAR A LAS MICROREDES EN EL PLANO
GRAFICA(Datos_SmartGrid,Datos_MacroEstacion,No,A)
pause(1);
%Verificación del funcionamiento del programa
opc=warndlg('Datos almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
if strcmp(opc,'Ok')==0
    return
end

% --- Executes on button press in calcular.
function calcular_Callback(hObject, eventdata, handles)
global No_cooperativo promperdidas Alimentadores No Datos_SmartGrid
Datos_MacroEstacion
global Qi1 Rio1 Precio1 distancial1 n1 estado1 Beta1 U0 PrecioMacro1
global Qi2 Rio2 Precio2 distancia2 n2 estado2 Beta2 PrecioMacro2
%%BORRAR ARCHIVO Y RESULTADOS PARA UN NUEVO CÁLCULO
delete Coaliciones.xlsx
x={NaN};
n=[];
for i=1:30
    for j=1:7
        n{i,j}=NaN;
    end
end
xlswrite ('Resultados.xlsx',n(:,1:3),'Pagos','A3');
xlswrite('Resultados.xlsx',n(:,1:6),'Macro1','A3');xlswrite('Resultados.x
lsx',n(:,1:6),'Macro2','A3');
xlswrite('Resultados.xlsx',n,'Intercambio','A4');xlswrite('Resultados.xls
x',x,'Intercambio','G3');
xlswrite('Resultados.xlsx',x,'Macro1','G3');xlswrite('Resultados.xlsx',x,
'Macro2','G3');
%LLAMAR SUBTURINA COALICION DE MACROESTACIONES
[T1,ven1,comp1]=COALICIONMACROESTACION(Qi1,Rio1,Beta1,U0,Precio1,PrecioMa
cro1,estado1,distancial1,n1);
xlswrite('Resultados.xlsx',No_cooperativo,'Macro1','A3');%escribimos en
Excel.
xlswrite('Resultados.xlsx',promperdidas,'Macro1','G3');
[T2,ven2,comp2]=COALICIONMACROESTACION(Qi2,Rio2,Beta2,U0,Precio2,PrecioMa
cro2,estado2,distancia2,n2);
xlswrite('Resultados.xlsx',No_cooperativo,'Macro2','A3');%excribimos en
Excel.
xlswrite('Resultados.xlsx',promperdidas,'Macro2','G3');
ven1(ven1==0)=[]; comp1(comp1==0)=[];
ven2(ven2==0)=[]; comp2(comp2==0)=[];

```




```

ven=sort([ven1;ven2]);
comp=sort([comp1;comp2]);
[Ttotal]=[T1;T2];
%%ORDENAR LA MATRIZ T PARA EL CALCULO DE COALICIONES ENTRE MICROREDES
[T]=zeros(length(No),length(Ttotal(1,:)));
for i=1:length(Ttotal(:,1))
    for j=1:length(Ttotal(:,1))
        if Ttotal(j,1)==i
            T(i,:)=Ttotal(j,:);
        end
    end
end
end

variable=0;
fin=1;
CONTADOR=1;
contador=1;
vectorpagos=T(:,9);
umbral=Alimentadores(4);
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);
detener=1;
while fin == 1
    msgbox(strcat('-----Iteración numero-----
: #', num2str(CONTADOR)), 'Calculando')
    if CONTADOR==1
        for i=1:length(Matriz(:,1)) %tamaño de la columna de la matriz
            if contador==1
                pagos=1;
            else
                pagos=pagos1;
            end
            [vS,pagos1] =
CalculoCoaliciones(Matriz(i,:), contador,pagos,T,Datos_MacroEstacion,Datos
_SmartGrid,Alimentadores,variable);
            contador=contador+1;
        end
        vectorpagos=[vectorpagos,pagos1];
        vectorpagos=ESTABLECIENDO(Matriz,vectorpagos,CONTADOR);
        ultimopagos=vectorpagos(:,end);
    elseif CONTADOR>1
        COALICIONACEPTADA=[];
        for k=1:length(Matriz(:,1))
            for i=1:1
                if contador==1
                    pagos=1;
                else
                    pagos=ultimopagos;
                end
                [v_S,pagos1]=
CalculoCoaliciones(Matriz(k,:), contador,pagos,T,Datos_MacroEstacion,Datos
_SmartGrid,Alimentadores,variable);
                contador=contador+1;
                coalicionactual=Matriz(k,:);
            end
            comparacion=1;
        end
    end
end

```



```

for i=1:length(pagos1)
    [z,ultima]=size(vectorpagos);
    if abs(pagos1(i))>abs(vectorpagos(i,ultima))
        comparacion=0;
    end
end

if comparacion == 1
    vectorpagos = [vectorpagos,pagos1];
    COALICIONACEPTADA=coalicionactual;
else
    xont=xont+1;
    if xont==length(Matriz(:,1))
MOSTRAR_RESULTADOS(variable,CONTADOR,vectorpagos,T,Datos_SmartGrid,Alimen
tadores,Datos_MacroEstacion)
        %Verificación del funcionamiento del programa
        close Calculando
        set(handles.Resultados,'enable','on');
        opc=warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
        if strcmp(opc,'Ok')==0
            return
        end
        return
    end
end
end
[z,ultima]=size(vectorpagos);
ultimopagos=vectorpagos(:,ultima);
pagos=ESTABLECIENDO(COALICIONACEPTADA,vectorpagos,CONTADOR);
[a b]=size(pagos);
if a*b==0

MOSTRAR_RESULTADOS(variable,CONTADOR,vectorpagos,T,Datos_SmartGrid,Alimen
tadores,Datos_MacroEstacion)
    %Verificación del funcionamiento del programa
    close Calculando
    set(handles.Resultados,'enable','on');
    opc=warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
    if strcmp(opc,'Ok')==0
        return
    end
    return
end
end
CONTADOR=CONTADOR+1;
close Calculando
[Matriz,CONDICION] =
ARMANDOCOALICIONES(CONTADOR,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);

xont=0;
fin=strcmp(CONDICION,'MODIFICABLE')
end
MOSTRAR_RESULTADOS(variable,CONTADOR,vectorpagos,T,Datos_SmartGrid,Alimen
tadores,Datos_MacroEstacion)
%Verificación del funcionamiento del programa
set(handles.Resultados,'enable','on');
opc=warndlg('Resultados almacenados exitosamente','AVISO','Ok');

```



```

if strcmp(opc, 'Ok')==0
    return
end

% --- Executes on button press in Borrar.
function Borrar_Callback(hObject, eventdata, handles)
set(handles.calcular, 'enable', 'off');
set(handles.Editar_tramos, 'enable', 'off');
set(handles.Resultados, 'enable', 'off');
set(handles.radiobutton2, 'enable', 'off');
clc
clear all
x={NaN};
n=[];
for i=1:30
    for j=1:7
        n{i,j}=NaN;
    end
end
xlswrite('Resultados.xlsx',n(:,1:6), 'Macro1', 'A3');
xlswrite('Resultados.xlsx',n(:,1:6), 'Macro2', 'A3');
xlswrite('Resultados.xlsx',n, 'Intercambio', 'A4');
xlswrite('Resultados.xlsx',x, 'Intercambio', 'G3');
xlswrite('Resultados.xlsx',x, 'Macro1', 'G3');
xlswrite('Resultados.xlsx',x, 'Macro2', 'G3');
xlswrite('Resultados.xlsx',n(:,1:3), 'Pagos', 'A3');
%Verificación del funcionamiento del programa
opc=warndlg('Datos borrados exitosamente', 'AVISO', 'Ok');
if strcmp(opc, 'Ok')
    return;
end

% --- Executes on button press in Resultados.
function Resultados_Callback(hObject, eventdata, handles)
winopen('Resultados.xlsx');
function uipanel1_SelectionChangeFcn(hObject, eventdata, handles)
global ingreso
J=get(hObject, 'String');
switch J
    case 'Intercambio Cooperativo sin restricciones.'
        ingreso=0;
        set(handles.Editar_tramos, 'enable', 'off');
    case 'Intercambio Cooperativo con restricciones.'
        ingreso=1;
        set(handles.Editar_tramos, 'enable', 'on');
end

```

Subrutina Coalicionmacroestacion.

```

function
[T, ven, comp]=COALICIONMACROESTACION(Qi1, Riol, Beta1, U0, Precio1, PrecioMacro
1, estado1, distancia1, n1)
global promperdidas No_cooperativo Numero
%cálculo de Li+ Li-
%Para Li+
Limas1= zeros(length(Riol), 1);
for i=1:length(Riol)
    if Qi1(i,1)<0;

```



```

    limas=((1-Beta1)*U0^2+U0*sqrt((1-Beta1)^2*U0^2-
4*Rio1(i,1)*abs(Qi1(i,1))))/(2*Rio1(i,1));
    Limas1(i,1)=limas;
    else Qi1(i,1)>0;
    limas=(-
(1+Beta1)*U0^2+U0*sqrt((1+Beta1)^2*U0^2+4*Rio1(i,1)*abs(Qi1(i,1))))/(2*Ri
o1(i,1));
    Limas1(i,1)=limas;
    end
end
%Para Li-
Limenos1= zeros(length(Rio1),1);
for i=1:length(Rio1)
    if Qi1(i,1)<0;
        limenos=((1-Beta1)*U0^2-U0*sqrt((1-Beta1)^2*U0^2-
4*Rio1(i,1)*abs(Qi1(i,1))))/(2*Rio1(i,1));
        Limenos1(i,1)=limenos;
    else Qi1(i,1)>0;
        limenos=(-(1+Beta1)*U0^2-
U0*sqrt((1+Beta1)^2*U0^2+4*Rio1(i,1)*abs(Qi1(i,1))))/(2*Rio1(i,1));
        Limenos1(i,1)=limenos;
    end
end
%.....%Li optimo
Lioptimol = min(abs(Limas1),abs(Limenos1));
%Pio perdida
Pio1 = zeros(length(Rio1),1);
for i=1:length(Rio1)
    if Qi1(i,1)>0;
        pio=((Rio1(i,1)*Qi1(i,1)^2)/(U0^2))+Beta1*Qi1(i,1);
        Pio1(i,1)=pio;
    else Qi1(i,1)<0;

pio=((Lioptimol(i,1)*Lioptimol(i,1)*Rio1(i,1))/(U0^2))+Beta1*abs(Lioptimo
1(i,1));
    Pio1(i,1)=pio;
    end
end

%% calculo la u({i})
ven=[];
comp=[];
Uii= zeros(length(Rio1),1);
Numero = zeros(length(Rio1),1);
for i=1:length(Rio1)
    Numero(i,1) = i;
    if estado1(i)==1 %vendedor
        ven(i,1)=n1(i,1);
        uii=(-1)*Precio1(i)*Pio1(i,1);
        Uii(i,1)=uii;
    elseif estado1(i)==-1 %comprador
        comp(i,1)=n1(i,1);
        uii=(-1)*PrecioMacrol*Pio1(i,1);
        Uii(i,1)=uii;
    end
end
end
T=[n1 Qi1 estado1 Rio1 Limas1 Limenos1 Lioptimol Pio1 Uii distancia1];

```



```
No_cooperativo=[n1 Qil Lioptimo1 Pio1 Uii Numero];
promperdidas=sum(Pio1)/length(Pio1);
```

Subrutina ARMANDOCOALICIONES.

```
function [PCSG,estado] =
ARMANDOCOALICIONES (contador,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp)
if contador == 1
[PCSG,estado]=ITERACION1 (contador,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);
elseif contador>1
[PCSG,estado]=COMBINACIONES (contador,Datos_SmartGrid,umbral,ven,comp);
end
end
```

Subrutina ITERACION1.

```
function [matc,estado] = ITERACION1 (contador,matriz,umbral,ven,comp)
elementos=matriz(:,1);
elementos=[elementos elementos];
datosmg=matriz;
hoja=strcat('Coalicion',num2str(contador));
%% Calcular la menor distacia de un vendedor para todos los compradores
if ~isempty(ven) && ~isempty(comp)
asig=[comp zeros(length(comp),1) zeros(length(comp),1)];
for i=1:length(comp)
va=0;
min=umbral;
for j=1:length(ven)
ini=[datosmg(comp(i),2) datosmg(comp(i),3)];
fin=[datosmg(ven(j),2) datosmg(ven(j),3)];
a=norm(fin-ini);
if a<min
va=j;
min=a;
end
end
if va==0;
asig(i,2)=0;
else
asig(i,2)=ven(va,1);
end
asig(i,3)=min;
end

for i=1:length(asig(:,2))
if asig(i,2)==0
asig(i,3)=norm([datosmg(comp(i),2) datosmg(comp(i),3)]);
end
end
salida=asig;

%% eliminar las asignaciones repetidas compradores y verifica al
comprador más cercano del vendedor
for i=1:length(salida(:,1))
uno=salida(i,2);
for j=1:length(salida(:,1))
dos=salida(j,2);
```




```

function
[Coalicion,estado]=COMBINACIONES(contador,datosmg,distanciaU,ven,comp)
global COALICIONES A ingreso No
distanciaU;
estado='MODIFICABLE';
Datos_SmartGrid=datosmg;
[fi,col]=size(datosmg);
if contador == 2
    hoja='coalicion_1';
else
    hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
end
matriz=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
compa=A;
vecompleto=matriz(:,1);
vecompleto(vecompleto==0)=[ ] ;
if length(ven)>0 && length(comp)>0 && length(vecompleto)>0
    combin=combinar(vecompleto,ven,comp,0);
    band=0;coalicion=[];col1=[];col2=[];lineas1=[];
    lineas2=[];combi1=[];r=1;coali=[];lin=[];
    l=1;ecoali=[];coali1=[];coali2=[];
    nuevo=[];nuevo1=[];cont=2;coali3=[];
    comb11=[];o=1; nuevo3=[];cont1=2;var1=[];
    c2=zeros(fi,col);cant=1;cant1=2;conj=[];
    bann1=0;final=[];mty=[];nuevo4=[];

    for i=1:length(combin(:,1))
        col1=matriz(combin(i,1),:);
        col2=matriz(combin(i,2),:);
        col22=col2;col21=col1;
        col21(col21==0)=[ ];col21(1)=[ ];
        col22(col22==0)=[ ];col22(1)=[ ];
        C = horzcat(col21,col22);
        C=C';
        [ven1,com] = vendcomp(C ,datosmg);
        %consideración de restricciones
        if ingreso==1
        if length(ven1)~=0 && length(com)~=0
            for y=1:length(ven1(:,1))
                for m=1:length(com(:,1))
                    if compa(ven1(y),com(m))==1 || compa(com(m),ven1(y))==1
                        nuevo(o,:)=[ven1(y),com(m)];
                        o=o+1;
                    end
                end
            end
        if length(nuevo)~=0
        if length(nuevo(:,1))>=2
            for i=1:length(nuevo(:,1))
                conj=nuevo(i,:);
                for j=cant1:length(nuevo(:,1))
                    if (conj(1,1)==nuevo(j,1) || conj(1,2)==nuevo(j,1)) && i~=j
                        conj=[conj nuevo(j,:)];
                        conj=unique(conj);

                    elseif (conj(1,1)==nuevo(j,2) || conj(1,2)==nuevo(j,2)) && i~=j
                        conj=[conj nuevo(j,:)];

```



```

    conj=unique(conj);

    end
  end
  c1=(length(c2(1,:))-length(conj(1,:)));
  po=zeros(1,c1);
  conj=[conj po];
  c2(cant,:)=conj;
  cant=cant+1;
  cant1=cant1+1;
end
c2=c2(find(sum(c2')>0),:);
cont11=1;
cont22=2;
bar1=[];
bar2=[];
conj1=[];
compa1=[];
for i=cont11:length(c2(:,1))
  conj1=c2(i,:);
  conj1(conj1==0)=[];
  for j=cont22:length(c2(:,1))
    if i~=j
      compa1=c2(j,:);
      compa1(compa1==0)=[];
      a=length(conj1);
      b=length(compa1);
      if a>b
        bar1=compa1;
        bar2=conj1;
      else
        bar1=conj1;
        bar2=compa1;
      end
      end
      var11=0;
      for k=1:length(bar1)
        for m=1:length(bar2)
          if bar1(1,k)==bar2(1,m)
            var11=var11+1;
          end
        end
      end
      if var11>1
        if length(bar1)==var11
          if isequal(bar2,conj1)==1
            c2(j,:)=zeros(1,col);
          else
            c2(i,:)=zeros(1,col);
          end
        end
      end
    end
  end
end
end
end
end
c2=c2(find(sum(c2')>0),:);
mty=c2;
bann1=1;

```




```

else
    pi=zeros(1,6);
    nuevo=[nuevo pi];
    mty=nuevo;
    bann1=1;
end
end
end
if bann1==1
    final=[final;mty];

end
cont=2;cont1=2;r=1;
o=1;lineas1=[];lineas2=[];nuevo1=[];
nuevo=[];nuevo3=[];var1=[];
c2=zeros(fi,col);cant=1;cant1=2;conj=[];bann1=0;
else
    if length(ven1)>0 && length(com)>0
        C;
        comb=combinar(C,ven1,com,1);
        for j=1:length(comb(:,1))
            u=[datosmg(comb(j,1),2) datosmg(comb(j,1),3)];
            v=[datosmg(comb(j,2),2) datosmg(comb(j,2),3)];
            norm(v-u);
            if norm(v-u)>distanciaU
                band=1;
            end
        end
    else
        band=1;
    end
    if band==0
        c=[col1(1) col2(1)];
        coalicion=[coalicion;c];
    end
    band=0;
end
end
if ingreso==1
    final=unique(final,'rows') ;
    for i=1:length(final(:,1))
        coalil(i,1)=i;
    end
    coali2=[coalil final] ;
else
    coalicion;
end
else
    if ingreso==0
        coalicion=[];
    else
        coali2=[];
    end
end
if ingreso==0
if length(coalicion)==0
    estado='OPTIMO';

```



```

Coalicion=[];
else
    estado='MODIFICABLE';
    Coalicion=ELEMENTOSCOALICION(coalicion,contador,Datos_SmartGrid);
end
else
if length(coali2)==0
    estado='OPTIMO';
    Coalicion=[];
else
    estado='MODIFICABLE';
    Coalicion=coali2;
    if contador>2
        hoja1=strcat('coalicion_',num2str(contador-2));
        comparal=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
        compara2=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja1);
        imp=isequal(comparal,compara2);
        if imp==1
            estado='OPTIMO';
            Coalicion=[];
        end
    end
end
end
return
end

```

Subrutina CalculoCoaliciones

```

function
[vS,pagos1]=CalculoCoaliciones(coalicion,contador,pagos,T,Datos_MacroEsta
cion,Datos_SmartGrid,Alimentadores,variable);
global promedio aux PrecioMacro1 PrecioMacro2 n1
coaliTotal=[];
c=[];
v=[];
promedio=0;
precio=Datos_SmartGrid(:,6);
str = coalicion;
str(str==0)=[ ];
Estados = T(:,3);
n=length(Estados);
vendedores=zeros(1,n);
compradores=zeros(1,n);
potencias = T(:,2);
DatosSG = Datos_SmartGrid;
distanciay = DatosSG(:,2);
distanciay = DatosSG(:,3);
CombiPI=[];
Perdidas=T(:,8);
for i=2:length(str)
    if Estados(str(i)) == 1
        vendedores(i)=str(i);
    else
        compradores(i)=str(i);
    end
end
vendedores(vendedores==0) = [];

```



```

compradores (compradores==0) = [];
if length (compradores)==0
else
for i=1:length (compradores)
Pot (i)=potencias (compradores (i));
end
CompraPot=[compradores',Pot'];
[B,k]=sort (CompraPot (:,2));
B=[CompraPot (k) B];
CombiPI = B (:,1)';
end
if length (vendedores)==0
elseif length (compradores)~=0
for i=1:length (vendedores);
DistVend (i)=sqrt ((distanciay (vendedores (i))-
distanciay (CombiPI (1)))^2+(distanciay (vendedores (i))-
distanciay (CombiPI (1)))^2);
end
VendeDisComp1=[vendedores',DistVend'];
[C,d]=sort (VendeDisComp1 (:,2));
C=[VendeDisComp1 (d) C];
vendedores=C (:,1)';
end
x = length (compradores);
y = length (vendedores);
b = length (CombiPI);
alimentadores = Alimentadores;
datosMacroE = Datos_MacroEstacion;
R = alimentadores (:,1);
Uo = alimentadores (:,2);
U1 = alimentadores (:,3);
Du = alimentadores (:,4);
B = datosMacroE (1,5);
Rio = T (:,4);
vS = zeros (b+5,1);
%%variables de control
imprime=0;ven_com=0;macr_com=0;ven1_com1=0;ven_macr=0;
k =1;i=1;j=1;p=1;VecPerdidasfin1=[];
VecPerdidas=[0;0;0];
%%
if y==0 || x==0
vS=0;
else
while i<=y
while j<=b
posv = vendedores (i);
posc = CombiPI (j);
AQ = potencias (posv)-abs (potencias (posc));
coalicionv (p)=posv;
coalicionc (p)=posc;
p=p+1;
if AQ<=0
ven_com =precio (vendedores (i));
Disv_c = sqrt ((distanciay (posv)-
distanciay (posc))^2+(distanciay (posv)-distanciay (posc))^2);
Rv_c = (Disv_c*R);
%cálculo del flujo de potencia entre vendedor y comprador

```



```

Lipos = abs((-
U1^2+U1*sqrt(U1^2+4*abs(potencias(posv))*Rv_c)/(2*Rv_c));
Lineg = abs((-U1^2-
U1*sqrt(U1^2+4*abs(potencias(posv))*Rv_c)/(2*Rv_c));
if Lipos>Lineg
    Li = abs(Lineg);
else
    Li = abs(Lipos);
end
Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
Pjo=0;
Pio=0;
DefiPot = abs(abs(potencias(posc))-Li);
potencias(posc)=DefiPot;
i=i+1;
if i>y
    %'Comprador se debe unir a Macro Estación'
    Ljpos = abs((((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
    Ljneg = abs((((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-B)^2*Uo^2)-
4*Rio(posc)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posc)));
    if Ljpos>Ljneg
        Lj = abs(Ljneg);
    else
        Lj = abs(Ljpos);
    end
    Pjo = ((Rio(posc)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
    Pio = 0;
    for r=1:length(n1(:,1))
        if CombiPI(j)==n1(r,1)
            imprime=1;
        end
    end
    if imprime==1
        macr_com=PrecioMacro1;
    else
        macr_com=PrecioMacro2;
        imprime=0;
    end

    uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)*ven_com+abs(Pjo)*macr_com+abs(Pio));
    k=k+1;
    coalicionv(p)=0;
    coalicionc(p)=CombiPI(j);
    p=p+1;
    VecPerdidasfin1=[Pij,0;0,Pjo;0,0]';
    if j<b
        for indice=1:b-j
            coalicionv(p)=0;
            coalicionc(p)=CombiPI(j+indice);
            p=p+1;
            vec=[0 Perdidas(j+indice) 0];
            VecPerdidasfin1=[VecPerdidasfin1;vec];
        end
    end
    i=y+1;
    j=b+1;

```



```

end
VecPerdidas1=[Pij;Pjo;Pio];
if Pjo~=0
    VecPerdidas1=VecPerdidasfin1';
end

else
    ven1_com1=precio(vendedores(i));
    Disv_c = sqrt((distanciay(posv)-
    distanciay(posc))^2+(distanciay(posv)-distanciay(posc))^2);
    Rv_c = (Disv_c*R);
    Lipos = abs((U1^2+U1*sqrt(U1^2-4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
    Lineg = abs((U1^2-U1*sqrt(U1^2-4*potencias(posc)*Rv_c))/(2*Rv_c));
    if Lipos>Lineg
        Li = abs(Lineg);
    else
        Li = abs(Lipos);
    end
    Pij = ((Rv_c*Li^2)/U1^2);
    Pjo = 0;
    Pio = 0;
    DefiPot = abs(abs(potencias(posv))-abs(potencias(posc))-Pij);
    potencias(posv)=DefiPot;
    j=j+1;
    if j>b
        %'Vendedor vende a Macro Estación'
        ven_macr=precio(vendedores(i));
        coalicionc(p)=0;
        coalicionv(p)=posv;
        p=p+1;
        Ljpos = abs(((1-B)*Uo^2)+Uo*sqrt(((1-
    B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posv));
        Ljneg = abs(((1-B)*Uo^2)-Uo*sqrt(((1-
    B)^2*Uo^2)+4*Rio(posv)*abs(DefiPot)))/(2*Rio(posv));
        if Ljpos>Ljneg
            Lj = abs(Ljneg);
        else
            Lj = abs(Ljpos);
        end
        Pio = ((Rio(posv)*Lj^2)/Uo^2)+(B*Lj);
        Pjo = 0;
        uS_PI(k)= (-1)*(abs(Pij)* ven1_com1+abs(Pjo)+abs(Pio)*ven_macr);
        k=k+1;
        VecPerdidasfin1=[Pij,0;0,0;0,0,Pio]';
        if i<y
            for indice=1:y-i
                coalicionc(p)=0;
                coalicionv(p)=vendedores(i+indice);
                p=p+1;
                vec=[0 0 Perdidas(i+indice)];
                VecPerdidasfin1=[VecPerdidasfin1;vec];
            end
        end

        j=b+1;
        i=y+1;

```



```

    end
    VecPerdidas1=[Pij;Pjo;Pio];
    if Pio~=0
        VecPerdidas1=VecPerdidasfin1';
    end
end
end
coaliTotal=[coalicionv;coalicionc];
VecPerdidas=[VecPerdidas VecPerdidas1];
end
end
%rutas de coalición
RUTAS = coaliTotal';
uS_PI;
vS = (max(max(uS_PI)));
end
if variable==0
%CALCULO DE ALFA Y FI.
Uii = T(:,9);
suma=0;
str(1)=[];
if contador==1
    pagos1=zeros(length(Uii),1);
else
    pagos1=pagos;
end

if vS==0 % En el caso que solo se conecte con la macro
    pagos1(str(1))=Uii(str(1));
else
    for i=1:length(str)
        suma=0;
        for j=1:length(str)
            suma=Uii(str(j))+suma;
        end
        alfa=Uii(str(i))/suma;
        pagos1(str(i))=alfa*vS;
    end
end
else
    sum1=0; sum2=0;sum=0; num1={0};
    if y==0 && aux==0 %'La coalición está formado por un solo elemento y
compra a la macro
        vS=0;
        t1=[0 compradores 0 0 Perdidas(compradores)];
        aux=aux+4;
        mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
        xlswrite('Resultados.xlsx',t1,'Intercambio',mapper(1,aux));
        sum1=(Perdidas(compradores));
        contador=1;
        promedio=[sum1,contador];
        aux=aux+1;
    elseif y==0 && aux>0
        vS=0;
        t1=[0 compradores 0 0 Perdidas(compradores)];
        mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
        xlswrite('Resultados.xlsx',t1,'Intercambio',mapper(1,aux));

```



```

sum1=(Perdidas(compradores));
contador=1;
promedio=[sum1,contador];
aux=aux+1;
elseif x==0 && aux==0%La coalición está formada por un solo elemento y
vende a la macro
vS=0;
t2=[vendedores 0 0 0 Perdidas(vendedores)];
aux=aux+4;
mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
xlswrite('Resultados.xlsx',t2,'Intercambio',mapper(1,aux));
sum2=(Perdidas(vendedores));
contador=1;
promedio=[sum2,contador];
aux=aux+1;
elseif x==0 && aux>0
vS=0;
t2=[vendedores 0 0 0 Perdidas(vendedores)];
mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
xlswrite('Resultados.xlsx',t2,'Intercambio',mapper(1,aux));
sum2=(Perdidas(vendedores));
contador=1;
promedio=[sum2,contador];
aux=aux+1;
elseif aux==0
c=coaliTotal';
v=VecPerdidas';
v(1,:)=[];
t3=[c v];
aux=aux+4;
mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
xlswrite('Resultados.xlsx',t3,'Intercambio',mapper(1,aux));
contador=0;
for i=1:length(v(:,1))
for j=1:length(v(1,:))
if v(i,j)~=0
v(i,j)=abs(v(i,j));
sum=sum+v(i,j);
contador=contador+1;
end
end
end
promedio=[sum,contador];
aux=aux+length(t3(:,1));
elseif aux>0
c=coaliTotal';
v=VecPerdidas';
v(1,:)=[];
t3=[c v];
mapper = @(x,y) strcat(char(64 + x),num2str(y));
xlswrite('Resultados.xlsx',t3,'Intercambio',mapper(1,aux));
contador=0;
for i=1:length(v(:,1))
for j=1:length(v(1,:))
if v(i,j)~=0
v(i,j)=abs(v(i,j));
sum=sum+v(i,j);

```



```

        contador=contador+1;
    end
end
end
promedio=[sum, contador];
aux=aux+length(t3(:,1));
end
end

```

Subrutina combinar

```

function combin=combinar(vecompleto, ven, comp, caso)
caso;
if caso==1
Vcombt=nchoosek(vecompleto,2);
if length(ven)>=2
VcomV=nchoosek(ven,2);
else
VcomV=[ven,0];
end
if length(comp)>=2
VcomC=nchoosek(comp,2);
else
VcomC=[comp,0];
end
% elimina las combinaciones repetidas los vendedores y compradores
for i=1:length(Vcombt(:,1))
for j=1:length(VcomV(:,1))
if Vcombt(i,1)==VcomV(j,1) && Vcombt(i,2)==VcomV(j,2)
Vcombt(i,:)=0;
end
end
for j=1:length(VcomC(:,1))
if Vcombt(i,1)==VcomC(j,1) && Vcombt(i,2)==VcomC(j,2)
Vcombt(i,:)=0;
end
end
end
length(Vcombt(:,1));
aux1=Vcombt(:,1);
aux2=Vcombt(:,2);
aux2(aux2==0)=[];aux1(aux1==0)=[];
combin(:,1)=aux1;combin(:,2)=aux2;
else
caso;
combin=nchoosek(vecompleto,2);
end
end

```

Subrutina elementos de coalición.

```

function [N] = ELEMENTOSCOALICION( matc ,contador,Datos_SmartGrid)
N=[];
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
coalicionant=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
coalicionant(:,1)=[];
for i=1:length(matc(:,1));
vect=matc(i,:);
n=[];
for j=1:length(vect);

```




```

    n1=coalicionant(vect(j),:);
    n=[n1 n];
end
N=[N;n];
end
a=[];
for i=1:length(N(:,1))
    a(i)=i;
end
N=[a' N];
for k=1:length(N(:,1))
    N(k,1)=k;
end
N;
end

```

Subrutina estableciendo.

```

function [pagos] = ESTABLECIENDO(mat,pagos,contador)
matc=mat;
cambios=[];
if contador==1
    a=length(mat(:,1));
    for i=1:a
        for j=2:length(mat(i,:))
            if mat(i,j)~=0
                if abs(pagos(mat(i,j),2))> abs(pagos(mat(i,j),1)) %%%posible error
de decimales de matlab
                    for k=3:length(mat(i,:))
                        if mat(i,k)~=0
                            cambios(end+1)=i;
                            nuevo=zeros(1,length(mat(i,:)));
                            nuevo(2)=mat(i,k);
                            mat(i,k)=0;
                            mat=[mat;nuevo];
                        end
                    end
                end
            end
        end
    end
    %regresando el vector de pagos al estado anterior en caso de que la
coalición no mejoro el pago de los Smart grids
    for i=1:length(cambios)
        a=matc(cambios(i),:);
        for j=2:length(a);
            if a(j)>0
                pagos(a(j),2)=pagos(a(j),1);
            end
        end
    end
end

%% Contador mayor que uno
else
    hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador-1));
    coalicionant=xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
    mat(mat==0)=[];

```



```

[c d]=size(mat);
if c*d==0
    pagos=[];
    return
end
for i=2:length(mat)
    for j=1:length(coalicionant(:,1))
        for k=2:length(coalicionant(1,:))
            if coalicionant(j,k)== mat(i)
                coalicionant(j,:)=zeros(1,length(coalicionant(1,:)));
            end
        end
    end
end
end

%elimina los ceros de la matriz
for i=length(coalicionant(:,1))-1:1
    if coalicionant(i,2)==0
        coalicionant(i,:)=[];
    end
end
[p q]=size(coalicionant);
if p*q==0
    pagos=[];
    disp('No existen mas coaliciones posibles.')
```

```

    return
end
nuevo=zeros(1,length(coalicionant(1,:)));
for i=2:length(mat)
    nuevo(i)=mat(i);
end
mat=[coalicionant;nuevo];
end
for i=1:length(mat(:,1))
    mat(i,1)=i;
end
mat;
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador));
xlswrite('Coaliciones.xlsx',mat,hoja);
end
```

Subrutina gráfica.

```

function GRAFICA(Datos_SmartGrid,Datos_MacroEstacion,No,A)
global n1 n2
%% UBICACION DE CADA MICRORED Y MACROESTACION
X=Datos_SmartGrid(:,2);
Y=Datos_SmartGrid(:,3);
c=Datos_SmartGrid(:,7);
xo=Datos_MacroEstacion(1,2);
yo=Datos_MacroEstacion(1,3);
x0=Datos_MacroEstacion(2,2);
y0=Datos_MacroEstacion(2,3);
mitadx=(xo+x0)/2;
mitady=(yo+y0)/2;
figure
title('Visualizacion de Vendedores y Compradores')
ylabel('Distancia Y')
```



```

xlabel('Distancia X')
text(xo+0.15,yo+0.15,strcat('Macro1'),'Color','m','FontWeight','bold')
text(xo+0.15,yo+0.15,strcat('Macro2'),'Color','r','FontWeight','bold')
hold on
p5=plot(mitadx,mitady,'r*');
p2= plot(xo,yo,'mo','linewidth',1.5);
p4= plot(x0,y0,'o','Color',[1 0 0],'linewidth',1.5);
for i=1:length (n1(:,1))
    if A(n1(i,1),n1(i,1))==1
        P1=[xo yo];
        P2=[Datos_SmartGrid(No(n1(i)),2) Datos_SmartGrid(No(n1(i)),3)];
        plot([P1(1) P2(1)],[P1(2) P2(2)],'k:')
    end
end
for i=1:length (n2(:,1))
    if A(n2(i,1),n2(i,1))==1
        P1=[x0 y0];
        P2=[Datos_SmartGrid(No(n2(i)),2) Datos_SmartGrid(No(n2(i)),3)];
        plot([P1(1) P2(1)],[P1(2) P2(2)],'k:')
    end
end
for i=1:length(No(:,1))
    for j=2:length(No(:,1))
        if A(No(i),No(j))==1
            P1=[Datos_SmartGrid(No(i),2) Datos_SmartGrid(No(i),3)];
            P2=[Datos_SmartGrid(No(j),2) Datos_SmartGrid(No(j),3)];
            plot([P1(1) P2(1)],[P1(2) P2(2)],'k:')
        end
    end
end
hold on
for i=1:length(X)
    if c(i)== -1

text(X(i)+0.15,Y(i)+0.15,num2str(i),'Color','k','FontSize',10,'FontWeight
','bold')
    x=X(i);
    y=Y(i);
    p1 = plot(x,y,'gs','linewidth',1.5);
    %Grafico de comprador
    else
text(X(i)+0.15,Y(i)+0.15,num2str(i),'Color','k','FontSize',10,'FontWeight
','bold')
    x=X(i);
    y=Y(i);
    p3 = plot(x,y,'b^','linewidth',1.5);
    %Grafico de vendedor
    end
axis([-10,10,-10,10])
end
grid off
legend ([p1 p2 p3 p4 p5], 'Comprador', 'Macro Estacion1', 'Vendedor',
'Macro Estacion2','Punto')
end

```

Subrutina mostrar resultados.



```

function
MOSTRAR_RESULTADOS (variable,CONTADOR,vectorpagos,T,Datos_SmartGrid,Alimen
tadores,Datos_MacroEstacion)
global promedio aux n1 n2 No
aux=0;
variable=variable+1;
contador=CONTADOR-1;
pagosfinal=vectorpagos;
hoja=strcat('coalicion_',num2str(contador));
matriz = xlsread('Coaliciones.xlsx',hoja);
disp('*****
*****');
disp('COALICIONES REALIZADAS');
disp('No  Miembros de la coalicion');
disp(matriz);
disp('*****
*****');
suma=0;
div=0;
for i=1:length(matriz(:,1))
[estadooos]=CalculoCoaliciones(matriz(i,:),contador,pagosfinal,T,Datos_Ma
croEstacion,Datos_SmartGrid,Alimentadores,variable);
    suma=promedio(1)+suma;
    div=promedio(2)+div;
end
xlswrite ('Resultados.xlsx',suma/div,'Intercambio','G3');
vini=xlsread ('Resultados.xlsx','Intercambio'); vini=vini(2:end,1:5);
flujos=zeros(length(vini),1);
perdidass=vini(:,3)+vini(:,4)+vini(:,5);
demandas=Datos_SmartGrid(:,4)+Datos_SmartGrid(:,5);
n=0;

for i=1:length(vini(:,1))
    if vini(i,1)~=0 && vini(i,2)~=0
        if demandas(vini(i,1))>=demandas(vini(i,2))
            flujos(i,1)=demandas(vini(i,2));
            demandas(vini(i,1))=demandas(vini(i,1))-demandas(vini(i,2))-
perdidass(i,1);
            if demandas(vini(i,1))>0
                n=n+1;
            end
        elseif demandas(vini(i,1))<=demandas(vini(i,2))
            flujos(i,1)=demandas(vini(i,1))-perdidass(i,1);
            demandas(vini(i,2))=demandas(vini(i,2))-flujos(i,1);
            if demandas(vini(i,2))>0
                n=n+1;
            end
        end
    elseif n>=1 && vini(i,1)==0
        flujos(i,1)=demandas(vini(i-1,2));
        n=0;
    elseif n>=1 && vini(i,2)==0
        flujos(i,1)=demandas(vini(i-1,1))-perdidass(i,1);
        n=0;
    elseif vini(i,1)==0 && n==0
        flujos(i,1)=demandas(vini(i,2));
    elseif vini(i,2)==0 && n==0

```



```

    flujos(i,1)=demandas(vini(i,1));
end
end
xlswrite ('Resultados.xlsx',flujos,'Intercambio','F4');
vini=vini(:,1:2);
vfin={};
for i=1:length(vini(:,1))
    if vini(i,1)==0
        for j=1:length(n1)
            if vini(i,2)==n1(j)
                vfin{i,1}='Macro 1';
                vfin{i,2}=num2str(vini(i,2));
            end
        end
        for j=1:length(n2)
            if vini(i,2)==n2(j)
                vfin{i,1}='Macro 2';
                vfin{i,2}=num2str(vini(i,2));
            end
        end
    elseif vini(i,2)==0
        for j=1:length(n1)
            if vini(i,1)==n1(j)
                vfin{i,2}='Macro 1';
                vfin{i,1}=num2str(vini(i,1));
            end
        end
        for j=1:length(n2)
            if vini(i,1)==n2(j)
                vfin{i,2}='Macro 2';
                vfin{i,1}=num2str(vini(i,1));
            end
        end
    elseif vini(i,1)~=0 && vini(i,2)~=0
        vfin{i,1}=num2str(vini(i,1));
        vfin{i,2}=num2str(vini(i,2));
    end
end
xlswrite ('Resultados.xlsx',vfin,'Intercambio','A4');
xlswrite ('Resultados.xlsx',pagosfinal(:,1),'Pagos','B3');
xlswrite ('Resultados.xlsx',No,'Pagos','A3');
xlswrite ('Resultados.xlsx',pagosfinal(:,end),'Pagos','C3');
end

```

Subrutina número_microredes.

```

function varargout = Numero_microredes(varargin)
% Begin initialization code - DO NOT EDIT
gui_Singleton = 1;
gui_State = struct('gui_Name', mfilename, ...
    'gui_Singleton', gui_Singleton, ...
    'gui_OpeningFcn', @Numero_microredes_OpeningFcn, ...
    'gui_OutputFcn', @Numero_microredes_OutputFcn, ...
    'gui_LayoutFcn', [] , ...
    'gui_Callback', []);
if nargin && ischar(varargin{1})
    gui_State.gui_Callback = str2func(varargin{1});
end

```



```

if nargin
    [varargout{1:nargout}] = gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
else
    gui_mainfcn(gui_State, varargin{:});
end
% End initialization code - DO NOT EDIT

% --- Executes just before Numero_microredes is made visible.
function Numero_microredes_OpeningFcn(hObject, eventdata, handles,
varargin)
% Choose default command line output for Numero_microredes
handles.output = hObject;
% create an axes that spans the whole gui
a = axes('unit', 'normalized', 'position', [0 0 1 1]);
% import the background image and show it on the axes
bg = imread('fondo.jpg'); imagesc(bg);
% prevent plotting over the background and turn the axis off
set(a, 'handlevisibility', 'off', 'visible', 'off')
% making sure the background is behind all the other uicontrols
uistack(a, 'bottom');
% Update handles structure
guidata(hObject, handles);
% --- Outputs from this function are returned to the command line.
function varargout = Numero_microredes_OutputFcn(hObject, eventdata,
handles)
% Get default command line output from handles structure
varargout{1} = handles.output;
% --- Executes on button press in Aceptar.
function Aceptar_Callback(hObject, eventdata, handles)
global numel Datos_SmartGrid xi yi nume Datos_MacroEstacion Alimentadores
No A
global Qi1 Rio1 Precio1 distancia1 n1 estado1 Beta1 U0 PrecioMacro1
global Qi2 Rio2 Precio2 distancia2 n2 estado2 Beta2 PrecioMacro2
numel= str2double(get(handles.numicro, 'String'));
Bet1=str2double(get(handles.m1, 'String'));Bet2=str2double(get(handles.m2,
'String'));
Res=str2double(get(handles.Alim1, 'String'));
VoltM=str2double(get(handles.Alim2, 'String'));
VoltB=str2double(get(handles.Alim4, 'String'));
DistU=str2double(get(handles.Alim4, 'String'));
if isnan(numel)==1 || numel==0 || numel>=30 || isnan(Bet1)==1 ||
isnan(Bet2)==1 ...
    || isnan(Res)==1 || isnan(VoltM)==1 || isnan(VoltB)==1 ||
isnan(DistU)==1 ...
    || Bet1>3 || Bet2>3 || Bet1==0 || Bet2==0 || VoltM==0 || VoltB==0 ...
    || DistU==0 || VoltM>230 || VoltB>69 || DistU>10 || Bet1<1.5 ||
Bet2<1.5 ...
    || rem(numel, fix(numel))~= 0
    errordlg('Error algún dato inválido o vacío', 'Error')
else
%Creación de valores aleatorios
Bet1=Bet1/100;
Bet2=Bet2/100;
nume=floor(numel);
n=[];
estad=[];

```



```

xi=5.5*rand(ume,1);
yi=4*rand(ume,1); qi=100*randn(ume,1);
potencia=zeros(1,ume);
demanda=zeros(1,ume);
for i=1:length(qi)
    if qi(i)>0
        potencia(i)=qi(i);
    else
        demanda(i)=-qi(i);
    end
end
if ~isempty(potencia) && ~isempty(demanda)
    potencia=potencia';
    demanda=demanda';
else
    qi=100*randn(ume,1);
    for i=1:length(qi)
        if qi(i)>0
            potencia(i)=qi(i);
        else
            demanda(i)=-qi(i);
        end
    end
    potencia=potencia';
    demanda=demanda';
end
signox=randi(2,ume,1);
signoy=randi(2,ume,1);
precio=rand(ume,1);
for i=1:ume
    n(i)=i;
    if potencia(i)-demanda(i)>0
        estad(i)=1;
    else
        estad(i)=-1;
    end
    if signox(i)==2
        signox(i)=-1;
        xi(i)=xi(i)*signox(i);
    end
    if signoy(i)==2
        signoy(i)=-1;
        yi(i)=yi(i)*signoy(i);
    end
end
Datos_SmartGrid=[n' xi yi potencia demanda precio estad' n']
%% eliminamos posibles posiciones aleatorias repetidas
elim=[];
for i=1:length(Datos_SmartGrid(:,1))
    for j=i+1:length(Datos_SmartGrid(:,1))
        if Datos_SmartGrid(i,2)==Datos_SmartGrid(j,2) &&
Datos_SmartGrid(i,3)==Datos_SmartGrid(j,3)
            elim(end+1)=i;
        end
    end
end
if ~isempty(elim)

```



```

for i=1:length(elim)
    Datos_SmartGrid(elim(i),:)=zeros(1,length(Datos_SmartGrid(1,:)));
end
end

for i=length(Datos_SmartGrid(:,1)):-1:1
    if Datos_SmartGrid(i,2)==0;
        Datos_SmartGrid(i,:)=[];
    end
end

for i=1:length(Datos_SmartGrid(:,1))
    Datos_SmartGrid(i,1)=i;
end
if length(Datos_SmartGrid(:,1))> numel
    Datos_SmartGrid=Datos_SmartGrid(1:(numel),:);
end
xm1=5.5*randn(1,1);ym1=2.5*randn(1,1);xm2=-2.5*randn(1,1);ym2=-
1*randn(1,1);
Pot1=100; Pot2=200;
precl=rand(1,1); prec2=rand(1,1);
Datos_MacroEstacion=[0 xm1 ym1 Pot1 Bet1 precl;0 xm2 ym2 Pot2 Bet2
prec2];
Alimentadores=[Res VoltM VoltB DistU];
A=zeros( nume, nume);
No= Datos_SmartGrid(:,1);

%% ADQUISICION DE DATOS
LPDSG=length(Datos_SmartGrid(:,1));
nmacro=length(Datos_MacroEstacion(:,1));
R=Alimentadores(1,1);
U0=Alimentadores(1,2);
PrecioEnergia=Datos_SmartGrid(:,6);
Estado=Datos_SmartGrid(:,7);
Qi = zeros(LPDSG,1);
distancia = zeros(LPDSG,2);
distancial= zeros(LPDSG,1);
distancia2= zeros(LPDSG,1);
Qi1 = zeros(LPDSG,1);
Qi2 = zeros(LPDSG,1);
Rio1= zeros(LPDSG,1);
Rio2= zeros(LPDSG,1);
Beta1=Datos_MacroEstacion(1,5);
PrecioMacro1=Datos_MacroEstacion(1,6);
Beta2=Datos_MacroEstacion(2,5);
PrecioMacro2=Datos_MacroEstacion(2,6);
%Cálculo de la diferencia de potencia Qi en la microrred
for i=1:LPDSG
    disxX=Datos_SmartGrid(i,4)-Datos_SmartGrid(i,5);
    Qi(i,1)=disxX;
end
n1= zeros(LPDSG,1);
n2= zeros(LPDSG,1);
for i=1:nmacro
    CORX=Datos_MacroEstacion(i,2);
    CORY=Datos_MacroEstacion(i,3);

```




```

for j=1:LPDSG
    disx0=Datos_SmartGrid(j,2)-CORX;
    disy0=Datos_SmartGrid(j,3)-CORY;
    totalG=sqrt(disx0^2 + disy0^2);
    distancia(j,i)=totalG;
end
end
%% Verificación de que microredes está cercana a la macroestacion1
Precio1 = zeros (LPDSG,1);
Precio2 = zeros (LPDSG,1);
estado1 = zeros (LPDSG,1);
estado2 = zeros (LPDSG,1);
for i=1:LPDSG
    if distancia(i,1)<distancia(i,2)
        n1(i,1) = No (i,1);
        distancial(i,1)=distancia(i,1);
        rio1=R*distancial(i,1); % calcular la Rio1
        Rio1(i,1)=rio1;
        Qi1(i,1)=Qi(i,1);
        Precio1(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
        estado1(i,1)=Estado(i,1);
    else
        n2(i,1) = No (i,1);
        distancia2(i,1)=distancia(i,2);
        rio2=R*distancia2(i,1); % calcular la Rio2
        Rio2(i,1)=rio2;
        Qi2(i,1)=Qi(i,1);
        Precio2(i,1)=PrecioEnergia(i,1);
        estado2(i,1)=Estado(i,1);
    end
end
end
%% Quita ceros de cada vector
Qi1(Qi1==0) = []; Rio1(Rio1==0) = []; Precio1(Precio1==0) = [];
estado1(estado1==0) = []; distancial(distancial==0) = []; n1(n1==0)=[];
Qi2(Qi2==0) = []; Rio2(Rio2==0) = []; estado2(estado2==0) = [];
Precio2(Precio2==0) = []; distancia2(distancia2==0) = []; n2(n2==0)=[];

%%LLAMAR FUNCION PARA GRAFICAR MICROREDES EN EL PLANO
close Numero_microredes
GRAFICA(Datos_SmartGrid,Datos_MacroEstacion,No,A)
pause(1);
%Verificacion del funcionamiento del programa
opc=warndlg('Datos almacenados exitosamente','AVISO','Ok');
if strcmp(opc,'Ok')==0
    return
end
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function m2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function m1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))

```



```

    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function Alim3_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function Alim4_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function numicro_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end
% --- Executes during object creation, after setting all properties.
function Alim1_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

function Alim2_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject, 'BackgroundColor'),
get(0, 'defaultUiControlBackgroundColor'))
    set(hObject, 'BackgroundColor', 'white');
end

%SELECCION DEL CONDUCTOR PARA LOS ALIMENTADORES.
function calibre_Callback(hObject, eventdata, handles)
a=get(hObject, 'Value');
if a==1
    calibre=0.394;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==2
    calibre=0.312;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==3
    calibre=0.248;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==4
    calibre=0.198;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==5
    calibre=0.167;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==6
    calibre=0.139;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);
elseif a==7
    calibre=0.12;
    set(handles.Alim1, 'String', calibre);

```



```
elseif a==8
    calibre=0.105;
    set(handles.Alim1,'String',calibre);
elseif a==9
    calibre=0.095;
    set(handles.Alim1,'String',calibre);
end
function calibre_CreateFcn(hObject, eventdata, handles)
if ispc && isequal(get(hObject,'BackgroundColor'),
get(0,'defaultUicontrolBackgroundColor'))
    set(hObject,'BackgroundColor','white');
end
```

Subrutina vendcom.

```
function [vendedor,comprador] = vendcomp(elementos,datosmg)
vendedor=[];
comprador=[];
datosmg;
elementos;
for i=1:length(elementos(:,1))
    s1=0;
    s2=0;
    s1=s1+datosmg(elementos(i,1),4);
    s2=s2-datosmg(elementos(i,1),5);
    if s1+s2<0
        comprador(end+1)=datosmg(elementos(i,1),1);
    elseif s1+s2>0
        vendedor(end+1)=datosmg(elementos(i,1),1);
    end;
end
vendedor=vendedor';
comprador=comprador';
end
```