

**INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
UNA FORMULACIÓN MATEMÁTICA BINIVEL**

JHONATAN ESTEBAN TABARES ARIAS

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA, 2020**

**INTEGRACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA
EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO
UNA FORMULACIÓN MATEMÁTICA BINIVEL**

JHONATAN ESTEBAN TABARES ARIAS

**PROYECTO PRESENTADO COMO REQUISITO
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIRIGIDO POR:
RICARDO A. HINCAPIÉ ISAZA**

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PEREIRA, 2020

Resumen

Este proyecto de grado presenta una metodología para solucionar el problema de la ubicación óptima de generadores distribuidos (GD) en sistemas de distribución cuando estos elementos no son propiedad del Operador de Red (OR), considerando un modelo matemático binivel que lleva en cuenta en los niveles superior e inferior los intereses del propietario de los GD y el OR, respectivamente.

Bajo esta situación, ambos agentes buscan tener el mayor beneficio posible. Sin embargo, la ubicación de los GD en ciertos puntos de la red puede causar un conflicto entre ambos agentes debido a que el beneficio puede ser mejor para un participante que para el otro. Por lo anterior, esta metodología considera como conflicto entre estos dos agentes (propietario de los GD y el OR) el tamaño y la localización de los GD, es decir, la incidencia que tiene el flujo de potencia que inyectan estos elementos a la red y el lugar en que lo hacen. La idea principal de este enfoque es hallar una solución global conjunta que permita obtener un equilibrio que beneficie a ambos agentes participantes.

Con el fin de considerar diferentes escenarios, se proponen dos diferentes modelos matemáticos binivel:

- Modelo 1: en el nivel superior lleva en cuenta el beneficio económico de los GD (venta de energía menos costo de inversión en GD) y en el nivel inferior los beneficios económicos del OR (venta de energía menos costo de pérdidas de energía).
- Modelo 2: en el nivel superior involucra el beneficio económico de los GD (venta de energía menos costo de inversión en GD) y en el nivel inferior los beneficios económicos del OR asociados solamente al costo de las pérdidas de energía.

Ambos modelos binivel son del tipo no lineal entero mixto y son solucionados usando un algoritmo evolutivo. Para verificar la eficiencia de la metodología propuesta se emplean dos sistemas de prueba de diferentes tamaños, donde los resultados obtenidos muestran la eficiencia de la metodología propuesta.

Tabla de Contenido

Nomenclatura y notaciones	1
1. Introducción	3
2. Formulación matemática	7
2.1. Optimización binivel	7
2.1.1. Formulación general	7
2.1.2. Orden del juego	9
2.2. Modelo binivel propuesto	9
2.2.1. Modelo matemático 1	14
2.2.2. Modelo matemático 2	14
3. Metodología propuesta	15
3.1. Algoritmo genético propuesta por Chu y Beasley	15
3.1.1. Codificación	15
3.1.2. Población inicial	16
3.1.3. Operadores genéticos	16
3.1.4. Evaluación de las configuraciones	18
3.1.5. Criterio de parada del AGCB	18
3.1.6. Diagrama de bloques del AGCB	18
3.2. Metodología general	19
4. Aplicación y resultados	20
4.1. Descripción de los sistemas de prueba	22
4.1.1. Sistema de prueba 1	22
4.1.2. Sistema de prueba 2	23
4.2. Resultados obtenidos	24
4.2.1. Sistema de prueba 1	24
4.2.2. Sistema de prueba 2	26
4.3. Discusión de los resultados	29
4.3.1. Sistema de prueba 1	29
4.3.2. Sistema de prueba 2	30
4.3.3. Comentarios generales	31
5. Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros	32
5.1. Conclusiones	32
5.2. Recomendaciones y trabajos futuros	33
Bibliografía	34
Anexos	38
A1. Sistema de prueba 1	38
A2. Sistema de prueba 2	38

Índice de Figuras

Figura 2.1.	Esquema binivel – Modelo 1	10
Figura 2.2.	Esquema binivel – Modelo 2	10
Figura 3.1.	Codificación para la ubicación y dimensionamiento de los GD	16
Figura 3.2.	Ejemplo de recombinación	17
Figura 3.3.	Descendiente	17
Figura 3.4.	Ejemplo de mutación	17
Figura 3.5.	Diagrama de bloques del AGCB	18
Figura 3.6.	Metodología propuesta	19
Figura 4.1.	Topología del sistema de prueba 1	22
Figura 4.2.	Topología del sistema de prueba 2	23
Figura 4.3.	Sistema 1 (Modelo 1)	25
Figura 4.4.	Sistema 1 (Modelo 2)	26
Figura 4.5.	Sistema 2 (Modelo 1)	28
Figura 4.6.	Sistema 2 (Modelo 2)	28

Índice de Tablas

Tabla 4.1.	Costos de inversión de los GD	20
Tabla 4.2.	Valores diarios de generación de los GD [pu]	21
Tabla 4.3.	Curva de carga diaria del sistema [pu]	21
Tabla 4.4.	Valores horarios del costo de la energía	21
Tabla 4.5.	GD propuestos – Sistema 1	22
Tabla 4.6.	GD propuestos – Sistema 2	24
Tabla 4.7.	Valores del caso base (sin GD) [$\$ \times 10^6$]	24
Tabla 4.8.	Comparación de costos [$\$ \times 10^6$] – Sistema 1 (Modelo 1)	24
Tabla 4.9.	Comparación de costos [$\$ \times 10^6$] – Sistema 1 (Modelo 2)	25
Tabla 4.10.	Comparación de costos [$\$ \times 10^6$] – Sistema 2 (Modelo 1)	27
Tabla 4.11.	Comparación de costos [$\$ \times 10^6$] – Sistema 2 (Modelo 2)	27
Tabla A.1.	Demanda nodal [pu] – Sistema 1	38
Tabla A.2.	Tramos de red [pu] – Sistema 1	38
Tabla A.3.	Demanda nodal [pu] – Sistema 2	39
Tabla A.4.	Tramos de red [pu] – Sistema 2	40

Nomenclatura y notaciones

Conjuntos

Ω_{GE} :	Conjunto formado por los nodos propuestos para ubicar GD eólicos.
Ω_{GF} :	Conjunto formado por los nodos propuestos para ubicar GD fotovoltaicos.
Ω_{GP} :	Conjunto formado por los nodos propuestos para ubicar pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).
Ω_N :	Conjunto formado por todos los nodos del sistema.
Ω_P :	Conjunto formado por los periodos de estudio en años.
Ω_T :	Conjunto formado por los periodos de tiempo en horas.
Ω_{TE} :	Conjunto formado por los tipos de GD eólicos.
Ω_{TF} :	Conjunto formado por los tipos de GD fotovoltaicos.
Ω_{TP} :	Conjunto formado por los tipos de PCH.
Ω_{TR} :	Conjunto formado por todos los tramos de red del sistema.
Ω_S :	Conjunto formado por las subestaciones del sistema.

Parámetros

CE_t :	Costo de la energía en el periodo de tiempo t [\\$].
$CF_{i,f}^{FV}$:	Costo del GD fotovoltaico ubicado en el nodo i , tipo f [\\$].
$CF_{i,e}^{GE}$:	Costo del GD eólico ubicado en el nodo i , tipo e [\\$].
$CF_{i,p}^{PCH}$:	Costo de la PCH ubicada en el nodo i , tipo p [\\$].
Δt :	Intervalo de tiempo diario [h].
ie :	Tasa de descuento [%].
I_{ij}^{max} :	Corriente máxima del conductor del tramo de red entre los nodos $i-j$ [A].
GD_{max} :	Número máximo de GD que se pueden conectar en el sistema.
GD_{max}^{GE} :	Número máximo de GD eólicos que se pueden conectar en un nodo.
GD_{max}^{FV} :	Número máximo de GD fotovoltaicos que se pueden conectar en un nodo.
GD_{max}^{PCH} :	Número máximo de PCH que se pueden conectar en un nodo.
R_{ij} :	Resistencia del tramo de red entre los nodos $i-j$ [Ω].
$S_{i,t}^{DEM}$:	Demanda de potencia en el nodo i , en el periodo de tiempo t [MVA]
$S_f^{FV_MAX}$:	Capacidad máxima del GD fotovoltaico tipo f [MVA].
S_{max}^{GD} :	Potencia máxima que pueden inyectar todos los GD al sistema.
$S_e^{GE_MAX}$:	Capacidad máxima del GD eólico tipo e [MVA].
S_i^{max} :	Capacidad máxima de potencia de la subestación en el nodo i [MVA].
$S_p^{PCH_MAX}$:	Capacidad máxima de potencia de la PCH tipo p [MVA].
V_i^{max} :	Tensión máxima permitida en el nodo i [V].

V_i^{min} : Tensión mínima permitida en el nodo i [V].
 Z_{ij} : Impedancia del tramo de red entre los nodos i - j [Ω].

Variables

$\delta GE_{i,e}$: Variable binaria de decisión para instalar un GD eólico en el nodo i , tipo e .
 $\delta GF_{i,f}$: Variable binaria de decisión para instalar un GD fotovoltaico en el nodo i , tipo f .
 $\delta GP_{i,p}$: Variable binaria de decisión para instalar una PCH en el nodo i , tipo p .
 $I_{ij,t}$: Corriente que circula por el tramo de red i - j , en el periodo t [A].
 $S_{i,f,t}^{FV}$: Potencia inyectada por el GD fotovoltaico en el nodo i , tipo f , en el periodo t [MVA].
 $S_{i,e,t}^{GE}$: Potencia inyectada por el GD eólico en el nodo i , tipo e , en el periodo t [MVA].
 $S_{i,p,t}^{PCH}$: Potencia inyectada por la PCH en el nodo i , tipo p , en el periodo t [MVA].
 $S_{i,t}^{SE}$: Potencia inyectada por la subestación en el nodo i , en el periodo t [MVA].
 $V_{i,t}$: Tensión nodal en el nodo i , en el periodo t [kV].
 $V_{j,t}$: Tensión nodal en el nodo j , en el periodo t [kV].

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años se ha vuelto cada vez más frecuente a nivel mundial la conexión de generadores distribuidos (GD) a los sistemas de distribución, debido a las ventajas técnicas, económicas, sociales y ambientales que presentan [1-17]. Estos elementos han sido usados para mejorar condiciones operativas como reducción de pérdidas [1, 3, 6, 9-12, 16], mejoramiento de índices de estabilidad [5, 9] y disminución del porcentaje de regulación de tensión [9, 10], entre otros. Adicionalmente se han involucrado aspectos relacionados con los mercados de energía [2, 4, 7-8].

Debido a lo anterior, han aparecido nuevas normatividades y políticas gubernamentales que marcan los lineamientos adecuados para realizar la conexión de estos elementos a las redes eléctricas.

En Colombia en el año 2014 fue publicada la Ley 1715, la cual tiene como objeto *“promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda”* [18].

Posteriormente en el año 2018, la CREG publicó la Resolución 030 la cual tiene como objeto *“regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional”* [19].

A pesar de que las políticas regulatorias son claras, su adaptación puede ocasionar situaciones indeseadas para los actores involucrados en el sector eléctrico. Desde el punto de vista operativo, una inadecuada penetración de GD en sistemas de distribución puede ocasionar:

- Incrementos en los niveles de tensión.
- Aumento de corrientes de cortocircuito.
- Flujos de potencia circulando en ambos sentidos, lo cual afecta la coordinación y ajuste de las protecciones.

- Flujos de potencia inversos, si la inyección de potencia de los GD es mayor que la demanda del sistema en ciertos periodos del día.

Por lo anterior, es importante contar con herramientas computacionales que permitan obtener un adecuado punto de conexión de los GD a los sistemas de distribución con el fin de obtener los mayores beneficios posibles.

A pesar de los grandes beneficios que los GD presentan, generalmente el problema de su ubicación y dimensionamiento ha sido tratado considerando que los OR son los propietarios de los GD. Sin embargo, en mercados competitivos (como el caso colombiano), esta situación no siempre se presenta, ya que pueden conectarse GD al sistema con propietarios diferentes al OR. Bajo esta situación surge un nuevo interrogante que consiste en conocer cuál debe ser la localización y dimensionamiento adecuado de los GD en el sistema de distribución, de forma tal que beneficie a ambos agentes participantes.

El ingreso de un GD a la red significa que el OR dejará de vender energía a los usuarios finales, por lo que su ubicación y dimensionamiento incidirá en la energía despachada por el OR. Adicionalmente, la ubicación y dimensionamiento de los GD también impacta en los valores de las pérdidas de energía del sistema, lo cual puede no ser atractivo para la operación de la red. Por lo anterior, se evidencia que la presencia de un GD genera un conflicto entre ambos agentes (propietario del GD y OR), lo cual genera la necesidad de encontrar un punto de acuerdo que satisfaga ambas partes.

Por lo anterior, en este proyecto de grado se proponen dos modelos matemáticos de optimización binivel que consideran la ubicación y el dimensionamiento de GD en redes de distribución de media tensión, los cuales permiten encontrar un punto de equilibrio técnico y económico para los dos agentes involucrados.

La formulación binivel se puede describir como un modelo de optimización jerárquico que considera dos niveles (o agentes), conocidos como superior (o líder) e inferior (o seguidor). En este tipo de problemas, cada nivel es un modelo de optimización compuesto por una función objetivo y su respectivo conjunto de restricciones. Una de sus principales características es el conflicto que existe entre ambos niveles, donde la decisión de uno afecta al otro, y viceversa [20-29]. En la metodología propuesta en este trabajo, los niveles superior e inferior representan el propietario de los GD y el OR, respectivamente.

En este proyecto, el primer modelo considera el beneficio económico del propietario de los GD y el OR en los niveles superior e nivel inferior, respectivamente. El segundo modelo involucra en el nivel superior los beneficios económicos de los GD y en el nivel inferior el costo de las pérdidas de energía. En ambos modelos el beneficio económico para el propietario del GD está dado por la diferencia entre las ventas de energía (en función de las inyecciones de potencia al sistema) y el costo de inversión de los GD (compra e instalación). El beneficio económico para el OR es la diferencia entre las ventas de energía y el costo de las pérdidas de energía del sistema.

La intención de plantear dos modelos es poder considerar diferentes tipos de intereses para el OR. Con el primer modelo se garantiza que ambos agentes obtengan beneficios

económicos en función de las ventas de energía. Sin embargo, bajo algunas políticas regulatorias, no hay claridad en los beneficios que debería observar el OR. Por lo anterior, el segundo modelo solamente considera la disminución de pérdidas de energía para el OR; esta situación que es la que generalmente consideran los OR. Es preciso aclarar que adicional a los aspectos mencionados, se considera el cumplimiento de requerimientos operativos como límites de tensión, cargabilidades y balance de potencia nodal en el sistema, los cuales van involucrados en el conjunto de restricciones de ambos modelos matemáticos.

En un modelo de optimización binivel, el líder realiza un primer movimiento anticipando la decisión del seguidor. Luego el seguidor toma una decisión basada en el movimiento del líder [22]. En este proyecto, el líder (propietario del GD) propone una ubicación y tamaño para los GD considerados y el seguidor (sistema de distribución del OR) reacciona a esta estrategia. En otras palabras, el despacho óptimo para la red de distribución (inyección de potencia de la subestación y los GD) es realizada usando el movimiento del líder, lo cual provoca diferentes valores de la potencia inyectada por cada GD. La propuesta de ubicación y tamaño de los GD es dada por un algoritmo genético modificado propuesto en [30]; se decidió emplear esta metaheurística de optimización debido al éxito que ha presentado en la solución de problemas con complejidades matemáticas similares. Una vez resuelto el problema de optimización del nivel inferior (despacho óptimo), el seguidor devuelve al líder la cantidad de potencia utilizada por cada GD. Para solucionar el nivel inferior se usa un flujo de potencia óptimo [31]. En este momento, ya se puede cuantificar el beneficio del propietario de los GD y del OR. En otras palabras, se ha realizado una integración de los GD a la red de distribución. Este proceso se repite hasta que se alcanza un criterio de convergencia.

Recapitulando los aspectos descritos previamente y mencionando otros aspectos considerados, en este proyecto de grado se propone:

- Una metodología que soluciona la ubicación y el tamaño de GD en sistemas de distribución, considerando diferentes propietarios para el sistema de distribución y dichos elementos.
- Esta metodología emplea una formulación matemática binivel que permite encontrar un equilibrio en el beneficio buscado por ambos agentes involucrados (propietario del GD y los OR), por lo cual se proponen dos diferentes modelos matemáticos.
- Tiene en cuenta diferentes tipos de tecnologías de generación distribuida: *i*) pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), *ii*) generación fotovoltaica, y *iii*) generación eólica. Para cada caso, se consideran diferentes curvas de generación de acuerdo al recurso primario.
- Se involucra un valor horario para el kWh.
- Se consideran aspectos que permitan dar cumplimiento a la Resolución CREG 030 de 2018, con el fin de que la metodología pueda ser aplicable al entorno colombiano. Sin embargo, la metodología es general y puede ser adaptada a cualquier situación operativa y regulatoria.

Este documento está constituido de la siguiente forma. En el Capítulo 2 se presenta la descripción y modelado matemático del problema, así como de los aspectos más relevantes sobre la optimización binivel. En el Capítulo 3 se presenta una descripción detallada sobre la metodología propuesta. En el Capítulo 4 se ilustran los resultados obtenidos al aplicar la

metodología a dos sistemas de prueba. Luego se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de este proyecto. Finalmente se encuentran las referencias bibliográficas y los Anexos.

Capítulo 2

Formulación matemática

Como se mencionó previamente, para formular matemáticamente el problema, en este proyecto se proponen dos modelos matemáticos binivel. Por lo anterior, en este capítulo se presentan inicialmente los aspectos más relevantes de la optimización binivel, para posteriormente, a partir de estas apreciaciones, describir detalladamente los modelos propuestos.

2.1. Optimización binivel

La optimización binivel fue propuesta inicialmente por Bracken y McGill en la década de los años 70 y a partir de este momento ha sido aplicada en la solución de problemas en diferentes campos como producción, transporte, sistemas eléctricos y logística, entre otros.

Los problemas de programación binivel son un problema de optimización jerárquico multinivel, que está compuesto por dos niveles. En estos problemas, cada nivel corresponde a un participante en el juego, conocido como agente, el cual tiene asociado un problema de optimización con una función objetivo y un conjunto de restricciones. El agente del nivel superior es conocido como líder y el del nivel inferior como seguidor. En estos problemas, una de las restricciones del nivel superior es el problema del nivel inferior; por eso es común que se describan como un problema de optimización dentro de otro problema de optimización.

2.1.1. Formulación general

La formulación general de un problema binivel es como sigue:

$$\min F(x, y)$$

$$s.a. G(x, y) \leq 0$$

$$\min f(x, y)$$

$$s.a. g(x, y) \leq 0$$

Donde $x \in R^{n1}$ y $y \in R^{n2}$. Las variables del problema mostrado se separan en dos grupos: de nivel superior ($x \in R^{n1}$) y de nivel inferior ($y \in R^{n2}$).

De igual manera las funciones $F: R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ y $f: R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R$ son las funciones objetivo de los niveles superior e inferior, respectivamente.

Los vectores $G: R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m1}$ y $g: R^{n1} \times R^{n2} \rightarrow R^{m2}$ representan el conjunto de restricciones de los niveles superior e inferior, respectivamente.

Existen varias definiciones relacionadas con la solución del problema de programación binivel, las cuales son:

- Conjunto factible relajado:

$$\Omega = \{(x, y) \in R^{n1} \times R^{n2}: x \in X, G(x, y) \leq 0 \text{ y } g(x, y) \leq 0\}$$

- Para cada x , el conjunto factible del nivel inferior está dado por:

$$\Omega(\bar{x}) = \{y \in R^{n2}: g(x, y) \leq 0\}$$

- Para cada x , el conjunto de reacción para el nivel inferior (región factible del seguidor), está dado por:

$$R(\bar{x}) = \{y \in R^{n2}: y \in \operatorname{argmin} \{f(\bar{x}, \bar{y}): \bar{y} \in \Omega(\bar{x})\}\}$$

- Finalmente, la región inducida que contiene el conjunto factible del problema binivel está dado por:

$$IR(\bar{x}) = \{(x, y) \in R^{n1} \times R^{n2}: x \in X, G(x, y) \leq 0 \text{ y } g(x, y) \leq 0\}$$

El conjunto mostrado anteriormente es en general no convexo y cuando son consideradas las restricciones del nivel superior podría ser vacío. En este tipo de problemas cabe la posibilidad de que no exista solución si: *i*) para un x constante ($x \in X$), el seguidor es indiferente respecto a su función objetivo, o *ii*) si el líder no controla las variables del seguidor, dado que no podría asegurar la existencia de un óptimo.

Este problema puede tener dos miradas: optimista (o débil) o pesimista (o fuerte). En la programación binivel optimista, si el conjunto $R(x)$ no es único, el líder puede seleccionar el (x) que más le beneficie. En este tipo de programación, ambos niveles representan intereses similares. Típicamente es cuando se desea maximizar el beneficio de una empresa teniendo en cuenta una posible inversión, la cual está sujeta a maximizar los beneficios de la operación en el mercado. Por otro lado, en la programación binivel pesimista, la cooperación entre los dos agentes no está permitida o no es posible. En este caso, el líder no tiene influencia sobre el seguidor y únicamente puede limitar el daño resultante de una selección indeseable del seguidor. Es decir, la optimización del problema del nivel inferior aleja de la optimalidad al problema del nivel superior. Esto se presenta cuando ambos niveles tienen intereses

enfrentados. Un caso típico es cuando se desea maximizar el beneficio de una empresa, sujeta al interés de ahorro de sus clientes.

2.1.2. Orden del juego

En la optimización binivel el orden de las decisiones son importantes, ya que la definición del rol de cada agente (nivel superior o inferior) impacta en la solución del problema. En otras palabras, no es posible intercambiar los roles del líder y el seguidor, dado que el problema no es simétrico.

En este proyecto se decidió emplear en los niveles superior e inferior los beneficios del propietario de los GD y los beneficios del OR, respectivamente. Esto se debe a que para realizar el despacho de la red de distribución se requiere saber la ubicación y capacidad de las fuentes (subestación y GD), por lo que esta debe ser la jugada dada por el primer agente (nivel superior). Para obtener una mayor información sobre el impacto del orden del juego en la solución obtenida, se puede consultar la referencia [22].

2.2. Modelo binivel propuesto

A continuación, se presentan dos modelos matemáticos binivel propuestos en este proyecto, con el fin de solucionar el problema de la ubicación y dimensionamiento óptimo de generación distribuida garantizando maximizar los beneficios para los dos agentes involucrados (propietario de los GD y OR).

En las Figuras 2.1 y 2.2 se observan los movimientos empleados en este trabajo entre ambos niveles, para cada uno los dos escenarios planteados.

La interpretación de ambas figuras es la siguiente. Inicialmente el líder o nivel superior (propietario de los GD) propone el tamaño y ubicación de los GD del sistema (ver en ambas figuras en “Determinar” en el nivel superior). Luego estas ubicaciones y capacidades ingresan al seguidor o nivel inferior (sistema de distribución del OR), para de esta forma, realizar el despacho óptimo en función de la propuesta del líder (ver en ambas figuras en “Determinar” en el nivel inferior). Una vez se realiza el despacho, el seguidor retorna al líder el valor de potencia inyectada por cada GD. Con esta información ambos agentes (líder y seguidor), pueden planear los beneficios que tienen como objetivo. Después de realizar ambos niveles sus propuestas, se tiene una solución coordinada que encuentra un equilibrio que beneficia a ambos agentes.

Se puede apreciar en ambas figuras que en el nivel superior se tiene como objetivo maximizar los beneficios económicos del propietario de los GD. Sin embargo, para el nivel inferior se tiene como objetivo en el primer modelo maximizar los beneficios económicos y en el segundo modelo minimizar el costo de las pérdidas de energía.

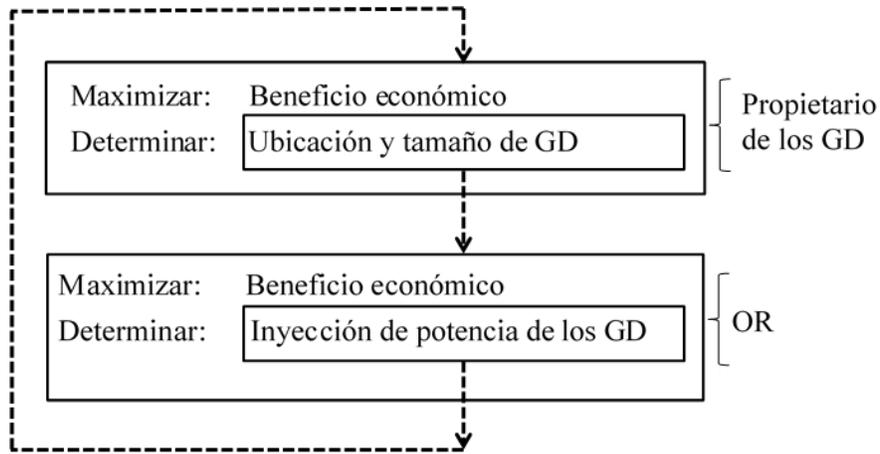


Figura 2.1. Esquema binivel – Modelo 1

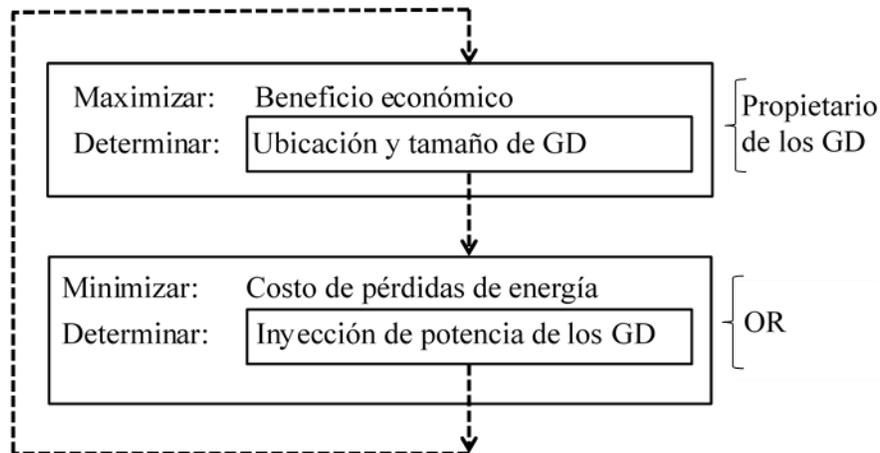


Figura 2.2. Esquema binivel – Modelo 2

Con el fin de contextualizar mejor el problema, a continuación, se presentan algunos aspectos que permiten tener un mejor entendimiento de ambos modelos.

- Se tienen en cuenta tres diferentes tipos de GD: *i*) pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), *ii*) generación fotovoltaica y *iii*) generación eólica. Para cada tipo de generación se consideran las curvas de generación en función del recurso primario de energía.
- Se considera un valor horario para el costo de la energía.
- En ambos modelos el nivel superior es lineal y el inferior es no lineal entero mixto. Son no lineales debido a la multiplicación de variables en las ecuaciones de balance nodal y al valor de las pérdidas en la función objetivo debido al cuadrado de la corriente.

- En el nivel superior los beneficios del propietario de los GD (ver Eq. (2.1)) están dados por la diferencia entre las ventas de energía al sistema (primera parte de la ecuación) y el costo de inversión de los GD (segunda parte de la ecuación).

En la primera parte de la ecuación se tienen tres términos, los cuales están asociados a GD basados en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), generación fotovoltaica y generación eólica, receptivamente. Los tres términos están precedidos por una triple sumatoria que indica el nodo donde está ubicado el GD, el tipo (o capacidad) del GD y el instante de tiempo en el día (hora). Adicionalmente, todos los términos están dados en unidades monetarias debido a la multiplicación de la inyección de potencia al sistema por el costo de la energía (CE_t) y el intervalo de tiempo (Δt). Dado que el valor dentro del paréntesis es para un día, este valor se multiplica por 365 para tener un valor anualizado, se evalúa para el período de análisis respectivo (período de planeamiento n) y se trae a valor presente neto usando la tasa de descuento (ie).

En la segunda parte de la ecuación se tienen también tres términos, los cuales están asociados a GD basados en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH), generación fotovoltaica y generación eólica, receptivamente. Los tres términos están precedidos por una doble sumatoria que indica el nodo donde está ubicado el GD y el tipo (o capacidad) del GD. Todos los términos están dados en unidades monetarias, dados por los costos fijos (o de inversión) de los GD, los cuales incluyen el costo de compra, transporte, instalación y puesta en servicio.

En ambas partes de la ecuación todos los términos están multiplicados por una variable binaria (1/0), la cual permite su activación dentro de la función objetivo si toma el valor de uno.

$$\sum_{n \in \Omega_P} \left(\frac{365}{1 + ie} \right)^n \times \left(\begin{array}{l} \sum_{i \in \Omega_{GP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} \sum_{t \in \Omega_T} S_{i,p,t}^{PCH} \times CE_t \times \Delta t + \\ \sum_{i \in \Omega_{GF}} \sum_{f \in \Omega_{TF}} \sum_{t \in \Omega_T} S_{i,f,t}^{FV} \times CE_t \times \Delta t + \\ \sum_{i \in \Omega_{GE}} \sum_{e \in \Omega_{TE}} \sum_{t \in \Omega_T} S_{i,e,t}^{GE} \times CE_t \times \Delta t \end{array} \right) - \left(\begin{array}{l} \sum_{i \in \Omega_{GP}} \sum_{p \in \Omega_{TP}} CF_{i,p}^{PCH} \times \delta GP_{i,p} + \\ \sum_{i \in \Omega_{GF}} \sum_{f \in \Omega_{TF}} CF_{i,f}^{FV} \times \delta GF_{i,f} + \\ \sum_{i \in \Omega_{GE}} \sum_{e \in \Omega_{TE}} CF_{i,e}^{GE} \times \delta GE_{i,e} + \end{array} \right) \quad (2.1)$$

- En el nivel inferior los beneficios del OR en el primer modelo (ver Eq. (2.2)) están dados por la diferencia entre las ventas de energía al sistema desde la subestación (primera parte

de la ecuación) y el costo de las pérdidas de energía del sistema (segunda parte de la ecuación).

La primera parte de la ecuación está dada en unidades monetarias debido a la multiplicación de la inyección de potencia al sistema por el costo de la energía (CE_t) y el intervalo de tiempo (Δt). Este término está precedido por una doble sumatoria que indica el nodo donde está ubicada la subestación y el instante de tiempo en el día (hora).

En la segunda parte de la ecuación se evalúa el costo de las pérdidas de energía, dado por la multiplicación del valor de las pérdidas de potencia (kW) por el intervalo de tiempo respectivo (Δt) y el costo de la energía (CE).

Ambos términos se multiplican por 365 para tener un valor anualizado, se evalúa para el período de análisis respectivo (período de planeamiento n) y se trae a valor presente neto usando la tasa de descuento (ie).

$$\sum_{n \in \Omega P} \left(\frac{365}{1 + ie} \right)^n \times \left(\sum_{i \in \Omega S} \sum_{t \in \Omega T} S_{i,t}^{SE} \times CE_t \times \Delta t - \sum_{ij \in \Omega TR} \sum_{t \in \Omega T} I_{ij,t}^2 \times R_{ij} \times CE_t \times \Delta t \right) \quad (2.2)$$

- En el nivel inferior los beneficios del OR en el segundo modelo (ver Eq. (2.3)) están dados por el costo de las pérdidas de energía del sistema. Esta ecuación es exactamente igual al segundo término de la Ecuación (2.2).

$$\sum_{n \in \Omega P} \left(\frac{365}{1 + ie} \right)^n \times \sum_{ij \in \Omega TR} \sum_{t \in \Omega T} I_{ij,t}^2 \times R_{ij} \times CE_t \times \Delta t \quad (2.3)$$

- El conjunto de restricciones corresponde a requerimientos técnicos, operativos y lógicos de la red de distribución, como se ilustra a continuación.
 - Ecuaciones de balance nodal: garantizan que se cumplan las leyes de Kirchhoff y la ley de Ohm en todo el sistema.

$$S_{i,t}^{SE} + S_{i,p,t}^{PCH} + S_{i,f,t}^{FV} + S_{i,e,t}^{GE} - S_{i,t}^{DEM} - \sum_{j \in \Omega N} V_{i,t} \left(\frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \right)^* = 0 \quad \forall i \in \Omega N; \quad \forall t \in \Omega T \quad (2.4)$$

- Capacidades de los tramos de red: aseguran que no se presenten sobrecargas en los tramos de red en la solución final

$$\left(\frac{V_{i,t} - V_{j,t}}{Z_{ij}} \right) \leq I_{ij}^{max} \quad \forall ij \in \Omega TR; \quad \forall t \in \Omega T \quad (2.5)$$

- Capacidades de las fuentes: garantizan que no se presenten sobrecargas en la solución final en subestaciones (Eq. (2.6)), PCH (Eq. (2.7)), GD fotovoltaicos (Eq. (2.8)) y GD eólicos (Eq. (2.9)).

$$S_{i,t}^{SE} \leq S_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_N; \forall t \in \Omega_T \quad (2.6)$$

$$S_{i,p,t}^{PCH} \leq S_p^{PCH_MAX} \quad \forall i \in \Omega_{GP}; \forall p \in \Omega_{TP}; \forall t \in \Omega_T \quad (2.7)$$

$$S_{i,f,t}^{FV} \leq S_f^{FV_MAX} \quad \forall i \in \Omega_{GF}; \forall f \in \Omega_{TF}; \forall t \in \Omega_T \quad (2.8)$$

$$S_{i,e,t}^{GE} \leq S_e^{GE_MAX} \quad \forall i \in \Omega_{GE}; \forall e \in \Omega_{TE}; \forall t \in \Omega_T \quad (2.9)$$

- Regulación de tensión: aseguran que las tensiones nodales estén dentro de los límites permitidos por regulación o normatividad.

$$V_i^{min} \leq V_{i,t} \leq V_i^{max} \quad \forall i \in \Omega_N; \forall t \in \Omega_T \quad (2.10)$$

- Penetración de GD: garantizan que la inyección de potencia de los GD al sistema no supere el valor máximo permitido por regulación o normatividad.

$$\sum_{p \in \Omega_{TP}} S_{i,p,t}^{PCH} + \sum_{f \in \Omega_{TF}} S_{i,f,t}^{FV} + \sum_{e \in \Omega_{TE}} S_{i,e,t}^{GE} \leq S_{max}^{GD} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (2.11)$$

- Conexión de GD: asegura que en todo el sistema no se conecte un número mayor de GD que los permitidos por regulación o normatividad (Eq. (2.12)). Adicionalmente, las Ecuaciones (2.13), (2.14) y (2.15) garantizan que no se conecte un número mayor de GD en un nodo, que los permitidos por regulación o normatividad.

$$\sum_{p \in \Omega_{TP}} \delta GP_{i,p} + \sum_{f \in \Omega_{TF}} \delta GP_{i,f} + \sum_{e \in \Omega_{TE}} \delta GP_{i,e} \leq GD_{max} \quad \forall i \in \Omega_N \quad (2.12)$$

$$\sum_{p \in \Omega_{TP}} \delta GP_{i,p} \leq GD_{max}^{PCH} \quad \forall i \in \Omega_{GP} \quad (2.13)$$

$$\sum_{f \in \Omega_{TF}} \delta GF_{i,f} \leq GD_{max}^{FV} \quad \forall i \in \Omega_{GF} \quad (2.14)$$

$$\sum_{e \in \Omega_{TE}} \delta GE_{i,e} \leq GD_{max}^{GE} \quad \forall i \in \Omega_{GE} \quad (2.15)$$

2.2.1. Modelo matemático 1

El modelo completo se presenta en las Ecuaciones (2.16) a (2.19), donde el nivel superior está dado por las Ecuaciones (2.16) y (2.17) y el nivel inferior por las Ecuaciones (2.18) y (2.19).

$$\max FO = \text{Ecuación (2.1)} \quad (2.16)$$

$$s.a. \text{ Ecuaciones (2.12) a (2.15)} \quad (2.17)$$

$$\max FO = \text{Ecuación (2.2)} \quad (2.18)$$

$$s.a. \text{ Ecuaciones (2.4) a (2.11)} \quad (2.19)$$

2.2.2. Modelo matemático 2

El modelo completo se presenta en las Ecuaciones (2.20) a (2.23), donde el nivel superior está dado por las Ecuaciones (2.20) y (2.21) y el nivel inferior por las Ecuaciones (2.22) y (2.23). Es importante recordar que la única diferencia de este modelo con el presentado en el numeral anterior, es la función objetivo a minimizar que tiene el seguidor (nivel inferior).

$$\max FO = \text{Ecuación (2.1)} \quad (2.20)$$

$$s.a. \text{ Ecuaciones (2.12) a (2.15)} \quad (2.21)$$

$$\min FO = \text{Ecuación (2.3)} \quad (2.22)$$

$$s.a. \text{ Ecuaciones (2.4) a (2.11)} \quad (2.23)$$

Capítulo 3

Metodología propuesta

En este capítulo se presenta la metodología propuesta para solucionar el problema de la ubicación y dimensionamiento de GD en redes de distribución, considerando que los GD y el sistema de distribución son de diferentes propietarios. Como se mencionó en el capítulo anterior, el modelo de optimización es un modelo de programación no lineal entero-mixto, y para solucionarlo se utiliza un algoritmo genético modificado. Este algoritmo fue propuesto por Chu y Beasley [30], y se basa en el algoritmo genético propuesto inicialmente por Holland en 1975 [32]. Este algoritmo se selecciona como técnica de solución debido a la eficiencia que ha presentado en la solución de problemas con complejidades matemáticas similares (modelos no lineal entero mixto). A continuación, se presentan los aspectos más relevantes de esta metaheurística y su integración con el flujo de carga empleado.

3.1. Algoritmo genético propuesto por Chu-Beasley

En la década de los 90 el algoritmo genético básico tomó gran relevancia y se ha acogido en el mundo para dar solución a problemas de optimización matemática de alta complejidad [32]. Posteriormente, Chu y Beasley en 1997 plantearon una versión mejorada del algoritmo mencionado [30].

Esta nueva versión denominada algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) permite garantizar la diversidad entre los cromosomas de una población durante todo el proceso iterativo, reemplazando un individuo o cromosoma por cada generación, teniendo en cuenta condiciones de optimalidad y factibilidad establecidas. Las principales características del AGCB son: *i*) el padre se reemplaza por un hijo únicamente si este es mejor que el padre, *ii*) la diversidad en la población, y *iii*) posee un criterio que permite que un individuo pueda pertenecer a la población sin cumplir el criterio de diversidad, si tiene una función de adaptación mejor que la incumbente. Esta estrategia tiene como ventaja encontrar soluciones de alta calidad y garantizar diversidad en la población a lo largo de las generaciones.

3.1.1. Codificación

En términos del AGCB un cromosoma es un elemento de la población que representa una posible solución del problema, el cual puede tener una codificación con variables binarias, enteras o reales; esto depende de la naturaleza de las variables.

En este proyecto de grado para la ubicación y dimensionamiento de GD en los sistemas de distribución (propuesta por el nivel superior), se utiliza una codificación entera. Este vector está dividido en tres partes que indican la ubicación y tamaño de los GD fotovoltaicos, GD eólicos y PCH, respectivamente. Cada una de estas partes tiene un tamaño igual al número de posibles GD que se proponen ubicar en el sistema, siendo k_1 el número de GD fotovoltaicos, k_2 el número de GD eólicos y k_3 el número de PCH. En cada posición (o gen) se tiene un número que indica el tamaño del GD propuesto.

Por ejemplo, si hay tres posibles capacidades de GD de 50 kW, 100 kW y 150 kW, a cada capacidad se le asigna un número entero: 1 para 50 kW, 2 para 100 kW y 3 para 150 kW. El cero indica que no se propone la instalación de un GD en el nodo respectivo. En la Figura 3.1 se presenta un ejemplo de una posible propuesta. En esta codificación se tiene un GD fotovoltaico tipo 2, dos GD eólicos tipos 1 y 2, y tres PCH tipo 1.

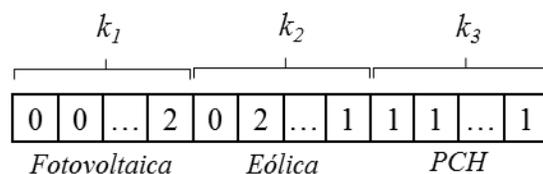


Figura 3.1. Codificación para la ubicación y dimensionamiento de los GD

3.1.2. Población inicial

En la literatura especializada se propone la generación de la población inicial de forma aleatoria o usando algunas técnicas heurísticas o índices de sensibilidad, los cuales pueden ayudar a explorar el espacio de solución desde puntos factibles de buena calidad. En este trabajo la población inicial (de tamaño k) es generada aleatoriamente y su tamaño fue seleccionado por prueba y error.

3.1.3. Operadores genéticos

- **Selección**

En la literatura especializada se definen varios algoritmos de selección para definir los padres. En este proyecto se emplea la selección por torneo, la cual consiste en escoger la alternativa que tenga mejor función objetivo de los k cromosomas seleccionados aleatoriamente. El éxito de aplicar esta metodología radica en escoger adecuadamente un valor de k que se ajuste a cada problema en particular teniendo en cuenta tamaño y complejidad de la aplicación. Un valor de k muy alto puede hacer caer el proceso en óptimos locales de muy baja calidad. El valor de k puede ser variable dependiendo el tamaño de la población; un valor recomendado de k es 2. En problemas con población grande el valor de k podrá ser mayor o igual a 2.

- **Recombinación**

Con los padres elegidos después del proceso de selección, el paso a seguir es combinarlos para obtener dos descendientes. De estos descendientes uno será eliminado y el otro entrará a ser parte de la población, siempre y cuando cumpla con los criterios de factibilidad definidos. En este proceso de recombinación se requiere definir el número p de puntos de recombinación. Dichos puntos son escogidos de forma aleatoria. Posteriormente, se combinan las características de los padres haciendo un cruzamiento de las porciones de cromosoma existentes entre cada punto de recombinación como se muestra en las Figuras 3.2 y 3.3 para un cromosoma de 8 genes y un punto de recombinación.

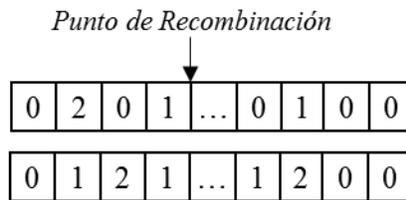


Figura 3.2. Ejemplo de recombinación

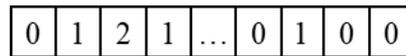


Figura 3.3. Descendiente

- **Mutación**

La mutación está ligado al concepto de intensificación en el vecindario. Así, una mutación fuerte podría alejar el proceso de la zona de búsqueda actual y llevarlas a lugares lejanos, determinando una especie de diversidad. Por otro lado, una mutación débil tal vez ocasionaría soluciones locales y no tendría una solución eficiente alrededor de la solución actual. Un ejemplo de mutación se presenta en la Figura 3.4, en la cual se cambia el gen de la posición cuatro de un valor inicial de 1 por un cero.

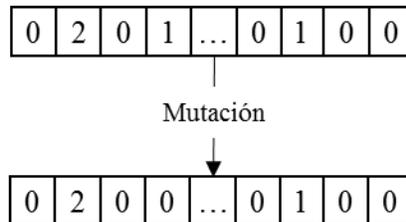


Figura 3.4. Ejemplo de mutación

- **Actualización de la población**

Para actualizar la población se propone la siguiente estrategia: *i*) si el hijo es mejor al peor individuo de la población se actualiza, *ii*) si el hijo no existe en la población se actualiza, y

iii) si no cumple las 2 condiciones anteriores, se desecha el hijo y se procede a iniciar de nuevo con la selección por torneo.

3.1.4. Evaluación de las configuraciones

Con el fin de evaluar cada alternativa propuesta por el nivel superior a través del AGCB, en este proyecto se emplea un flujo de potencia óptimo para ejecutar el despacho óptimo realizado por el nivel inferior, empleando la herramienta Matpower [31].

3.1.5. Criterio de parada del AGCB

El AGCB termina cuando se alcanza un número predefinido de iteraciones.

3.1.6. Diagrama de bloques del AGCB

A continuación, en el diagrama de bloques de la Figura 3.5 se presenta el algoritmo completo de la técnica de solución empleada (AGCB).

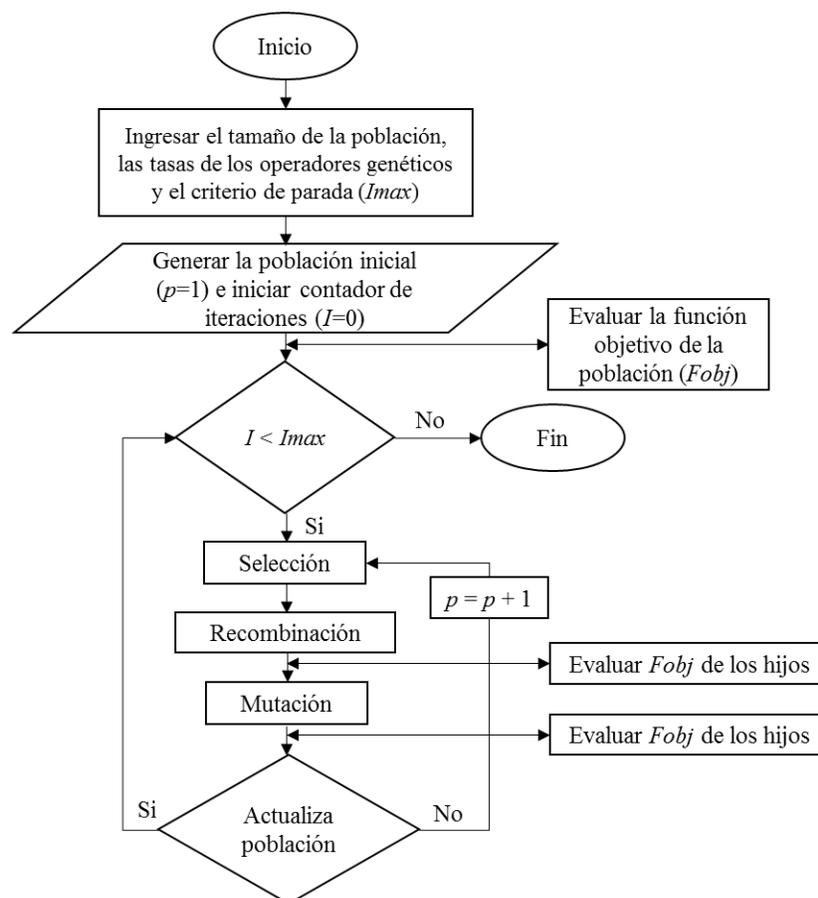


Figura 3.5. Diagrama de bloques del AGCB

3.2. Metodología general

El procedimiento comienza cuando el nivel superior propone la ubicación y el tamaño de los GD para ubicar en el sistema, para lo cual se ejecuta el AGCB (ver numeral 3.1). Estos valores se consideran parámetros para el nivel inferior. Luego con esta información, el nivel inferior puede ser solucionado ejecutando un despacho óptimo con el flujo de carga empleado. Posteriormente, los resultados del despacho son almacenados y la potencia inyectada por cada GD se retorna al nivel superior. Las acciones descritas anteriormente hacen parte de una sola iteración de la metodología planteada; es decir, una iteración es compuesta por la acción propuesta por el nivel superior (la cual es entregada al nivel inferior) y la acción propuesta por el nivel inferior (la cual es retornada al nivel superior).

Con la ubicación y el tamaño de los GD (propuesta por el nivel superior) y las potencias inyectadas por cada GD y la subestación (entregadas por el nivel inferior), las funciones objetivo de ambos niveles pueden ser evaluadas. La incumbente del problema está dada por la suma de las funciones objetivo de ambos niveles. Una vez se obtiene y se almacena este valor, comienza una nueva iteración. Esta iteración se compone de cuatro pasos: *i*) proponer una nueva ubicación y tamaño de GD, *ii*) solucionar el nivel inferior, *iii*) determinar la potencia inyectada por cada GD y la subestación, y *iv*) solucionar el nivel superior. La metodología general finaliza cuando se realiza un número predefinido de iteraciones.

A continuación, se presenta en la Figura 3.6 la metodología empleada.

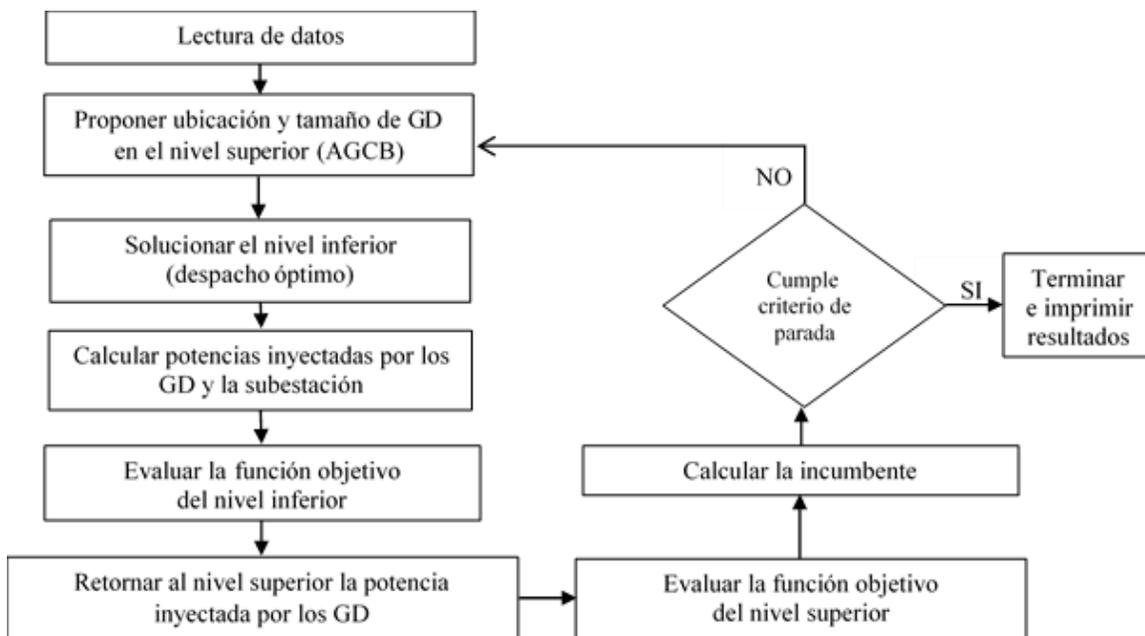


Figura 3.6. Metodología propuesta

Capítulo 4

Aplicación y resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al solucionar los modelos matemáticos binivel propuestos en el Capítulo 2, usando la metodología descrita en el Capítulo 3. Para verificar la efectividad de lo propuesto en este proyecto se emplearon dos sistemas de prueba de 22 y 141 nodos. Los datos de los dos sistemas de prueba se encuentran en el Anexo.

A continuación, se detallan los aspectos generales considerados:

- Con el fin de involucrar algunos aspectos regulatorios dados en Colombia, en los modelos se involucran requerimientos impuestos por la Resolución CREG 030 de 2018 [19], la cual estipula lo siguiente:

“La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.”

Por lo anterior, en ambos modelos se impuso que los GD no pueden inyectar más del 50% del valor de la demanda de energía mínima diaria del sistema.

- Se consideran dos tipos de GD: i) tipo 1 de 100 kW y ii) tipo 2 de 50 kW. Los costos de inversión de cada capacidad se presentan en la Tabla 5.1. Estos valores fueron tomados de [33], [34] y [35], para los GD eólicos, PCH y fotovoltaicos, respectivamente.

Tabla 4.1. Costos de inversión de los GD

GD	[\$ / kW]
Eólico	3.150.000,00
Fotovoltaico	2.116.640,00
PCH	3.270.000,00

- Los GD propuestos para instalar en el sistema pertenecen a un único propietario y no es permitida su instalación en el nodo de la subestación.

- Los valores de las curvas diarias de generación de los GD fotovoltaicos (GDF), eólicos (GDE) y PCH se presentan en la Tabla 4.2. Estas curvas se consideran iguales durante todo el periodo de estudio.

Tabla 4.2. Valores diarios de las curvas de generación de los GD [pu]

Hora	GDF	GDE	PCH	Hora	GDF	GDE	PCH	Hora	GDF	GDE	PCH
0	0,00	0,74	0,80	8	0,36	0,58	0,51	16	0,11	0,82	0,40
1	0,00	0,80	0,99	9	0,60	0,60	0,49	17	0,00	0,86	0,48
2	0,00	0,76	1,00	10	0,92	0,55	0,40	18	0,00	0,94	0,45
3	0,00	0,86	0,74	11	0,94	0,82	0,49	19	0,00	0,88	0,44
4	0,00	0,85	0,80	12	1,00	0,68	0,53	20	0,00	0,78	0,46
5	0,00	0,87	0,83	13	0,70	1,00	0,54	21	0,00	0,55	0,45
6	0,00	0,76	0,51	14	0,50	0,92	0,52	22	0,00	0,65	0,46
7	0,15	0,62	0,53	15	0,27	0,81	0,49	23	0,00	0,52	0,47

- Los valores de la curva de carga diaria del sistema se presentan en la Tabla 4.3. Esta curva se considera igual durante todo el periodo de estudio.

Tabla 4.3. Curva de carga diaria del sistema [pu]

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
0	0,58	8	0,75	16	0,87
1	0,53	9	0,81	17	0,87
2	0,51	10	0,87	18	0,97
3	0,50	11	0,91	19	1,00
4	0,52	12	0,88	20	0,96
5	0,57	13	0,87	21	0,88
6	0,60	14	0,88	22	0,76
7	0,68	15	0,88	23	0,64

- Los valores horarios del costo de la energía se presentan en la Tabla 4.4. Estos valores están normalizados por un valor de \$242,41 el kWh y se considera un incremento anual de \$25 por cada kWh durante el periodo de estudio. Adicionalmente, estos valores se asumen igual para la energía inyectada por la subestación y por los GD.

Tabla 4.4. Valores horarios del costo de la energía

Hora	Valor	Hora	Valor	Hora	Valor
0	0,6	8	0,7	16	0,7
1	0,6	9	0,7	17	0,9
2	0,6	10	0,7	18	1,1
3	0,6	11	1,0	19	1,1
4	0,7	12	1,0	20	1,1
5	0,8	13	1,0	21	1,1
6	0,9	14	0,7	22	1,0
7	0,7	15	0,7	23	0,8

- Se considera una tasa de interés del 10% (*ie*) y un periodo de estudio (*n*) de 10 años.

- Los parámetros empleados por el AGCB para la solución de ambos modelos (y ambos sistemas de prueba), son: *i*) un tamaño de la población de 40 individuos, *ii*) una tasa de mutación de 0,3, *iii*) se usa un *k* igual a 8 para la selección por torneo, y *iv*) un número máximo de iteraciones de 300.000.

4.1. Descripción de los sistemas de prueba

4.1.1. Sistema de prueba 1

Este sistema de distribución es de 22 nodos y tiene una tensión nominal de 11 kV (ver Figura 4.1). Las posibles ubicaciones de GD en el sistema se presentan en la Tabla 4.5.

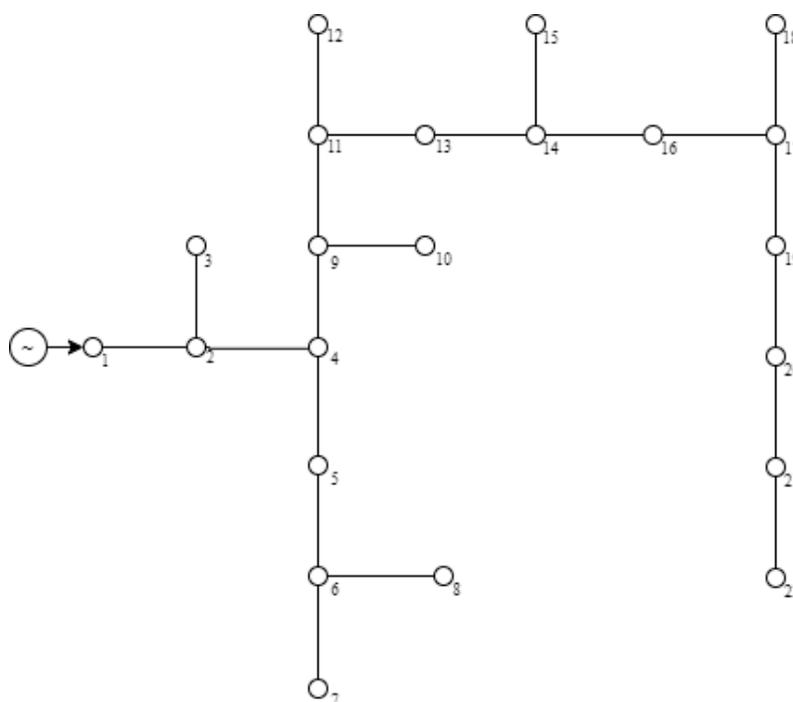


Figura 4.1. Topología del sistema de prueba 1

Tabla 4.5. GD propuestos – Sistema 1

Nodo	GD	Nodo	GD	Nodo	GD
2	GDF	9	GDE	16	PCH
3	GDF	10	GDE	17	PCH
4	GDF	11	GDE	18	PCH
5	GDF	12	GDE	19	PCH
6	GDF	13	GDE	20	PCH
7	GDF	14	GDE	21	PCH
8	GDF	15	GDE	22	PCH

4.1.2. Sistema de prueba 2

Este sistema de distribución es de 141 nodos y tiene una tensión nominal de 12,5 kV (ver Figura 4.2). Las posibles ubicaciones de GD en el sistema se presentan en la Tabla 4.6.

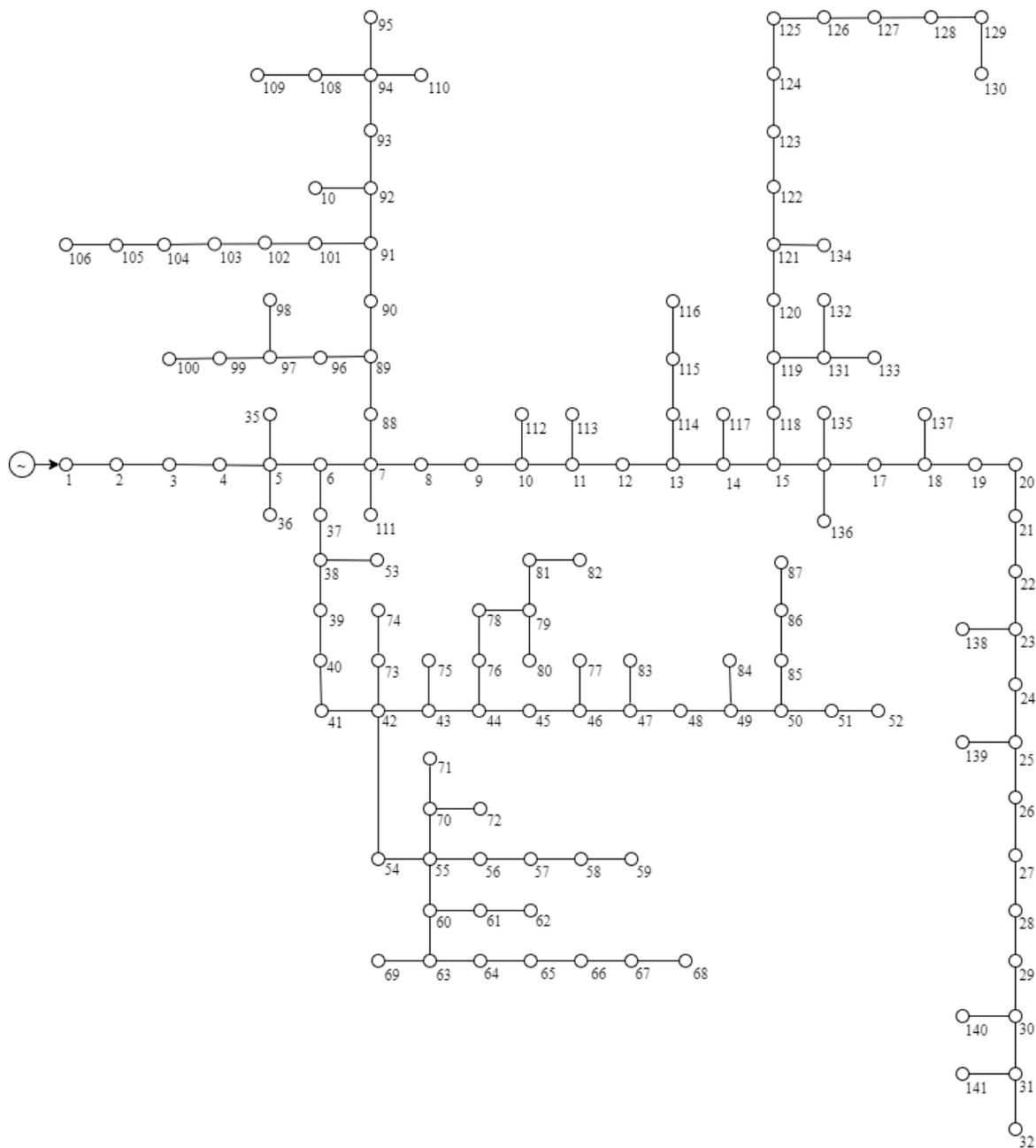


Figura 4.2. Topología del sistema de prueba 2

Tabla 4.6. GD propuestos – Sistema 2

Nodos	GD
2 - 48	GDF
49 - 94	GDE
95 - 141	PCH

4.2. Resultados obtenidos

Con el fin de realizar un análisis comparativo, los resultados son analizados respecto a los valores obtenidos para ambos sistemas de prueba sin ubicación de GD (caso base). Estos valores se presentan en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Valores del caso base (sin GD) [$\times 10^6$]

Sistema de prueba	Costo de venta de energía del OR	Costo de pérdidas de energía
1	32.865,67	2.154,48
2	114.165,39	3.793,35

4.2.1. Sistema de prueba 1

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al solucionar los dos modelos matemáticos binivel propuestos en las Secciones 2.2.1 y 2.2.2, con la metodología descrita en la Sección 3.2 usando el sistema de prueba 1 (22 nodos).

Con el Modelo 1 se propone la instalación de un GD eólico tipo 2 (50 kW) en el nodo 14. Con el Modelo 2 se propone la instalación de 5 GD eólicos tipo 1 (100 kW) en los nodos 11 al 15.

En las Tablas 4.8 y 4.9 se presentan los consolidados de los resultados obtenidos con ambos modelos matemáticos.

Tabla 4.8. Comparación de costos [$\times 10^6$] – Sistema 1 (Modelo 1)

Modelo binivel	Agente	Costo	Caso base	Solución óptima
1	OR	Venta de energía	32.865,67	31.818,19
		Pérdidas de energía	2.154,48	1.557,20
		Beneficio	30.711,19	30.260,99
	GD	Venta de energía	---	456,20
		Inversión	---	157,50
		Beneficio	---	298,70

Tabla 4.9. Comparación de costos [$\$ \times 10^6$] – Sistema 1 (Modelo 2)

Modelo binivel	Agente	Costo	Caso base	Solución óptima
2	OR	Venta de energía	32.865,67	27.380,34
		Pérdidas de energía	2.154,48	1.171,11
		Beneficio	30.711,19	26.209,23
	GD	Venta de energía	---	4.561,96
		Inversión	---	1.575,00
		Beneficio	---	2.986,96

En las Figuras 4.3 y 4.4 se presenta la evolución de la incumbente de la metodología propuesta, al solucionar ambos modelos propuestos.

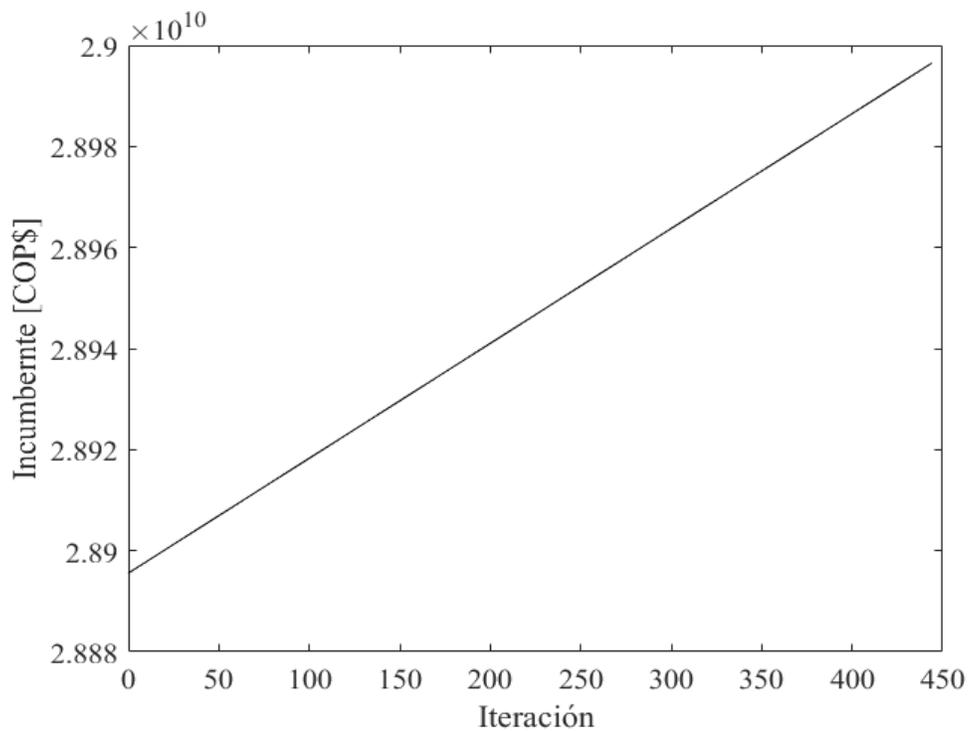


Figura 4.3. Evolución de la incumbente – Sistema 1 (Modelo 1)

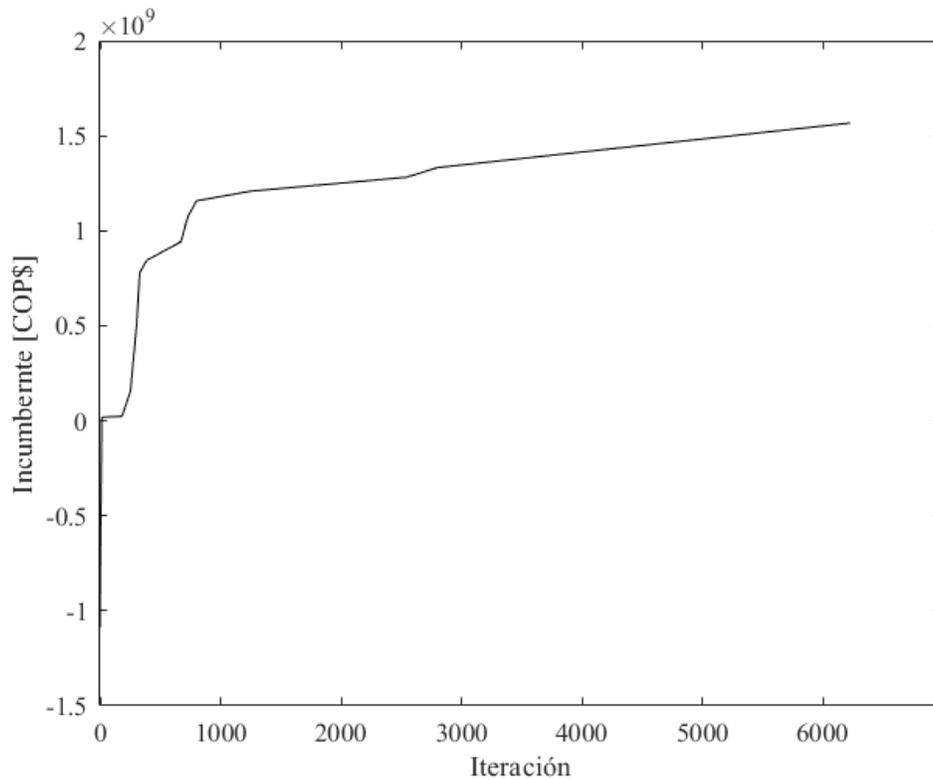


Figura 4.4. Evolución de la incumbente – Sistema 1 (Modelo 2)

4.2.2. Sistema de prueba 2

A continuación, se presentan los resultados obtenidos al solucionar los dos modelos matemáticos binivel propuestos en las Secciones 2.2.1 y 2.2.2, con la metodología descrita en la Sección 3.2 usando el sistema de prueba 2 (141 nodos).

Con el Modelo 1 se propone la instalación de dos GD fotovoltaicos tipo 2 (50 kW) en los nodos 15 y 42.

Con el Modelo 2 se propone la instalación de:

- 11 GD eólicos tipo 1 (100 kW) en los nodos 49, 50, 52, 62, 68, 72, 79, 81, 84, 86 y 91.
- 9 GD eólicos tipo 2 (50 kW) en los nodos 51, 55, 57, 65, 66, 76, 80, 83 y 89.
- 4 PCH tipo 2 (50 kW) en los nodos 95, 104, 118 y 138.

En las Tablas 4.10 y 4.11 se presentan los consolidados de los resultados obtenidos con ambos modelos matemáticos.

Tabla 4.10. Comparación de costos [$\times 10^6$] – Sistema 2 (Modelo 1)

Modelo binivel	Agente	Costo	Caso base	Solución óptima
1	OR	Venta de energía	114.165,39	112.870,50
		Pérdidas de energía	3.793,35	2.777,24
		Beneficio	110.372,04	110.093,26
	GD	Venta de energía	---	278,78
		Inversión	---	211,66
		Beneficio	---	67,12

Tabla 4.11. Comparación de costos [$\times 10^6$] – Sistema 2 (Modelo 2)

Modelo binivel	Agente	Costo	Caso base	Solución óptima
2	OR	Venta de energía	114.165,39	96.862,55
		Pérdidas de energía	3.793,35	1.876,18
		Beneficio	110.372,04	94.986,37
	GD	Venta de energía	---	15.391,68
		Inversión	---	5.536,50
		Beneficio	---	9.855,18

En las Figuras 4.5 y 4.6 se presenta la evolución de la incumbente de la metodología propuesta, al solucionar ambos modelos propuestos.

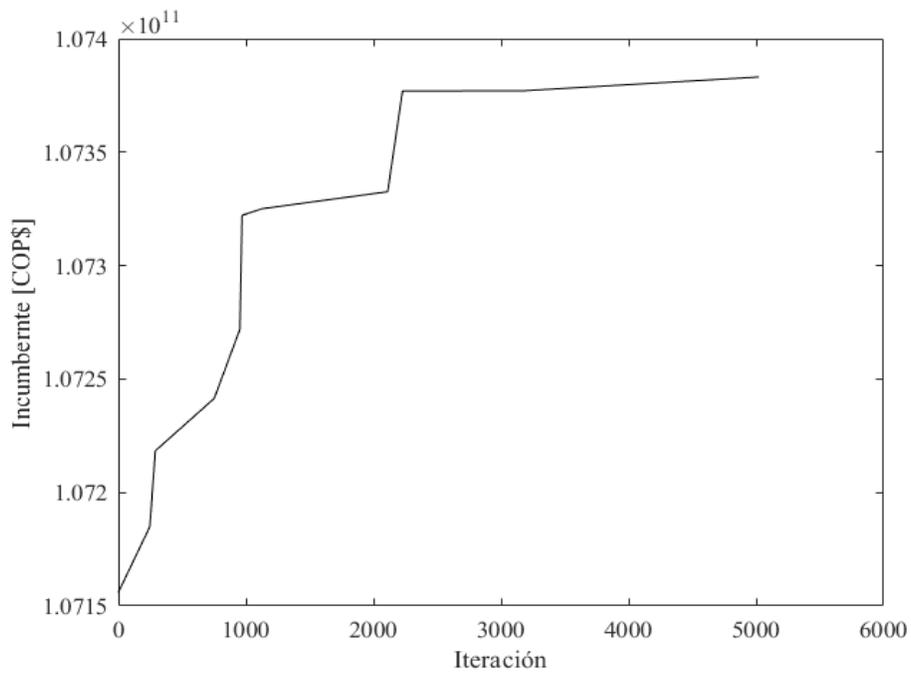


Figura 4.5. Evolución de la incumbente – Sistema 2 (Modelo 1)

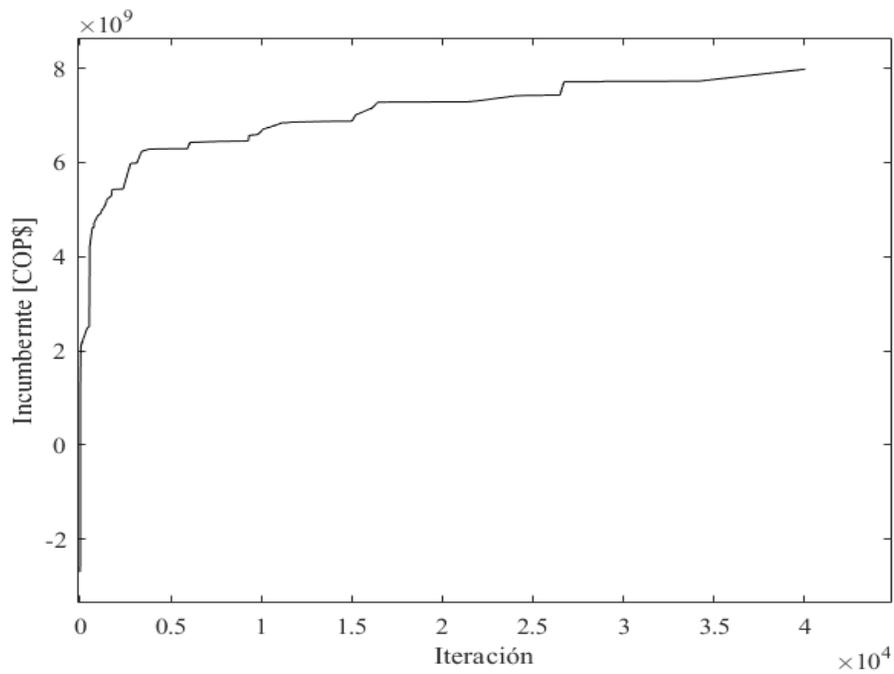


Figura 4.6. Evolución de la incumbente – Sistema 2 (Modelo 2)

4.3. Discusión de los resultados

4.3.1. Sistema de prueba 1

De los resultados mostrados en las Tablas 4.8 y 4.9 se observa lo siguiente:

- Con el Modelo 1 el OR vende menos energía al sistema (\$1047,49 millones menos). Sin embargo, aunque se tiene una reducción del costo de las pérdidas de energía de \$597,28 millones, este valor no compensa el valor dejado de vender. Por lo anterior, el OR tiene una disminución de su beneficio neto de \$450,20 millones cuando se compara el caso con GD en el sistema (\$30.711,19 millones) respecto al caso base (\$30.260,99 millones).
- Con el Modelo 2 el OR vende menos energía al sistema (\$5485,33 millones menos). Sin embargo, aunque se tiene una reducción del costo de las pérdidas de energía de \$983,87 millones, este valor no compensa el valor dejado de vender. Por lo anterior, el OR tiene una disminución de su beneficio neto de \$4501,96 millones cuando se compara el caso con GD en el sistema (\$30.711,19 millones) respecto al caso base (\$26.209,23 millones).
- En la solución óptima en ambos modelos, tanto el OR como el propietario de los GD presentan beneficios económicos. Es decir, para el OR el valor de las ventas de energía es mayor que el costo de las pérdidas y para el propietario de los GD el valor de las ventas de energía es mayor que el costo de inversión.
- Con ambos modelos se reducen las pérdidas técnicas del sistema y por consiguiente su costo asociado.
- En la solución óptima en ambos modelos, todos los GD inyectan el valor máximo de potencia al sistema, lo cual evidencia su impacto dentro del sistema.
- Desde el punto de vista del OR, es mejor emplear el Modelo 1 ya que tiene un beneficio económico mayor que en el Modelo 2 (\$30.260,99 millones y \$26.209,23 millones, respectivamente). Sin embargo, desde el punto de vista del propietario de los GD, es mejor emplear el Modelo 2, pues su beneficio económico es mayor. Con el Modelo 1 tiene \$292,7 millones y con el Modelo 2 tiene \$2.926,96 millones.

Lo anterior refleja que involucrar el valor de la venta de energía del OR en una metodología de ubicación y dimensionamiento de GD en sistemas de distribución, impone una restricción para que los GD no inyecten demasiada potencia al sistema. Esto se observa en las ventas de energía de los GD en ambos modelos, ya que, al compararlos, con el Modelo 1 se vende \$456,2 millones y con el Modelo 2 se vende \$4.561,96 millones.

4.3.2. Sistema de prueba 2

De los resultados mostrados en las Tablas 4.10 y 4.11 se observa lo siguiente:

- Con el Modelo 1 el OR vende menos energía al sistema (\$1294,89 millones menos). Sin embargo, aunque se tiene una reducción del costo de las pérdidas de energía de \$1.196,11 millones, este valor no compensa el valor dejado de vender. Por lo anterior, el OR tiene una disminución de su beneficio neto de \$278,78 millones cuando se compara el caso con GD en el sistema (\$110.372,04 millones) respecto al caso base (\$110.093,26 millones).
- Con el Modelo 2 el OR vende menos energía al sistema (\$17.302,84 millones). Sin embargo, aunque se tiene una reducción del costo de las pérdidas de energía de \$2.097,17 millones, este valor no compensa el valor dejado de vender. Por lo anterior, el OR tiene una disminución de su beneficio neto de \$15.385,68 millones cuando se compara el caso con GD en el sistema (\$110.372,04 millones) respecto al caso base (\$94.986,36 millones).
- En la solución óptima en ambos modelos, tanto el OR como el propietario de los GD presentan beneficios económicos. Es decir, para el OR el valor de las ventas de energía es mayor que el costo de las pérdidas y para el propietario de los GD el valor de las ventas de energía es mayor que el costo de inversión.
- Con ambos modelos se reducen las pérdidas técnicas del sistema y por consiguiente su costo asociado.
- En la solución óptima en ambos modelos, todos los GD inyectan el valor máximo de potencia al sistema, lo cual evidencia su impacto dentro del sistema.
- Desde el punto de vista del OR, es mejor emplear el Modelo 1 ya que tiene un beneficio económico mayor que en el Modelo 2 (\$110.372,04 millones y \$110.093,26 millones, respectivamente). Sin embargo, desde el punto de vista del propietario de los GD, es mejor emplear el Modelo 2, pues su beneficio económico es mayor. Con el Modelo 1 tiene \$67,12 millones y con el Modelo 2 tiene \$9.855,18 millones.

Lo anterior refleja que involucrar el valor de la venta de energía del OR en una metodología de ubicación y dimensionamiento de GD en sistemas de distribución, impone una restricción para que los GD no inyecten demasiada potencia al sistema. Esto se observa en las ventas de energía de los GD en ambos modelos, ya que, al compararlos, con el Modelo 1 se vende \$278,78 millones y con el Modelo 2 se vende \$15.391,68 millones.

4.3.3. Comentarios generales

Como aspectos generales, se observa lo siguiente en ambos sistemas de prueba:

- Como era de esperarse, para el OR los costos de las ventas de energía y de las pérdidas de energía disminuyen, debido a la inyección de potencia de los GD. No obstante, la disminución del costo de pérdidas no compensa la disminución de los costos de la venta de energía, por lo que en ambos modelos se obtiene un beneficio económico menor respecto al caso base (sin GD).

Sin embargo, hay que aclarar que en este proyecto no se considera la disminución de la compra de energía que el OR debe hacer a los comercializadores, por lo que los beneficios económicos podrían aumentar debido al ahorro en este ítem.

- Con el Modelo 2 se disminuyen las pérdidas técnicas en un porcentaje mayor que con el Modelo 1. Esto se debe a que el Modelo 1 involucra en la función objetivo del OR, adicional al costo de pérdidas, el costo de venta de energía; en cambio, el Modelo 2 solamente considera la reducción del costo de las pérdidas técnicas de energía.
- Con el Modelo 2 se propone la instalación de un número mayor de GD en el sistema. Por lo anterior, se tiene una inyección mayor de potencia de los GD con el Modelo 2 que con el Modelo 1.
- Para ambos modelos los resultados muestran un equilibrio en los beneficios de ambos agentes, dado que en los dos sistemas de prueba se presentan disminuciones considerables en las pérdidas y un VPN positivo para el propietario del GD considerando la inversión inicial.

Capítulo 6

Conclusiones, recomendaciones y trabajos futuros

6.1. Conclusiones

- Este proyecto presenta dos modelos matemáticos binivel para la integración de generación distribuida en sistemas de distribución de energía eléctrica, los cuales consideran los intereses del operador y del propietario de los GD. En las funciones objetivo se llevan en cuenta las ventas de energía y los costos de inversión de los GD, las ventas de energía del operador de red (solamente para el modelo matemático 1), y las pérdidas de energía en los tramos de red. El conjunto de restricciones involucra características técnicas de los sistemas de prueba y las restricciones impuestas por la resolución CREG 030 de 2018 para la generación distribuida.
- Los modelos binivel propuestos están desarrollados a partir del conflicto que existe entre el OR y el propietario de los GD. En este proyecto el conflicto está relacionado con la ubicación y dimensionamiento de los GD incidiendo en los beneficios esperados de ambos agentes. De acuerdo con esto, las variables en conflicto corresponden al dimensionamiento y ubicación de los GD, y la potencia inyectada por cada uno de ellos. El modelo binivel considera en el nivel superior los beneficios del propietario de los GD y en el nivel inferior los beneficios del OR. El rol de ambos participantes se definió partiendo del hecho de que para realizar el despacho de la red de distribución se requiere saber la ubicación y capacidad de las fuentes (subestación y GD).
- Los movimientos entre ambos niveles son realizados de la siguiente forma: inicialmente el líder (nivel superior) propone el tamaño y ubicación de los GD del sistema. Luego estas ubicaciones y capacidades ingresan al seguidor (nivel inferior), para de esta forma, realizar el despacho óptimo en función de la propuesta del líder. Una vez se realiza el despacho, el seguidor retorna al líder el valor de potencia inyectada por cada GD. Después de solucionar este problema, se tiene una solución coordinada que encuentra un equilibrio que beneficia a ambos agentes.
- Los resultados obtenidos muestran que la aplicación del algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) es eficiente, ya que consigue encontrar respuestas de buena calidad para los sistemas de prueba empleados.

- Para verificar la eficiencia de la metodología empleada se consideraron dos sistemas de prueba de tamaños muy diferentes, donde los resultados obtenidos con los modelos binivel propuestos garantizan beneficios para los agentes involucrados. Esto evidencia que la metodología desarrollada es efectiva en estudios de ubicación y dimensionamiento de generación distribuida en sistemas de distribución de energía eléctrica, cuando los GD no son propiedad del OR.
- Finalmente, es significativo mencionar que, si se da mayor prioridad a los intereses del OR, es recomendable usar el Modelo 1. Sin embargo, si se tiene una prioridad mayor para los intereses del propietario de los GD, es mejor emplear el Modelo 2. Adicionalmente, cabe resaltar que lo que se busca es encontrar un punto de equilibrio en un juego cooperativo sabiendo que generalmente cada agente tendrá un beneficio mayor por fuera de la negociación. No obstante, en ambos modelos se obtiene un punto de equilibrio en el cual ambos agentes obtienen un beneficio económico.

6.2. Recomendaciones y trabajos futuros

- Incluir aspectos relacionados con la confiabilidad de los generadores distribuidos, dado que en los escenarios presentados se asume que los GD generan la misma potencia todos los días del año. Para esto, se sugiere realizar estudios de tasas de falla y tiempos de reparación de cada una de las tecnologías utilizadas. Adicionalmente, involucrar la incertidumbre de las fuentes de generación.
- Incluir la posibilidad de instalar almacenadores de energía en los nodos donde se conectan los generadores distribuidos, con el fin aumentar aún más los beneficios para el propietario de los GD y disminuir adicionalmente las pérdidas del sistema.
- Implementar la metodología teniendo en cuenta que los generadores distribuidos pueden ser de diferentes propietarios, lo que involucraría otros intereses en el modelo.
- Desarrollar la metodología implementada con un método exacto, con el objetivo de comparar los resultados obtenidos.

Bibliografía

- [1] C. Wang and M.H. Nehrir, “Analytical approaches for optimal placement of distributed generation sources in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (4), pp. 2068–2076, 2004.
- [2] W. El-Khattan, K. Bhattacharya, Y. Hegazy, and M.M.A. Salama, “Optimal investment planning for distributed generation in a competitive electricity market,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 19 (3), pp. 1674-1684, 2004.
- [3] V.H.M. Quezada, J.R. Abbad, and T.G.S. Román, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (2), pp. 533–540, 2006.
- [4] D. Gautam and N. Mithulananthan, “Optimal DG placement in deregulated electricity market,” *Electric Power Systems Research*, 77 (12), pp. 1627–1636, 2007.
- [5] M.N. Marwali, J. Jung, and A. Keyhani, “Stability analysis of load sharing control for distributed generation systems,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 22 (3), pp. 737–745, 2007.
- [6] S. Lee and J. Park, “Selection of optimal location and size of multiple distributed generations by using Kalman filter algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (3), pp. 1393–1400, 2009.
- [7] J.M. López-Lezama, A. Padilha-Feltrin, J. Contreras, and J.I. Muñoz, “Optimal contract pricing of distributed generation in distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 26 (1), pp. 128-136, 2011.
- [8] J. M. López-Lezama, J. Contreras, and A. Padilha-Feltrin, “Location and contract pricing of distributed generation using a genetic algorithm,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 36 (1), pp. 117-126, 2012.
- [9] M.H Moradi and M. Abedeni, “A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 34 (1), pp. 66-74, 2012.
- [10] I.F. Prado and L.P Garcés, “Chu-Beasley genetic algorithm applied to the allocation of distributed generation,” in *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA)*, pp. 1-7, Sao Paulo, Brasil, 2013.

- [11] S. Kaur, G. Khumbar, and J. Sharma, "A MINLP technique for optimal placement of multiple DG units in distribution systems," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 63, pp. 609-617, 2014.
- [12] M. Yarahmadi and M.R. Shakarami, "An analytical method to optimal allocation of wind based-DG considering time-varying load model in radial distribution systems," in *Second International Conference on Knowledge-Based Engineering and Innovation (KBEI)*, pp. 298-306, Teheran, Iran, 2015.
- [13] A. Bagheri, N. Osali, and R. Noroozian, "Distribution system expansion planning incorporating storage units in the presence of wind-based distributed generation," in *21st Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC)*, pp. 194-201, Karaj, Iran, 2016.
- [14] B. Liu, X. Qian, J. Li, and Y. Zhang, "Optimal sizing of distributed generation based on chaotic free-search algorithm in an island microgrid," in *Chinese Automation Congress (CAC)*, pp. 7103-7106, Jinan, China, 2017.
- [15] C. Zhang, J. Li, Y.J. Zhang, and Z. Xu, "Optimal Location Planning of Renewable Distributed Generation Units in Distribution Networks: An Analytical Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, 33 (3), pp. 2742-2753, 2018.
- [16] T. Prasetyo, S. Sarjiya, and L. M. Putranto, "Optimal Sizing and Siting of PV-Based Distributed Generation for Losses Minimization of Distribution using Flower Pollination Algorithm," in *International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)*, pp. 779-783, Yogyakarta, Indonesia, 2019.
- [17] C. Jana, M.J. Bala, and S. Kumar Goswami, "Finding of the Probable Size and Location of Distributed Generation in Unbalanced Distribution System with Demand Uncertainty," in *IEEE Calcutta Conference (CALCON)*, pp. 417-420, Kolkata, India, 2020.
- [18] Ley 1715 de 2014. Congreso de la República. Colombia, 2014.
- [19] Resolución CREG 030 de 2018. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Colombia, 2018.
- [20] B.F. Hobbs and S.K. Nelson, "A nonlinear bilevel model for analysis of electric utility demand-side planning issues," *Annals of Operations Research*, 34, pp. 255-274, 1992.
- [21] A. Haurie, R. Loulou, and G. Savard, "A two-player game model of power cogeneration in New England," *IEEE Transactions on Automatic Control*, 37 (9), pp. 1451-1456, 1992.
- [22] J.F. Bard, *Practical Bilevel Optimization: Algorithms and Applications*. Kluwer Academic Publishers, Netherlands, 1998.

- [23] L.P. Garces, A.J. Conejo, R. Garcia-Bertrand, and R. Romero, "A Bilevel Approach to Transmission Expansion Planning Within a Market Environment," *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (3), pp. 1513-1522, 2009.
- [24] J.M. Arroyo, "Bilevel programming applied to power system vulnerability analysis under multiple contingencies," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4 (2), pp. 178-190, 2010.
- [25] S. Bahramara, M.P. Moghaddam, and M.R. Haghifam, "A bi-level optimization model for operation of distribution networks with micro-grids," *International Journal of Electrical Power and Energy System*, 82, pp. 169-178, 2016.
- [26] Y. Gao, X. Hu, W. Yang, H. Liang, and P. Li, "Multi-objective bi-level coordinated planning of distributed generation and distribution network frame based on multi-scenario technique considering timing characteristics," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8 (4), pp. 1415-1429, 2017.
- [27] M. Moradijoz, M.P. Moghaddam, and M.R. Haghifam, "A flexible distribution system expansion planning model: a dynamic bi-level approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9 (6), pp. 5867-5777, 2017.
- [28] M. Asensio, G. Muñoz, and J. Contreras, "A bi-level approach to distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response," *IEEE Transactions on Power Systems*, 32 (6), pp. 4298-4309, 2017.
- [29] R.A. Hincapie, R.A. Gallego, and J.R.S. Mantovani, "A decomposition approach for integrated planning of primary and secondary distribution networks considering distributed generation," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 106, pp. 146-157, 2019.
- [30] P.C. Chu and J.E. Beasley, "A genetic algorithm for the generalized assignment problem," *Computers and Operations Research*, 24 (1), pp. 17-23, 1997.
- [31] www.matpower.org
- [32] J.H. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*, University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [33] L. García, M. Parikh, and R. Manghani, "Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina," 2019. [Online]: <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>
- [34] L.F. Grisales, *Diseño y operación de sistemas de distribución bajo un ambiente de redes inteligentes*, Proyecto de Grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira (Colombia), Junio, 2015.

- [35] CIDET, “Estudio de factibilidad – Proyecto de micro-red alimentada por una granja fotovoltaica en el Sistema de Distribución Local de la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. – EDEQ,” Diciembre, 2017.

Anexo

A.1. Sistema de prueba 1

A continuación, se presenta la información del sistema de prueba 1 (22 nodos), cuya tensión nominal es 11 kV. Todos los datos presentados son en pu, para lo cual se usó una potencia base de 10MVA y un voltaje base igual al voltaje nominal.

Tabla A.1. Demanda nodal [pu] – Sistema 1

Nodo	Potencia activa	Potencia reactiva	Nodo	Potencia activa	Potencia reactiva
1	0.0000	0.0000	12	0.0815	0.0585
2	0.0840	0.0627	13	0.4105	0.2151
3	0.0840	0.0627	14	0.1735	0.0903
4	0.1690	0.1119	15	0.1735	0.0903
5	0.0730	0.0375	16	0.4015	0.2103
6	0.0525	0.0426	17	0.2480	0.1434
7	0.0440	0.0351	18	0.2480	0.1434
8	0.0720	0.0558	19	0.2190	0.1167
9	0.0965	0.0777	20	0.1865	0.1080
10	0.0720	0.0558	21	0.1865	0.1080
11	0.0815	0.0585	22	0.1550	0.0882

Tabla A.2. Tramos de red [pu] – Sistema 1

Envío	Recibo	R	X	Envío	Recibo	R	X
1	2	0.03028099	0.01493388	11	13	0.03257851	0.01677686
2	3	0.00452066	0.00233058	13	14	0.08644628	0.04452893
2	4	0.04476033	0.02304959	14	15	0.00181818	0.00095868
4	5	0.01595041	0.00818182	14	16	0.00452066	0.00233058
5	6	0.10834711	0.05580165	16	17	0.02654545	0.01366942
6	7	0.00494215	0.00254545	17	18	0.00784298	0.00403306
6	8	0.02400826	0.01236364	17	19	0.04743802	0.02445455
4	9	0.06141322	0.03162810	19	20	0.01067769	0.00545455
9	10	0.00452066	0.00233058	20	21	0.00719835	0.00371901
9	11	0.05578512	0.02876860	20	22	0.04404132	0.02267769
11	12	0.00452066	0.00233058	-----	-----	-----	-----

A.2. Sistema de prueba 2

A continuación, se presenta la información del sistema de prueba 2 (141 nodos), cuya tensión nominal es 12.5 kV. Todos los datos presentados son en pu, para lo cual se usó una potencia base de 10MVA y un voltaje base igual al voltaje nominal.

Tabla A.3. Demanda nodal [pu] – Sistema 2

Nodo	Potencia activa	Potencia reactiva	Nodo	Potencia activa	Potencia reactiva	Nodo	Potencia activa	Potencia reactiva
1	0.0000	0.0000	48	0.1062	0.0658	95	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	49	0.1275	0.0790	96	0.1275	0.0790
3	0.0000	0.0000	50	0.0000	0.0000	97	0.0000	0.0000
4	0.0000	0.0000	51	0.1062	0.0658	98	0.2550	0.1580
5	0.0000	0.0000	52	0.0638	0.0395	99	0.0000	0.0000
6	0.0000	0.0000	53	0.0425	0.0263	100	0.2550	0.1580
7	0.0000	0.0000	54	0.0000	0.0000	101	0.0127	0.0079
8	0.0638	0.0395	55	0.0000	0.0000	102	0.0000	0.0000
9	0.0085	0.0053	56	0.0213	0.0132	103	0.1062	0.0658
10	0.0000	0.0000	57	0.0000	0.0000	104	0.0000	0.0000
11	0.0000	0.0000	58	0.2550	0.1580	105	0.2550	0.1580
12	0.0213	0.0132	59	0.1275	0.0790	106	0.1275	0.0790
13	0.0638	0.0395	60	0.0000	0.0000	107	0.4271	0.2647
14	0.0000	0.0000	61	0.2550	0.1580	108	0.0000	0.0000
15	0.0000	0.0000	62	0.1700	0.1054	109	0.6375	0.3951
16	0.0000	0.0000	63	0.0000	0.0000	110	0.6375	0.3951
17	0.1275	0.0790	64	0.2550	0.1580	111	0.0213	0.0132
18	0.0000	0.0000	65	0.1275	0.0790	112	0.4250	0.2634
19	0.0000	0.0000	66	0.1913	0.1185	113	0.0638	0.0395
20	0.0638	0.0395	67	0.0425	0.0263	114	0.0000	0.0000
21	0.0638	0.0395	68	0.0850	0.0527	115	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	69	0.2550	0.1580	116	0.2550	0.1580
23	0.0638	0.0395	70	0.0000	0.0000	117	0.0553	0.0342
24	0.0000	0.0000	71	0.2550	0.1580	118	0.0000	0.0000
25	0.0000	0.0000	72	0.1275	0.0790	119	0.0935	0.0579
26	0.1275	0.0790	73	0.2550	0.1580	120	0.0000	0.0000
27	0.0638	0.0395	74	0.2550	0.1580	121	0.0000	0.0000
28	0.0000	0.0000	75	0.0382	0.0237	122	0.0000	0.0000
29	0.0638	0.0395	76	0.0638	0.0395	123	0.0850	0.0527
30	0.0000	0.0000	77	0.1275	0.0790	124	0.1062	0.0658
31	0.0000	0.0000	78	0.0000	0.0000	125	0.0000	0.0000
32	0.1275	0.0790	79	0.4271	0.2647	126	0.0000	0.0000
33	0.0000	0.0000	80	0.6375	0.3951	127	0.0638	0.0395
34	0.1275	0.0790	81	0.0000	0.0000	128	0.0638	0.0395
35	0.2550	0.1580	82	0.1275	0.0790	129	0.0935	0.0579
36	0.1275	0.0790	83	0.0638	0.0395	130	0.0956	0.0593
37	0.0425	0.0263	84	0.1913	0.1185	131	0.0000	0.0000
38	0.0000	0.0000	85	0.0000	0.0000	132	0.0638	0.0395
39	0.0170	0.0105	86	0.4250	0.2634	133	0.0382	0.0237
40	0.0000	0.0000	87	0.1275	0.0790	134	0.0297	0.0184
41	0.0638	0.0395	88	0.0638	0.0395	135	0.0213	0.0132
42	0.0000	0.0000	89	0.0553	0.0342	136	0.0638	0.0395
43	0.0000	0.0000	90	0.0000	0.0000	137	0.0467	0.0290
44	0.0425	0.0263	91	0.0000	0.0000	138	0.0425	0.0263
45	0.0000	0.0000	92	0.0000	0.0000	139	0.0425	0.0263
46	0.0000	0.0000	93	0.0000	0.0000	140	0.1275	0.0790
47	0.0000	0.0000	94	0.0935	0.0579	141	0.0638	0.0395

Tabla A.4. Tramos de red [pu] – Sistema 2

Envío	Recibo	R	X	Envío	Recibo	R	X	Envío	Recibo	R	X
1	2	0.0037	0.0026	48	49	0.0047	0.0033	89	96	0.0044	0.0031
2	3	0.0111	0.0079	49	50	0.0053	0.0036	96	97	0.0062	0.0044
3	4	0.0001	0.0000	50	51	0.0026	0.0018	97	98	0.0058	0.0013
4	5	0.0006	0.0004	51	52	0.0014	0.0010	97	99	0.0002	0.0001
5	6	0.0004	0.0003	38	53	0.0054	0.0038	99	100	0.0002	0.0001
6	7	0.0030	0.0040	42	54	0.0010	0.0007	91	101	0.0015	0.0011
7	8	0.0047	0.0063	54	55	0.0034	0.0024	101	102	0.0037	0.0026
8	9	0.0042	0.0030	55	56	0.0057	0.0041	102	103	0.0057	0.0014
9	10	0.0033	0.0023	56	57	0.0056	0.0039	103	104	0.0040	0.0010
10	11	0.0007	0.0005	57	58	0.0043	0.0031	104	105	0.0075	0.0018
11	12	0.0083	0.0059	58	59	0.0030	0.0021	104	106	0.0007	0.0002
12	13	0.0079	0.0056	55	60	0.0021	0.0015	92	107	0.0055	0.0013
13	14	0.0031	0.0022	60	61	0.0021	0.0015	94	108	0.0039	0.0017
14	15	0.0062	0.0044	61	62	0.0026	0.0019	108	109	0.0029	0.0012
15	16	0.0055	0.0039	60	63	0.0023	0.0016	94	110	0.0002	0.0001
16	17	0.0026	0.0018	63	64	0.0067	0.0048	7	111	0.0046	0.0033
17	18	0.0053	0.0036	64	65	0.0043	0.0031	10	112	0.0069	0.0017
18	19	0.0012	0.0008	65	66	0.0019	0.0014	11	113	0.0022	0.0016
19	20	0.0036	0.0025	66	67	0.0029	0.0021	13	114	0.0040	0.0028
20	21	0.0023	0.0016	67	68	0.0014	0.0010	114	115	0.0043	0.0030
21	22	0.0037	0.0020	63	69	0.0024	0.0017	115	116	0.0003	0.0001
22	23	0.0017	0.0012	55	70	0.0015	0.0011	14	117	0.0033	0.0024
23	24	0.0044	0.0032	70	71	0.0008	0.0002	15	118	0.0010	0.0007
24	25	0.0026	0.0018	70	72	0.0045	0.0032	118	119	0.0030	0.0021
25	26	0.0047	0.0034	42	73	0.0015	0.0011	119	120	0.0027	0.0019
26	27	0.0022	0.0016	73	74	0.0002	0.0004	120	121	0.0033	0.0023
27	28	0.0038	0.0027	43	75	0.0024	0.0017	121	122	0.0047	0.0033
28	29	0.0042	0.0030	44	76	0.0035	0.0025	122	123	0.0038	0.0027
29	30	0.0022	0.0016	46	77	0.0033	0.0028	123	124	0.0039	0.0028
30	31	0.0008	0.0006	76	78	0.0011	0.0007	124	125	0.0050	0.0036
31	32	0.0022	0.0016	78	79	0.0027	0.0006	125	126	0.0054	0.0039
2	33	0.0028	0.0020	79	80	0.0065	0.0016	126	127	0.0022	0.0016
33	34	0.0001	0.0001	79	81	0.0097	0.0024	127	128	0.0037	0.0027
5	35	0.0146	0.0036	81	82	0.0002	0.0001	128	129	0.0038	0.0027
5	36	0.0081	0.0101	47	83	0.0005	0.0004	129	130	0.0007	0.0005
6	37	0.0004	0.0005	49	84	0.0033	0.0029	119	131	0.0023	0.0016
37	38	0.0131	0.0093	50	85	0.0009	0.0002	131	132	0.0022	0.0016
38	39	0.0060	0.0043	85	86	0.0002	0.0001	131	133	0.0059	0.0043
39	40	0.0022	0.0016	86	87	0.0000	0.0000	121	134	0.0054	0.0039
40	41	0.0059	0.0042	7	88	0.0011	0.0015	16	135	0.0034	0.0024
41	42	0.0149	0.0105	88	89	0.0030	0.0040	16	136	0.0019	0.0014
42	43	0.0078	0.0055	89	90	0.0019	0.0026	18	137	0.0038	0.0027
43	44	0.0028	0.0020	90	91	0.0014	0.0018	23	138	0.0049	0.0036
44	45	0.0026	0.0019	91	92	0.0020	0.0027	25	139	0.0061	0.0043
45	46	0.0010	0.0008	92	93	0.0018	0.0024	30	140	0.0033	0.0024
46	47	0.0041	0.0029	93	94	0.0013	0.0018	31	141	0.0038	0.0027
47	48	0.0027	0.0019	94	95	0.0013	0.0018	-----	-----	-----	-----