

**MÉTODO HEURÍSTICO PARA CONSTRUIR LA POBLACIÓN INICIAL DEL PROBLEMA DE
PLANEAMIENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD Y GAS
NATURAL**

ANDRES FELIPE ALVAREZ ECHAVARRIA

**PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, JUNIO DE 2013**

**MÉTODO HEURÍSTICO PARA CONSTRUIR LA POBLACIÓN INICIAL DEL PROBLEMA DE
PLANEAMIENTO INTEGRADO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD Y GAS
NATURAL**

**ANDRES FELIPE ALVAREZ ECHAVARRIA
C.C. 1.088.287.208**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Electricista**

Director

Ph.D Harold Salazar Isaza

Codirector

Ms.C Carlos Arturo Saldarriaga

**PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
PEREIRA, JUNIO DE 2013**

A mis padres Rodrigo y Sandra, mis hermanos Daniela, Sara, Samuel, y mi abuela
Magnolia.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis sinceros agradecimientos:

- En primer lugar, al profesor Harold Salazar por la oportunidad brindada de trabajar con él en un tema de muchísimo interés.
- Al profesor Carlos Saldarriaga por la orientación y el acompañamiento que me brindó durante la realización de este trabajo.
- A mis padres Rodrigo y Sandra, y a mis hermanos Daniela, Sara, Samuel por su comprensión y apoyo durante mi formación académica y personal.
- A mi novia Erika Andrea Rodríguez por el amor que me brindó durante todo estos años y la paciencia necesaria para estar a mi lado.
- A Alejandro Duque, por su gran amistad brindada en todos estos años, por ser un modelo de inspiración y doy gracias que una persona como él se cruzó en mi camino.
- A José Nicolás Melchor, José Santiago Arrieta, Juan David Ramírez, Laura Mónica Escobar, y Sebastián Botero por su amistad y constante apoyo durante todo el tiempo transcurrido.
- A los profesores del programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.

INDICE GENERAL

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. Objetivo General	16
1.2. Objetivos Específicos.....	16
1.3 Estructura del trabajo	17
2. MODELOS DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	18
2.1 Modelo de planeamiento eléctrico del sistema de distribución	18
2.2 Modelo de planeamiento del sistema de gas	20
2.3 Modelo de planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural.....	22
3. INDICADORES DE SENSIBILIDAD PARA EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO INTEGRADO	24
3.1 Índices de sensibilidad basados en la topología	24
3.1.1 Topología aleatoria.....	24
3.1.2 Topología considerando el segmento de rama más cortó	25
3.1.3 Topología considerando la mayor demanda	25
3.2 Índices de sensibilidad basados en variables continuas	26
4. ALGORITMO HEURÍSTICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE INDIVIDUOS PARA EL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO INTEGRADO Y DESINTEGRADO	29
4.1 Algoritmo heurístico para el planeamiento eléctrico del sistema de distribución	29
4.2 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema de distribución de gas natural	30
4.3 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema desintegrado de distribución de electricidad y gas natural.....	31
4.4 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema integrado de distribución de electricidad y gas natural.....	31
5. ESTUDIO DE CASOS DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	33
5.1 Verificación del modelo de planeamiento del sistema de distribución considerando GD.....	33
5.1.1 Modelo del planeamiento eléctrico del sistema de distribución	33
5.2 Resultados para modelo desintegrado del planeamiento del sistema de distribución de electricidad y gas natural.....	38
5.2.1 Topología eléctrica aleatoria	39
5.2.2 Topología eléctrica considerando el segmento de línea más corto	39
5.2.3 Topología eléctrica considerando la mayor demanda.....	40

5.2.4 Topología de gas aleatoria	41
5.2.5. Topología de gas considerando segmento de línea más corto	41
5.2.6 Topología de gas considerando la mayor demanda	41
5.3 Comparación de poblaciones iniciales ante los diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado vs topología optima.....	42
5.3.1 Topología eléctrica y de gas considerando topología aleatoria	42
5.3.2 Considerando topología aleatoria eléctrica y topología de gas considerando segmento de línea más corto	42
5.3.3 Considerando topología aleatoria eléctrica y topología de gas considerando mayor demanda	43
5.3.4 Para topología eléctrica considerando segmento de línea más corto y topología aleatoria de gas	43
5.3.5 Topología eléctrica y de gas considerando segmento de línea más corto.....	44
5.3.6 Para topología eléctrica considerando segmento de línea más corto y topología de gas considerando mayor demanda	44
5.3.7 Para topología eléctrica considerando la mayor demanda y topología aleatoria de gas	45
5.3.8 Para topología eléctrica considerando la mayor demanda y topología de gas considerando segmento de línea más corto.....	45
5.3.9 Topología eléctrica y de gas considerando mayor demanda.....	45
5.4 Resultados para modelo integrado del planeamiento del sistema de distribución de electricidad y gas natural.....	47
5.4.1 Topología aleatoria para el modelo integrado de electricidad y gas	48
5.4.2 Topología para el modelo integrado de electricidad y gas considerando segmento de línea más corta.....	49
5.4.3 Topología para el modelo integrado de electricidad y gas considerando mayor demanda	50
5.5 Poblaciones iniciales ante los diferentes índices de sensibilidad para el planeamiento integrado.....	51
5.5.1 Para planeamiento del sistema integrado considerando topología aleatoria.....	51
5.5.2 Para el planeamiento del sistema integrado considerando segmento de línea más corta.....	51
5.5.3 Para el planeamiento del sistema integrado considerando la mayor demanda	52
6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	53
REFERENCIAS	54
6. ANEXOS	58

ANEXO A. Sistema de distribución primaria 9 nodos	58
ANEXO D. Solución de diferentes modelos de planeamiento de sistemas de distribución	61
Caso A. Expansión de la subestación eliminando la necesidad de mejorar los alimentadores	61
Caso B. Expansión de la subestación incluyendo la necesidad de mejorar los alimentadores	64
Caso C. Expansión de la subestación incluyendo la instalación de GD y eliminando la necesidad de mejorar los alimentadores.....	65
Caso C1. Nueva alternativa para el problema de distribución sin elementos subutilizados	68
ANEXO C. Topologías óptimas	70
ANEXO D. Sistema de prueba distribución primaria.....	72

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Porcentaje de sensibilidad.....	26
Figura 2. Topología factible eléctrica 1	39
Figura 3. Topología factible eléctrica 2	39
Figura 4. Topología factible eléctrica 3	40
Figura 5. Topología factible gas 1.....	41
Figura 6. Topología factible gas 2.....	41
Figura 7. Topología factible gas 3.....	41
Figura 8. Topología factible 1 modelo integrado.....	48
Figura 9. Topología factible 2 modelo integrado.....	49
Figura 10. Topología factible 3 modelo integrado.....	50
Figura 11. Sistema de distribución de 9 nodos	58
Figura 12: Topología óptimo eléctrico.....	70
Figura 13. Topología óptima sistema de gas.....	71
Figura 14. Sistema eléctrico 12 nodos	72
Figura 15. Sistema de 9 nodos de gas	74

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. GD con expansión de la subestación, Comparación entre IEEE y simulación.....	35
Tabla 2. Generación distribuida contra expansión de la subestación con mejora de conductores	37
Tabla 3. Comparación voltajes nodales, simulación desarrollada en NEPLAN vs respuesta modelo en GAMS	38
Tabla 4. Comparación entre población inicial 1 y topología óptima integrado	42
Tabla 5. Comparación entre población inicial 2 y topología óptima integrado	42
Tabla 6. Comparación entre población inicial 3 y topología óptima.	43
Tabla 7. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado 1	43
Tabla 8. Comparación entre población inicial 4 y topología óptima integrado	43
Tabla 9. Comparación entre población inicial 5 y topología óptima integrado	44
Tabla 10. Comparación entre población inicial 6 y topología óptima.	44
Tabla 11. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado 2	44
Tabla 12. Comparación entre población inicial 7 y topología óptima	45
Tabla 13. Comparación entre población inicial 8 y topología óptima	45
Tabla 14. Comparación entre población inicial 9 y topología óptima.	46
Tabla 15. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado 3	46
Tabla 16. Comparación entre población inicial 1 y topología óptima integrado	51
Tabla 17. Comparación entre población 2 y topología óptima integrado	51
Tabla 18. Comparación entre población 3 y topología óptima integrado	52
Tabla 19. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento integrado. .	52
Tabla 20. Demandas del sistema	59
Tabla 21. Datos de los alimentadores	59
Tabla 22. Expansión de la subestación comparación entre IEEE contra simulación.....	63
Tabla 23. Expansión de la subestación comparación entre IEEE contra simulación.....	65
Tabla 24. Expansión de la subestación contra GD, comparación entre IEEE contra simulación	67
Tabla 25. Generación distribuida contra expansión de la subestación.....	68
Tabla 26. Nueva alternativa IEEE contra simulación.	69
Tabla 27. Datos de líneas	72
Tabla 28. Demanda del sistema eléctrico.....	73
Tabla 29. Datos calibres de las líneas	73
Tabla 30. Datos de ductos sistema de gas	74
Tabla 31. Demandas sistema de gas.....	75
Tabla 32. Datos calibres de los ductos	75

RESUMEN

Este trabajo de investigación inicia con una revisión del estado del arte de los modelos matemáticos y las técnicas de solución usadas en el problema de planeamiento de redes de distribución. Se hace énfasis en aquellos trabajos donde se hacen propuestas desde el punto de inclusión de generación distribuida (GD) como una interesante alternativa para la solución del problema.

En la siguiente etapa se comentan los modelos matemáticos que fueron usados para representar el problema de planeamiento de los sistemas de distribución tanto de electricidad como de gas, además, se presenta un modelo integrado que permite realizar el planeamiento óptimo de ambas redes de manera conjunta.

Se continúa con una presentación de los diferentes índices de sensibilidad utilizados para desarrollar los algoritmos heurísticos que permitieron encontrar soluciones de buena calidad. Este conjunto de soluciones se construye con el objetivo de formar una población inicial con respuestas de buena calidad para técnicas de solución más robustas.

Una vez presentados los índices de sensibilidad, se proponen diversos algoritmos heurísticos que dan solución al planeamiento de redes de distribución de energía eléctrica y gas. Se presentan tanto alternativas de algoritmos heurísticos para ambos sistemas desintegrados como para el sistema integrado de electricidad y gas.

Los resultados obtenidos presentan en primera instancia la solución del modelo matemático planteado para representar el problema de planeamiento de redes de distribución de electricidad y gas. Luego, se muestra el conjunto de soluciones obtenidas a partir de los algoritmos heurísticos propuestos.

Palabras clave:

Espacio de solución, Flujo de gas, Generación distribuida, Heurísticas, Optimización, Planeamiento, Sistemas de distribución, Subestación eléctrica, Subestación de gas.

1. INTRODUCCIÓN

En nuestros días el uso de la electricidad se ha tornado vital para el desarrollo de los medios de producción y del estilo de vida de la sociedad actual, lo que hace que se requiera de grandes cantidades de energía las cuales se producen en centros de generación que por lo general están ubicados en lugares remotos de los centro de consumo, por tal razón los grandes bloques de energía eléctrica que se transportan en el día a día, deben atravesar grandes distancias en los sistemas de transmisión y posteriormente en los sistemas de distribución local, generando que en ciertas horas se presenten congestiones en la red tanto de transmisión como de distribución y además se eleven las pérdidas técnicas inherentes al transporte de la energía.

Para solucionar la problemática anterior se han planteado múltiples estrategias, la mayoría de ellas buscan planear sistemas eléctricos de forma tal que se abastezca la demanda eléctrica, sin que se presenten violaciones a las restricciones del sistema y procurando minimizar las perdidas en el transporte; adicional a esto, estas estrategias de planeamiento deben presentar el menor costo de inversión, garantizando así un aprovechamiento máximo de los recursos, y solucionando el problema mencionado. Esta solución se conoce como la estrategia clásica de planeamiento óptimo de sistemas eléctricos. En el caso particular de los sistemas de distribución el problema básico de diseño óptimo que usualmente es considerado en la literatura especializada ha sido el de la minimización de una única función objetivo que representa los costos totales asociados a la expansión, tal como se describe en los trabajos de [1],[2], [3] y [4].

A pesar de los buenos resultados que se han reportado con estas metodologías, se ha demostrado que existen nuevas metodologías que presentan soluciones mejores y más económicas. Una de estas, es la de complementar la estrategia de planeamiento clásico con la posibilidad de ubicar generadores pequeños dentro de la red de distribución, esta estrategia cambia la concepción de que en los sistemas de distribución solo se presenta una única fuente de energía (la subestación) pero abre una inmensa gama de posibilidades en la

cual los investigadores del área de sistemas eléctricos pueden encontrar soluciones más económicas aprovechando las ventajas de tener múltiples fuentes de energía cercanas al consumidor final.

El planeamiento de sistemas de distribución considerando GD se ha estudiado ampliamente en los últimos años; en la literatura especializada existen numerosos artículos donde se propone utilizar GD con diferentes objetivos como disminuir pérdidas técnicas, mejorar perfiles de tensión o reducir congestiones entre otros [5]-[13]; entre los múltiples trabajos en esta temática se destacan:[14] y [15], que presentan un modelo matemático lineal entero mixto aplicado al problema de planeamiento multietapa con múltiples niveles de carga, donde se incluye la posibilidad de repotenciar e instalar subestaciones, alimentadores y GD.

Por otro lado, [16] presenta una metodología basada en un optimizador por enjambre de partículas para resolver el problema de planeamiento de la distribución considerando ubicación y dimensionamiento de GD, diferentes escenarios de demanda y diferentes escenarios de precio de la energía en el mercado mayorista.

En [17] ubica y dimensiona GD renovable y no renovable para minimizar pérdidas, costos de inversión y mejorar la confiabilidad del sistema, para esto utiliza una metodología multiobjetivo basada en algoritmos genéticos.

En [18] se realiza un planeamiento de sistemas de distribución considerando instalación y repotenciación de elementos del sistema de distribución y ubicación y dimensionamiento de GD, la metodología considera incertidumbres asociadas a la GD y a la respuesta en demanda y es resuelta mediante algoritmos genéticos.

En [19] se muestra una metodología de planeamiento multiobjetivo basada en optimización por enjambre de partículas, la cual optimiza la instalación y operación de GD y de elementos de la red de distribución (tales como líneas y transformadores) junto con la

posibilidad de repotenciar elementos de la red, de forma que se minimicen los costos de inversión y pérdidas y se mejore la confiabilidad del sistema.

Por último en [20] se propone un modelo de planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural considerando GD, este artículo demuestra la necesidad y las ventajas de planear ambas redes de forma integrada cuando se considera una alta penetración de GD a base de gas natural.

El planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural resulta ser un problema de alta complejidad matemática, que aumenta al incluir ciertas restricciones, como son la capacidad de los generadores, las corrientes de corto circuito, las pérdidas de potencia en la red, el perfil de tensión, los flujos de gas por los ductos, las inyecciones nodales de gas y las caídas de presión en los ductos, entre otras. Todo esto provoca que las técnicas de solución ya sean exactas o combinatoriales presenten tiempos de búsqueda prolongados y en algunos casos no se tenga éxito en la localización del punto óptimo. Con el objetivo de reducir los tiempos de búsqueda y de incrementar la calidad de la respuesta encontrada, en la literatura especializada se ha demostrado que el punto de inicio del método de optimización juega un papel fundamental para el desempeño del método.

Entre los múltiples trabajos propuestos se encuentra [21], que muestra la utilidad de aplicar algoritmos heurísticos en el modelo de transportes para el problema de planeamiento de la transmisión, demostrando como esta propuesta entrega resultados de buena calidad. Adicionalmente, extiende su planteamiento al problema del planeamiento multietapa de sistemas de transmisión, obteniendo resultados prometedores.

Por otro lado, en [22] se propone un algoritmo heurístico constructivo enmarcado en la estructura de Branch and Bound para resolver el problema de planeamiento de expansión de sistemas de transmisión. Su objetivo es evitar algunos de los problemas críticos que presentan los algoritmos heurísticos clásicos, los cuales emplean modelos matemáticos

relajados para calcular un índice de sensibilidad que guía las adiciones de los nuevos circuitos. Una de las mayores utilidades es la posibilidad de aplicar este algoritmo a cualquier modelo matemático (transportes, modelo DC, modelo AC, modelos híbridos).

La aplicación de una técnica metaheurística conocida como "*shuffled frog leaping algorithm*" al problema de planeamiento de la expansión de redes de transmisión es mostrada en [23]. Este trabajo compara el desempeño de esta metaheurística con otras técnicas metaheurísticas como enjambre de partículas y algoritmos genéticos demostrando la eficiencia de dicha técnica. El artículo también indica como el introducir algoritmos heurísticos para guiar las propuestas realizadas por la metaheurística mejora la calidad de las respuestas encontradas y reduce los tiempos de cómputo.

Un nuevo modelo heurístico de 2 etapas es propuesto en [24]. Las etapas están basadas en los conceptos de LNS (Large Neighborhood Search) y GLS (Guided Local Search) aplicados al problema de planeamiento de las redes de distribución incluyendo generación distribuida. Se muestra que el método propuesto no solo se puede usar para el planeamiento a largo plazo de la red sino que también sirve para analizar sus efectos bajo diferentes escenarios de generación distribuida.

En general la literatura especializada ha mostrado como las técnicas metaheurísticas potencializadas con heurísticas ya sea para la formación de poblaciones iniciales de alta calidad o para guiar el proceso de convergencia presentan mejor desempeño que las técnicas que no se basan en heurísticas, logrando alcanzar respuestas de mayor calidad en menores tiempos de cómputo.

El problema de planeamiento de sistemas de distribución con generación distribuida a base de gas natural incorporando restricciones de la red de transporte de gas, también ha sido abordado mediante técnicas de optimización combinatorial y se ha comprobado la eficacia de estas técnicas en la solución de este problema. **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Sin embargo hace falta desarrollar estrategias que permitan encontrar

buenos puntos de inicialización de dichas técnicas, esto es, construir métodos heurísticos que basados en sensibilidades detecten componentes que puedan ser de alta calidad y que aporten a la solución óptima del problema, logrando así obtener poblaciones iniciales de alta calidad que potencialicen el desempeño de la técnica de optimización.

De lo anterior se evidencia la necesidad de utilizar metodologías heurísticas basadas en indicadores de sensibilidad para construir individuos de alta calidad que puedan ser utilizados como población inicial de técnicas de optimización combinatorial que solucionen el problema de planeamiento de sistemas de distribución con GD a base de gas natural incorporando restricciones de la red de transporte de gas.

1.1. Objetivo General

Desarrollar metodologías heurísticas basadas en indicadores de sensibilidad para construir individuos de buena calidad que puedan ser utilizados como población inicial de técnicas de optimización combinatorial.

1.2. Objetivos Específicos

- Estudiar diferentes indicadores de sensibilidad para el problema de planeamiento de sistemas de distribución de electricidad con GD y de sistemas de distribución de gas natural
- Construir un algoritmo basado en indicadores de sensibilidad que construya individuos de buena calidad para el problema de planeamiento de sistemas de distribución con GD a base de gas natural incorporando restricciones de la red de transporte de gas.
- Realizar análisis cuantitativos con el fin de establecer la conveniencia del algoritmo desarrollado.

1.3 Estructura del trabajo

En el Capítulo 1 se presenta una introducción con los aspectos básicos del problema de planeamiento de la expansión de redes de distribución considerando GD. Se plantea la importancia de este problema en el sector eléctrico y la motivación para utilizar índices de sensibilidad para la creación de una población inicial para la implementación de las técnicas solución. El capítulo finaliza con la presentación de los objetivos planteados para esta investigación. En el Capítulo 2 se discuten los modelos utilizados en este trabajo para representar el problema de planeamiento de sistemas de distribución considerando GD. En el Capítulo 3 se muestran los índices de sensibilidad que serán utilizados para la construcción de la población inicial tanto del modelo integrado como el desintegrado. En el capítulo 4 se muestran los algoritmos heurísticos para la construcción de individuos para el problema de planeamiento de la distribución con GD tanto integrado como para el modelo desintegrado. En el capítulo 5 son presentados los resultados obtenidos, primero del modelo del planeamiento de GD, seguido de las poblaciones iniciales entregadas por cada uno de los algoritmos propuestos. El trabajo finaliza con las conclusiones de la investigación y algunas propuestas futuras.

2. MODELOS DE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En este capítulo se mostrara los modelos de planeamiento de sistemas de distribución con la implementación de GD, tanto para sistemas eléctricos, así como para sistemas de gas de forma independiente, más adelante en este mismo capítulo se explica el modelo de planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural.

2.1 Modelo de planeamiento eléctrico del sistema de distribución

En esta sección se presenta la formulación matemática para el problema de planeamiento en sistemas de distribución de energía eléctrica. Se considera que el operador de la red de distribución tiene diferentes alternativas para desarrollar un correcto planeamiento:

- Instalación y expansión de las subestaciones existentes con instalación de nuevos transformadores.
- Incremento de la capacidad de los alimentadores existentes en caso de que su límite de capacidad de transmisión sea violado, así como la instalación de nuevos alimentadores para llevar la energía eléctrica a los nuevos puntos de demanda.
- Ubicación y dimensionamiento de GD.

Este modelo presenta la característica de ser un modelo con único nivel de carga, además que la etapa de planeamiento es única.

El modelo matemático incluye el siguiente conjunto de ecuaciones:

Una función objetivo compuesta por 3 partes:

La parte1, es el costo de instalación o ampliación de nuevas subestaciones, la de instalación o reconductorización de los alimentadores y los costos operativos de la puesta en marcha de las subestaciones.

La parte 2, constituye al costo de la instalación de GD, al igual que los costos operativos de la puesta en funcionamiento de dichas unidades.

Por último la función objetivo es constituida por el costo de las pérdidas del sistema de transporte de energía eléctrica.

La función objetivo presentada anteriormente está sujeta a un conjunto de restricciones, en las que se incluyen desde condiciones de carácter operativo del sistema hasta aspectos inherentes a las nuevas instalaciones. Este conjunto de restricciones garantiza el cumplimiento tanto de los requerimientos del sistema eléctrico de distribución proyectados a futuro, como los límites de capacidad y cantidad de GD de las nuevas instalaciones.

El conjunto de restricciones para el modelo matemático formulado se presentan a continuación:

1. **Conservación total de la energía:** La sumatoria de potencias entrantes y salientes de cada nodo, incluyendo las pérdidas y la potencia inyectada por los generadores distribuidos, sí existen, debe ser igual a la demanda total del nodo.
2. **Capacidad del alimentador:** Los alimentadores tienen un límite máximo para el flujo de potencia que circula a través de ellos.
3. **Capacidad de la subestación de distribución:** La subestación tiene un límite máximo de capacidad para entregar energía eléctrica.
4. **Caída de tensión:** El operador de red establece en su normatividad un límite máximo de caída de tensión entre nodos.

5. **Capacidad de GD:** La potencia despachada por cada generador distribuido no puede superar su límite de capacidad.

Este modelo fue implementado como un problema de programación no lineal entera-mixta a partir del lenguaje matemático *GAMS*. Se utilizaron variables de decisión binarias para indicar si se debía llevar a cabo o no cada inversión.

- Alimentadores.
- Subestaciones.
- Transformadores.
- Unidades de GD.

El hecho de que las variables de decisión sean binarias garantizan implícitamente que se hagan instalaciones en cantidades enteras, es decir, no es posible que dentro de una propuesta de solución aparezca la adición de fracciones de transformador.

Las ecuaciones se encuentran reportadas en [25].

2.2 Modelo de planeamiento del sistema de gas

En esta sección se presenta la formulación matemática para el problema de planeamiento en sistemas de distribución de gas natural. Se considera que el operador de la red de distribución tiene diferentes alternativas para desarrollar un correcto planeamiento:

- Instalación y expansión de las subestaciones de gas existentes.
- Incremento de la capacidad de los ductos existentes en caso de que su límite de capacidad de transmisión sea violado, como la instalación de nuevos ductos para llevar un mayor volumen de gas natural a los nuevos puntos de demanda.

El modelo matemático incluye las siguientes ecuaciones:

Una función objetivo compuesta de 2 partes:

La parte 1 es el costo de instalación o ampliación de nuevas subestaciones de gas.

La parte 2 es el costo de la instalación o repotenciación de los ductos.

La función objetivo presentada anteriormente está sujeta a un conjunto de restricciones, en las que se incluyen desde condiciones de carácter operativo del sistema hasta aspectos inherentes a las nuevas instalaciones. Este conjunto de restricciones garantiza el cumplimiento tanto de los requerimientos del sistema de distribución de gas natural proyectados a futuro, como los límites de capacidad o la potencia necesaria en la subestación.

El conjunto de restricciones para el modelo matemático formulado se presentan a continuación:

1. **Conservación del flujo de gas:** La sumatoria de todos los flujos entrantes en el nodo es igual a la sumatoria de todos los que salen, adicionando la demanda y la generación en el mismo nodo.
2. **Capacidad de la subestación de gas:** La cantidad de gas despachada por la subestación no puede exceder la capacidad de la misma.
3. **Capacidad de los ductos:** El flujo de gas máximo de cada ducto no puede sobrepasar la capacidad establecida para el mismo.
4. **Presión nodal:** El sistema tiene unos límites establecidos de presión mínima y máxima que no pueden ser excedidos.

5. **Flujo por los ductos:** El cuadrado del flujo de gas que circula por el ducto es igual al cuadrado de la diferencia de las presiones multiplicado por una constante, esta constante es diferente para cada uno de los calibres que se encuentran disponibles para los ductos y va en función de las características del ducto, la temperatura y comprensibilidad del gas.

Este modelo fue implementado como un problema de programación no lineal entera-mixta a partir del lenguaje matemático *GAMS*. Se utilizaron variables de decisión binarias para indicar si se debía llevar a cabo o no cada inversión.

- Ductos.
- Subestaciones de gas.

El hecho de que las variables de decisión sean binarias garantizan que se hagan instalaciones en cantidades enteras, es decir, no es posible que dentro de una propuesta de solución aparezca la adición de fracciones de ductos o subestaciones.

Las ecuaciones se encuentran reportadas en [20] y [25].

2.3 Modelo de planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural

En la literatura especializada referente al modelado del problema de planeamiento de sistemas de distribución con GD a base de gas natural, se ha concentrado en adecuar de forma óptima únicamente de la red eléctrica, dejando a un lado el sistema de gas y sin tener en cuenta las restricciones que tendría el planeamiento del primero sobre el segundo, y viceversa; un ejemplo sencillo se presentaría al momento de requerir un flujo de gas específico para el correcto funcionamiento de un generador distribuido, flujo que posiblemente no pueda suministrar la red de gas existente.

El modelo de planeamiento integrado de ambos sistemas incluye las restricciones tanto del sistema eléctrico como del de gas, dentro de las cuales se consideran factores como: nuevas

topologías, nuevas subestaciones tanto eléctricas como de gas, repotenciación de subestaciones y repotenciación de las redes existentes (eléctrica y gas). La función objetivo a minimizar no es más que la suma entre las dos funciones objetivo planteado en el modelo matemático de redes de distribución de electricidad, además del modelo del sistema de gas presentado en la sección anterior.

La condición que debe ser adicionada para este modelo integrado es la adición de una nueva restricción.

1. **Conversión de la potencia entregada por la unidad distribuida, en demanda para el sistema de gas:** La potencia máxima posible que puede despachar la unidad de GD (MVA), se convierte en una demanda para el sistema de gas (m^3), que es el volumen de gas que se va a necesitar para suplir la GD en caso de ser utilizada.

Las ecuaciones se encuentran reportadas en [20] y [25].

3. INDICADORES DE SENSIBILIDAD PARA EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO INTEGRADO

Debido a que el problema de planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas es del tipo no lineal entero mixto, presenta una gran cantidad de variables y restricciones, provocando que para sistemas de mediano y gran tamaño se presente una explosión combinatorial de soluciones factibles que dificulta encontrar la respuesta óptima global mediante técnicas exactas en un tiempo de computo viable; se requiere el uso de técnicas heurísticas y metaheurísticas que permitan encontrar soluciones de buena calidad en tiempos de computo reducidos.

A continuación se plantean diferentes tipos de sensibilidad para el planeamiento integrado de redes de distribución de electricidad y gas. Se pretende que las soluciones obtenidas formen una población inicial de buena calidad que mejore el desempeño de técnicas de solución más robustas, como ocurre en el caso de las técnicas metaheurísticas de optimización, tales como algoritmos genéticos, enjambre de partículas entre otros.

Los índices de sensibilidad basados en topología son usados para ambos sistemas (eléctrico y gas). Para el sistema eléctrico las ramas representan a los circuitos alimentadores, mientras en el sistema de gas las ramas representan a los ductos de gas.

3.1 Índices de sensibilidad basados en la topología

3.1.1 Topología aleatoria

Primero se selecciona la cantidad de subestaciones nuevas (candidatas), que adicionadas junto a las ya existentes logren satisfacer la demanda del sistema. Una vez establecida la cantidad de subestaciones necesarias para dicha condición, se procede a instalar ramas, para esto se determina que nodos se encuentran conectados parcialmente en el sistema (topología inicial más las nuevas subestaciones). De forma aleatoria se selecciona uno de los nodos que ya hace parte de la topología inicial y se determina el número de ramas que

presentan una posible conexión con él, sin criterio alguno se escoge una de las posibles ramas, la cual es adicionada a la topología inicial. Este procedimiento se repite hasta que se encuentren conectados la totalidad los nodos de carga (topología final), con la salvedad que se debe de mantener la condición de radialidad.

3.1.2 Topología considerando el segmento de rama más cortó

Primero se selecciona la cantidad de subestaciones nuevas (candidatas), que adicionadas junto a las ya existentes logren satisfacer la demanda del sistema. Una vez establecida la cantidad de subestaciones necesarias para dicha condición, se procede a instalar ramas, para esto se determina que nodos se encuentran conectados parcialmente en el sistema (topología inicial más las nuevas subestaciones). De forma aleatoria se selecciona uno de los nodos que ya hace parte de la topología inicial y se determina el número de ramas que presentan una posible conexión con él; en este momento se utiliza el criterio de segmento de rama más corto ya que se posee previa información al respecto del dato (distancia entre nodos), para agregar la nueva rama a la topología parcial, donde se escogerá de entre las candidatas, la rama que tenga la longitud más corta, buscando así que la topología que se construya sea posiblemente una de bajo costo. Este procedimiento se repite hasta que se encuentren conectados la totalidad los nodos de carga (topología final), con la salvedad que se debe de mantener la condición de radialidad (sin que se presenten mallas).

3.1.3 Topología considerando la mayor demanda

Se comienza seleccionando la cantidad de subestaciones nuevas (candidatas), que adicionadas junto a las ya existentes logren satisfacer la demanda del sistema. Una vez establecida la cantidad de subestaciones necesarias para dicha condición, se procede a instalar ramas, para esto se determinan los nodos que se encuentran conectados parcialmente en el sistema (topología inicial más las nuevas subestaciones). De forma aleatoria se selecciona uno de los nodos que esté conectado dentro de la topología inicial y se determinan el número de ramas que presentan una posible conexión con él, en este momento se utiliza el criterio de mayor demanda para agregar la nueva rama a la topología

parcial. Usando este criterio, se escoge de entre las candidatas, la rama cuyo nodo final presente la mayor demanda, buscando así que la topología que se construya eventualmente tenga la menor magnitud de pérdidas en el transporte (electricidad o gas). Este procedimiento se repite hasta que se encuentren conectados la totalidad los nodos de carga (topología final). Al igual que en los casos anteriores, es necesario que la topología final conserve el principio de radialidad.

3.2 Índices de sensibilidad basados en variables continuas

Las variables de decisión tanto del modelo eléctrico como del modelo de gas son de tipo entero. Dichas variables se relajan y se incluyen en el modelo como variables continuas; con la respuesta obtenida, se analiza la cantidad y el tipo de elemento que son necesarias y suficientes para que se cumplan todas las condiciones para el correcto funcionamiento del sistema (eléctrico y de gas), tales como flujos de potencia, caída de tensiones, abastecimiento de la demanda, etc.

Al usar cada variable continúa entregada por la solución de *GAMS*, se determina en que rango quedo ubicada el calibre o tipo de los elementos para el correcto funcionamiento del sistema, dependiendo de un porcentaje se busca aproximar al menor o mayor valor en el que se encuentre dentro del intervalo como se observa en la Figura 1.

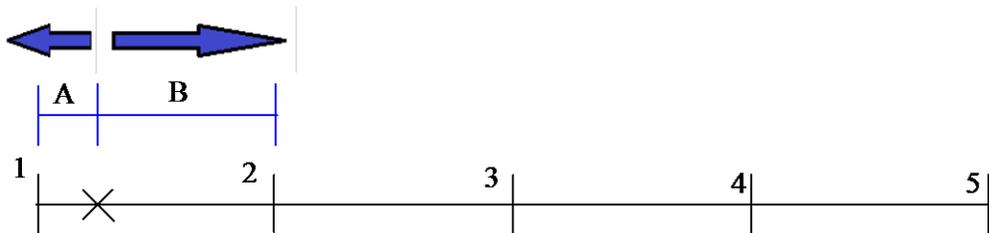


Figura 1. Porcentaje de sensibilidad

Si el porcentaje se encuentra el segmento A, la variable continua se aproximara al menor valor del intervalo, buscando así que la decisión no permita un sistema sobredimensionado.

Por otro lado si el porcentaje se ubica en el segmento de línea B, la variable continua se aproximara al mayor valor del intervalo, buscando así que el sistema cumpla todas las restricciones operativas.

Ejemplo uso de sensibilidad basados en variables continuas

Para ilustrar un ejemplo del índice de sensibilidad basado en variables continuas, se toma una variable del modelo de planeamiento del sistema de distribución (unidad de GD3), donde los tipos a instalar son:

Tipo 1 = 1 MVA

Tipo 2 = 2 MVA

Tipo 3 = 3 MVA

Tipo 4 = 4 MVA

Si al resolver el modelo de planeamiento del sistema de distribución en *GAMS*, se obtuviera la siguiente respuesta.

Para la unidad de GD 3, las variables binarias de decisión dependiendo el tipo son:

Variable de decisión 1= 0.3

Variable de decisión 2= 0.2

Variable de decisión 3= 0.0

Variable de decisión 4= 0.35

Para determinar el intervalo en el que se encontrará el posible calibre para el funcionamiento del modelo cumpliendo condiciones operativas se desarrolla la siguiente operación:

Valor necesario para correcto funcionamiento operacional= (Tipo 1* Variable de decisión 1) + (Tipo 2* Variable de decisión 2)+ (Tipo 3* Variable de decisión 3) + (Tipo 4* Variable de decisión 4)

Valor necesario para correcto funcionamiento operacional (Vnpcf) = **2.1 MVA**

El resultado de la operación nos indicara en que intervalo se encuentra con respecto a los tipos

Intervalo= 2 MVA- 3MVA

Se determina el porcentaje en el que se encuentra dentro del intervalo.

$$\%int = \frac{Vnpcf - \text{Valor inferior intervalo}}{\text{Valor superior intervalo} - \text{Valor inferior intervalo}}$$

%int = 10%

Como se encuentra entre el 0 - 20% (valor usado para el proyecto), la variable entera para el GD 3 será la menor del intervalo, valor que se usara para correr el flujo de carga: **Tipo 2**.

4. ALGORITMO HEURÍSTICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DE INDIVIDUOS PARA EL PROBLEMA DEL PLANEAMIENTO INTEGRADO Y DESINTEGRADO

4.1 Algoritmo heurístico para el planeamiento eléctrico del sistema de distribución

Para obtener un conjunto de soluciones que conformen la población inicial de soluciones de buena calidad, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Considerando uno de los 3 posibles índices de topología mencionados en el capítulo 3, se procede a obtener una topología factible que garantice que la red cumpla con las condiciones de abastecimiento de la totalidad de la demanda futura y el criterio de radialidad.
2. Una vez se obtiene dicha topología, se pasa a determinar mediante la solución del modelo matemático en GAMS (modelo relajado), los calibres de los alimentadores, como los tipos de subestaciones y GD necesarios; de tal forma que se garantice el cumplimiento de todas las restricciones operativas de la red.
3. A partir del índice de variables continuas, se aproximan a valores enteros por encima o por debajo, los nuevos calibres para los alimentadores, los tipos de subestación, y la información referente a los generadores distribuidos.
4. Una vez conocida tanto la topología como los calibres, mediante una implementación de un flujo de carga se observa si la nueva red cumple todas las restricciones operativas. Se obtiene así finalmente una población inicial de soluciones factibles para el problema de planeamiento eléctrico del sistema de distribución.
5. En caso de que la solución entregada mediante los índices de topología y variables enteras no sea operativamente factible, es necesario desarrollar nuevamente todos los pasos anteriormente mencionados.

4.2 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema de distribución de gas natural

Para obtener un conjunto de soluciones que conformen la población inicial de soluciones de buena calidad, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Considerando una de los 3 posibles índices de topología mencionados en el capítulo 3, se procede a obtener una topología factible que garantice que la red cumpla con las condiciones de abastecimiento de la totalidad de la demanda futura y el criterio de radialidad.
2. Una vez se obtiene dicha topología, se pasa a determinar mediante la solución del modelo matemático en *GAMS* (modelo relajado), las resistencias de ducto como los tipos de las subestaciones de gas necesarios de tal forma que se garantice el cumplimiento de todas las restricciones operativas de la red.
3. A partir del índice de variables continuas, se aproximan a valores enteros por encima o por debajo, las nuevas resistencias de ducto y los tipos de subestación de gas.
4. Una vez conocida tanto la topología como las resistencias, tipos de subestación, mediante una implementación de un flujo se observa si cumple las características del sistema. Se obtiene finalmente una población inicial de soluciones factibles para el problema de planeamiento eléctrico del sistema de distribución de gas natural.
5. En el caso que la solución entregada mediante los índices de topología y variables enteras no sea operativamente factible, es necesario desarrollar nuevamente todos los pasos anteriormente mencionados.

4.3 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema desintegrado de distribución de electricidad y gas natural

Para obtener un conjunto de soluciones que conformen la población inicial de soluciones de buena calidad, se deben seguir los siguientes pasos:

1. Desarrollar el algoritmo 4.1 hasta obtener una solución factible que cumpla todas las características del modelo eléctrico.
2. Con la topología factible, se traslada la potencia máxima del generador distribuido (dependiendo del tipo instalado en el punto 1), como una demanda al sistema de gas, en el punto en el cual el generador distribuido se encuentra conectado en la red de gas.
3. Con las nuevas características del sistema de gas, se desarrolla el algoritmo 4.2 hasta obtener una solución factible, que cumplirá tanto con las condiciones operativas del sistema eléctrico como con el del sistema de gas.

4.4 Algoritmo heurístico para el planeamiento del sistema integrado de distribución de electricidad y gas natural

Para obtener la población inicial se deben seguir los siguientes pasos:

1. Considerando una de los 3 posibles índices de topología mencionados en el capítulo 3, se procede a obtener una topología factible que garantice que la red cumpla con las condiciones de abastecimiento de la totalidad de la demanda futura y el criterio de radialidad tanto para el sistema eléctrico como para el de gas.
2. Una vez se obtiene dichas topologías, se pasa a determinar mediante la solución del modelo matemático en *GAMS* (modelo integrado relajado), los calibres de los alimentadores, los tipos de subestaciones de gas, electricidad y GD, las resistencias

de ducto necesarios de tal forma que se garantice el cumplimiento de todas las restricciones operativas de la red.

3. A partir del índice de variables continuas, se aproximan a valores enteros por encima o por debajo, los nuevos calibres o los tipos para todas las variables continuas que se tienen en el modelo integrado.
4. Una vez conocida tanto la topología como los calibres de ambos sistemas, mediante una implementación de un flujo de carga se observa si la nueva red presenta todas las características operativas necesarias. Así se obtiene finalmente una población inicial de soluciones factibles para el problema de planeamiento integrado del sistema de distribución.
5. En el caso contrario, se repiten los pasos anteriores hasta que se obtenga una solución entera operativamente factible.

5. ESTUDIO DE CASOS DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Hasta ahora en la literatura solo existe un documento en el cual se desarrolla planeamiento integrado de sistemas de distribución de electricidad y gas natural [26].

Por lo tanto no existe una metodología para determinar la población inicial del planeamiento integrado, la cual es considerada en esta investigación.

En este capítulo, la primera parte muestra una propuesta que incluye generación distribuida (sin darle importancia a la fuente de energía primaria de la misma), la cual presenta muy buenos resultados en cuanto a la operación de la red.

5.1 Verificación del modelo de planeamiento del sistema de distribución considerando GD

5.1.1 Modelo del planeamiento eléctrico del sistema de distribución

En este caso se comparan los resultados reportados en [25], con los resultados obtenidos mediante la simulación en *GAMS* para el sistema mostrado en el Anexo A. El objetivo de esta comparación es el de demostrar la utilidad y los beneficios que presenta el planeamiento de los sistemas de distribución considerando GD.

La función objetivo a minimizar es la mostrada a continuación:

$$FO = \sum_{i=1}^{Ss} \sum_{u=1}^{Tu} C_{i,u} \sigma_{i,u} + \sum_{i=1}^{Tn} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^M C_{ij} \sigma_{ij} + 8760 pf \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{Ss} \sum_{u=1}^{Tu} \beta^t C_e S_{i,u} \sigma_{i,u}$$

$$\sum_{i=1}^M C_f (S_{DGi}^{Max} + BK) \sigma_{DGi} + 8760 pf \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \beta^t C_{ri} S_{DGi} + 8760 pf \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{TN} \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^M \beta^t \frac{\Delta V_{ij}^2}{Z_{ij}} C_e$$

Donde:

$C_{i,u}$ Costo en dólares del posible transformador u en la subestación i

$\sigma_{i,u}$	Variable de decisión binaria del posible transformador u en la subestación i
C_{ij}	Costo en dólares del alimentador i hasta j
σ_{ij}	Variable de decisión binaria del alimentador i hasta j
pf	Factor de potencia
β^t	Tasa de retorno
C_e	Precio de la energía eléctrica (dólares por MW-hora)
$S_{i,u}$	Potencia despachada por el transformador u en la subestación i
Ss	Número de subestaciones
Tu	Cantidad de posibles transformadores
Tn	Número total de nodos
M	Número de nodos con carga
T	Tiempo de planeamiento
C_f	Costo de inversión en generación distribuida (dólares por MVA)
S_{DG}^{Max}	Límite de capacidad de generación distribuida en (MVA)
BK	Unidad de respaldo de generación distribuida (MVA)
σ_{DG}	Variable de decisión binaria de generación distribuida
C_r	Costo de operación de la generación distribuida (dólares por MVA)
S_{DG}	Potencia despachada por generación distribuida
ΔV_{ij}	Caída de tensión en el alimentador i hasta j
Z_{ij}	Impedancia del alimentador i hasta j

En la columna 1 de la Tabla 1, se encuentra la solución planteada por [25], que al no considerar la existencia del alimentador 9-1 (corredor ficticio creado para la implementación del modelo), no propone su repotenciación. Por otro lado, en la columna 2 se muestran los resultados obtenidos de la solución del modelo presentado en el capítulo 2, vale la pena mencionar que con el objetivo de evitar la instalación de elementos que queden

poco cargados, se adiciono una restricci3n de cargabilidad m3nima, esta se detalla en el anexo B.

N3tese que los resultados ah3 presentados sugieren la necesidad de mejorar el alimentador del corredor 9-1 ya que este corredor debe ser considerado dentro de la red dado que presenta perdidas y ca3da de tensi3n. Se determina finalmente la ubicaci3n 3ptima de generadores distribuidos con su respectiva capacidad 3 de 4MVA en los nodos 2, 6, 8; adem3s de 1 de 1 MVA en el nodo 3, cada una de estas unidades generadoras cuenta con su unidad de respaldo (1MVA).

	IEEE	Simulaci3n
Costo total de la expansi3n	26.276	27.290
Total perdidas (MVA)	1.638	1.561
Demanda total del sistema(MVA)	52.738	52.661
Costo expansi3n subestaci3n(M\$)	0	0
Capacidad GD (MVA)	3 de 4 MVA & 1 de 1MVA	3 de 4 MVA & 1 de 1MVA
Ubicaci3n GD	Nodos 2,6,8 & nodo 1	Nodos 2,6,8 & nodo 3
Inversi3n en GD	8.5	8.5
Costo de las p3rdidas	2.712	2.584
Costo de la potencia extra adquirida por la subestaci3n	0	0
Costo de repotenciar los alimentadores	0	1.2

Tabla 1. GD con expansi3n de la subestaci3n, Comparaci3n entre IEEE y simulaci3n

La restricci3n de m3nima cargabilidad considerada para la tabla 1 obliga a que las instalaciones sean utilizadas al menos al 50% de su capacidad. Los resultados obtenidos

indican que no es necesario realizar inversiones en la expansión de la subestación, evitando instalar un transformador que sería sub-utilizado.

Los costos mostrados en la Tabla 1 se encuentran en millones de dólares, además que la inversión en GD contempla la instalación de la unidad de GD más su respectivo respaldo.

Como se puede observar en la comparación de la Tabla 1, el costo total de la expansión se diferencia en el valor asociado al cambio de capacidad necesario para el alimentador 9-1, que es mostrado en la última casilla de la tabla anteriormente mencionada.

Al comparar los casos de planeamiento tradicional de sistemas de distribución, en los que solo se considera la expansión de la subestación (Anexo B) con los casos en los que se incluye GD, se hace claro que esta es una opción económicamente viable para la solución del problema.

El caso que muestra la Tabla 2, compara 2 alternativas, la primera la expansión del sistema de distribución mediante la mejora únicamente de las subestaciones existentes, la segunda alternativa es la de la expansión del sistema de distribución mediante la mejora de las subestaciones existentes y la inclusión de GD. Ambas alternativas consideran la repotenciación de los alimentadores en los cuales sus capacidades sean violadas.

Se observa que para el caso de las dos alternativas utilizadas en conjunto, solo es necesario mejorar 1 de los 8 alimentadores (8km) presentes en el sistema de distribución primaria; mientras que al considerar la expansión de la subestación por sí sola, es necesario mejorar 3 de los 8 alimentadores (30km), con un costo 19,66% mayor que el caso de las dos alternativas analizadas.

Los costos mostrados en la Tabla 2 se encuentran en millones de dólares, además que la inversión en GD contempla la instalación de la unidad de GD más su respectivo respaldo.

	Expansión de la subestación	Expansión de la subestación y DG
Costo total de la expansión	33.972	27.290
Total perdidas (MVA)	3.226	1.561
Demanda total del sistema(MVA)	54.326	52.661
Costo expansión subestación	0,4	0
Capacidad GD (MVA)	NC	3 de 4 MVA & 1 de 1MVA
Ubicación GD	NC	Nodos 2,6,8 & nodo 3
Inversión en GD	NC	8.5
Costo de las pérdidas	5.341	2.584
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	23.718	0
Costo de repotenciar los alimentadores	4.5	1.2

Tabla 2. Generación distribuida contra expansión de la subestación con mejora de conductores

Finalmente, además de la reducción en los costos de inversión, se resaltan los beneficios que trae la generación distribuida en cuanto a pérdidas, uso de las instalaciones, entre otras.

En la

Tabla 3 se observa que el modelo usado para representar el problema de planeamiento de sistemas de distribución, hace una representación muy similar del comportamiento del real del sistema. Para ello se comparó la respuesta entregada por *GAMS* con la respuesta entrega por *NEPLAN*.

Nodo	Simulación NEPLAN	Simulación GAMS
1	31,643 V	31,629 V
2	30,099 V	30,082 V
3	31,515 V	31,512 V
4	30,825 V	30,820 V
5	31,432 V	31,431 V
6	30,653 V	30,647 V
7	31,736 V	31,732 V
8	30,792 V	30,781 V
9	33,000 V	33,000 V

Tabla 3. Comparación voltajes nodales, simulación desarrollada en NEPLAN vs respuesta modelo en GAMS

5.2 Resultados para modelo desintegrado del planeamiento del sistema de distribución de electricidad y gas natural

Cuadro de convenciones topologías eléctricas:

Símbolo	Descripción
	Calibre 1
	Calibre 2
	Calibre 3
	Calibre 4
	Subestación tipo 1
	Subestación tipo 2
	Generación distribuida tipo 1

Figura 3. Topología factible eléctrica 2

5.2.3 Topología eléctrica considerando la mayor demanda

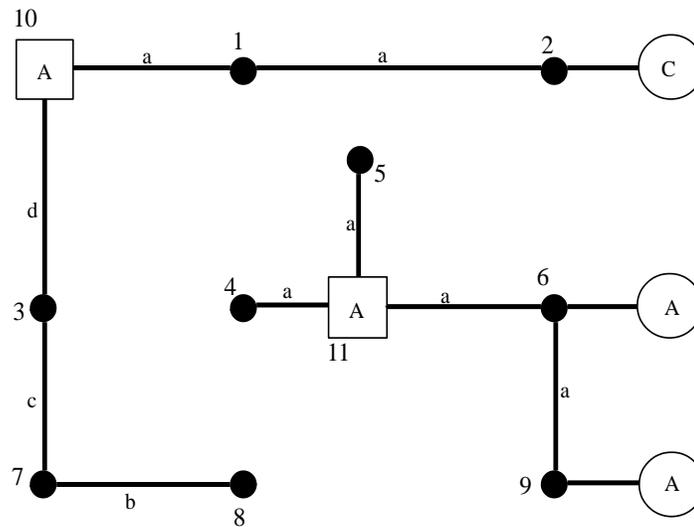


Figura 4. Topología factible eléctrica 3

Cuadro de convenciones de topologías gas:

Símbolo	Descripción
 a	Calibre ducto 1
 b	Calibre ducto 2
 c	Calibre ducto 3
 d	Calibre ducto 4
 e	Calibre ducto 5
	Subestación tipo 1



Subestación tipo 2

5.2.4 Topología de gas aleatoria

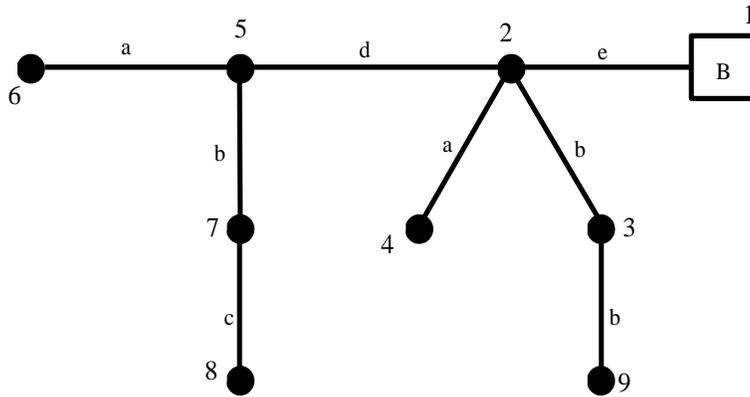


Figura 5. Topología factible gas 1

5.2.5. Topología de gas considerando segmento de línea más corto

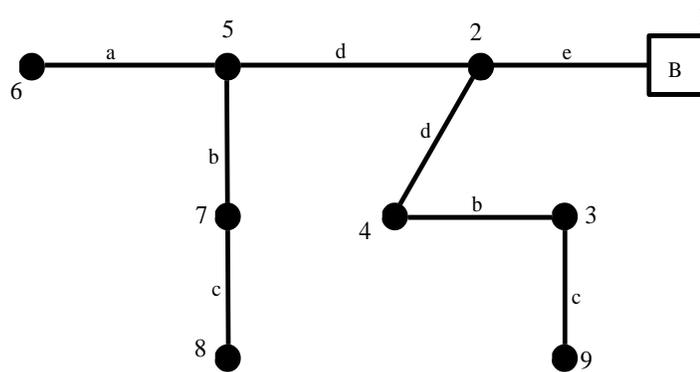


Figura 6. Topología factible gas 2

5.2.6 Topología de gas considerando la mayor demanda

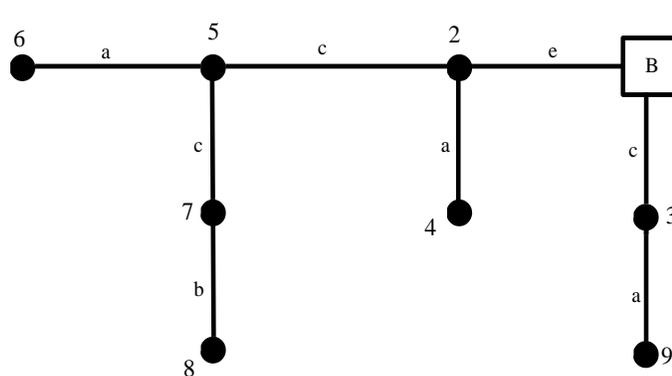


Figura 7. Topología factible gas 3

5.3 Comparación de poblaciones iniciales ante los diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado vs topología óptima

Los resultados que se muestran a continuación (Tabla 4 - Tabla 6, Tabla 8 - Tabla 10, Tabla 12 - Tabla 14), muestran la cantidad de elementos que después de aplicar los algoritmos explicados en el capítulo 4 para la construcción de una población inicial aparecen con respecto a la topología óptima del sistema de distribución (Anexo C).

5.3.1 Topología eléctrica y de gas considerando topología aleatoria

TOPOLOGÍA ELECTRICA 1 + TOPOLOGÍA GAS 1		
	ELECTRICO	GAS
	1	1
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	7/9	8/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	6/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 4. Comparación entre población inicial 1 y topología óptima integrado

5.3.2 Considerando topología aleatoria eléctrica y topología de gas considerando segmento de línea más corto

TOPOLOGÍA ELECTRICA 1 + TOPOLOGÍA GAS 2		
	ELECTRICO	GAS
	1	2

Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	7/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	4/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 5. Comparación entre población inicial 2 y topología óptima integrado

5.3.3 Considerando topología aleatoria eléctrica y topología de gas considerando mayor demanda

TOPOLOGÍA ELECTRICA 1 + TOPOLOGÍA GAS 3		
	ELECTRICO	GAS
	1	3
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	7/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	3/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 6. Comparación entre población inicial 3 y topología óptima.

	T-E1 + T-G1	T-E1 + T-G2	T-E1 + T-G3
CANTIDAD ELEMENTOS	33/46	30/46	29/46

Tabla 7. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado 1

T-E: Topología eléctrica

T-G: Topología de gas

5.3.4 Para topología eléctrica considerando segmento de línea más corto y topología aleatoria de gas

TOPOLOGÍA ELECTRICA 2 + TOPOLOGÍA GAS 1	
---	--

	ELECTRICO 2	GAS 1
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	8/9	8/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	6/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 8. Comparación entre población inicial 4 y topología óptima integrado

5.3.5 Topología eléctrica y de gas considerando segmento de línea más corto

TOPOLOGÍA ELECTRICA 2 + TOPOLOGÍA GAS 2		
	ELECTRICO 2	GAS 2
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	8/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	4/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 9. Comparación entre población inicial 5 y topología óptima integrado

5.3.6 Para topología eléctrica considerando segmento de línea más corto y topología de gas considerando mayor demanda

TOPOLOGÍA ELECTRICA 2 + TOPOLOGÍA GAS 3		
	ELECTRICO 2	GAS 3
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	8/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	3/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 10. Comparación entre población inicial 6 y topología óptima.

	T-E2 + T-G1	T-E2 + T-G2	T-E2 + T-G3
CANTIDAD ELEMENTOS	34/46	31/46	30/46

Tabla 11. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado 2

T-E: Topología eléctrica

T-G: topología de gas

5.3.7 Para topología eléctrica considerando la mayor demanda y topología aleatoria de gas

TOPOLOGÍA ELECTRICA 3 + TOPOLOGÍA GAS 1		
	ELECTRICO	GAS
	3	1
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	9/9	8/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	6/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 12. Comparación entre población inicial 7 y topología óptima

5.3.8 Para topología eléctrica considerando la mayor demanda y topología de gas considerando segmento de línea más corto

TOPOLOGÍA ELECTRICA 3 + TOPOLOGÍA GAS 2		
	ELECTRICO	GAS
	3	2
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	9/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	4/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 13. Comparación entre población inicial 8 y topología óptima

5.3.9 Topología eléctrica y de gas considerando mayor demanda

TOPOLOGÍA ELECTRICA 3 + TOPOLOGÍA GAS 3		
	ELECTRICO	GAS
	3	3
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	9/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	3/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 14. Comparación entre población inicial 9 y topología óptima.

	T-E3 + T-G1	T-E3 + T-G2	T-E3 + T-G3
CANTIDAD ELEMENTOS	35/46	32/46	31/46

Tabla 15. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento desintegrado
3

T-E: Topología eléctrica

T-G: topología de gas

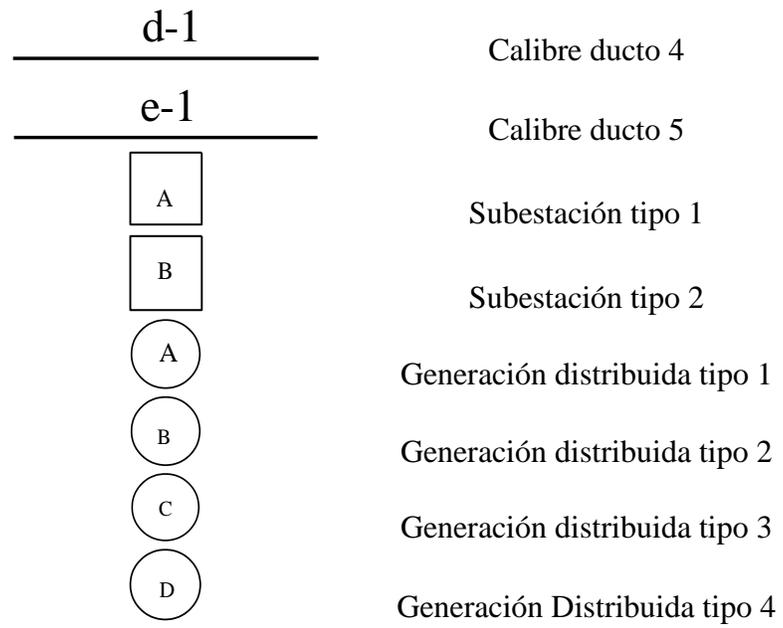
Como se puede detallar en las (

Tabla 4 -Tabla 6,Tabla 8-Tabla 10,Tabla 12-Tabla 14), los índices de sensibilidad, permiten que en cuestión de la topología, se tenga una muy buena aproximación, mientras que con respecto a los calibres de las ramas, no queda de manera muy similar.

5.4 Resultados para modelo integrado del planeamiento del sistema de distribución de electricidad y gas natural

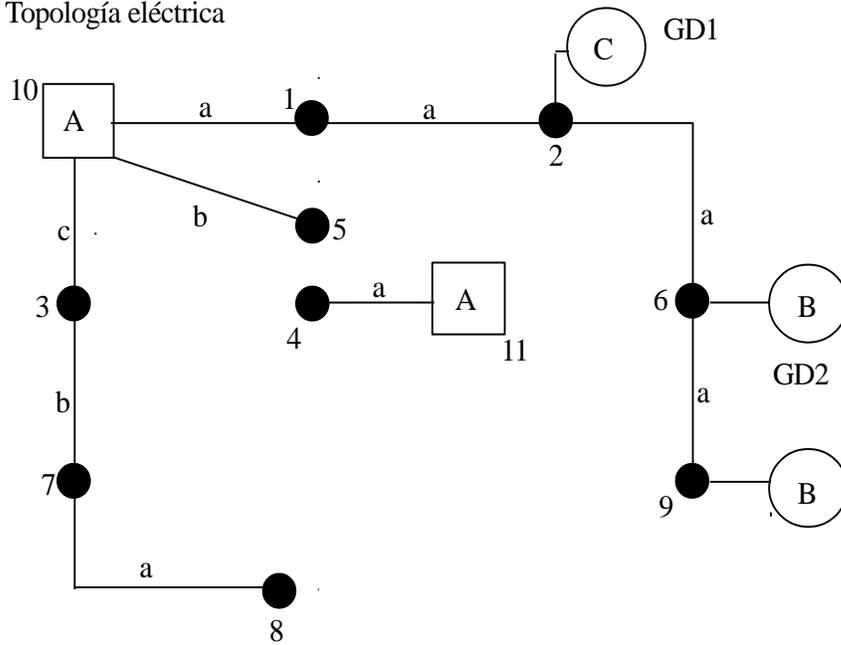
Cuadro de convenciones modelo integrado

Símbolo	Descripción
<u>a</u>	Calibre 1
<u>b</u>	Calibre 2
<u>c</u>	Calibre 3
<u>d</u>	Calibre 4
<u>a-1</u>	Calibre ducto 1
<u>b-1</u>	Calibre ducto 2
<u>c-1</u>	Calibre ducto 3



5.4.1 Topología aleatoria para el modelo integrado de electricidad y gas

Topología eléctrica



Topología de gas

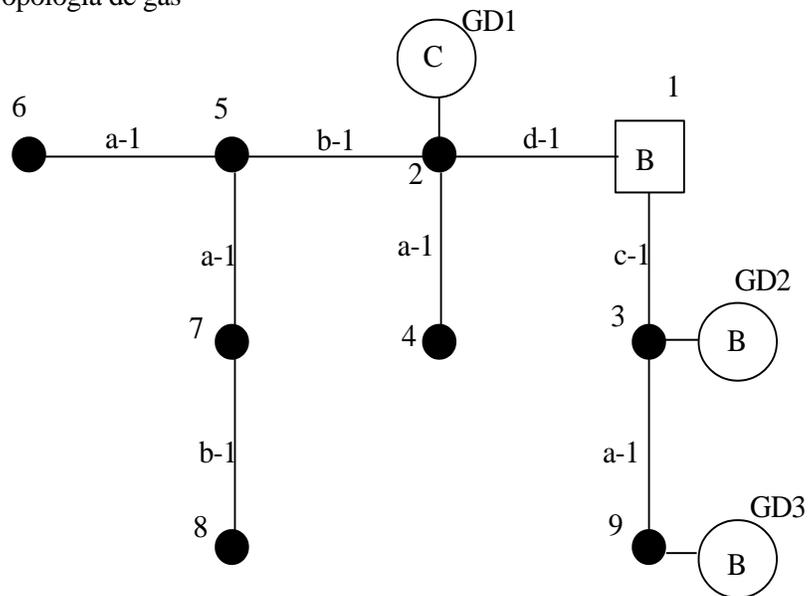
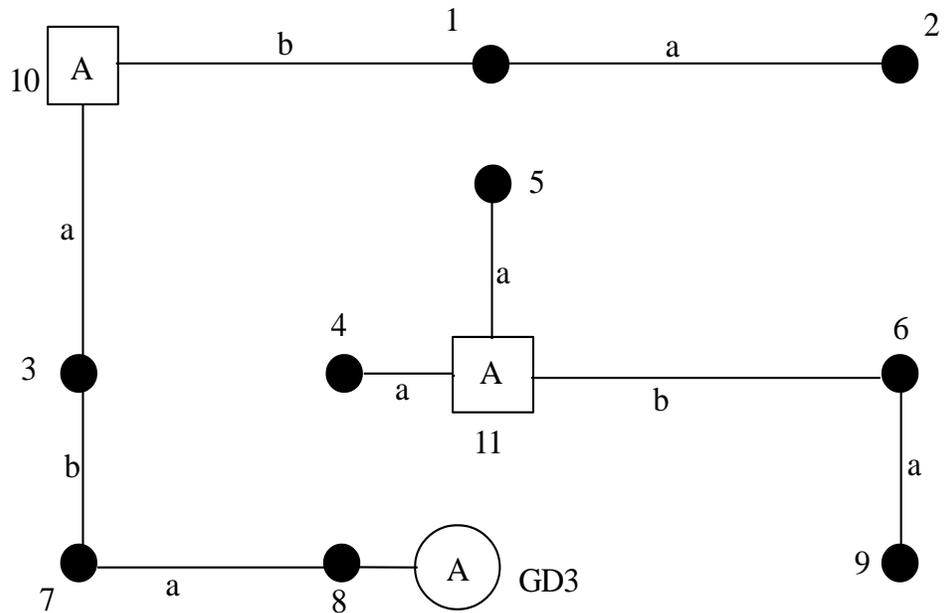


Figura 8. Topología factible 1 modelo integrado

5.4.2 Topología para el modelo integrado de electricidad y gas considerando segmento de línea más corta

Topología eléctrico



Topología de gas

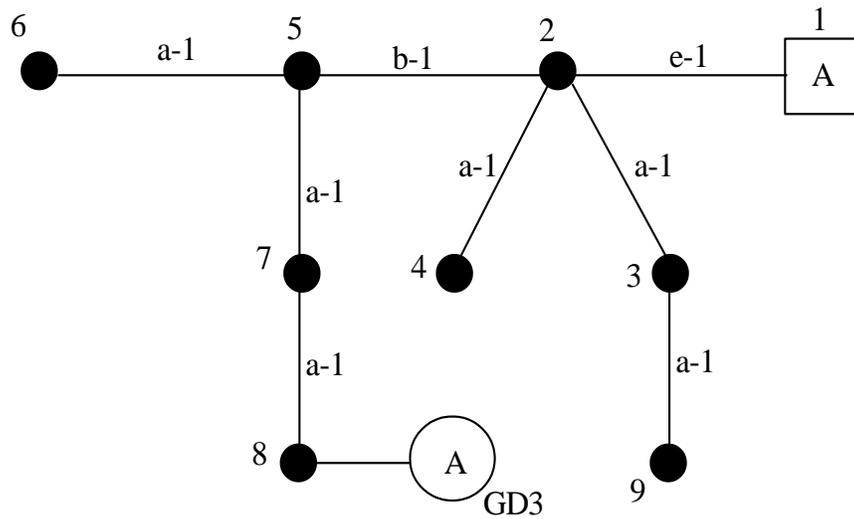
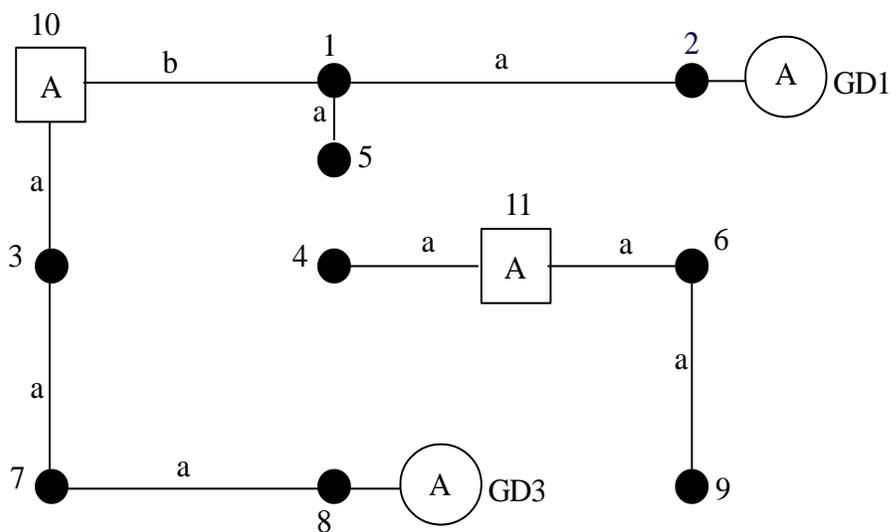


Figura 9. Topología factible 2 modelo integrado

5.4.3 Topología para el modelo integrado de electricidad y gas considerando mayor demanda

Topología eléctrica



Topología de gas

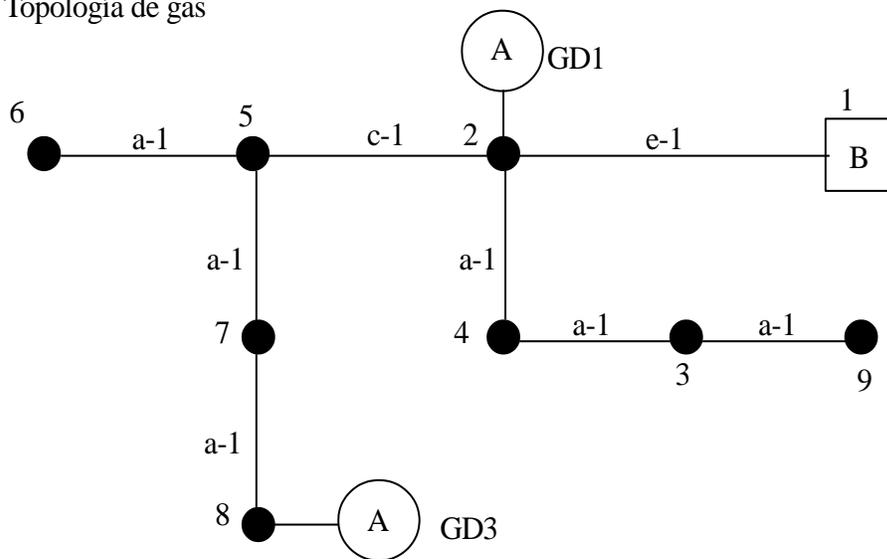


Figura 10. Topología factible 3 modelo integrado

5.5 Poblaciones iniciales ante los diferentes índices de sensibilidad para el planeamiento integrado

Los resultados que se muestran a continuación (Tabla 16 - Tabla 18) muestran la cantidad de elementos que después de aplicar los algoritmos mostrados en el Capítulo 4 para la construcción de una población inicial aparecen con respecto a la topología óptima para el planeamiento de sistemas de distribución de electricidad y gas natural.

5.5.1 Para planeamiento del sistema integrado considerando topología aleatoria

TOPOLOGÍA ELECTRICA 1 + TOPOLOGÍA GAS 1		
	ELECTRICO 1	GAS 1
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	7/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	1/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	0/3	N/A

Tabla 16. Comparación entre población inicial 1 y topología óptima integrado

5.5.2 Para el planeamiento del sistema integrado considerando segmento de línea más corta

TOPOLOGÍA ELECTRICA 2 + TOPOLOGÍA GAS 2		
	ELECTRICO 2	GAS 2
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	9/9	8/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	3/9	2/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	0/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	0/3	N/A

Tabla 17. Comparación entre población 2 y topología óptima integrado

5.5.3 Para el planeamiento del sistema integrado considerando la mayor demanda

TOPOLOGÍA ELECTRICA 3 + TOPOLOGÍA GAS 3		
	ELECTRICO	GAS
	3	3
Segmentos de rama población inicial vs topología óptima	8/9	7/8
Calibres de rama población inicial vs topología óptima	2/9	2/8
Subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Tipos de subestaciones población inicial vs topología óptima	2/2	1/1
Generación distribuida población inicial vs topología óptima	2/3	N/A
Tipos de generación distribuida población inicial vs topología óptima	1/3	N/A

Tabla 18. Comparación entre población 3 y topología óptima integrado

	T-E1 + T-G1	T-E2 + T-G2	T-E3 + T-G3
CANTIDAD ELEMENTOS	25/46	29/46	27/46

Tabla 19. Comparación entre diferentes índices de sensibilidad planeamiento integrado.

Como se puede detallar en las (Tabla 16 - Tabla 18) los índices de sensibilidad permiten que en cuestión de la topología se tenga un buen acercamiento, mientras que con respecto a los calibres de las ramas del sistema, no queda muy cercano.

6. CONCLUSIONES

- El trabajar con índices de sensibilidad en problemas tan complejos y crear poblaciones iniciales, permite proponer un muy buen punto inicial a las técnicas solución que les permita un mejor desempeño y soluciones más rápidas.
- Debido a que al usar los índices de sensibilidad al modelo desintegrado para la planeación del sistema de distribución de electricidad y gas natural se obtuvieron buenas respuestas, y el modelo desintegrado aunque desarrolla 2 modelos de forma independiente (la complejidad es dividida), puede permitir que ante sistemas de mayor tamaño se pueda brindar una buena respuesta en poco tiempo.
- Se logro implementar varios algoritmos que permiten obtener una variedad de poblaciones iniciales de buena calidad para el problema de planeamiento de sistema de distribución, que podrán servir para minimizar tiempos en las técnicas más robustas.
- Aunque el sistema de prueba era muy pequeño, en este caso el índice de sensibilidad con respecto a la topología que brindo mejor desempeño fue el de topología aleatoria.

REFERENCIAS

- [1] R. N. Adams, and M. A. Laughton, "Optimal planning of power networks using mixed-integer programming. part 1: Static and time-phased network synthesis," Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, vol.121, no.2, pp.139-147, Feb. 1974
- [2] F. A. Bazán, J. R. Mantovani, and R. A. Romero, "Planeamiento de expansión de sistemas de distribución de energía eléctrica usando un algoritmo de búsqueda tabú". Presentado en: XIV Congreso Brasileiro de Automatización. Natal, Brasil. Sep. 2002.
- [3] I.J. Ramírez-Rosado, R.N. Adams, and T. Gönen, "Computer aided design of power distribution systems". International Journal of Power and Energy Systems, 14, pp. 9-12, 1994.
- [4] R. Hincapié, M. Granada, and R. Gallego. "Planeación óptima del sistema eléctrico de la ciudad de Pereira usando una metodología matemática exacta". Revista de Ingeniería. Universidad de Los Andes, #28, pp. 51-58. Nov. 2008.
- [5] Y. G. Hegazy, M. M. A. Salama, and A. Y. Chikhani, "Adequacy assessment of distributed generation systems using Monte Carlo simulation," IEEE Transactions on Power Systems, vol.18, no.1, pp.48-52, Feb 2003.
- [6] In-Su Bae, Jin-O Kim, Jae-Chul Kim, and C. Singh, "Optimal operating strategy for distributed generation considering hourly reliability worth," IEEE Transactions on Power Systems , vol.19, no.1, pp.287-292, Feb. 2004.
- [7] M. Dicorato, G. Forte, and M. Trovato, "Assessing distributed generation in an environmental-constrained energy planning," Power Engineering Society General Meeting, IEEE , pp.1-8, Jun. 2007

- [8] M. Dicorato, G. Forte, and M. Trovato, "Environmental-constrained energy planning using energy efficiency and distributed-generation facilities", Renewable Energy, Elsevier, 2007.
- [9] J. A. Greatbanks, D. H. Popovic, M. Begovic, A. Pregelj, and T. C. Green, "On optimization for security and reliability of power systems with distributed generation," Power Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna, vol.1, pp.8. Jun. 2003.
- [10] A. A. Chowdhury, S. K. Agarwal, and D.O. Koval, "Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis," Conference Record of the Industry Applications Conference, 37th IAS Annual Meeting, vol.2, pp.1089-1094, Oct. 2002.
- [11] A. Keane, and M. O'Malley, "Impact of distributed generation capacity on losses," Power Engineering Society General Meeting, IEEE, pp.7 , 2006.
- [12] K.V. Kumar, and M. P. Selvan, "Planning and operation of distributed generations in distribution systems for improved voltage profile," Power Systems Conference and Exposition, IEEE/PES, pp.1,-7, Mar. 2009.
- [13] Hernandez-Gonzalez, G., Abbey, C., "Effect of Adding Distributed Generation to Distribution Networks- Case Study 1: Voltage Regulation in 25kV Weak System with Wind and Hydro Generation Interconnected", Canada, 2009.
- [14] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, "Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part I: Problem formulation," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.23, no.2, pp.915-923, Apr. 2008.

- [15] S. Haffner, L. F. A. Pereira, L. A. Pereira, and L. S. Barreto, "Multistage model for distribution expansion planning with distributed generation—Part II: numerical results," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.23, no.2, pp.924-929, Apr. 2008.
- [16] A. Soroudi, and M. Ehsan, "Multi objective distributed generation planning in liberalized electricity markets," *Transmission and Distribution Conference and Exposition*,. IEEE/PES, pp.1-7, Apr. 2008.
- [17] M. F. Shaaban, Y. M. Atwa, and E .F. El-Saadany, "A multi-objective approach for optimal DG allocation," *2nd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS)*, pp.1-7, Nov. 2011.
- [18] V. F. Martins, and C. L. T. Borges, "Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties," *IEEE Transactions on Power Systems*,, vol.26, no.4, pp.2164-2172, Nov. 2011.
- [19] I. Ziari G. Ledwich, A. Ghosh, and G. Platt, "Integrated distribution systems planning to improve reliability under load growth," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.27, no.2, pp.757-765, Apr. 2012.
- [20] C. A. Saldarriaga, "Modelos de optimización para la integración de los sectores de electricidad y gas natural", tesis de maestría, Universidad Tecnológica de Pereira, 2013.
- [21] R. Romero, C. Rocha, M. Mantovani, and J. R. S. Mantovani, "Analysis of heuristic algorithms for the transportation model in static and multistage planning in network expansion systems," , *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution -* , vol.150, no.5, pp.521-526, Sep. 2003.

- [22] R. Romero, E.N. Asada, E. Carreno, and C. Rocha, "Constructive heuristic algorithm in branch-and-bound structure applied to transmission network expansion planning," *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol.1, no.2, pp.318-323, Mar. 2007.
- [23] M. Eghbal, T.K. Saha, and K.N. Hasan, "Transmission expansion planning by meta-heuristic techniques: A comparison of shuffled frog leaping algorithm, PSO and GA," *Power and Energy Society General Meeting, IEEE*, pp.1-8, Jul. 2011.
- [24] Xiaohu Tao, and H.-J. Haubrich, "A two-stage heuristic method for the planning of medium voltage distribution networks with large-scale distributed generation," *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, pp.1-6 Jun. 2006.
- [25] W. El-khattam, Y. Hegazy, and M. Salama, "An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, vol. 3, pp.1158-1165, Jun. 2005.
- [26] Saldarriaga C., Hincapié R., Salazar H., "A holistic approach to natural gas and distribution system planning", Aprobado para publicación en la revista *IEEE Transactions Power System*.

6. ANEXOS

ANEXO A. Sistema de distribución primaria 9 nodos

La red de distribución primaria en que se probó el modelo matemático planteado está constituida por una subestación de 132kV/33kV con una capacidad de 40 MVA para servir a 8 cargas (33kV/11kV en los nodos 1-8) en operación normal.

Se asume que estos nodos están conectados a una red de gas natural y que a su vez, este se encuentra disponible para controlar un generador distribuido.

En un horizonte de 4 años, se espera un incremento en la demanda de aproximadamente 28% (11.1 MVA). Estos datos se presentan en la Tabla 20, y los parámetros de los alimentadores se encuentran en la Tabla 21.

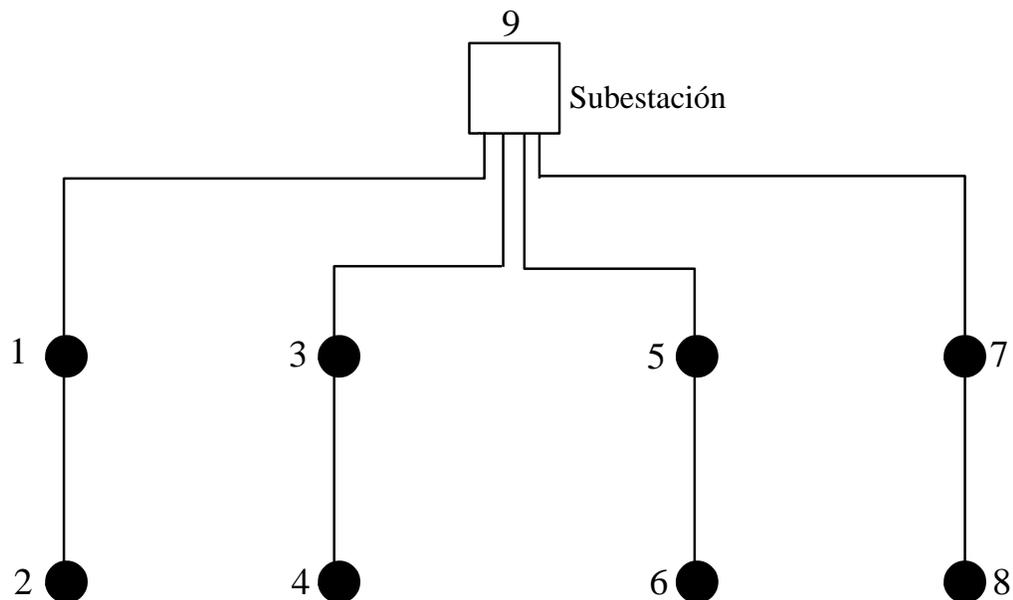


Figura 11. Sistema de distribución de 9 nodos

Nodo	Demanda inicial (MVA)	Demanda final (MVA)
1	5	7.64
2	6	8.72
3	5	7.64
4	3	4.00
5	4	6.11
6	3	5.14
7	3	4.58
8	5	7.27
Demanda total	34	51.1

Tabla 20. Demandas del sistema

Línea	Longitud (km)	Admitancia(1/Ω)	Capacidad (MVA)
9 - 1	8	2.56000	12
9 - 3	12	3.99663	12
9 - 5	13	4.33422	12
9 - 7	10	3.33234	12
1 - 2	16	5.33610	12
3 - 4	16	5.33610	12
5 - 6	14	4.67181	12
7 - 8	12	3.99663	12

Tabla 21. Datos de los alimentadores

Costos del sistema de estudio

- El precio base de la energía eléctrica, en la red principal, a la hora pico es de 70\$/MWh.

- La instalación del generador a base de gas natural se asume a un costo de 0,5 M\$/MVA.
- Los posibles generadores distribuidos tienen tamaños múltiples de 1 a 4 MVA; el despachar energía tiene un costo de 50\$/MWH, por cada uno de ellos. En el nodo donde se ubique un generador distribuido, se debe incluir una unidad de respaldo de 1MVA para posibles fallas o mantenimientos preventivos periódicos.
- Se asume un límite máximo de inversión en la instalación de unidades de GD en cada nodo (4 unidades de 1MVA); así la máxima es de aproximadamente 30% de la demanda pico. Este tope se usa para mantener el concepto de generación dispersa y de aprovechar al máximo la subestación existente.
- Para la expansión de la subestación se cuenta con dos transformadores trifásicos, cada uno con capacidad de 10-MVA y con un costo de 0,2 M\$.
- El costo de reconductorizar la capacidad de los alimentadores es de 0,15 M\$/km.
- El factor de potencia del sistema es de 0,9.
- Tasa de retorno del 12,5%.

ANEXO B. Solución de diferentes modelos de planeamiento de sistemas de distribución

Desarrollo de los otros modelos plantados en [25], donde se muestra la importancia de la implementación de GD.

Cada una de las alternativas mencionadas en [25] fue evaluada en 2 casos distintos para el sistema de prueba del Anexo A. En el primero no se considera la necesidad de mejorar la capacidad de los alimentadores; mientras que en el segundo se permite este incremento, para que el flujo de potencia que circula por ellos sea adecuado. Los resultados obtenidos son comparados con las respuestas presentadas en [25].

Caso A. Expansión de la subestación eliminando la necesidad de mejorar los alimentadores

La función objetivo es la siguiente, eliminando el componente de mejora de los alimentadores:

$$FO = \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 C_{i,u} \sigma_{i,u} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 \beta^t C_e S_{i,u} \sigma_{i,u} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^9 \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^8 \beta^t \frac{\Delta V_{ij}^2}{Z_{ij}} C_e \quad (1)$$

Restricciones:

1) Conservación de la energía

$$S_{91} - \frac{\Delta V_{91}^2}{|Z_{91}|} - S_{12} = D_1 \quad \text{En el nodo 1}$$

$$S_{12} - \frac{\Delta V_{12}^2}{|Z_{12}|} = D_2 \quad \text{En el nodo 2}$$

$$S_{93} - \frac{\Delta V_{93}^2}{|Z_{93}|} - S_{34} = D_3 \quad \text{En el nodo 3}$$

$$S_{34} - \frac{\Delta V_{34}^2}{|Z_{34}|} = D_4 \quad \text{En el nodo 4}$$

$$S_{95} - \frac{\Delta V_{95}^2}{|Z_{95}|} - S_{56} = D_5$$

En el nodo 5

$$S_{56} - \frac{\Delta V_{56}^2}{|Z_{56}|} = D_6$$

En el nodo 6

$$S_{97} - \frac{\Delta V_{97}^2}{|Z_{97}|} - S_{78} = D_7$$

En el nodo 7

$$S_{78} - \frac{\Delta V_{78}^2}{|Z_{78}|} = D_8$$

En el nodo 8

2) Capacidad de la subestación

$$S_{91} + S_{93} + S_{95} + S_{97} \leq S_{ss}$$

En el nodo 9

3) Caída de tensión

$$0 \leq |V_9 - V_1| \sigma_{91} \leq \Delta V$$

$$S_{91} \approx |V_9| \frac{\Delta V_{91}}{Z_{91}}$$

$$0 \leq |V_1 - V_2| \sigma_{12} \leq \Delta V$$

$$S_{12} \approx |V_1| \frac{\Delta V_{12}}{Z_{12}}$$

$$0 \leq |V_9 - V_3| \sigma_{93} \leq \Delta V$$

$$S_{93} \approx |V_9| \frac{\Delta V_{93}}{Z_{93}}$$

$$0 \leq |V_3 - V_4| \sigma_{34} \leq \Delta V$$

$$S_{34} \approx |V_3| \frac{\Delta V_{34}}{Z_{34}}$$

$$0 \leq |V_9 - V_5| \sigma_{95} \leq \Delta V$$

$$S_{95} \approx |V_9| \frac{\Delta V_{95}}{Z_{95}}$$

$$0 \leq |V_5 - V_6| \sigma_{56} \leq \Delta V$$

$$S_{56} \approx |V_5| \frac{\Delta V_{56}}{Z_{56}}$$

$$0 \leq |V_9 - V_7| \sigma_{97} \leq \Delta V$$

$$S_{97} \approx |V_9| \frac{\Delta V_{97}}{Z_{97}}$$

$$S_{78} \approx |V_7| \frac{\Delta V_{78}}{Z_{78}}$$

$$0 \leq |V_7 - V_8| \sigma_{78} \leq \Delta V$$

Para este caso, en que acondicionar la subestación es la única opción, la función objetivo a minimizar es la mostrada en (1), sujeto a las restricciones que se muestran anteriormente. En este caso se considera que los alimentadores pueden presentar sobrecarga, debido a que sus límites de capacidad solo se violan durante el periodo pico, que es relativamente corto.

En la solución de este modelo se determina la inversión óptima de nuevos transformadores y la potencia transferida a través ellos desde la red principal, la cual es la energía necesaria para suplir la nueva demanda. Adicionalmente, se determina el valor de las pérdidas del sistema.

En la primera columna de la Tabla 22, se observan los resultados presentados en [25] mientras que en la segunda los de este trabajo, donde se denota que dentro de la expansión de la subestación es necesario adquirir e instalar dos transformadores; uno de ellos usado en su totalidad, mientras que el otro, cargado aproximadamente al 44%; así se podrá contar con capacidad extra en el futuro.

	IEEE	Simulación
Costo total de la expansión	29.472	29.472
Total perdidas (MVA)	3.229	3.226
Demanda total del sistema(MVA)	54,329	54,326
Costo expansión subestación	0.4	0.4
Capacidad GD (MVA) y ubicación GD	NC	NC
Inversión en GD	NC	NC
Costo de las pérdidas	5.347	5.341
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	23.724	23.718

Tabla 22. Expansión de la subestación comparación entre IEEE contra simulación

Caso B. Expansión de la subestación incluyendo la necesidad de mejorar los alimentadores.

Se aplica el mismo modelo planteado en el caso anterior, con la variable de selección de aquella considerada la mejora en capacidad de transmisión de los alimentadores, modificando la formulación de la función objetivo como se muestra a continuación.

$$FO = \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 C_{i,u} \sigma_{i,u} + \sum_{i=1}^9 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^8 C_{ij} \sigma_{ij} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 \beta^t C_e S_{i,u} \sigma_{i,u} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^9 \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq 1}}^8 \beta^t \frac{\Delta V_{ij}^2}{Z_{ij}} C_e$$

(2)

Las restricciones a las que está sujeto este modelo son exactamente las mismas del caso anterior.

Los resultados presentados en [25] y los obtenidos en este trabajo se muestran en la Tabla 23. Aunque en ambas propuestas se observa la misma inversión para la mejora de 3 de los 4 alimentadores (30km). Los autores de [25] desprecian (8km) del corredor 1-9, el cual se crea de manera ficticia para poder aplicar el modelo que plantea, puesto que la carga asociada al nodo 1 esta originalmente conectada a la subestación. Esto constituye un error en el artículo de referencia, pues en los resultados que presentan, se indica la existencia de pérdidas en este tramo, lo que significa que existe una impedancia que no puede ser ignorada. Por este motivo se encuentra un costo adicional de 4.5 M\$ en la propuesta obtenida en este trabajo, provocado por la necesidad de mejorar la capacidad de transmisión de los alimentadores.

	IEEE	Simulación
Costo total de la expansión	32.798	33.972
Total perdidas (MVA)	2.875	3.226
Demanda total del sistema(MVA)	53.975	54.326
Costo expansión subestación(M\$)	0.4	0.4

Capacidad GD (MVA) y ubicación	NC	NC
Inversión en GD	NC	NC
Costo de las pérdidas	4.760	5.341
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	23.138	23.718
Costo de los alimentadores	4.5	4.5

Tabla 23. Expansión de la subestación comparación entre IEEE contra simulación

Caso C. Expansión de la subestación incluyendo la instalación de GD y eliminando la necesidad de mejorar los alimentadores.

La función objetivo está compuesta por:

$$\begin{aligned}
FO = & \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 C_{i,u} \sigma_{i,u} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^1 \sum_{u=1}^2 \beta^t C_e S_{i,u} \sigma_{i,u} + \\
& \sum_{i=1}^8 C_f (S_{DG_i}^{Max} + BK) \sigma_{DG_i} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^8 \beta^t C_{ri} S_{DG_i} + 8760 pf \sum_{t=1}^4 \sum_{i=1}^9 \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^8 \beta^t \frac{\Delta V_{ij}^2}{Z_{ij}} C_e \quad (3)
\end{aligned}$$

Restricciones:

1. Conservación de la energía:

$$S_{91} - \frac{\Delta V_{91}^2}{|Z_{91}|} - S_{12} + S_{DG1} = D_1 \quad \text{En el nodo 1}$$

$$S_{12} - \frac{\Delta V_{12}^2}{|Z_{12}|} + S_{DG2} = D_2 \quad \text{En el nodo 2}$$

$$S_{93} - \frac{\Delta V_{93}^2}{|Z_{93}|} - S_{34} + S_{DG3} = D_3 \quad \text{En el nodo 3}$$

$$S_{34} - \frac{\Delta V_{34}^2}{|Z_{34}|} + S_{DG4} = D_4 \quad \text{En el nodo 4}$$

$$S_{95} - \frac{\Delta V_{95}^2}{|Z_{95}|} - S_{56} + S_{DG5} = D_5 \quad \text{En el nodo 5}$$

$$S_{56} - \frac{\Delta V_{56}^2}{|Z_{56}|} + S_{DG6} = D_6 \quad \text{En el nodo 6}$$

$$S_{97} - \frac{\Delta V_{97}^2}{|Z_{97}|} - S_{78} + S_{DG7} = D_7 \quad \text{En el nodo 7}$$

$$S_{78} - \frac{\Delta V_{78}^2}{|Z_{78}|} + S_{DG8} = D_8 \quad \text{En el nodo 8}$$

2. Capacidad de GD

$$S_{DG1} \leq S_{DG1}^{Max} \sigma_{DG1}$$

$$S_{DG2} \leq S_{DG2}^{Max} \sigma_{DG2}$$

$$S_{DG3} \leq S_{DG3}^{Max} \sigma_{DG3}$$

$$S_{DG4} \leq S_{DG4}^{Max} \sigma_{DG4}$$

$$S_{DG5} \leq S_{DG5}^{Max} \sigma_{DG5}$$

$$S_{DG6} \leq S_{DG6}^{Max} \sigma_{DG6}$$

$$S_{DG7} \leq S_{DG7}^{Max} \sigma_{DG7}$$

$$S_{DG8} \leq S_{DG8}^{Max} \sigma_{DG8}$$

Las restricciones de capacidad de la subestación, caída de tensión, son exactamente iguales a las planteadas en los modelos anteriores.

En este caso, al igual que en el caso A, se permite la sobrecarga de los alimentadores, puesto que la violación de esta restricción se asume por un corto periodo de tiempo. La solución de este modelo determina de manera óptima como se debe realizar la expansión de la subestación, al igual que la ubicación y capacidad de GD. Adicionalmente, se determina el valor de la potencia adicional que debe ser despachada y que se inyectará mediante cada uno de los nuevos elementos, de esta forma se tendrá un valor real de los costos ocasionados por las pérdidas en la red de distribución.

Los resultados presentados por [25] y los obtenidos en este trabajo se encuentran en la Tabla 24. Allí, se indica la ubicación óptima de las unidades de GD, las cuales son 3 de 4 MVA, cada una con su correspondiente unidad de respaldo (1 MVA). También se observa

la necesidad de instalar un transformador que será cargado al 7%, por lo cual se estima una propuesta poco práctica (solo viable en el caso de un nuevo sistema). Por ende se sugiere una nueva alternativa que a pesar de ser más costosa, evita el sobredimensionamiento de los elementos de la red.

	IEEE	Simulación
Costo total de la expansión	25.808	25.808
Total perdidas (MVA)	1.632	1.623
Demanda total del sistema(MVA)	52.732	52.723
Costo expansión subestación	0.2	0.2
Capacidad GD (MVA)	3 de 4 MVA	3 de 4 MVA
Ubicación GD	Nodos 2,6,8	Nodos 2,6,8
Inversión en GD	7.5	7.5
Costo de las pérdidas	2.703	2.687
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	1.213	1.197

Tabla 24. Expansión de la subestación contra GD, comparación entre IEEE contra simulación

En la Tabla 25 se comparan 3 casos, el primero es solo la expansión del sistema de distribución mediante la mejora de subestaciones existentes, el segundo es el donde se considera la expansión del sistema mediante la mejora de subestaciones y la implementación de GD, y el último caso es muy similar al caso 2 solo que es agregada la condición de que los elementos instalados sean aprovechados en un 50% de su capacidad nominal (todos permitiendo una sobrecarga en los alimentadores).

	Expansión de la subestación (Anexo D)	Expansión de la subestación y DG (Anexo D)	Decisión alternativa DG
Costo total de la expansión	29.472	25.808	26.090

Total pérdidas (MVA)	3.226	1.623	1.561
Demanda total del sistema(MVA)	54.326	52.723	52.661
Costo expansión subestación	0.4	0.2	0
Capacidad DG (MVA)	NC	3 de 4 MVA	3 de 4 MVA & 1 de 1MVA
Ubicación GD	NC	Nodos 2,6,8	Nodos 2,6,8 & nodo 3
Inversión en GD	NC	7.5	8.5
Costo de las pérdidas	5.341	2.687	2.584
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	23.718	1.197	0

Tabla 25. Generación distribuida contra expansión de la subestación

El hecho de considerar la expansión de la subestación como única opción, tiene un sobre costo del 12,43% con respecto a la implementación conjunta de la GD y la expansión de la subestación; sin embargo, es claro que este trabajo donde se analizan las dos alternativas, da como resultado adverso un transformador utilizado al 7% de su capacidad nominal. Esto lleva a considerar otra clase de opciones, como la de incluir la restricción de un límite mínimo de utilización, que en relación con la opción de solo expandir la subestación resulta un 11,47% más económica.

Caso C1. Nueva alternativa para el problema de distribución sin elementos subutilizados

	IEEE	Simulación
Costo total de la expansión	26.373	26.090

Total pérdidas (MVA)	1.496	1.561
Demanda total del sistema(MVA)	52.596	52.661
Costo expansión subestación	0	0
Capacidad GD (MVA)	2 de 4 MVA & 2 de 3 MVA	3 de 4 MVA & 1 de 1MVA
Ubicación GD	Nodos 2,6 & nodos 4,8	Nodos 2,6,8 & nodo 3
Inversión en GD	9	8.5
Costo de las pérdidas	2.476	2.584
Costo de la potencia extra adquirida por la subestación	0	0

Tabla 26. Nueva alternativa IEEE contra simulación.

La solución alternativa presentada en [25] propone la ubicación y tamaño de los generadores distribuidos 2 de 4 MVA y 2 de 3 MVA, cada uno con su respectiva unidad de respaldo, sin la necesidad de invertir en la expansión de la subestación. Aunque es una buena respuesta, no es la óptima para este sistema en particular

En la columna 2 de la Tabla 26, se presenta la nueva alternativa obtenida en este trabajo, en la que no se considera invertir en la expansión de la subestación, con la salvedad de que esta resulta más económica que la presentada en la columna 1, debido a que esta propuesta se obtiene de resolver el mismo modelo incluyendo la restricción de que cada elemento nuevo que vaya a ser instalado se utilice por lo menos al 50% de su capacidad

ANEXO C. Topologías óptimas

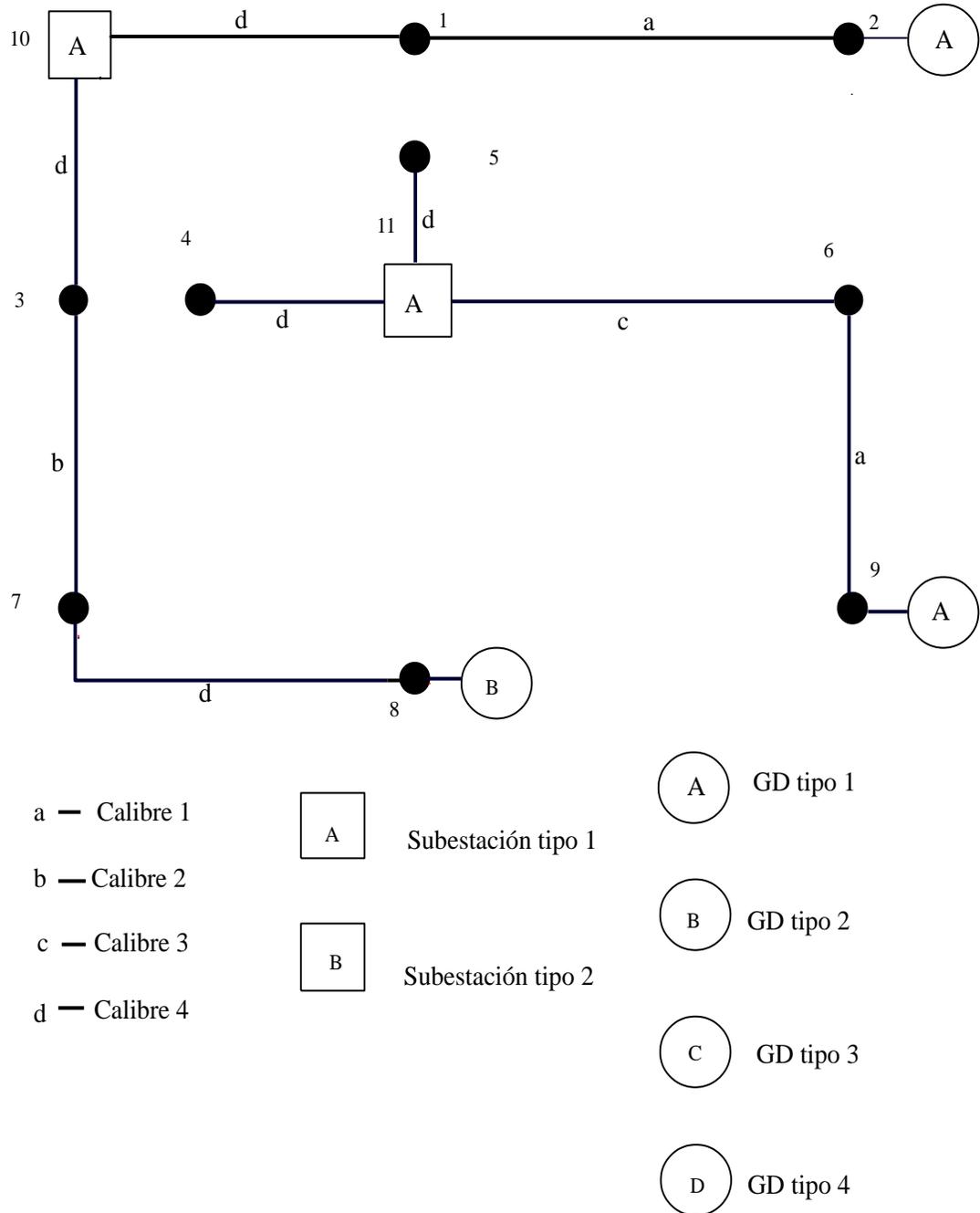
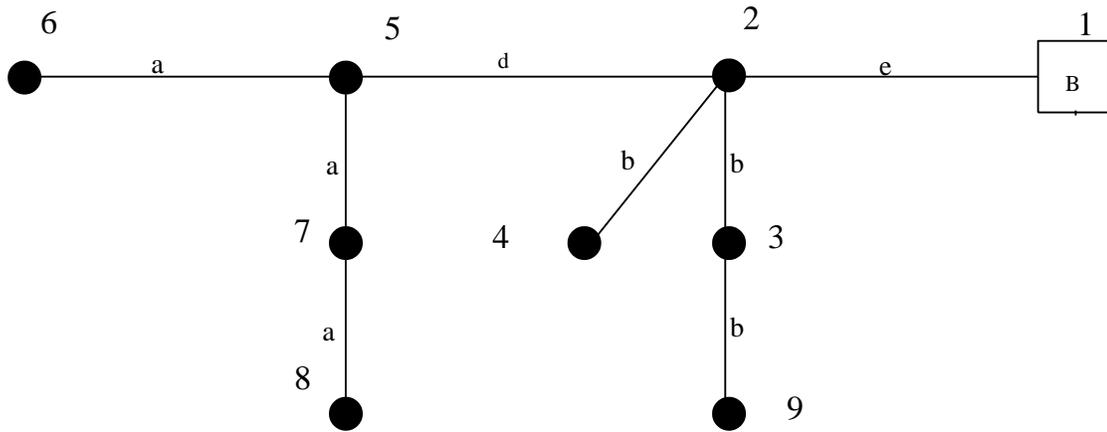


Figura 12: Topología óptimo eléctrico



- a — Calibre ducto 1
 - b — Calibre ducto 2
 - c — Calibre ducto 3
 - d — Calibre ducto 4
 - e — Calibre ducto 5
- A Subestación tipo 1
 - B Subestación tipo 2

Figura 13. Topología óptima sistema de gas

ANEXO D. Sistema de prueba distribución primaria.

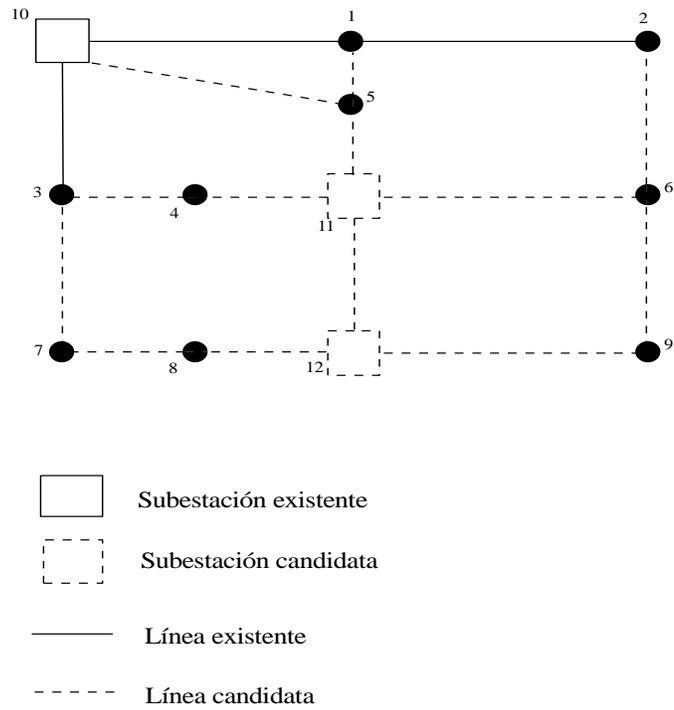


Figura 14. Sistema eléctrico 12 nodos

Línea	Longitud (km)
10 - 1	1.00
1 - 2	0.60
10 - 3	1.30
3 - 4	0.20
1 - 5	0.30
2 - 6	0.50
3 - 7	0.20
7 - 8	0.25
6 - 9	0.40
10 - 5	1.50
11 - 4	0.70
11 - 5	0.60
11 - 6	0.80
12 - 8	0.70
12 - 9	0.90
12 - 11	0.90

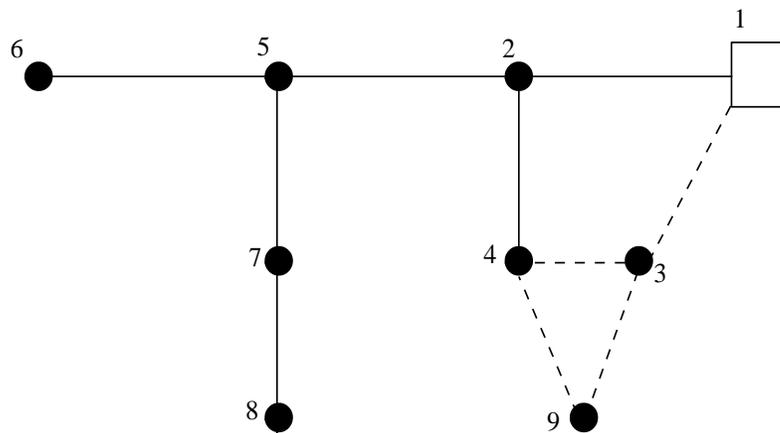
Tabla 27. Datos de líneas

Nodo	Demanda (MVA)
1	4.123
2	4.123
3	1.581
4	4.123
5	3.298
6	4.123
7	5.700
8	4.123
9	4.123
10	0.000
11	0.000
12	0.000

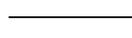
Tabla 28. Demanda del sistema eléctrico

Calibre	Impedancia (Ω/km)	Capacidad (A)
1	0.9178	454.54
2	0.7738	606.06
3	0.6440	909.08
4	0.5249	1893.94

Tabla 29. Datos calibres de las líneas



 Subestación existente

 Ducto existente

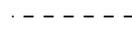
 Ducto candidato

Figura 15. Sistema de 9 nodos de gas

Nodo Entrada	Nodo de salida	Longitud (km)
1	2	1.2
2	4	0.7
2	5	0.7
5	6	0.4
5	7	1.0
7	8	0.5
1	3	1.5
2	3	0.5
3	9	0.4
4	3	0.5
4	9	0.8

Tabla 30. Datos de ductos sistema de gas

Nodo	[m ³]
1	0
2	1000
3	500
4	800
5	2300
6	1200
7	800
8	1500
9	250

Tabla 31. Demandas sistema de gas

Calibre	Capacidad
1	562.736772
2	1634.123621
3	3476.006409
4	6236.935869
5	10050.548320

Tabla 32. Datos calibres de los ductos