



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN PARA CUENCAS
DE ALTO POTENCIAL HIDROELÉCTRICO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

SAMUEL ROMULO MANDIOLA LAGOS

**PROFESOR GUÍA:
PABLO ANDRÉS MEDINA COFRÉ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO ERNESTO EDUARDO PALMA BEHNKE
ARIEL ANTONIO VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
2014**

PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN PARA CUENCAS DE ALTO POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

La presente memoria tiene por objetivo el análisis de la planificación de la transmisión para un conjunto de generadores medianos ubicados en una zona particular. Esto se realizará por medio del desarrollo de una herramienta de optimización que entrega como resultado una topología de red económica y práctica, cumpliendo con restricciones técnicas establecidas previamente.

Debido a la naturaleza combinatoria del problema de planificación de la transmisión, la resolución mediante un método determinístico en tiempos aceptables es inviable. Por esto la herramienta de optimización se basa en la utilización de heurísticas que buscan disminuir las dimensiones del problema, obteniéndose con éstas resultados cercanos al óptimo, los cuales son suficientes para una etapa de prefactibilidad en la planificación.

En particular se utilizan técnicas de agrupamiento difuso o *Fuzzy C-Means* para agrupar proyectos de generación, de manera de que en vez de resolver el problema total se resuelva para cada uno de los subconjuntos de generadores un subproblema de optimización de dimensiones considerablemente menores. Luego para resolver cada uno de los subproblemas se utilizan algoritmos genéticos, ya que esta técnica de optimización tiene un muy buen desempeño en el problema de planificación de los sistemas eléctricos de potencia.

La herramienta desarrollada es implementada en el software de modelación matemática *GNU Octave* (símil libre de Matlab) en un conjunto de computadores trabajando paralelamente con el fin de aumentar la velocidad de convergencia del algoritmo genético.

Para analizar el desempeño de la herramienta, ésta es probada en cinco casos de prueba con distintas características y niveles de complejidad. Con estos casos se demuestra la correcta convergencia del algoritmo genético y el algoritmo de agrupamiento. Además se prueba la metodología propuesta para casos con múltiples puntos de inyección, existencia de zonas prohibidas y posibles subestaciones colectoras. Para optimizar las conexiones se utilizan cuatro tipos de líneas de diferentes características técnicas.

Los resultados obtenidos no son óptimos globales del problema, pero sí son soluciones económicas, prácticas y de un menor impacto ambiental, debido al menor número de líneas a construir y el mayor orden de las topologías.

Finalmente se demuestra que la metodología propuesta disminuye las dimensiones del problema y disminuye la aleatoriedad de los algoritmos genéticos, ya que la heurística de agrupamiento guía al algoritmo genético hacia soluciones lógicas y prácticas.

A mi Família

Agradecimientos

Primero que todo agradezco a mi papá y mamá por el enorme esfuerzo y pasión con que me criaron, las innumerables enseñanzas y valores que aún me entregan y la gran educación que me brindaron.

A mi awelita Cloty y mis hermanos Narserf, Bolainas y Gaby, con los cuales compartí variadas y hermosas etapas y me enseñaron los valores de compartir, tolerar, proteger y muchas cosas más que no podría describir con palabras.

A mis amigos Benja, Naxo, Yayox, Blubs, Abelardo y demás amigos sureños del colegio con los cuales aún comparto.

A mi mejor amigo eléctrico Diego, con el cual compartimos toda la carrera de Ing. Eléctrica, donde la pasamos bien y mal. Siempre me ayudaste mucho en las cosas más técnicas y yo siempre en las cosas más generales e integrales (pero no menos importantes ajaja).

A mis amigos de “Los 12” que fueron cruciales en los primeros años de la carrera, acompañándome y alegrándome en nuestras juntas, cumpleaños, tacas, pajarera, etc y me enseñaron sobre la amistad, el cariño incondicional y la tolerancia.

Finalmente agradezco al deporte más maravilloso que existe y la gente que conocí con él (Diablos RC, Zorros Ancud RC, Mano RC, Stade). Mencionaré algunos de los valores que representa y me enseñó el RUGBY: Valentía, ir siempre para adelante, Compañerismo/Fraternidad, Disciplina, Pasión, Inteligencia, Fuerza, Autocontrol, Liderazgo, Potencia y desarrollo físico. El deporte más completo que existe, un verdadero campo de batalla donde sale a relucir lo mejor de algunas personas y lo peor de otras; depende de cada uno, como en la VIDA.

CARPE DIEM

Tabla de contenido

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. OBJETIVO PRINCIPAL	1
1.3. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	1
1.4. ALCANCES	2
1.5. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	3
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO	4
2.1. INTRODUCCIÓN.....	4
2.2. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO	4
2.2.1. <i>Ministerio de Energía (ME)</i>	4
2.2.2. <i>Comisión Nacional de Energía (CNE)</i>	4
2.2.3. <i>Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)</i>	5
2.2.4. <i>Generación</i>	5
2.2.5. <i>Transmisión</i>	7
2.2.6. <i>Distribución</i>	10
2.2.7. <i>Clientes</i>	10
2.2.8. <i>Energías Renovables No Convencionales (ERNC)</i>	11
2.3. PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS	13
2.3.1. <i>Problema de Planificación Estática de la Red</i>	13
2.3.2. <i>Problema de Planificación Dinámica de la Red</i>	16
2.3.3. <i>Posibles Realizadores del Estudio de Planificación</i>	17
2.4. FLUJO DE POTENCIA	18
2.4.1. <i>Flujo de Potencia AC</i>	18
2.4.2. <i>Flujo de Potencia DC</i>	20
2.5. ALGORITMOS GENÉTICOS	26
2.5.1. <i>Codificación y Representación del Individuo</i>	27
2.5.2. <i>Población Inicial</i>	29
2.5.3. <i>Evaluación</i>	29
2.5.4. <i>Operaciones Genéticas</i>	29
2.5.5. <i>Condición de Término</i>	32
2.5.6. <i>Funcionamiento del Algoritmo Genético</i>	32
2.6. TÉCNICA DE AGRUPAMIENTO	34
2.6.1. <i>Fuzzy C-Means Clustering</i>	34
2.6.2. <i>Algoritmo FCM</i>	36
CAPÍTULO 3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROBLEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS MEDIANOS	37
3.1. INTRODUCCIÓN.....	37
3.2. REPRESENTACIÓN DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA UNA CUENCA.....	37
3.2.1. <i>Elementos Principales Definidos Previamente</i>	38
3.2.2. <i>Elementos Principales a Definir por la Herramienta de Optimización</i>	39
3.2.3. <i>Representación General</i>	42
3.2.4. <i>Vector de Optimización</i>	43
3.3. FUNCIÓN DE COSTOS	45
3.3.1. <i>Costos de Líneas de Transmisión</i>	46
3.3.2. <i>Costos de Transformadores</i>	46
3.3.3. <i>Costo de las Pérdidas Joule</i>	47
3.3.4. <i>Función Objetivo</i>	47
3.4. RESTRICCIONES.....	48
3.4.1. <i>Capacidad de las Líneas</i>	48
3.4.2. <i>Todos los Generadores Conectados</i>	48
3.4.3. <i>Evitar Cruces en las Topologías</i>	49

3.4.4. Evitar Ciclos en las Topologías	49
3.5. FORMULACIÓN PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	49
CAPÍTULO 4 PROPUESTA DE SOLUCIÓN	51
4.1. INFRAESTRUCTURA DE TRABAJO	51
4.1.1. Hardware	51
4.1.2. Software	52
4.2. BASE DE DATOS DE PROYECTOS DE GENERACIÓN	52
4.3. BASE DE DATOS ELEMENTOS DE TRANSMISIÓN	53
4.3.1. Base de datos Líneas de Transmisión	53
4.3.2. Base de datos Transformadores	53
4.4. FUNCIÓN DISTANCIA CON ZONAS PROHIBIDAS	53
4.4.1. Datos de Entrada	54
4.4.2. Funciones Privadas Necesarias	55
4.4.3. Algoritmo de Función Distancia	56
4.5. ALGORITMO DE AGRUPAMIENTO	57
4.5.1. Función Fuzzy C-Means	58
4.5.2. Crear Grupos	58
4.5.3. Crear Posibles Subestaciones Colectoras	58
4.6. CÁLCULO DE FLUJOS DE POTENCIA POR LÍNEAS DEL SISTEMA	60
4.6.1. Datos de Entrada	60
4.6.2. Funciones Privadas Necesarias	60
4.6.3. Algoritmo de Flujo de Potencia DC	62
4.6.4. Comparación de Flujos con Capacidades Máximas de cada Tipo de Línea	63
4.7. ALGORITMO GENÉTICO	63
4.7.1. Función Población Inicial	64
4.7.2. Función Crossover	64
4.7.3. Función Mutación	65
4.7.4. Función Evaluación	66
4.7.5. Función Selección	71
4.7.6. Algoritmo Genético General	72
4.8. ALGORITMO GENERAL DE SOLUCIÓN	73
4.8.1. Algoritmo General en una Máquina	73
4.8.2. Algoritmo General Paralelo	75
CAPÍTULO 5 CASOS DE PRUEBA Y RESULTADOS OBTENIDOS	77
5.1. CASO DE PRUEBA 0: 4 GENERADORES, 1 PUNTO DE INYECCIÓN Y SIN ZONAS PROHIBIDAS	78
5.1.1. Presentación del Caso	78
5.1.2. Resultados Planificación mediante Enumeración Explícita	79
5.1.3. Resultados Planificación mediante Algoritmo Genético en una Máquina	81
5.1.4. Resultados Planificación mediante Algoritmo Genético con Fase de Agrupamiento en una Máquina	82
5.1.5. Comparación Resultados Obtenidos	84
5.2. CASO DE PRUEBA 1: 7 GENERADORES, 1 PUNTO DE INYECCIÓN Y SIN ZONAS PROHIBIDAS	85
5.2.1. Presentación del Caso	85
5.2.2. Resultados Caso Extremo Independiente	87
5.2.3. Resultados Planificación Algoritmo Genético sin Fase de Agrupamiento FCM	88
5.2.4. Resultados Planificación con Algoritmo General en una Máquina	91
5.2.5. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo	93
5.2.6. Comparación Resultados Obtenidos	94
5.3. CASO DE PRUEBA 2: 7 GENERADORES, 2 PUNTOS DE INYECCIÓN Y CON ZONAS PROHIBIDAS	96
5.3.1. Presentación del Caso	96
5.3.2. Resultados Caso Extremo Independiente	97
5.3.3. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo sin Zonas Prohibidas	99
5.3.4. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo con Zonas Prohibidas	100
5.3.5. Comparación Resultados Obtenidos	102

5.4. CASO DE PRUEBA 3: 15 GENERADORES, 3 PUNTOS DE INYECCIÓN Y CON ZONAS PROHIBIDAS	103
5.4.1. <i>Presentación del Caso</i>	103
5.4.2. <i>Resultados Caso Extremo Independiente</i>	105
5.4.3. <i>Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo para 3,4 y 5 Grupos</i>	106
5.4.4. <i>Comparación Resultados Obtenidos</i>	111
5.5. CASO DE PRUEBA 4: CUENCA DEL MAULE	114
5.5.1. <i>Presentación del Caso</i>	114
5.5.2. <i>Resultados Caso Extremo Independiente</i>	115
5.5.3. <i>Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo</i>	116
5.5.4. <i>Comparación Resultados Obtenidos</i>	119
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES	121
CAPÍTULO 7 BIBLIOGRAFÍA	124
CAPÍTULO 8 ANEXOS	127

Índice de Tablas

Tabla 2.1 - Relación X/R Típica para Líneas Aéreas [26].....	20
Tabla 3.1 – Características Tipos de Líneas.....	40
Tabla 3.2 - Ejemplo Codificación Tipos de Línea.....	44
Tabla 3.3 - Ejemplo para Codificación de Tipo de Línea de 2 bits $l = 3$	45
Tabla 4.1 - Ejemplo Base de Datos Generadores	52
Tabla 4.2 - Ejemplo Base de Datos 4 Tipos de Línea.....	53
Tabla 4.3 - Ejemplo Decodificación de Tipos de Línea.....	60
Tabla 5.1 - Base de Datos Tipos de Línea (Fuentes: [7] y [26])	77
Tabla 5.2 - Base de Datos Transformadores (Fuente: [7])	78
Tabla 5.3 - Generadores Caso 0.....	79
Tabla 5.4 - Punto de Inyección Caso 0	79
Tabla 5.5 - Resultados Convergencia Enumeración Explícita Caso 0	80
Tabla 5.6 - Resultados Algoritmo Genético Caso 0	81
Tabla 5.7 - Resumen Resultados AG 2 y 3 Grupos, Caso0	82
Tabla 5.8 - Resumen Resultados Caso0	84
Tabla 5.9 - Generadores Caso 1.....	86
Tabla 5.10 - Punto de Inyección Caso 1	86
Tabla 5.11 - Parámetros Algoritmo Genético para todos los Casos.....	89
Tabla 5.12 – Resumen Resultados sin FCM Caso1	89
Tabla 5.13 - Resultados AG en una Máquina Caso1	92
Tabla 5.14 - Resultados AG Paralelo Caso1	94
Tabla 5.15 - Comparación 1 - Caso1	94
Tabla 5.16 - Tiempos de Resolución Caso1	96
Tabla 5.17 - Puntos de Inyección Caso 2	96
Tabla 5.18 - Vértices Zonas Prohibidas Caso 2.....	97
Tabla 5.19 - Resultados Caso2 sin Zonas Prohibidas	99
Tabla 5.20 - Resultados AG Paralelo Caso2	100
Tabla 5.21 - Comparación AG Paralelo vs Caso Extremo Independiente - Caso2	102
Tabla 5.22 - Comparación sin ZP vs con ZP	102
Tabla 5.23 - Generadores Caso 3.....	103
Tabla 5.24 - Puntos de Inyección Caso 3	104
Tabla 5.25 – Vértices Zonas Prohibidas Caso 3.....	104
Tabla 5.26 - Resultados Caso3 - 3 Grupos.....	107
Tabla 5.27 - Resultados Caso3 - 4 Grupos.....	108
Tabla 5.28 - Resultados Caso3 - 5 Grupos.....	110

Tabla 5.29 – Resumen Mejores Resultados Caso3.....	112
Tabla 5.30 - Costos de Inversión de Sistema Troncal Caso3.....	112
Tabla 5.31 - Resumen Tiempo de Resolución Caso3	113
Tabla 5.32 - Proyectos de Generación, Caso Maule - Coordenadas UTM, Huso 19S (Fuente: SEIA)	115
Tabla 5.33 - Puntos de Inyección, Caso Maule - Coordenadas UTM, Huso 19S (Fuente: SEIA).....	115
Tabla 5.34 - Resultado Cuenca del Maule – 2 Grupos	116
Tabla 5.35 - Resultado Cuenca del Maule – 3 Grupos	118
Tabla 5.36 - Comparación Resultados Caso Maule	119
Tabla 5.37 - Comparación Tiempos Resolución - Cuenca del Maule.....	120

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Peajes Subtransmisión	9
Figura 2.2 - Diagrama Planificación Básica [16]	14
Figura 2.3 - Diagrama Planificación Estática Básica	15
Figura 2.4 - Diagrama Problema de Planificación Dinámica	16
Figura 2.5 - Círculo Unitario	21
Figura 2.6 – (a) Charles Darwin, (b) Ilustración Teoría de Evolución de Darwin.....	26
Figura 2.7 - Definiciones Cromosoma/Gen/Bit.....	27
Figura 2.8 - Ejemplo Codificación Tramo <i>ij</i>	28
Figura 2.9 - Entrecruzamiento de un punto (a), dos puntos (b) y múltiples puntos (c).....	30
Figura 2.10 - Ejemplo de Mutación	31
Figura 2.11 - Diagrama Algoritmo Genético Básico.....	33
Figura 2.12 - Diagrama FCM.....	36
Figura 3.1 - Diagrama General Central de Pasada.....	37
Figura 3.2 - Zona Prohibida.....	39
Figura 3.3 – Generadores (rojo), S/E Colectoras (verde y naranja) y Punto de Inyección (azul)	41
Figura 3.4 - Ejemplo: Grafo de 5 Nodos	42
Figura 3.5 - Transmisión Radial solo con Componentes Serie.....	48
Figura 4.1 - Clúster de Computadores	51
Figura 4.2 - Ejemplo Distancias entre Nodos.....	54
Figura 4.3 – Diagrama de Algoritmo Genético Implementado	73
Figura 4.4 - Diagrama Algoritmo General en una Máquina	74
Figura 4.5 - Diagrama Algoritmo General Paralelo	76
Figura 5.1 - Plano Caso 0	79
Figura 5.2 - Resultado Enumeración Explícita Caso 0.....	81
Figura 5.3 - Resultado AG - 2 Grupos, Caso0	83
Figura 5.4 - Resultado AG - 3 grupos, Caso0.....	84

Figura 5.5 – Óptimos Locales al Dividir Problemas Grandes	85
Figura 5.6 - Plano Caso 1	87
Figura 5.7 – Resultado Caso Extremo Independiente Caso1	88
Figura 5.8 - AG sin FCM - Caso1	90
Figura 5.9 - Caso1, Sin FCM.....	91
Figura 5.10 - Resultado AG Caso1	93
Figura 5.11 - Plano Caso 2	97
Figura 5.12 - Resultado Caso Extremo Independiente Caso 2	98
Figura 5.13 - Resultado AG Paralelo sin ZP - Caso2	100
Figura 5.14 - Resultado AG Paralelo Caso 2	101
Figura 5.15 - Plano Caso 3	105
Figura 5.16 - Resultado Caso Extremo Independiente Caso3	106
Figura 5.17 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 3 Grupos.....	108
Figura 5.18 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 4 Grupos.....	109
Figura 5.19 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 5 Grupos.....	111
Figura 5.20 - Comparación Sistema Troncal Caso3.....	113
Figura 5.21 - Cuenca del Río Maule (Fuentes: SEIA, Centro de Energía).....	114
Figura 5.22 - Caso Extremo Independiente - Cuenca del Maule.....	116
Figura 5.23 - Resultado Cuenca del Maule – 2 Grupos.....	117
Figura 5.24 - Resultado Cuenca del Maule - 3 Grupos	118

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad existen muchos proyectos hidroeléctricos medianos (entre 1 y 20[MW]) en carpeta y aprobados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en las cuencas más importantes del país. Sin embargo muchos de estos proyectos están a grandes distancias de los puntos de inyección, por lo tanto la inversión en una línea de transmisión para cada uno de estos generadores lejanos es privativa, es decir los convierte en proyectos inviables.

Por lo anterior se propone encontrar una solución en conjunto para todos los proyectos de esta naturaleza que estén ubicados en una zona en particular. De esta forma se busca que los costos económicos, sociales y ambientales de esta solución conjunta sean menores, creando una sinergia que incentive la construcción de estas obras de generación.

Finalmente se promueve el desarrollo de las energías renovables no convencionales, diversificando la matriz y explotando los recursos energéticos presentes en estas importantes cuencas del país o en otras zonas de similares características con otras fuentes energéticas como la energía solar en el desierto de Atacama.

1.2. Objetivo Principal

El objetivo del trabajo a realizar es la planificación de la transmisión para un conjunto de generadores que inyectan energía en algún punto del sistema troncal. Es decir los flujos son unidireccionales desde el centro generador a la subestación de inyección.

Cada generador corresponde a un nodo del problema al igual que los posibles puntos de conexión, por lo tanto se debe decidir cómo conectarlos de manera que se minimicen los costos de este subsistema eléctrico, cumpliendo con las restricciones técnicas que correspondan y así finalmente demostrar que esta solución es más económica y sustentable que construir un sistema adicional por cada generador de manera individual.

Al tener variables de decisión binarias, el problema se convierte en una optimización combinatoria, la cual crece exponencialmente con el número de nodos a conectar. Es por esto que se propondrá una heurística basada en algoritmos genéticos que si bien no garantiza un óptimo global del problema, se espera obtener una solución cercana al óptimo suficiente para el problema de planificación de la transmisión.

1.3. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de esta memoria son los que se mencionan a continuación:

- a) Realizar una revisión bibliográfica acerca la planificación de la transmisión y los fundamentos básicos de los algoritmos genéticos.
- b) Desarrollar un algoritmo que encuentre una topología de red óptima o cercana a ésta para el problema de planificación de transmisión para un grupo de proyectos de generación ubicados en una cierta zona, suponiendo que no existe incertidumbre en el plan de obras de generación. El problema de optimización

debe considerar elementos como transformadores, paños, distintos tipos de líneas y posibles subestaciones colectoras, además de las restricciones técnicas, económicas, de diseño y de terreno.

- c) Desarrollar un algoritmo de agrupamiento de las centrales, de manera que el problema general a resolver se transforme en varios subproblemas pequeños, disminuyendo las dimensiones y los tiempos de resolución del problema.
- d) Desarrollar un algoritmo genético que resuelva el problema de planificación de la transmisión, devolviendo el plan de obras de transmisión óptimo o cercano a éste, para cada uno de los subproblemas.
- e) Implementar un algoritmo general de solución en un conjunto de computadores en paralelo, todos estos con softwares libres y confiables.
- f) Probar la herramienta en casos ficticios de distinta complejidad y en un caso real, es decir con proyecto aprobados por el SEIA para alguna cuenca de Chile.

1.4. Alcances

El presente trabajo y la herramienta computacional diseñada se utilizará como apoyo para la planificación de la transmisión en etapas de pre factibilidad por lo tanto en ningún caso puede utilizarse en etapas de ingeniería básica o de detalle ni reemplazar el trabajo de un ingeniero proyectista. Debido a lo anterior existen múltiples simplificaciones del problema, donde las más importantes son presentadas a continuación:

- a) Los costos utilizados para los elementos eléctricos son solo referenciales, por lo tanto los costos de inversión obtenidos como resultado del problema son referenciales también.
- b) Con el objetivo de simplificar el problema se utiliza módulos estándar para los tipos de línea y transformadores, es por esto que para las características técnicas se utilizan los valores típicos de cada elemento.
- c) Se supone que el transformador de elevación de los generadores es parte del proyecto de generación y no del proyecto de transmisión.
- d) Se supone que los puntos de inyección del sistema troncal son capaces de transportar la totalidad de la generación de cada zona.
- e) Los resultados obtenidos por la herramienta no siempre serán óptimos globales, debido a la naturaleza aleatoria de los algoritmos genéticos y de las demás heurísticas utilizadas. Sin embargo la solución será cercana al óptimo y servirá como punto de partida para encontrar una mejor solución.
- f) No se consideran las reactancias de las líneas, es decir solo las pérdidas de potencia activa o pérdidas Joule.
- g) Se supone que todos los proyectos de generación entrarán en operación en un mismo año.
- h) Los computadores utilizados no son de última generación, por lo tanto los tiempos de resolución son una referencia y serán comparados con los tiempos de resolución en las mismas máquinas de procesamiento.

1.5. Estructura de la memoria

Este trabajo está dividido en 6 capítulos principales de acuerdo a lo sugerido por el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile [1].

El presente capítulo da a conocer la motivación del trabajo título y el objetivo principal de la herramienta diseñada. Además se presentan los objetivos específicos y los alcances del presente informe.

En el capítulo 2 se presentan las nociones básicas del sistema eléctrico chileno y sus leyes, las distintas estructuras de planificación de los sistemas eléctricos y los métodos para el cálculo de las variables eléctricas de un sistema eléctrico de potencia (SEP). Finalmente se explican los fundamentos teóricos de los algoritmos genéticos y las técnicas de agrupamiento difuso, métodos heurísticos que serán utilizados en el desarrollo de la metodología propuesta.

Este capítulo sirve de base teórica para el desarrollo de las siguientes secciones del trabajo.

El capítulo 3 explica la formulación matemática del problema de planificación de la transmisión a resolver en la presente memoria. Es decir se presentan los fundamentos matemáticos generales de la herramienta de optimización a desarrollar.

En el capítulo 4 del presente informe se analiza en detalle la propuesta de solución al problema planteado. Se presenta la infraestructura utilizada a nivel de hardware y software y las bases de datos necesarias de la metodología. Se explica además el funcionamiento de cada uno de los códigos desarrollados para llevar a cabo la herramienta de optimización, de manera que el informe sea auto contenido y completo.

Los casos de prueba, sus resultados y análisis respectivos son presentados en el capítulo 5 de esta memoria de título. Serán analizados 5 casos con el objetivo de probar el desempeño y validar el programa de optimización creado.

Finalmente se enuncian en el capítulo 6 las conclusiones del trabajo y el trabajo futuro a desarrollar, tomando como base lo que se ha expuesto en el presente informe.

La bibliografía del trabajo se encuentra en el capítulo 7 y adicionalmente se anexa al final de este informe un CD con todos los códigos necesarios para el funcionamiento de la herramienta desarrollada.

Capítulo 2 Marco Teórico

2.1. Introducción

En el presente capítulo se presentarán las bases teóricas de la planificación de la transmisión, en particular para el caso chileno. Además se explican los fundamentos básicos de las heurísticas de agrupamiento y optimización utilizadas para el modelamiento y resolución del problema.

2.2. Mercado Eléctrico Chileno

El mercado de la energía eléctrica se diferencia de cualquier mercado existente en que los electrones no son almacenables según los requerimientos de un cliente, como lo son los commodities. Para mantener un suministro eléctrico continuo y seguro de enormes cantidades de energía se requieren plantas generadoras conectadas a los consumidores a través de líneas de transmisión y distribución.

Antiguamente los servicios eléctricos de generación, transmisión y distribución eran entregados por una sola empresa, ya sea privada o estatal. A lo anterior se le conoce como integración vertical, lo cual si bien genera disminución de costos para la empresa, también provoca incentivos propios de un monopolio, llevando a la larga a soluciones ineficientes para el mercado en su conjunto. Por lo anterior a partir de la década de los 80 en Chile se inicia un proceso de desintegración vertical de los segmentos de generación, transmisión y distribución. De esta manera se buscaba aumentar la competencia, es decir disminución de los costos y mayor eficiencia del sistema eléctrico chileno. [2]

A continuación se presenta una descripción de los principales sectores y entidades participantes del mercado eléctrico chileno. Finalmente se presentan las leyes más importantes de incentivo a las energías renovables no convencionales (ERNC).

2.2.1. Ministerio de Energía (ME)

El ministerio de energía es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía. El objetivo de ME es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas las materias relacionadas con energía. El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, importación y exportación. En particular para el sector de energía eléctrica el ME se encarga de aprobar reglamentos y normas presentadas por la Comisión Nacional de Energía. [3]

2.2.2. Comisión Nacional de Energía (CNE)

Corresponde a un organismo técnico, público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por medio del Ministerio de Energía. El objetivo de la CNE es analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer

de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica del sistema. [4]

2.2.3. Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Según el artículo 225° de [2] se define al CDEC como el organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico. Pertenecen al sistema eléctrico las centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas primarias de distribución y barras de consumo de clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de transmisión.

El CDEC tiene los siguientes tres objetivos principales: preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Este organismo técnico está integrado por todas aquellas empresas de generación, transmisión y clientes libres que cumplen con ciertos requisitos establecidos en el artículo N°16 y N°17 del Decreto Supremo N°291/2007.

A su vez el CDEC está conformado por un Directorio, una Dirección de Operación (DO), un Centro de Despacho y Control, una Dirección de Peajes (DP) y una Dirección de Administración y Presupuesto (DAP). En cuanto al Directorio, éste se compone por representantes elegidos de cada uno de los segmentos integrantes, velando por el cumplimiento de las funciones centrales y esenciales del organismo. [5]

2.2.4. Generación

En este sector existen economías de escala para cada tipo de tecnología de generación, sin embargo estas no pueden ser explotadas siempre, ya sea por razones técnicas o de limitación del recurso natural utilizado por la central. En consecuencia este sector se caracteriza mundialmente, en especial en mercados eléctricos desregulados, por ser competitivo y en Chile no es la excepción.

Al año 2013 existen más de 40 empresas generadoras, sin embargo el mercado está altamente concentrado, ya que aproximadamente un 70% de la potencia instalada es propiedad de 3 empresas: Endesa, Colbún y AES Gener.

Para las empresas generadoras existen dos tipos de ingresos: por potencia y por energía.

2.2.4.1. Ingreso por Potencia

a) Potencia Firme

A las centrales generadoras se les paga por la capacidad y velocidad que tienen de entrar en operación en caso de que se necesite, lo cual recibe el nombre de potencia firme. Esta se paga mensualmente y su precio corresponde al precio nudo de la potencia calculado cada 6 meses en el informe técnico definitivo de la CNE. [6]

$$Ingreso_{Potencia} = Potencia_{Firme} * Precio_{NudoPotencia} \quad (2.1)$$

Por otro lado el costo de la potencia firme para una empresa generadora es básicamente la inversión.

$$Costos_{Potencia} = Inversión \quad (2.2)$$

Dependiendo del tipo de tecnología de generación, este negocio será menos importante (centrales hidráulicas) o será el que las financie mayoritariamente (centrales diesel).

b) Potencia Contratada

Los clientes libres establecen contratos ya sea con generadores o con distribuidoras y a su vez las distribuidoras establecen contratos de potencia con generadores.

$$Ingreso_{PotenciaContratada} = Potencia_{Contratada} * Precio_{Contrato} \quad (2.3)$$

Sin embargo el precio de contrato es muy similar al costo marginal de la potencia que está definido como el precio nudo de potencia en los informes técnicos definitivos de la CNE.

$$Costos_{VentaPotencia} = Potencia_{Contratada} * CMg_{Potencia} \quad (2.4)$$

Por lo mencionado en el párrafo anterior este negocio se define como poco rentable y muchas veces no se toma en cuenta en los análisis de rentabilidad de las empresas comercializadoras tales como generadoras y distribuidoras

2.2.4.2. Ingreso por Energía

En el mercado eléctrico chileno se puede vender la energía al mercado Spot o se pueden establecer contratos bilaterales financieros.

a) Ventas al Mercado Spot

Este corresponde al negocio de producción de energía, donde los ingresos son básicamente la energía inyectada en la barra de conexión del generador al costo marginal de esta barra.

$$Ingreso_{ProducciónEnergía} = E_{Inyectada} * CMg_{BarraInyección} \quad (2.5)$$

Los costos de producción corresponden a los costos variables combustibles y costos variables no combustibles de operación de la central. Además se deben tomar en cuenta en los análisis de costos los peajes que deben ser pagados a los transmisores para inyectar la energía generada al SEP.

$$Costo_{Producción} = E_{Generada} * (CVC + CVNC) + Peaje_{Inyección} \quad (2.6)$$

b) Ventas a Contrato

Esto corresponde al negocio de comercialización de energía, donde los ingresos corresponden a la energía retirada por el cliente al precio de contrato pactado por las partes.

$$Ingreso_{ContratoEnergía} = E_{Vendida} * Precio_{Contrato} \quad (2.7)$$

Para el caso de los costos es importante tener en cuenta que la energía retirada por el cliente tiene un precio para la empresa generadora equivalente al costo marginal de la barra de retiro. Por lo anterior en caso de que los costos marginales sean mucho mayores a los precios de contrato, el negocio de comercialización deja de ser un negocio rentable para las generadoras.

Además se debe financiar a las empresas transmisoras, que permiten el transporte de los bloques de energía comercializados, mediante los peajes de retiro en este caso.

$$\text{Costo}_{\text{Contrato}} = E_{\text{Vendida}} * CMg_{\text{BarraRetiro}} + \text{Peajes}_{\text{Retiro}} \quad (2.8)$$

Para el sector generación los contratos a largo plazo son fundamentales para disminuir el riesgo que observan las entidades de financiamiento, ya que estos contratos a diferencia de las ventas al mercado spot, representan un ingreso seguro para la empresa generadora.

2.2.5. Transmisión

Los sistemas de transmisión están compuestos por líneas, subestaciones y equipos de compensación, cuya misión es transportar la energía eléctrica desde las plantas generadoras a los centros de consumo. Este sector, al igual que el sector de generación, requiere de inversiones intensivas en capital, con periodos de recuperación de 15 a 25 años. Sin embargo existe siempre una tendencia a expandir el sistema de transmisión, teniendo efectos muy positivos tanto a nivel técnico y económico. Esto se debe a que las líneas congestionadas generan mercados desacoplados con costos marginales diferentes en cada área, provocando que centrales ineficientes entren en operación aumentando los costos totales del sistema eléctrico.

En este sector las tecnologías presentan evidentes economías de escala, por lo cual se caracteriza al segmento de transmisión como un monopolio natural y por ende debe ser regulado para evitar o disminuir los abusos e ineficiencias que esto pudiese generar. De esta manera se debe velar porque este sector sea muy transparente, permitiendo que los actores puedan competir de manera eficiente.

En Chile se define como sistema de transmisión a todas las líneas o subestaciones de una tensión mayor o igual a 23 kV. El sistema de transmisión se divide en los siguientes tres subsectores: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Sistemas Adicionales. [2]

2.2.5.1. Transmisión Troncal

Según el artículo 74 de la Ley General de Servicios Eléctricos [2] las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión troncal (STT) deben cumplir con las siguientes características: mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kV, que la magnitud de los flujos no este determinada por un grupo reducido de consumidores o de centrales generadoras y que las líneas tengan tramos con flujos bidireccionales relevantes. Una vez que sean determinados los tramos que pertenecen al STT, se incluirán en éste las instalaciones interiores necesarias para mantener la continuidad del sistema.

En el estudio de transmisión troncal (ETT) realizado por la CNE cada 4 años, con revisiones anuales del respectivo CDEC, se definen las instalaciones pertenecientes al

STT, el plan de expansión obligatorio y finalmente se determina el Valor Anual de Transmisión por Tramo (VATT) de las instalaciones existentes y recomendadas.

Las instalaciones del STT se remunerarán en forma completa al VATT, a través de peajes e ingresos tarifarios (IT) [7].

Los ingresos tarifarios esperados están definidos en la ley como la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo [2].

Los peajes de un cierto tramo se calculan como la diferencia entre el VATT y el ingreso tarifario esperado de dicho tramo.

$$Peaje = VATT - IT \quad (2.9)$$

2.2.5.2. Subtransmisión

Según el artículo 75 de la Ley General de Servicios Eléctricos [2] los sistemas de Subtransmisión (SSTx) están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores libres o regulados. Las instalaciones del SSTx deben cumplir con las siguientes características: no calificar como instalaciones del STT y que los flujos no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un solo cliente o de un grupo reducido de centrales generadoras.

En el estudio de Subtransmisión (ESTx) realizado cada 4 años por la CNE, con desfase de 2 años respecto del ETT, se definen las instalaciones pertenecientes al SSTx, el plan de expansión indicativo y se determina el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión (VASTx) de las instalaciones existentes y recomendadas. [8]

El VASTx corresponde al valor económico efectivo de los elementos de transmisión utilizados en este segmento. Esto quiere decir que se valora cada elemento según el uso esperado de éste en un año. Por ejemplo si los flujos esperados para un transformador de una capacidad nominal de 150 MW son de no más de 30 MW (dependiendo de las proyecciones de demanda y generación), entonces su VASTx será el correspondiente a un transformador de 30 MW [9]. Por esto se dice que en este segmento se valoran los elementos de transmisión según su uso.

El pago por uso de los sistemas de subtransmisión se realizará a través del pago anual de centrales generadoras y el pago mensual de los usuarios que efectúen retiros. Se entenderá que la suma de ambos pagos cubre la totalidad del valor anual por el uso de estos sistemas. Por lo tanto las empresas subtransmisoras no participarán de los ingresos tarifarios, siendo éstos repartidos entre los actores que transitan energía y potencia (generadores y retiros). [10]

Los generadores pagarán una cuota anual anticipada (a principio de cada año) por el uso de los SSTx. Estas cuotas serán descontadas del VASTx, para luego calcular los peajes mensuales que deberán pagar los usuarios por cada unidad de potencia y energía retirada.

Entonces los peajes mensuales realizados por los usuarios que retiran energía y potencia de los sistemas de subtransmisión financiarán:

- a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía.
- b) Valor anual de los sistemas de subtransmisión (VASTx), menos cuotas de los generadores.

Para entender de mejor manera la forma en que se tarifican los pagos que deben realizar los usuarios que retiran energía y potencia del SSTx se presenta en la Figura 2.1 un diagrama donde existe una barra de inyección y una de retiro del sistema.

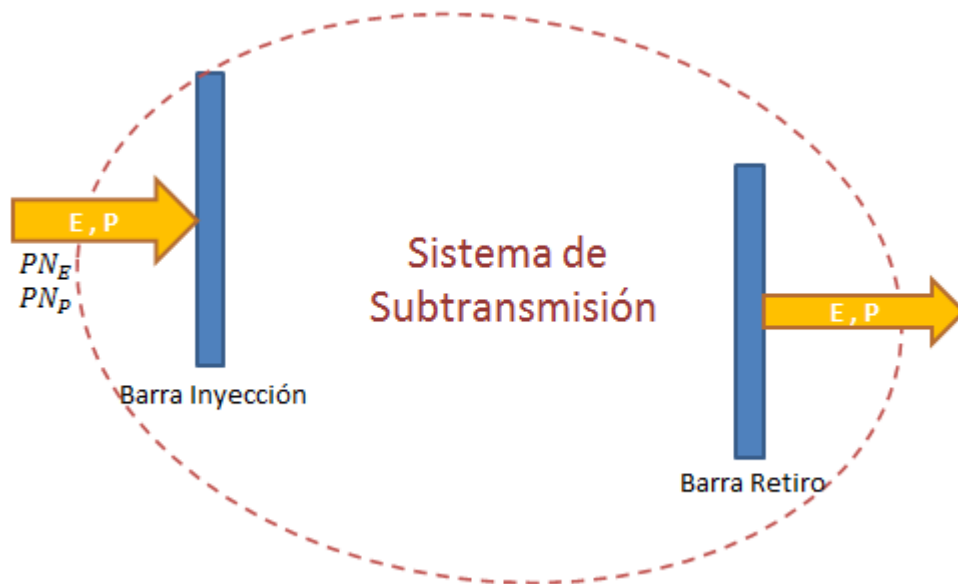


Figura 2.1 - Peajes Subtransmisión

Lo que se realiza es un balance virtual entre las inyecciones y retiros de energía y potencia, valorizadas al precio de nudo de la barra de inyección (PN_E, PN_P). Entonces para el caso de la energía se tienen las siguientes valorizaciones:

$$\begin{aligned} \text{Energía Retiro Valorizada} &= E * (PN_E * FEPE + VASTx) \\ \text{Energía Inyección Valorizada} &= E * (PN_E * FEPE * FAIE) \end{aligned} \quad (2.10)$$

, donde:

- E : Cantidad de energía retirada en kWh
- PN_E : Precio de nudo de la energía en la barra de inyección en \$/kWh
- $VASTx$: Valor anual de sistemas de subtransmisión en \$/kWh
- $FEPE$: Factor de expansión de pérdidas de energía (Pérdidas tarifarias)
- $FAIE$: Factor de ajuste de inyección de energía (Pérdidas reales)

Luego se hace el balance ficticio de retiros valorizados menos las inyecciones valorizadas obteniéndose la siguiente expresión para los pagos por energía:

$$\begin{aligned} E * (PN_E * FEPE + VASTx) - E * (PN_E * FEPE * FAIE) \\ = E * [PN_E * FEPE * (1 - FAIE) + VASTx] \end{aligned} \quad (2.11)$$

Los cálculos de los factores de expansión de pérdidas y los factores de ajuste de inyección son señales para que las empresas subtransmisoras trabajen en pos de tener un sistema más eficiente y con menos pérdidas. Si las inyecciones reales a los SSTx son menores a las calculadas en el proceso de tarificación ($FAIE < 1$), entonces las empresas subtransmisoras reciben un premio monetario, de lo contrario reciben un castigo ganando menos que el VASTx ($FAIE > 1$). [10]

2.2.5.3. Sistemas de Transmisión Adicional

Los sistemas de transmisión adicional se definen en el artículo 76° de [2], como aquellas instalaciones destinadas esencialmente al suministro de energía eléctrica a clientes libres y aquellas cuyo objetivo principal es permitir la inyección de una central generadora o un grupo reducido de éstas. Lo anterior siempre y cuando éstas no pertenezcan al STT ni al SSTx.

Para este tipo de instalaciones no existe algún tipo de estudio regulatorio y la remuneración de estas instalaciones se realiza de acuerdo a contratos pactados por los propietarios y usuarios de las instalaciones.

2.2.6. Distribución

Por razones históricas en Chile se define como sistema de distribución a las líneas, subestaciones y equipos de compensación de tensiones menores a 23 kV destinadas al abastecimiento de consumidores libres y regulados. A pesar de que en este sector no existen economías de escala tan evidentes, se caracteriza por ser un monopolio natural de carácter geográfico. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesiones de distribución, con la obligación de abastecer a todos los clientes pertenecientes al área concesionada y con tarifas reguladas para el suministro eléctrico a clientes regulados.

Además las empresas distribuidoras, al igual que las generadoras, tienen la función de comercializador, es decir la capacidad de establecer contratos de venta a clientes libres y de compra a empresas generadoras.

Los ingresos de las empresas distribuidoras en el caso de los clientes regulados se define como Valor Agregado de Distribución (VAD) [11]. Éste es básicamente un costo medio que incorpora los costos de inversión y operación de una empresa modelo, que sea eficiente en inversiones y su gestión. El VAD es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe Técnico de la CNE. Finalmente en la ley 19.940 (Ley Corta I) se define a los sectores de distribución y transmisión como de servicio público.

2.2.7. Clientes

Los clientes o consumidores de energía eléctrica se definen en tres grupos según la magnitud de su demanda: clientes regulados, clientes libres y clientes con derecho a optar entre las dos opciones anteriores.

2.2.7.1. Clientes Regulados

Los clientes regulados corresponden a aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kW. Estos clientes, conectados a redes de distribución, tienen tarifas reguladas por la CNE que es igual al precio de nudo de la energía, definido en los

informes técnicos definitivos de la CNE [6], más los peajes y el valor agregado de distribución (VAD).

$$Tarifa_{Regulada} = Precio_{Nudo} + Peajes + VAD \quad (2.12)$$

2.2.7.2. Clientes Libres

Los clientes libres se definen como aquellos cuya potencia conectada supera los 2.000 kW. Estos clientes pueden estar conectados a redes de distribución o de transmisión y tienen la opción de negociar sus contratos de suministro con empresas distribuidoras o empresas generadoras. Lo anterior se implementa con la finalidad de mayor competencia entre los comercializadores, sin embargo es un tema muy discutido por el hecho de que las distribuidoras son grandes clientes de las generadoras, desalentando de esta manera la competencia entre ambos actores.

2.2.7.3. Clientes con Derecho a Optar

Los clientes cuya potencia conectada esta entre 500 kW y 2.000 kW tienen el derecho a optar por alguna de las dos opciones anteriores, por un periodo mínimo de 4 años.

2.2.8. Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

La urgente necesidad de diversificar y limpiar la matriz energética, aprovechando los recursos energéticos del país ha incidido en una serie de medidas directas e indirectas para fomentar la inserción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

a) Ley 19.940 (Ley Corta I) [12]:

En esta línea se han promulgado medidas tales como la liberación del pago de peajes a centrales de capacidad instalada menor o igual a 9 MW y a un aumento proporcional de éstos hasta los 20 MW.

Además se permite la conexión de pequeños generadores a las redes de distribución, incentivando de esta manera los pequeños medios de generación.

b) Ley 20.257 (Ley de ERNC) [13]:

Las compañías conectadas al sistema de potencia instalada mayor a 200 MW deben acreditar que el 5% de sus adquisiciones de energía provenga de fuentes de ERNC al 2010. Este porcentaje debe aumentar progresivamente hasta alcanzar un 10% al 2024.

c) Ley de Impulso a las Energías Renovables No Convencionales (Ley 20/25):

La ley 20.257 se ha superado permanentemente desde el año 2011, es por esto que en la ley 20/25 duplica la meta de la anterior ley, definiendo que hacia el año 2025, un 20% de la energía comercializada deberá provenir de energías renovables no convencionales. Además se obliga al Ministerio de Energía a llevar a cabo licitaciones públicas anuales de bloques de energía provenientes de medios ERNC, para el cumplimiento de la cuota anteriormente expuesta.

d) Nueva Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 20.701) [14]:

El objetivo de esta ley es agilizar los procesos de otorgamiento de concesiones, de manera de aumentar la competitividad en el mercado eléctrico, para que nuevos actores (ERNC) se puedan integrar y así aumentar la eficiencia del sistema.

e) Proyecto de Ley “Carretera Eléctrica” [15]:

El objetivo principal de esta ley es permitirle al Estado tener un rol activo en la planificación del sistema de transmisión, en particular de nuevas líneas con holguras que consideren el interés nacional.

En particular en este proyecto de ley se propone el desarrollo de “polos de generación”, propuesta que va en la misma línea de lo que se plantea en este informe. Los “polos de generación” se refieren a construir líneas con holguras iniciales, capaces de evacuar toda la generación de una zona e inyectarla al sistema de transmisión troncal del país. De esta manera se promueve el desarrollo de proyectos de generación medianos que de otra manera serían inviables debido a su distancia a los puntos de inyección del sistema troncal.

Sin embargo esta ley está en proceso de discusión y no se han dado señales de avance, hasta hoy (Marzo/2014).

2.3. Planificación de la Transmisión en Sistemas Eléctricos

El objetivo de la planificación es obtener un plan de inversiones futuras optimizando los costos de inversión, operación y falla del futuro sistema eléctrico, sujeto a las restricciones de cumplimiento de demanda (suficiencia), la seguridad del sistema (reserva en giro, reactivos, etc.) y restricciones técnicas de los elementos que componen el sistema. [16]

En el caso de un sistema eléctrico regulado e integrado verticalmente el proceso de planificación de la generación y la transmisión están coordinados de manera que la red no restringe el despacho óptimo, las redes no se sobrecargan y las condiciones técnicas son cumplidas a cabalidad. En cambio en un sistema desregulado, en que los generadores se preocupan de sus propios intereses y deben compartir un sistema de transmisión de acceso abierto, la planificación de la transmisión se vuelve mucho más compleja [17].

Existen dos puntos de partida para la planificación de la transmisión, siendo el más conocido el tomar como base la red existente y planificar su expansión según los requerimientos de la demanda y la generación. El caso menos estudiado, que sin embargo se puede ver como un caso particular del problema anterior, corresponde a la planificación desde cero (*Greenfield Planning*). Ésta corresponde a la planificación desde una etapa en que no existe nada construido, solo existe la demanda por nuevas centrales generadoras más eficientes o la necesidad de abastecer futuros consumos. Ambos tipos de planificación de la transmisión se analizarán de la misma manera ya que como se menciona anteriormente, uno está contenido dentro de otro.

El proceso de planificación del sistema de transmisión se puede dividir en dos etapas o problemas: planificación estática y planificación dinámica, según los periodos tomados en cuenta para la evaluación [18].

2.3.1. Problema de Planificación Estática de la Red

El objetivo del problema de planificación estática de la red es minimizar el costo de inversión y operación del plan de expansión dada una configuración inicial de la red, los proyectos de generación anunciados y la demanda proyectada para un año determinado (Figura 2.3). Este modelo es lejos el más estudiado, existiendo una gran variedad de metodologías para resolverlo tanto analíticas como heurísticas.

2.3.1.1. Problema de Planificación Básica

Dentro del marco del problema de planificación estática existe la denominada "Planificación Básica" en la cual no se consideran restricciones de seguridad, es decir sin considerar contingencias producidas por las salidas de líneas o transformadores.

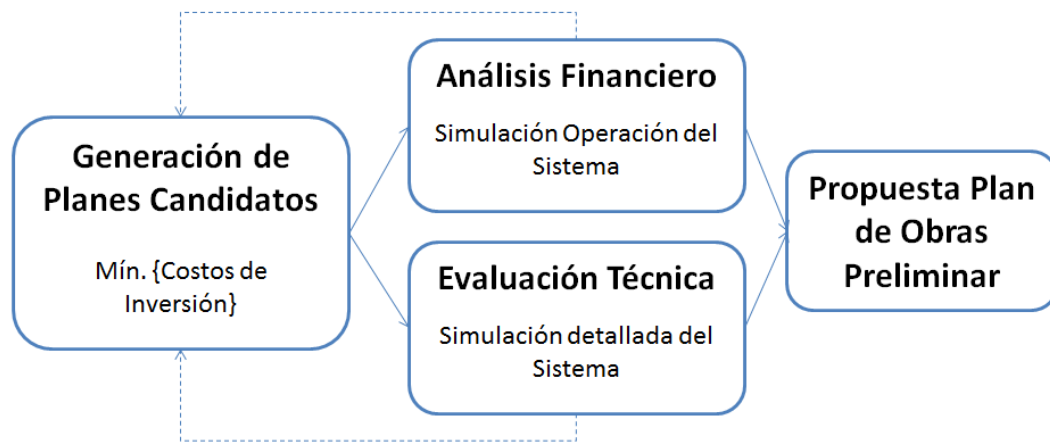


Figura 2.2 - Diagrama Planificación Básica [16]

En la Figura 2.2 se presenta un diagrama con los pasos estándar de la planificación básica, los cuales son explicados brevemente a continuación.

a) Generación de Planes Candidatos

Esta etapa corresponde a las decisiones de inversión en transmisión, donde las variables de optimización son binarias, es decir “si” o “no” se construye una línea (1 ó 0). Lo anterior implica que el problema a resolver es de carácter combinatorio, el cual crece exponencialmente con cada opción de conexión. Adicionalmente a lo anterior, la naturaleza no-convexa del problema dificulta aún más su resolución, aumentando los tiempos computacionales y la probabilidad de obtener como resultado un óptimo local.

Para obtener los planes candidatos existen múltiples herramientas de optimización, tales como programación entera (IP) y programación entera mixta (MIP), ya sea lineal o no lineal según la modelación elegida. Además de los métodos analíticos existen diversos métodos heurísticos para la resolución de problemas de esta naturaleza, como los son por ejemplo los algoritmos genéticos, optimización por enjambre de partículas u optimización por colonia de hormigas.

b) Análisis Financiero

Una vez obtenidos los planes candidatos se procede a analizar cada uno de éstos, realizando el despacho económico correspondiente. Los métodos más utilizados de análisis financiero para comparar los planes candidatos son el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Este análisis se puede complejizar aún más si se quisiera tomar en cuenta las externalidades del proyecto para la sociedad, esto tiene que ver con la evaluación social de proyectos, que es un tema de gran predominancia hoy en día.

c) Evaluación Técnica

Para realizar un análisis técnico se debe simular la operación del sistema de una manera detallada, intentando obtener una estimación muy cercana a la realidad de cómo reaccionará el futuro sistema. Lo anterior se realiza corriendo flujos de potencia AC y analizando los distintos escenarios, en particular los más

desfavorables para observar el desempeño del sistema y ver si la solución es viable.

Luego de analizar financiera y técnicamente los planes candidatos, se procede a compararlos y obtener el de mejor desempeño, siendo este el plan de obras preliminar presentado por el proceso de planificación básica.

2.3.1.2. Problema de Planificación Básica con Criterios de Seguridad

Para el caso de la planificación considerando restricciones de seguridad existe muy poca literatura, sin embargo el proceso más conocido hasta ahora para este tipo de planificación se realiza en dos fases explicadas a continuación.

En la primera fase se realiza una planificación sin restricciones de seguridad, es decir una planificación básica, luego en la segunda fase se utiliza el plan obtenido en la etapa anterior y se le agregan líneas para cumplir con los criterios de seguridad. La gran ventaja de este proceso es que requiere muy poco esfuerzo computacional para obtener una solución confiable, sin embargo la solución final obtenida, no es óptima [19].

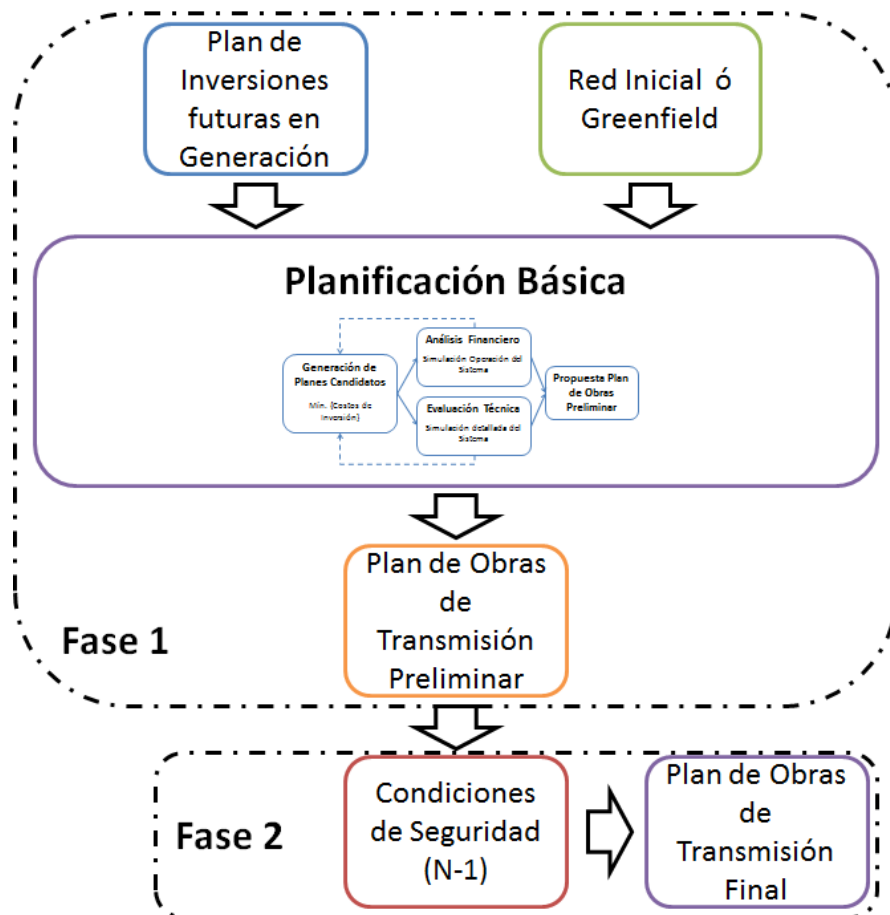


Figura 2.3 - Diagrama Planificación Estática Básica

En la Figura 2.3 se presenta un diagrama del proceso completo de planificación estática básica (Fase 1), en la cual se puede observar que se entregan como datos de entrada al modelo el estado actual de la red y un plan de inversiones futuras en generación

definido. Luego se procede a realizar la planificación básica, explicada en el punto anterior, obteniéndose un plan de obras de transmisión preliminar, el cual es utilizado como dato de entrada para la fase 2. En esta fase se agregan condiciones de seguridad para obtener finalmente un plan de obras económico que cumpla con los requisitos de seguridad impuestos.

2.3.1.3. Otros Métodos de Resolución de la Planificación Estática

Además de la forma de “planificación básica” hay diversos métodos de resolución de la planificación estática, sin embargo en este informe solo se presentará uno de los modelos más conocidos para este efecto. Un modelo bastante exitoso es conocido como la descomposición de Benders [20], la cual se puede plantear como la resolución de dos sub-problemas. El primero corresponde a la resolución de las decisiones de inversión, una vez que se resuelve éste se procede a correr el sub-problema de operación de la red con un flujo de potencia. Si se viola alguna restricción en el sub-problema de operación, se añade esta nueva restricción al sub-problema de inversión y éste se vuelve a correr. Como se mencionó anteriormente el problema de optimización de la inversión es combinatorio y el correrlo múltiples veces se traduce en la necesidad de altos requerimientos computacionales, lo que hace a este método bastante ineficiente.

2.3.2. Problema de Planificación Dinámica de la Red

Una vez resuelto el problema de planificación estática de la red, con el cual se obtiene un plan de obras para un periodo específico, se procede a lidiar con las decisiones temporales. Lo anterior quiere decir que el problema estático se debe calcular ahora para múltiples periodos, optimizando las variables de decisión del año de entrada en operación de cada tramo.

Las decisiones de construcción de cada línea se deben realizar de tal manera que no exista potencia no servida en ningún periodo y el costo total de inversión y operación sea mínimo. Entonces el problema estático se convierte ahora en un problema dinámico de múltiples periodos (multi-year).

En la Figura 2.4 se muestra un diagrama del problema de planificación dinámica, donde se explica que éste es básicamente resolver el problema estático simultáneamente para cada periodo de evaluación.

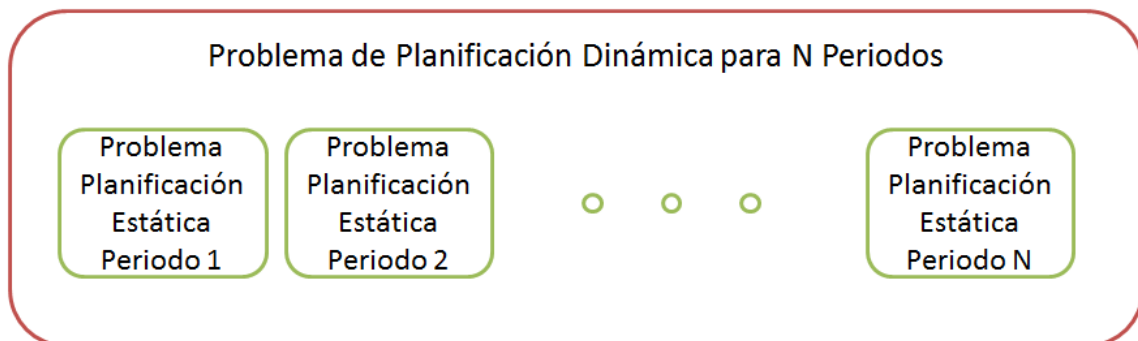


Figura 2.4 - Diagrama Problema de Planificación Dinámica

2.3.3. Posibles Realizadores del Estudio de Planificación

En la actualidad la realización de los estudios de planificación de la transmisión se puede hacer por los distintos actores del negocio eléctrico, algunos de los cuales se analizarán brevemente en los siguientes párrafos [21].

2.3.3.1. Estudio de Interconexión realizado por Generadores

En los sistemas desregulados los generadores presentan sus requerimientos de interconexión según sus proyectos en carpeta y se agregan a la cola de la autoridad planificadora. Bajo esta metodología el costo de la ampliación del sistema de transmisión lo asume la obra de generación que gatilla la necesidad de esta ampliación del sistema.

El método alternativo se conoce como “estudio en conjunto” (*cluster study*), en el cual un grupo de compañías generadoras con proyectos en carpeta cercanos en alguna zona definida realizan un estudio de interconexión en conjunto. Consiguiendo de esta forma que el costo de la ampliación se divida en todo el conjunto de proyectos según el uso de la expansión. Generalmente este tipo de estudio acelera el proceso de interconexión de los generadores, además de compartir la responsabilidad de financiar las expansiones de la red.

2.3.3.2. Estudio de Carteras de Proyectos

A diferencia del enfoque desde el punto de vista de los desarrolladores de proyectos de generación, este estudio está basado en carteras genéricas de inversiones en generación y está enfocado en la explotación de los recursos energéticos presentes en cada zona. Una vez que se define una cartera de proyectos de generación factible y económicamente atractiva para una determinada zona se procede a determinar las expansiones del sistema de transmisión requeridas para la interconexión de los proyectos de la carpeta elegida.

El principal problema de estos estudios es que se realizan asumiendo estas carteras de proyectos, sin embargo debido a que los desarrolladores de proyectos son capitales privados no se garantiza que estas inversiones sean efectivamente construidas, generando gran incertidumbre en los planes de transmisión obtenidos.

2.3.3.3. Comparación Ambos Estudios

Desde el punto de vista de la planificación de la transmisión el primer tipo de estudio desarrolla el sistema de transmisión incrementalmente con cada estudio de interconexión realizado por los generadores. En cambio el estudio de carpetas de proyectos le permite a la planificación de la transmisión ir un paso adelante de los desarrollos en generación y con esto se obtiene información útil para influir y guiar de cierta manera el desarrollo de algunos proyectos de generación.

Otra diferencia entre ambos sistemas es que el primero es un estudio local en el cual se estudia la interconexión de cada clúster a la red principal de manera independientemente. Por otro lado el estudio de carpeta está enfocado en analizar el impacto simultáneo de cada cartera de proyectos al sistema principal.

2.4. Flujo de Potencia

El estudio de las condiciones de operación en régimen permanente es uno de los problemas principales y más antiguos de los sistemas eléctricos de potencia. En éstos se debe determinar las características propias de un SEP, siendo éstas las tensiones en cada una de las barras del sistema junto a su respectivo ángulo, los flujos de potencia activa y flujos de potencia reactiva por cada rama del sistema.

Los datos de entrada requeridos para la realización de este tipo de estudios son los presentados a continuación [22]:

- a) La topología del sistema (la red).
- b) Parámetros eléctricos de los elementos del sistema.
- c) Las condiciones de operación (Consumos, generación y tensiones de algunas barras).
- d) Restricciones técnicas del sistema (capacidades de los elementos, bandas de tensión, etc.)

Se han desarrollado varios métodos numéricos de iteración para resolver los flujos de potencia de los SEP bajo diversas condiciones de operación. Uno de los primeros en ser implementado en una máquina de procesamiento digital es el método de Gauss-Seidel, siendo éste uno de los más sencillos. Sin embargo uno de los procedimientos más utilizados hoy en día es el método iterativo de Newton, que si bien es más sofisticado y requiere un mayor volumen de cálculos, asegura una mejor y más rápida convergencia. Muchos de los métodos actualmente existentes son variantes de los mencionados en éste párrafo, en particular del método de Newton [23].

Los métodos de flujos de potencia se pueden dividir, según la representación compleja del voltaje, en coordenadas polares y rectangulares. Dependiendo de la representación se puede tener convergencias cuadráticas (método de Newton) o más lentas. Algunos de los métodos conocidos y más utilizados en coordenadas polares son el flujo AC, métodos desacoplados rápidos (XB y BX) y flujo DC [24].

El flujo AC, también conocido como Newton-Raphson, es la versión completa del método de Newton, sin realizar ninguna simplificación. En cambio los otros métodos mencionados son flujos de potencia simplificados. Éstos corresponden a aproximaciones del flujo AC obteniéndose soluciones menos exactas pero de manera mucho más rápida y simple.

En el presente trabajo se busca realizar un análisis económico de un parque generador, por lo tanto se necesita un método rápido. Normalmente se utiliza para este tipo de problemas el flujo DC, el cual será explicado en detalle más adelante.

También se presentan en el siguiente punto las nociones básicas del flujo AC, que dan origen a los demás métodos.

2.4.1. Flujo de Potencia AC

Como se dijo anteriormente el flujo de potencia AC toma en cuenta la totalidad de las variables eléctricas de un sistema de potencia y es conocido como método iterativo de Newton-Raphson.

Para el planteamiento del método es necesario distinguir entre la barra libre o *Slack*, las barras con control de potencia y las barras con control de tensión.

Las ecuaciones básicas para obtener los flujos de potencia en una red, son las potencias activas y reactivas inyectadas en cada barra, presentadas en la siguiente expresión.

$$S_i = P_i + jQ_i = V_i * I_i^* \quad (2.13)$$

, donde:

- S_i : Potencia aparente inyectada en barra i
- P_i : Potencia activa inyectada en barra i
- Q_i : Potencia reactiva inyectada en barra i
- V_i : Tensión de barra i
- I_i^* : Conjugado de la corriente inyectada en barra i

Descomponiendo la ecuación (2.13) en su parte real e imaginaria, estas se pueden expresar de la siguiente forma:

$$P_i = Re\{V_i * I_i^*\} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos(\theta_{ij}) + B_{ij} \sen(\theta_{ij}))$$

$$Q_i = Im\{V_i * I_i^*\} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sen(\theta_{ij}) + B_{ij} \cos(\theta_{ij})) \quad (2.14)$$

, donde:

- $G_{ij} + jB_{ij}$: Elemento ij de la matriz de admitancia nodal
- θ_{ij} : Diferencia entre ángulos de barra i y j ($\theta_i - \theta_j$)
- n : Número de barras del sistema

Luego se le aplica serie de Taylor a las ecuaciones de la expresión (2.14) y se desprecian los términos a partir de los de segundo orden, con lo cual se obtienen las siguientes ecuaciones lineales:

$$P_i = P_i^k + \sum_{j=1}^n \left(\left(\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} \right)^k \Delta \theta_j^k + \left(\frac{\partial P_i}{\partial V_j} \right)^k \Delta V_j^k \right)$$

$$Q_i = Q_i^k + \sum_{j=1}^n \left(\left(\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} \right)^k \Delta \theta_j^k + \left(\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \right)^k \Delta V_j^k \right) \quad (2.15)$$

, donde:

- k : Iteración

Luego se obtienen los siguientes valores: $\theta_j^{k+1} = \theta_j^k + \Delta \theta_j^k$; $V_j^{k+1} = V_j^k + \Delta V_j^k$ y los valores de P_i^k y Q_i^k se calculan a partir de (2.14).

Para las barras de tensión no especificada se supone generalmente como valor inicial una magnitud V de 1[p.u.] y ángulo de fase θ igual a 0° .

Escribiendo la expresión (2.15) de forma matricial se obtiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P - P^k \\ Q - Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta}^k & J_{PV}^k \\ J_{Q\theta}^k & J_{QV}^k \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

, donde los componentes J^k son las sub-matrices Jacobianas de las distintas derivadas parciales de las ecuaciones presentadas en la expresión (2.15).

El método finaliza cuando en alguna de las soluciones de la ecuación (2.16) los componentes ΔP^k y ΔQ^k , que representan el error, son menores a un cierto rango definido como aceptable.

Si bien este es el método más lento, debido a los reiterados cálculos de la matriz Jacobiana, es también el más exacto y confiable.

2.4.2. Flujo de Potencia DC

Para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia y en particular los sistemas de transmisión, es extremadamente necesaria una manera rápida y eficiente de calcular los flujos por las líneas y las congestiones que pudieran afectar a la red.

Debido a la necesidad planteada se han desarrollado maneras simples y efectivas de resolver el problema del flujo de potencia. Esto se ha realizado a través de aproximaciones que permiten el cálculo de los flujos en el sistema de transmisión mediante ecuaciones lineales.

2.4.2.1. Aproximaciones del Modelo

Para asegurar la validez de este modelo es necesario que se cumplan ciertos requisitos del sistema de transmisión en cuestión para que se puedan realizar las aproximaciones pertinentes.

Entonces las simplificaciones necesarias para generar las ecuaciones del flujo de potencia lineal son las siguientes [25]:

a) Resistencia serie es mucho menor que la reactancia serie de una línea:

En general en los sistemas de transmisión de alta tensión la resistencia serie de los circuitos es significativamente menor que la reactancia serie de éstos. La principal dependencia de la relación X/R de la línea es el nivel de tensión como se muestra en la Tabla 2.1 [26].

Tabla 2.1 - Relación X/R Típica para Líneas Aéreas [26]

Tensión (kV)	13,8	66	110	154	220	500
Relación X/R	0,3 a 0,5	0,5 a 0,7	1,5 a 3	2 a 3	4 a 6	10 a 15

Con esta aproximación se obtiene la siguiente ecuación para la admitancia de una línea de transmisión:

$$y_{ij} = \frac{1}{z} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} = \frac{-j}{x_{ij}} = j * b_{ij} \quad , \text{ con } b_{ij}: \text{ susceptancia} \quad (2.17)$$

Con lo anterior se obtiene que las pérdidas de potencia activa o pérdidas joule sean despreciadas en este modelo.

Si bien para el caso de líneas de transmisión cortas y de bajas tensiones no se cumple con la relación necesaria para las aproximaciones anteriores, en el caso de las topologías tipo árbol, es decir sin ciclos ni caminos alternativos para los flujos, los resultados obtenidos son muy exactos.

b) Diferencia entre los ángulos de las tensiones de barras conectadas es muy pequeña:

Para la mayoría de las condiciones típicas de operación la diferencia entre los ángulos de las tensiones de barras conectadas por una línea es menor a 15°. Es extremadamente difícil encontrar una diferencia mayor a los 30° [27]. Por esto se dice que la separación angular entre barras conectadas es “pequeña” [25].

Para comprender que implicancia tiene esta aproximación en las funciones trigonométricas es bastante útil recordar el círculo unitario (círculo trigonométrico) presentado en la Figura 2.5.

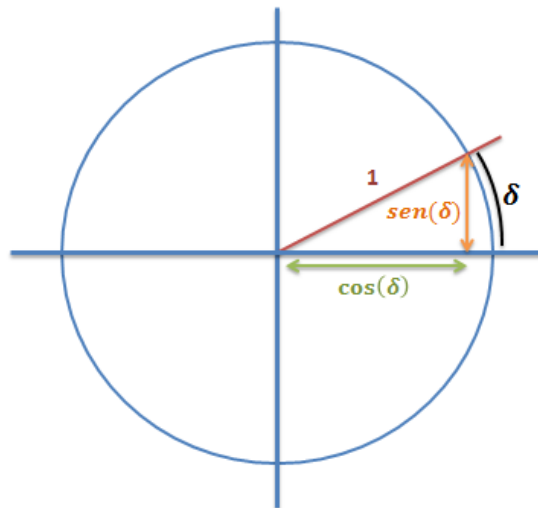


Figura 2.5 - Círculo Unitario

Primero se define la diferencia angular de la tensión entre dos barras conectadas por la línea ij como:

$$\delta = \theta_i - \theta_j \quad (2.18)$$

Observando al Figura 2.5, se tiene que para un ángulo δ lo suficientemente pequeño las funciones trigonométricas pueden ser aproximadas con un escaso error como muestran las siguientes expresiones:

$$\text{sen}(\delta) = \text{sen}(\theta_i - \theta_j) = \theta_i - \theta_j \quad (2.19)$$

$$\text{cos}(\delta) = \text{cos}(\theta_i - \theta_j) = 1 \quad (2.20)$$

Con las expresiones (2.19) y (2.20) se obtiene que los términos trigonométricos no lineales sean eliminados de las ecuaciones del flujo de potencia.

c) Tensiones iguales en todas las barras del sistema:

Las magnitudes de las tensiones en el sistema por unidad (p.u.) son muy cercanas a 1.0. Típicamente el rango de éstas fluctúa entre 0.95 y 1.05 p.u. para la mayoría de las distintas condiciones de operación del sistema.

En los casos en que los módulos de las tensiones actúan como factores multiplicativos, que es el caso de las ecuaciones de potencia activa, éstos se pueden aproximar a un valor fijo cercano o igual a 1.0 para todas las barras. Por simplicidad se utiliza siempre el valor de 1.0 p.u. para todos los nodos del sistema (ver expresión (2.21)).

$$P_{ij} = |V_i| * |V_j| * b_{ij} * (\theta_i - \theta_j) \approx b_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (2.21)$$

d) Flujos de potencia reactiva son despreciables [25]:

Es sabido que estrictamente no existe una potencia reactiva trifásica (“Vars don’t travel”) [28], sin embargo para mantener una simetría con los flujos de potencia activa se hablará en el presente documento de un flujo de potencia reactiva trifásica.

La ecuación de potencia reactiva luego de las simplificaciones mencionadas en los 3 puntos anteriores queda como se muestra en la siguiente expresión:

$$Q_{ij} = b_{ij} * (|V_i| - |V_j|) \quad (2.22)$$

Es interesante analizar, mediante las ecuaciones (2.21) y (2.22), la diferencia entre el máximo flujo de potencia reactiva y el máximo flujo de potencia activa:

- El flujo de potencia reactiva es proporcional a la susceptancia b_{ij} del circuito y la diferencia entre las magnitudes de las tensiones. Según la literatura correspondiente y la experiencia práctica se tiene que la mayor diferencia entre los módulos de los voltajes de las barras será del orden de $1.05 - 0.95 = 0.1$.
- El flujo de potencia activa es proporcional a la susceptancia del circuito y a la diferencia entre los ángulos de las tensiones entre las barras conectadas. Y para el caso de los ángulos se tiene que la máxima diferencia será de alrededor de 0.52 radianes, que corresponden a 30° .

Con el análisis anterior se puede inferir que los flujos de potencia activa por los circuitos de las redes son significativamente superiores a los flujos de potencia reactiva.

$$P_{ij} \gg Q_{ij} \quad (2.23)$$

La expresión (2.23) es la justificación de porque el modelo estudia y calcula solamente los flujos de potencia activa por el sistema.

Existen discusiones respecto a la validez y precisión de este modelo debido a los supuestos que se deben hacer, los cuales podrían alejarse mucho del real funcionamiento de los sistemas eléctricos. Sin embargo desde la liberalización del mercado eléctrico los modelos de flujo de potencia DC han cobrado una gran importancia en los últimos años. Lo anterior se debe a que la potencia activa y la potencia reactiva se comenzaron a tratar como productos diferentes, con lo cual los métodos que analizaban solamente los flujos de potencia activa se volvieron de un creciente interés. Por lo tanto este tipo de modelo ha sido muy estudiado y utilizado en las últimas décadas, teniendo resultados bastante aceptables [29].

2.4.2.2. Resolución del Flujo de Potencia DC

Para resolver de manera matricial el set de ecuaciones lineales que representan los flujos de potencia activa por un sistema eléctrico, son necesarios los siguientes vectores y matrices:

a) Vector de potencia activa inyectada en cada barra:

El vector P se crea con la potencia neta inyectada en cada barra, la cual se define de la siguiente manera:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} \quad (2.24)$$

, es decir la potencia generada menos la potencia consumida en la barra i .

b) Matriz de susceptancias de las líneas:

Esta matriz corresponde a las características técnicas de las líneas que unen las barras del sistema y por ende ésta es una matriz cuadrada ($n \times n$) cuya dimensión es la cantidad de barras. Esta se construye, en los elementos que no pertenezcan a la diagonal, con los negativos de las susceptancias propias de cada línea existente en el sistema.

Los elementos de la diagonal se definen como la suma de las susceptancias existentes en cada fila de esta matriz como se muestra a continuación.

$$B = \begin{bmatrix} (B_{12} + B_{13}) & -B_{12} & -B_{13} \\ -B_{21} & (B_{21} + B_{23}) & -B_{23} \\ -B_{31} & -B_{32} & (B_{31} + B_{32}) \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Para los casos donde no exista conexión entre barras, la susceptancia será cero.

c) Vector de ángulos de las tensiones de las barras:

Finalmente se debe tener el vector de variables a resolver, que en este caso corresponde a los ángulos de las tensiones en las barras. Por lo tanto al igual que el

vector de potencia inyectada, la dimensión del vector θ es la cantidad de barras del sistema.

Una vez que se han creado las matrices y vectores necesarios para representar el modelo se procede a resolver el siguiente sistema de ecuaciones lineales:

$$P = B \times \theta \rightarrow \theta = B^{-1} \times P \quad (2.26)$$

Sin embargo la matriz B no tiene una inversa y esto se debe a que una de las ecuaciones es dependiente, por lo tanto se debe eliminar una de las ecuaciones para una barra. Esto es equivalente a elegir una barra de referencia o barra “*Slack*”, la cual por simplicidad es elegida siempre como la barra 1, suponiendo que el ángulo de esta es 0° . Una vez realizado el paso anterior se puede resolver la ecuación (2.26).

Los pasos anteriores dan la posibilidad de encontrar los ángulos de las tensiones de las barras, pero no los flujos propiamente tal que son los datos que interesan finalmente.

Un método matricial bastante sistemático para obtener los flujos de potencia es:

$$FP = (D \times M_{Inc}) \times \theta \quad (2.27)$$

, donde:

FP : Vector de flujos de potencia por cada línea del sistema de dimensión n_{Lineas} .

D : Matriz diagonal cuyas dimensiones son $n_{Lineas} \times n_{Lineas}$ y cuyos elementos de la diagonal corresponden al negativo de la susceptancia de cada línea.

M_{Inc} : Matriz de incidencia¹, cuyas dimensiones son $n_{Lineas} \times (n_{Barras} - 1)$.

θ : Vector de ángulos de las tensiones de las barras obtenidos en etapa anterior, de dimensión $n_{Barras} - 1$.

Con lo anterior se obtienen finalmente los flujos de potencia activa por todas las ramas del sistema, permitiendo un acabado análisis acerca de las congestiones y capacidades necesarias de las líneas de la red de transmisión.

2.4.2.3. Aproximación de Pérdidas Joule en Flujo de Potencia DC

A pesar de que el modelo de flujo de potencia DC, por definición no toma en cuenta las pérdidas de potencia activa, existe una manera aproximada de calcularlas que es utilizada en los programas comerciales de despacho.

Una vez que se ha calculado el flujo de potencia activa por todas las ramas del sistema se procede a hacer el análisis de pérdidas Joule, el cual es explicado paso por paso a continuación.

¹ Matriz de 1's, -1's y 0's que representa un grafo dirigido. En este caso las filas representan los arcos y las columnas representan los nodos. Para cada nodo unido por un arco entrante se agrega un -1 y para cada nodo unido a un arco saliente un 1 en el lugar que corresponda. Los demás elementos son 0 [32].

Se tiene la definición de potencia aparente:

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i * I_{ij}^* \quad (2.28)$$

Luego despejando la corriente y tomando su módulo, que es lo que interesa a la hora de ver la sobrecarga en las líneas, se obtiene lo siguiente:

$$|I_{ij}| = \frac{\sqrt{(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}}{|V_i|} \quad (2.29)$$

Tomando en cuenta la inferencia presentada en la página anterior de que $P_{ij} \gg Q_{ij}$, se puede aproximar la expresión (2.29) de acuerdo a:

$$|I_{ij}| \approx \frac{\sqrt{P_{ij}^2}}{|V_i|} = \frac{|P_{ij}|}{|V_i|} \quad (2.30)$$

Suponiendo $|V_i| \approx 1.0 \text{ p.u.}$ se obtiene finalmente la expresión (2.31).

$$|I_{ij}| \approx |P_{ij}| \quad (2.31)$$

De las ecuaciones explicadas en los puntos anteriores y algunas simplificaciones adicionales se obtiene la siguiente expresión para las pérdidas óhmicas en la línea ij :

$$P_{Lij} \approx r_{ij} * P_{ij}^2 \quad (2.32)$$

, con r_{ij} la resistencia serie de la línea.

2.5. Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos (AG) pertenecen a un conjunto mayor llamado Algoritmos Evolucionarios (EA del inglés “Evolutionary Algorithms”), que son heurísticas de búsqueda y optimización inspirados en la teoría de la evolución y selección natural de Darwin.

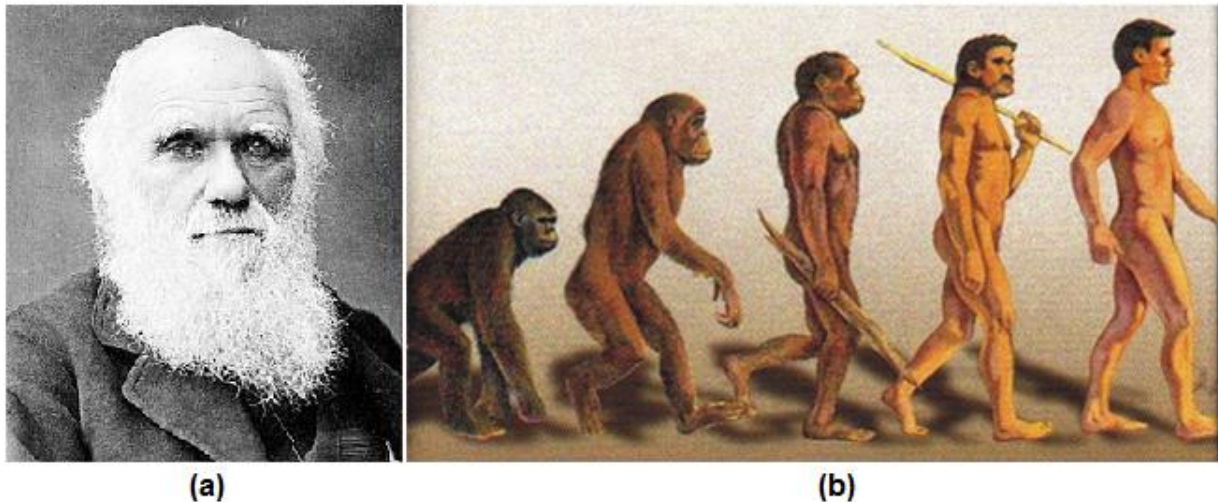


Figura 2.6 – (a) Charles Darwin, (b) Ilustración Teoría de Evolución de Darwin

Luego del famoso viaje del naturalista inglés Charles Darwin (ver Figura 2.6, a) en el bergantín HMS Beagle alrededor del mundo y un arduo periodo de estudio se publica el 24 de noviembre de 1859 el libro “*On the Origin of Species*” (El Origen de las Especies). Éste es considerado uno de los precursores de la literatura científica y el fundamento de la teoría de la biología evolutiva [30].

La teoría de la evolución se basa en hechos observados e inferencias extraídas a partir de los mismos resumiéndose de la siguiente manera:

Las poblaciones de las especies se mantienen aproximadamente del mismo tamaño, a pesar de fluctuaciones periódicas. Esto se debe principalmente a que los recursos alimenticios son limitados y relativamente estables a los largo del tiempo. El que los alimentos sean limitados conlleva a una lucha por la supervivencia en cada especie, cuyos individuos pueden variar considerablemente entre sí. La mayoría de las diferencias entre los miembros de una misma especie son heredables a las futuras generaciones.

Finalmente se infiere que los individuos menos adecuados para el medio ambiente tienen menores probabilidades de sobrevivir y de reproducirse a diferencia de los más aptos. Éstos tienen mayores probabilidades de resistir las adversidades del ambiente y mayores chances de vencer a sus pares permitiéndoles reproducirse, es decir traspasar sus rasgos hereditarios a las futuras generaciones. Lo anterior se denomina Selección Natural, también conocida como la supervivencia del “Más Fuerte”. Todo el proceso anterior ocurre de manera muy lenta y como respuesta a variaciones del medio ambiente, produciendo una adaptación de la población a estos cambios. Estas

variaciones en las especies se acumulan en extensos periodos de tiempo dando origen a nuevas especies [31].

Lo explicado en el párrafo anterior inspira un campo de investigación denominado Computación Evolutiva, donde uno de los mayores aportes fue realizado por el profesor de filosofía, ingeniería eléctrica y ciencias de la computación John Henry Holland junto a su grupo de trabajo. El Dr. Holland junto a algunos estudiantes de la Universidad de Michigan, inspirados en la teoría de Darwin dan origen a los Algoritmos Genéticos [32].

Los AG representan a un conjunto de individuos (población) según sus características o genes, los cuales se reproducen creando nuevas generaciones, seleccionando siempre los más adaptados, es decir es una evolución acelerada. A continuación se presentan algunas definiciones importantes para la comprensión de los AG.

- a) Cromosoma: es un string (conjunto de bits) donde se encuentra todo el código genético de un individuo de la población. Para efectos de este informe, se hablará indistintamente de un individuo o un cromosoma.
- b) Bit: se denominará en el presente informe a cada punto del cromosoma como un bit (unidad fundamental del cromosoma).
- c) Gen: un gen representa una característica de un individuo o cromosoma, la cual puede ser definida con un bit o un conjunto de ellos, dependiendo de la codificación.

Para una mejor comprensión se puede observar la Figura 2.7, donde se presentan cada una de las definiciones anteriores.

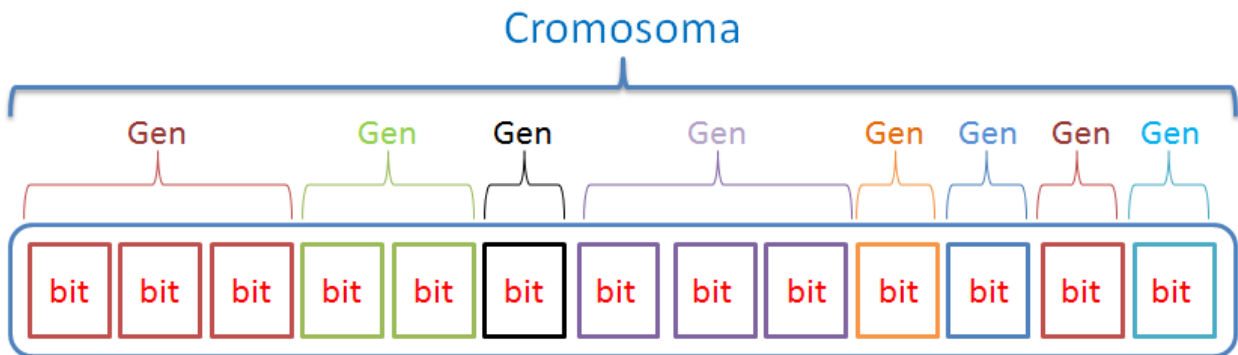


Figura 2.7 - Definiciones Cromosoma/Gen/Bit

En los siguientes puntos se explicará brevemente cada una de las etapas de un algoritmo genético convencional.

2.5.1. Codificación y Representación del Individuo

La representación de las características, es decir los valores que puede tomar cada bit en la Figura 2.7 pueden ser números binarios, enteros, reales o incluso letras. Por ejemplo se tiene un caso particular de un tramo entre dos nodos i y j en el cual se puede construir como máximo un total de 7 líneas como se muestra en la Figura 2.8 [33]. Para el ejemplo presentado existen al menos 3 codificaciones posibles para representar las opciones de conexión posible, donde la primera es la codificación binaria estándar, en la cual con 3 números binarios se puede representar los números

decimales desde el 0 hasta el 7. Para el caso del ejemplo se tienen 3 líneas conectadas, lo cual quedaría de la forma presentada en la expresión (2.33).

$$Cod_{3-bits} = [0 | 1 | 1] \quad (2.33)$$

Otro tipo de codificación es por medio de bits independientes para cada conexión posible, quedando de la siguiente manera para el ejemplo analizado:

$$Cod_{bits-individuales} = [1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0] \quad (2.34)$$

Finalmente la codificación decimal es tan simple como poner el número entero correspondiente a la cantidad de conexiones entre los nodos i y j , quedando de esta forma:

$$Cod_{decimal} = [3] \quad (2.35)$$

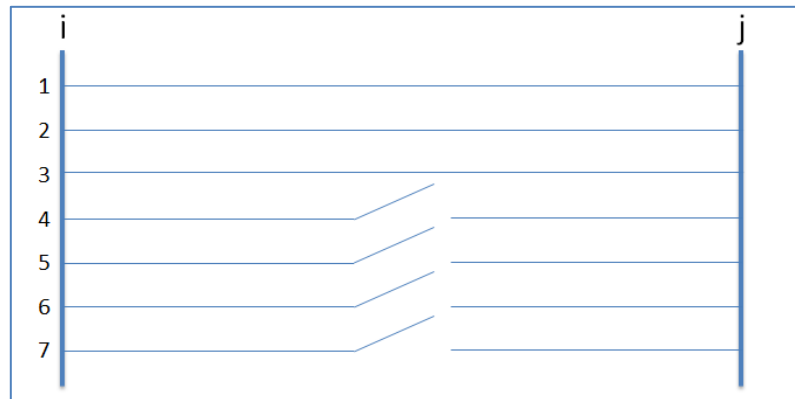


Figura 2.8 - Ejemplo Codificación Tramo ij

La representación más utilizada en algoritmos genéticos es la codificación binaria ya que se disminuye la cantidad de variables a diferencia de la codificación independiente y además las operaciones genéticas son más fáciles de implementar, a diferencia de la codificación decimal.

En el caso de que existan variables binarias de decisión (si o no) además de las variables reales o enteras codificadas de forma binaria, estas pueden convivir en un mismo cromosoma como es el caso mostrado en la Figura 2.7. Para este tipo de individuos con dos tipos de codificación, las operaciones genéticas se realizan de manera normal y obviando esta situación.

A pesar de los beneficios de la utilización de la codificación binaria en los algoritmos genéticos existen razones por las que algunos autores no recomiendan utilizar este tipo de codificación para ciertos problemas, tales como el de la planificación de la transmisión [33]. El principal problema radica en que la mutación y entrecruzamiento pueden generar descendencias que son completamente diferentes de los progenitores, lo que puede conllevar a un comportamiento caótico del AG. Para el caso del ejemplo de la Figura 2.8, utilizando la codificación binaria clásica, una simple mutación puede

cambiar un individuo $|0|0|0|$ por $|1|0|0|$, lo que significa la adición simultánea de 4 circuitos entre los nodos i y j .

Existen ciertos tipos de codificación binaria que logran mantener una noción de distancia más coherente e intuitiva, por ejemplo la “Gray Coding”, en la cual cada número codificado cambia en un solo bit para cada entero consecutivo [34].

2.5.2. Población Inicial

Una vez que se ha decidido el tipo de codificación a utilizar, se procede con la primera etapa del AG. La inicialización del algoritmo se realiza mediante la creación de una población inicial, es decir la primera generación de individuos. Uno de los métodos más conocidos es utilizar una población inicial generada completamente al azar, con el fin de abarcar la mayor parte del espacio de búsqueda. Sin embargo este método implica que el AG debe iniciar su búsqueda desde cero, lo que a veces causa mayores tiempos de resolución e ineficiencia del método.

Por ejemplo en un problema típico de expansión de la transmisión, normalmente entre el 70% y 90% de las variables de decisión son iguales a cero en el punto de la solución óptima. Esta información podría ser utilizada adecuadamente para el procedimiento de creación de la primera generación de individuos.

Además existen heurísticas para generar poblaciones iniciales solamente con individuos factibles, lo cual aceleraría mucho el proceso, ya que se evita evaluar innecesariamente a miembros que serán finalmente una solución no factible. Algunos ejemplos de esto se presentan en [33], donde los autores proponen dos alternativas de generación de la población inicial: generación aleatoria controlada y el método de Garver [35] modificado con una heurística para generar una familia de alternativas factibles sub-óptimas.

2.5.3. Evaluación

La evaluación busca obtener una métrica de la capacidad de supervivencia de cada individuo, la cual influirá en la probabilidad de que éstos tengan descendencia y por ende sus genes se traspasen a la siguiente generación. En un AG esta operación se hace a través del fitness, que en un problema de optimización se refiere al valor de la función objetivo a optimizar.

Además se pueden integrar en la función de costos o fitness las restricciones, las cuales son ponderadas por ciertos valores que obliguen a que estas se cumplan por medio de la sobrevivencia de individuos bien evaluados, es decir con un fitness favorable.

Entonces se evalúa a cada miembro por medio de la función de costo y se obtiene un valor numérico del desempeño, con el fin de hacerlos comparables entre sí.

2.5.4. Operaciones Genéticas

Si bien existen pasos básicos y estándar para los AG, éstos se caracterizan por variar mucho de uno a otro dependiendo del problema a resolver y el modelador. Es por esto que existen diversas formas de acelerar la convergencia del método, variando algunas etapas de éste. En la misma línea de lo anterior se han creado muchas operaciones genéticas como clonación, empalme, corte, inversión, etc.

A continuación se presentarán las operaciones básicas inspiradas en la teoría de la evolución, siendo éstas: entrecruzamiento, mutación y selección.

2.5.4.1. Entrecruzamiento

El entrecruzamiento también llamado recombinación o cross-over, tiene su análogo biológico en el cual la información genética de los progenitores se intercambia para generar descendientes con una mayor diversidad genética.

A nivel del AG se seleccionan los progenitores por algún método especificado, el cual puede ser según su fitness o con una cierta probabilidad dependiente de ésta, para luego intercambiar un string de bits, generando dos descendientes con los nuevos cromosomas creados.

Existen tres tipos de entrecruzamiento: entrecruzamiento de un punto, entrecruzamiento de dos puntos y entrecruzamiento de múltiples puntos. El primero corresponde a elegir un punto o gen "L" de un individuo y luego se intercambian los primeros "L" genes con el otro progenitor (Figura 2.9, a). El punto "L" puede ser elegido al azar de manera uniforme o también puede ser elegido con una probabilidad no uniforme dentro del cromosoma, por ejemplo que exista una mayor probabilidad de que el punto se encuentre en la zona central, con el fin de que el proceso tenga un efecto significativo [34].

El caso de dos puntos es una generalización del método anterior donde se intercambian los genes que están entre los dos puntos del individuo, elegidos aleatoriamente o bajo una cierta distribución de probabilidad (Figura 2.9, b).

En el caso de múltiples puntos se intercambia cada uno de los genes o puntos elegidos aleatoriamente [33] (Figura 2.9, c).

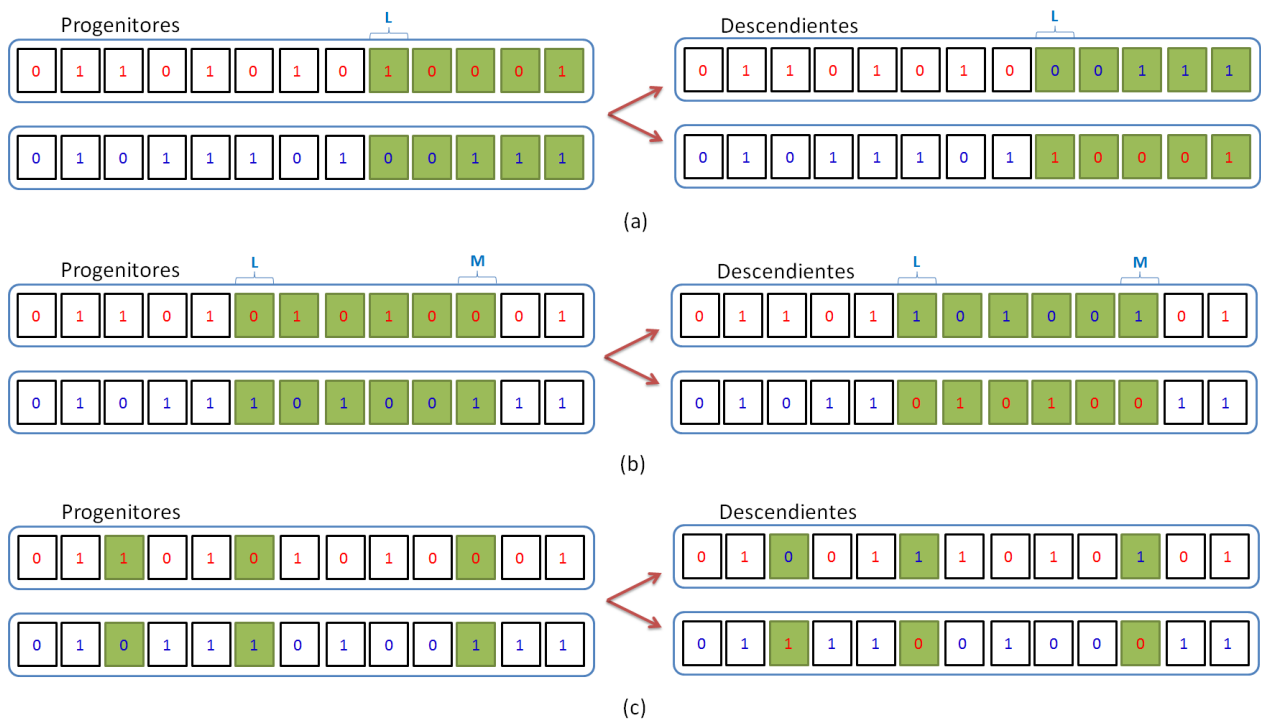


Figura 2.9 - Entrecruzamiento de un punto (a), dos puntos (b) y múltiples puntos (c)

Además se debe definir una tasa de recombinación, la cual es una probabilidad de que este proceso efectivamente ocurra. Según pruebas realizadas por los autores de [33], éstos indican que la mejor opción para el problema de la planificación de la expansión de la transmisión es utilizar el entrecruzamiento de dos puntos y una tasa del 90%.

2.5.4.2. Mutación

Luego de la etapa de recombinación donde se han obtenido dos nuevos individuos se continúa con la etapa de mutación. Ésta corresponde al cambio de un bit en el cromosoma de un 0 a un 1 o viceversa, con una cierta tasa de ocurrencia. El objetivo principal de esta operación genética es evitar los óptimos locales, sobre todo en las etapas más tardías del AG, donde la población tiende a ser muy parecida entre sí. Esto quiere decir que la mutación genera variedad, lo cual se alinea con una búsqueda más exhaustiva y amplia del universo de soluciones.

De acuerdo a lo señalado anteriormente, en [33] se propone una tasa de mutación variable, la cual va en aumento a medida que la simulación evoluciona.

Un ejemplo de la operación genética en cuestión se puede observar en la Figura 2.10.

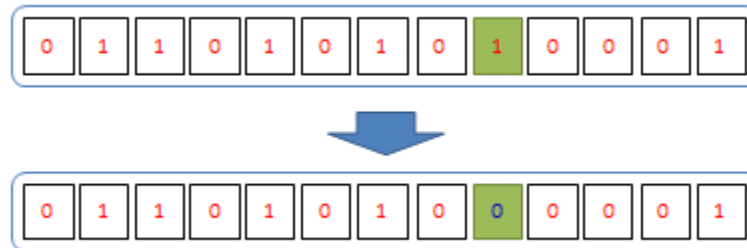


Figura 2.10 - Ejemplo de Mutación

2.5.4.3. Selección

Una vez que se terminan las operaciones genéticas anteriores se tendrá que la población resultante, la cual contiene a los progenitores y sus descendientes, es mayor a la población inicial. Por lo tanto se procede a evaluar a todos los individuos de la población y seleccionar los N miembros más aptos, de tal manera que el número inicial de individuos se mantenga constante al final de cada iteración.

Para elegir que individuos pasarán a la siguiente generación existen diversos métodos de selección, algunos de los cuales pueden ser tan simples como la elección de los miembros de mejor fitness, hasta otros más complejos utilizando una probabilidad de ser elegido en función del fitness. Este último tipo de selección es utilizado con el fin de mantener una diversidad en la población, evitando de esta manera caer en óptimos locales. El tipo de selección que se adecúe de mejor manera dependerá exclusivamente del tipo de problema a solucionar y la modelación de éste. A continuación se presentan algunos de los métodos de selección más conocidos.

- a) Selección elitista: método simple, en el cual los miembros con mejor fitness son seleccionados para formar la siguiente generación, desechando a los más débiles o peor evaluados.
- b) Selección por el método de la ruleta o “Roulette Wheel”: cada individuo tiene una probabilidad de ser escogido, la cual es proporcional a su fitness. Con este

método se mantiene la diversidad de la población, disminuyendo considerablemente las chances de obtener como resultado un óptimo local. El principal problema de la selección por ruleta, es su lenta convergencia.

2.5.5. Condición de Término

La condición de término del algoritmo se refiere al punto en que el algoritmo debe detenerse y dejar de iterar. Existen variadas condiciones, las cuales pueden convivir en un mismo AG y actuar si es que alguna de ellas es concretada. Las condiciones de término más utilizadas se listan a continuación:

- a) Número máximo de iteraciones: una vez que se ha alcanzado un cierto número de generaciones el algoritmo se detiene automáticamente y muestra los resultados obtenidos.
- b) No hay cambios significativos en el fitness: en etapas tardías del AG, los individuos son muy parecidos entre sí, lo que causa que sus fitness sean similares. Esto indica que se ha alcanzado un óptimo, y por ende el algoritmo se detiene.
- c) Óptimo preestablecido: en algunos problemas en los cuales se tiene una noción del óptimo a alcanzar o se tiene un valor del fitness que es suficientemente bueno, se agrega la condición de que si algún individuo cumple este requisito, el AG se detiene.

2.5.6. Funcionamiento del Algoritmo Genético

En la Figura 2.11 se presenta un diagrama del funcionamiento de un AG básico.

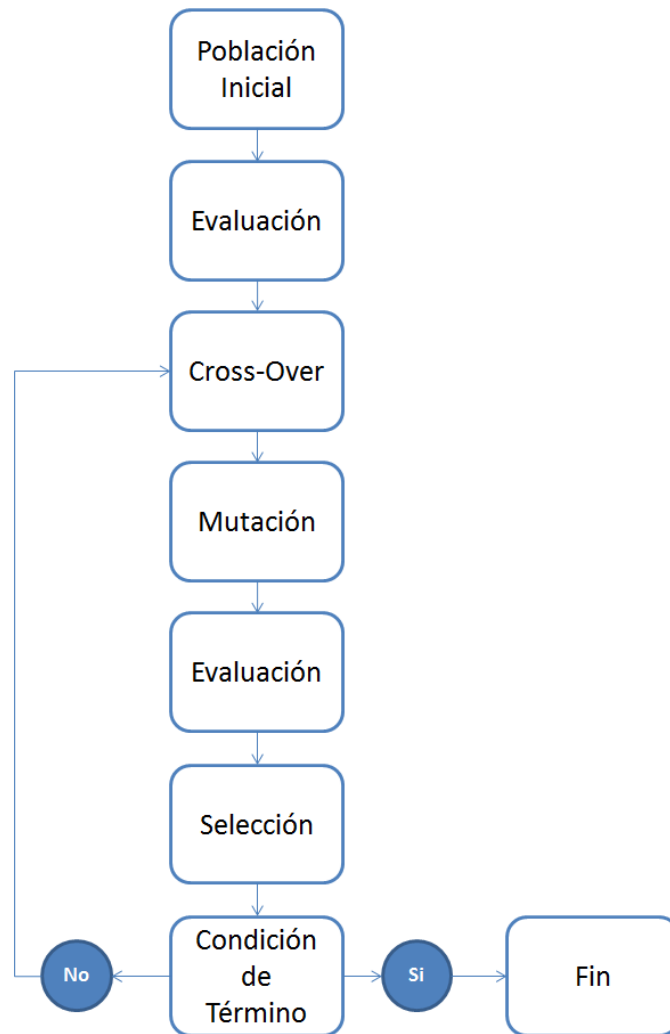


Figura 2.11 - Diagrama Algoritmo Genético Básico

Primero se genera una población inicial, la cual puede ser creada al azar o por métodos heurísticos que aceleren la convergencia del algoritmo. Luego se evalúa esta población inicial y con los valores obtenidos se procede al entrecruzamiento. Con esto se obtiene una población de descendientes, los cuales junto a los progenitores pasan por la etapa de mutación. La población total es evaluada nuevamente para obtener los fitness de los individuos mutados y los descendientes. Aquellos que tengan mejor fitness tendrán una mayor probabilidad de ser elegidos en la etapa de selección. En esta etapa se vuelve a tener el mismo número de individuos que en población inicial. Finalmente se comprueba la condición de término, si ésta es alcanzada termina el algoritmo, de lo contrario se regresa a la etapa de entrecruzamiento para obtener una nueva población de descendientes.

El anterior proceso se repite hasta que se alcance un umbral preestablecido, se alcance el máximo de generaciones o no exista variación en el mejor fitness obtenido en las últimas n generaciones.

2.6. Técnica de Agrupamiento

La enorme cantidad de información y datos que existe en la humanidad debe ser almacenada bajo ciertos patrones o clases, de lo contrario la búsqueda de un tema en particular sería un caos y esto se traduciría en pérdidas importantes de la información.

Las técnicas de agrupamiento son propias del cerebro humano, el cual cada vez que recibe una señal o información del medio exterior, debe clasificarla e integrarla en un grupo para comprender su significado y de ser necesario almacenarla. Así es como el cerebro, estableciendo relaciones y comparaciones, es capaz de retener grandes cantidades de información o recuerdos por casi un siglo.

Desde otro punto de vista las técnicas de clasificación se utilizan para disminuir la complejidad de ciertos procesos, dividiéndolos en etapas o subprocesos más simples los cuales se deben desarrollar de manera separada, siendo esto mucho más rápido, práctico y ordenado que el proceso completo. Esto se debe a que cualquier falla o información adicional que se requiera del proceso se puede obtener inmediatamente de alguna de las etapas o secciones de éste.

Existen diversas técnicas utilizadas para asociar elementos y éstas dependen de las características que interese diferenciar, ya sean simples como distancia, color, altura o propiedades más complejas como pueden ser combinaciones de características simples. Lo que se busca finalmente es que los miembros de un mismo grupo tengan las mismas características o muy parecidas y que elementos de distintas categorías sean muy diferentes.

Los algoritmos de agrupamiento se pueden clasificar en dos grandes categorías: los algoritmos “duros” en donde cada elemento pertenece o no (“*all-or-nothing*”) a un cierto grupo y los algoritmos difusos, en que cada elemento tiene un “*grado de pertenencia*” a cada grupo.

La técnica de agrupamiento utilizada en el presente trabajo corresponderá al algoritmo difuso “*Fuzzy C-Means*”(en adelante FCM). A pesar de la existencia de muchas variaciones de éste [36] se utilizará el FCM normal por su versatilidad y fácil implementación, siendo más que suficiente para efectos del problema a resolver en este trabajo.

2.6.1. Fuzzy C-Means Clustering

Este algoritmo busca dividir una colección finita de n elementos en una cantidad C de grupos dada y bajo ciertos criterios definidos inicialmente. Cada grupo tiene un centroide², que en un principio se inicializa al azar y como se mencionó anteriormente cada punto tiene un grado de pertenencia (en adelante GdP) a cada uno de estos centroides. Un elemento ubicado en la “frontera” de un grupo tiene un GdP mucho menor que uno ubicado cercano al centroide de éste..

El proceso itera buscando los “mejores” centros y los respectivos GdP como se explicará en detalle a continuación, obteniéndose como salida una lista de los

² Corresponde al promedio de n puntos geométricos.

centroides de cada grupo y una “matriz de partición” con los GdP de cada punto a cada grupo. A continuación se explicarán los pasos básicos del algoritmo en cuestión.

- a) Primero se tiene el conjunto de n elementos o datos de entrada a clasificar:

$$X = \{x_1, \dots, x_i, \dots, x_n\} \quad (2.36)$$

- b) Luego se tiene el conjunto de grupos o particiones:

$$C = \{c_1, \dots, c_j, \dots, c_k\}, \text{ con } k \leq n \quad (2.37)$$

- c) Se define el grado de pertenencia del elemento x_i al conjunto c_j como w_{ij} con las restricciones (2.38) y (2.39) presentadas a continuación.

$$0 \leq w_{ij} \leq 1 \quad (2.38)$$

$$\sum_{j=1}^k w_{ij} = 1, \forall i \quad (2.39)$$

- d) La función objetivo o de costos, que busca encontrar los centros que mejor diferencien a los elementos analizados, se presenta en la expresión (2.40).

$$FO = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k w_{ij}^m * d(x_i, c_j) \quad (2.40)$$

- e) Entonces el algoritmo minimiza la distancia $d(x_i, c_j)$ entre los puntos y los centros de los grupos. Además el término m determina el grado en el cual los miembros que pertenecen parcialmente a un clúster afectan el valor de los centroides (el valor utilizado por defecto es de $m = 2$) [37].

- f) Se calcula el grado de pertenencia w_{ij} de cada valor de la matriz de datos a cada clúster con la expresión (2.41).

$$w_{ij} = \frac{1}{\sum_{j=1}^k \left(\frac{d(x_i, c_i)}{d(x_i, c_j)} \right)^{\frac{2}{m-1}}} \quad (2.41)$$

- g) Luego se procede a actualizar los valores de los centroides según la ecuación (2.42).

$$c_j = \frac{\sum_{i=1}^n (w_{ij})^m * x_i}{\sum_{i=1}^n (w_{ij})^m} \quad (2.42)$$

Para el caso de este trabajo se trabajará con puntos geográficos ubicados en un plano cartesiano en dos dimensiones, por lo que la función distancia utilizada corresponde a la distancia euclidiana entre dos puntos (2.43).

$$d(x_1, y_1; x_2, y_2) = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2} \quad (2.43)$$

2.6.2. Algoritmo FCM

Finalmente se presentan todos los pasos que se realizan en el algoritmo:

1. Entregar datos de entrada de los elementos (ubicación en el plano)
2. Elegir número de grupos o centroides
3. Inicializar la posición de los centroides (generalmente de manera aleatoria)
4. Calcular los grados de pertenencia de cada elemento a cada grupo (2.41)
5. Actualizar los centroides de cada grupo con la expresión (2.42)
6. Se compara posición de los centroides con la iteración anterior, si la diferencia es menor a ε entonces termina, sino vuelve a paso 4.

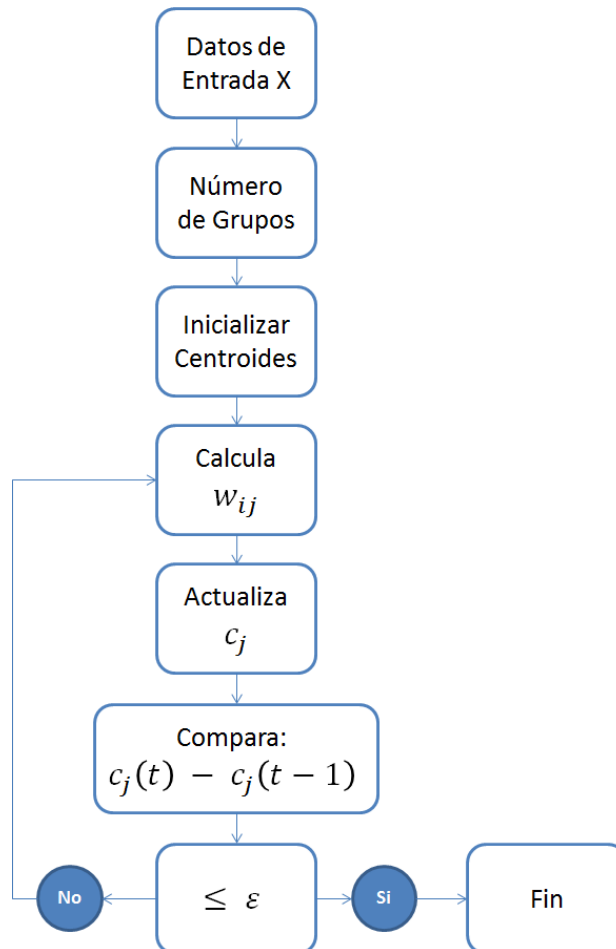


Figura 2.12 - Diagrama FCM

Capítulo 3 Formulación Matemática del Problema de Planificación de la Transmisión para Proyectos Hidroeléctricos Medianos

3.1. Introducción

La ubicación de los proyectos hidroeléctricos depende completamente de las características geográficas e hidrológicas de una cierta zona. Esto es, cauces de ríos cuyo caudal y diferencia de altura entre las turbinas y la bocatoma de una central hidráulica de pasada (ver Figura 3.1) sea considerable para la generación de un mínimo de energía que permita la rentabilidad del proyecto. Finalmente se debe tomar en cuenta para la efectiva realización de una obra de generación de este tipo, la ubicación del punto de conexión más cercano, cuya distancia puede ser privativa para el proyecto.

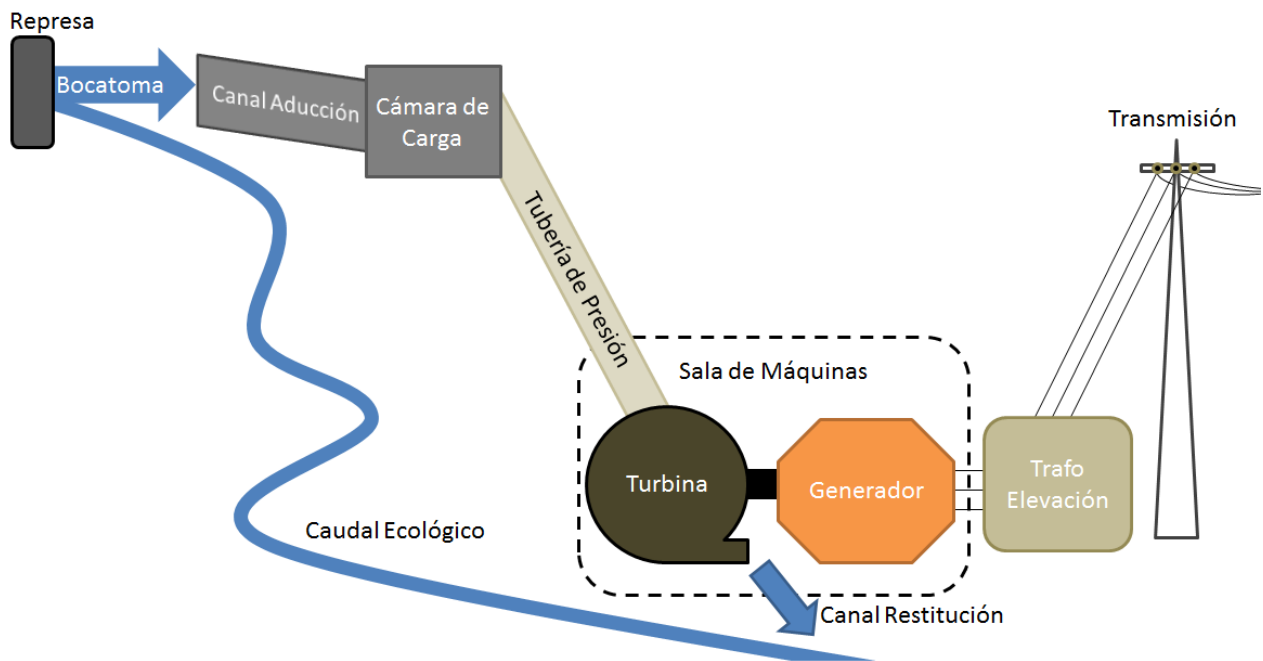


Figura 3.1 - Diagrama General Central de Pasada

3.2. Representación de Sistema de Transmisión para una Cuenca

El sistema eléctrico de potencia ubicado en una cuenca corresponde básicamente a generadores hidroeléctricos de pasada interconectados entre sí y finalmente a una subestación receptora de toda la generación de éstos, ubicada en un punto del sistema troncal.

Los generadores tomados en cuenta en el presente trabajo son aquellos de una potencia nominal menor a 20 MW, ya que éstos son considerados como medios de generación con fuentes no convencionales y están exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por uso del sistema troncal [12].

Para la representación de esta red eléctrica de media o alta tensión es necesario identificar los elementos principales que están definidos como datos de entrada al modelo y por otro lado los elementos que deben ser definidos como resultado del problema.

3.2.1. Elementos Principales Definidos Previamente

Estos elementos corresponden a los datos de entrada al modelo del sistema eléctrico de potencia que se desea diseñar para una cuenca en particular. Esto quiere decir las condiciones predefinidas para el desarrollo del problema de planificación de la transmisión.

3.2.1.1. Proyectos Hidráulicos Medianos

El principal dato de entrada del modelo es la ubicación y potencia nominal de cada generador hidroeléctrico que se proyecta en la cuenca estudiada. Para filtrar los proyectos más factibles, se deben estudiar aquellos que cuentan con los permisos y concesiones respectivas, además de haber sido aprobados por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

Entonces se reciben las coordenadas geográficas y la potencia nominal para cada punto de inyección del plan de obras de generación más probable. Con esta información se calculan las distancias entre cada par de generadores, siendo ésta en un principio simplemente la distancia euclidiana³, y se almacena en la *matriz de distancias* D (3.1).

$$d_{ij} : \text{distancia entre generadores } i \wedge j, \text{ con } d_{ij} \in D \quad (3.1)$$

Es importante mencionar que al ser estos proyectos de capitales privados, no tienen la obligación de ser construidos. Por lo tanto estos planes de obras de generación están sujetos a cambios inesperados como retrasos o cancelaciones de proyectos por circunstancias de los inversionistas o del mercado. Sin embargo para el desarrollo de esta herramienta se supondrá un plan de obras fijo y confiable, lo que implica años de entrada inamovibles.

3.2.1.2. Subestaciones del Sistema Interconectado o Puntos de Inyección

Los puntos de inyección están definidos por el sistema eléctrico existente o en construcción y corresponden a las subestaciones ubicadas en cualquiera de los segmentos de transmisión explicados en el marco teórico del presente documento.

Entonces se entrega la ubicación geográfica relativa a un punto de referencia definido previamente, es decir las coordenadas (x, y) que indican la posición en un plano de dos dimensiones.

Para efectos del presente trabajo se supone que estas subestaciones tienen la capacidad de recibir y transmitir la totalidad de la generación de la cuenca en estudio.

3.2.1.3. Zonas Prohibidas o Restricciones de Terreno

Las zonas prohibidas corresponden a secciones de terreno en la zona analizada donde es imposible la construcción de elementos de transmisión o generación. Estos lugares pueden ser definidos como accidentes geográficos, donde por características técnico-

³ Distancia en línea recta entre dos puntos. Se deduce a partir del teorema de Pitágoras.

económicas es inviable construir. Por otro lado podrían ser lugares poblados, parques nacionales o sitios históricos que pertenezcan al patrimonio cultural del país [38]. Estas restricciones de terreno serán definidas como polígonos de n lados, cuyos vértices serán los datos de entrada para el modelo.

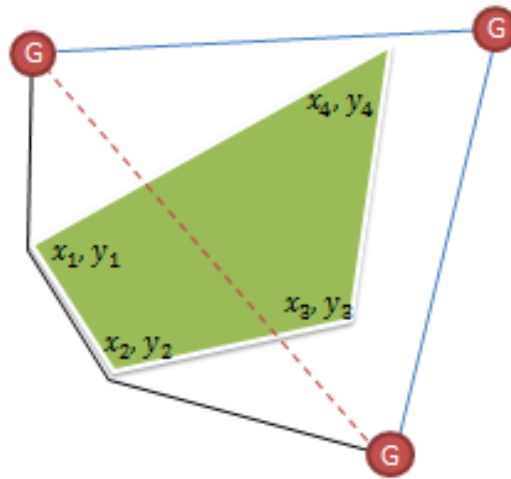


Figura 3.2 - Zona Prohibida

Con la existencia de zonas prohibidas sucede que la distancia entre dos generadores ya no es una línea recta, sino que corresponde a rodear esta zona, por lo que la *matriz de distancias* debe ser modificada. Como se muestra en la Figura 3.2 al no ser factible la línea recta (línea discontinua), la distancia entre los dos generadores es ahora la línea negra, sin embargo para otros generadores la distancia entre ellos se mantiene constante (línea azul).

3.2.2. Elementos Principales a Definir por la Herramienta de Optimización

El problema de la planificación de la transmisión es básicamente tomar la decisión de como conectar de manera más económica y segura los puntos de inyección y retiro. Esto es, una variable de decisión para saber si una línea que une dos puntos del sistema se construye o no.

Entonces lo que se entrega a la salida del modelo es un plan de obras de transmisión, es decir las líneas y subestaciones a ser construidas.

3.2.2.1. Tipos de Líneas de Transmisión

Debido a que se trabajará con generadores cuyas potencias nominales son menores a 20 MW se dejarán de lado líneas cuyas tensiones sean de 220 kV o mayores. Sin embargo, dependiendo de las características del problema de planificación que se requiera solucionar, se pueden tomar en cuenta las líneas que el usuario estime pertinentes.

Entonces, en el presente documento, los tipos de líneas se definirán como módulos estándar de tensiones entre 13,2 kV y 110 kV con las características presentadas en la Tabla 3.1. Además los costos de los paños estarán incluidos en los costos de las líneas, suponiendo que existen uno en cada extremo de la línea (2 por cada tramo de línea).

Las propiedades de cada tipo de línea se dividen en técnicas y económicas, donde las primeras serán utilizadas para las restricciones técnicas, de seguridad y cálculo de pérdidas que se obtendrán de los flujos de potencia. Las características económicas, es decir los costos de las líneas de transmisión serán utilizados en la función de costos del modelo a ser optimizada.

Tabla 3.1 – Características Tipos de Líneas

Característica	Unidad
Tensión	[kV]
Número de Circuitos	n°
Capacidad Máxima	[MW]
Resistencia Serie del Conductor	[Ω/km]
Reactancia Serie del Conductor	[Ω/km]
Susceptancia Paralelo del Conductor	[$\mu S/km$]
Costos de Inversión	[USD/km]
COMA ⁴	[USD/km]
Paños (2 x Línea)	[USD]

La utilización de módulos estándar de líneas tiene como objetivo reducir la dimensión del problema, evitando tener una gran variedad de secciones de conductor en cada nivel de tensión. Por lo anterior se tomarán los tipos de cables y torres más utilizados en los proyectos existentes para cada una de las tensiones existentes en el sistema eléctrico chileno entre los 13,2 kV y 110 kV como se comentó en el párrafo anterior.

3.2.2.2. Subestaciones Colectoras

En ciertos casos donde los proyectos de generación de una cuenca estén ubicados en ciertas aglomeraciones, podría ser práctico y eventualmente más económico el construir subestaciones colectoras. Esto quiere decir una S/E que recibe toda la inyección de un subgrupo de generadores interconectados y cercanos entre sí.

Éstas serán representadas en el grafo como *nodos ficticios*, es decir puntos de conexión que podrían eventualmente ser ocupados, dependiendo del costo de cada red de transmisión evaluada. La definición de la ubicación de estos *nodos ficticios* se propone de 2 maneras:

- a) **Centroides de los clúster:** como se mencionó en el punto 2.6.1 en cada grupo definido por el algoritmo FCM existe un centroide, los cuales serán elegidos como *nodos ficticios*.
- b) **Centros de masa de los centroides de los clúster:** para cada conjunto de 2 o más clúster se puede calcular el *centro de masa*⁵ de sus centroides, los cuales en vez de ser ponderados por la masa como es la definición original, serán ponderados por la potencia total de cada clúster (ver expresión (3.2)).

⁴ Costos de Operación, Mantenimiento y Administración

⁵ Posición geométrica de un cuerpo o sistema en la cual se puede considerar concentrada toda su masa.

$$x'_{cm} = \frac{1}{P'_{total}} * \sum_{i=1}^{c'} P_i * x_i \quad , \text{con } C' \subseteq C \quad (3.2)$$

Luego en una etapa posterior, de ser utilizadas, se deben interconectar estas subestaciones colectoras, creando un *sistema de transmisión principal* en la cuenca, el cual se conecta finalmente al punto de inyección del sistema eléctrico del país, definido en las condiciones iniciales del problema.

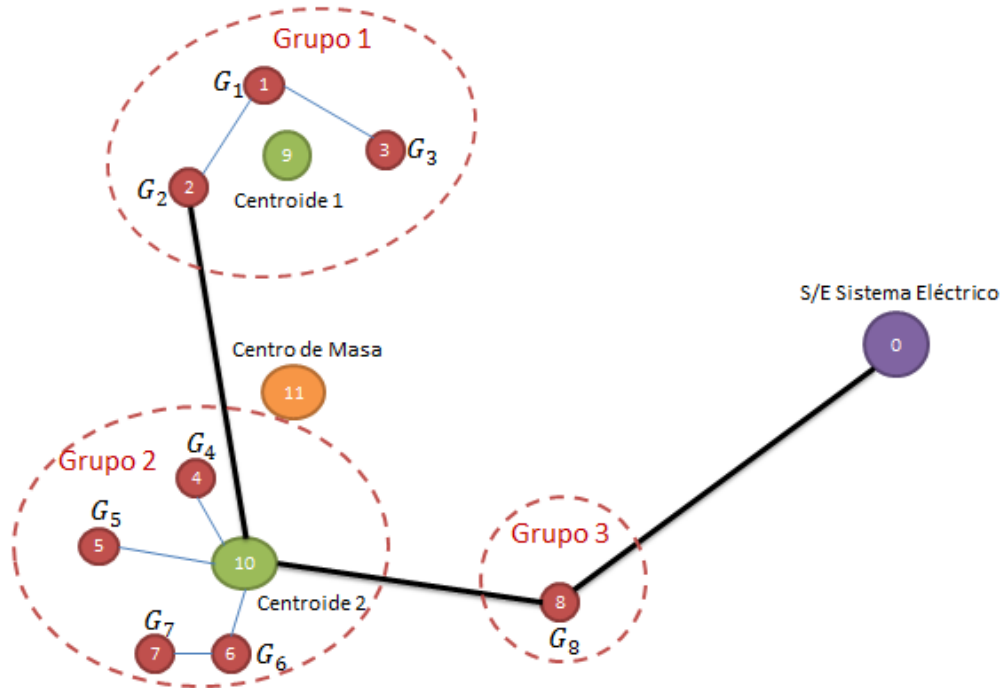


Figura 3.3 – Generadores (rojo), S/E Colectoras (verde y naranja) y Punto de Inyección (azul)

En la Figura 3.3 se presenta un ejemplo de 8 generadores los cuales se agrupan en tres grupos (3, 4 y 1). Para los dos grupos en que hay más de un generador se generan las posibles subestaciones colectoras, representadas por los centroides de los clúster (verde) y por el centro de masa entre estos centroides (naranja). Como se observa en el ejemplo éstas pueden ser utilizadas como en el grupo 2 o no serlo como las dos S/E colectoras restantes. Luego se procede a la interconexión de los grupos incluyendo al generador aislado, formando el *sistema de transmisión principal* (o sistema de transmisión troncal de la cuenca) representado por la línea negra, la cual se conecta finalmente al punto de inyección (azul).

Los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración de cada subestación colectoras serán dependientes de los niveles de tensión y serán utilizados en la función de costos a definir en los próximos puntos.

3.2.3. Representación General

La representación del sistema eléctrico de la cuenca se hará por medio de grafos. Un grafo es una entidad matemática en la cual existen nodos o puntos que están o no unidos a otros por medio de arcos, a los cuales se les asigna una distancia (ver Figura 3.4).

En el modelo desarrollado en este trabajo los nodos representarán a: los generadores, la subestación del sistema troncal y las posibles subestaciones colectoras.

Los arcos corresponderán a las líneas de transmisión entre los nodos que estén conectados (ver Figura 3.3).

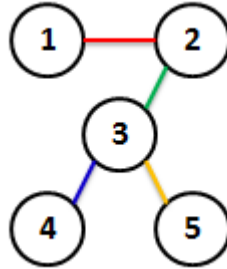


Figura 3.4 - Ejemplo: Grafo de 5 Nodos

La representación matemática de este grafo no dirigido⁶ se realizará mediante la matriz de adyacencia A , siendo esta de dimensión $n \times n$, con n el número de nodos del grafo [39]. Los elementos de esta matriz representan la existencia o no de conexión entre los nodos como se explica a continuación:

$$a_{ij} = \left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ Si existe conexión entre nodos } i \text{ y } j \\ 0, \sim \end{array} \right\} \quad (3.3)$$

Al ser éste un grafo no dirigido, la matriz de adyacencia es simétrica. Además los elementos de la diagonal son definidos con valor cero, ya que los nodos no pueden estar conectados con sí mismos.

A modo de ejemplo se presenta en la expresión (3.4) la matriz de adyacencia correspondiente al grafo presentado en el ejemplo de la Figura 3.4.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Como se puede observar, en la matriz de adyacencia de un grafo no dirigido existe una redundancia en la información de las conexiones, esto debido a que la matriz es simétrica y los elementos de la diagonal no aportan información acerca del grafo. Es por

⁶ Corresponde a un grafo donde los arcos no tienen dirección: $Arco_{ij} = Arco_{ji}$

eso que la representación completa de un grafo basta con la matriz triangular superior o inferior de A .

3.2.4. Vector de Optimización

El vector de optimización es un vector cuyos elementos son las variables del problema de optimización. Por las características del problema y el modelo de resolución elegido se trabajará solamente con variables binarias. De existir variables de otro tipo, éstas serán codificadas.

El vector de optimización se transforma entonces en una cadena de bits, cuyas variables se explicarán a continuación.

3.2.4.1. Variables de Interconexión

De la matriz triangular superior o inferior de A se obtienen las conexiones existentes entre los nodos del problema como se mencionó en el punto 3.2.3.

Luego se toman los elementos de la matriz triangular superior y se representan por medio de un vector en el cual se ordenan de la siguiente manera:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \Rightarrow V_A = [a_{12} \quad a_{13} \quad a_{14} \quad a_{23} \quad a_{24} \quad a_{34}] \quad (3.5)$$

Con esto se tiene un vector con las variables de interconexión que por naturaleza son binarias, por lo tanto no deben ser codificadas de ninguna manera.

Los puntos de inyección al sistema interconectado se agregan a la matriz de adyacencia en los nodos iniciales para un mayor orden. Los siguientes nodos corresponden a los generadores y finalmente las posibles subestaciones colectoras se agregan como *nodos ficticios* al final de la matriz A .

Todos los nodos pertenecientes al grafo son incluidos en la matriz de adyacencia final, como se explicó en el párrafo anterior. Éstos serán manipulados de igual forma, diferenciándose solamente en las restricciones que le atañen a cada elemento del sistema.

3.2.4.2. Variables de Tipo de Línea

Además de decidir que nodos conectar, se debe elegir el tipo de línea que unirá a cada par de nodos que estén efectivamente conectados, esto quiere decir optimizar el nivel de tensión y capacidad de la conexión.

Se define la matriz M como la matriz de módulos de línea, la cual se construye de manera similar a la de adyacencia, solo que en este caso cada elemento m_{ij} corresponde a alguno de los tipos de línea disponibles para una cierta conexión. De esta manera se realiza lo mismo que en el caso anterior, obteniendo de la matriz triangular superior la información relevante en un vector de variables de tipo de línea. En la expresión (3.6) se presenta el vector obtenido para el ejemplo de 4 nodos.

$$V_M = [m_{12} \ m_{13} \ m_{14} \ m_{23} \ m_{24} \ m_{34}] \quad (3.6)$$

Sin embargo en este caso los elementos del vector V_M no son variables binarias, por lo tanto deben ser codificadas. La cantidad de bits en que puedan ser codificados los elementos m_{ij} dependerá del número de tipos de línea disponible. Por ejemplo, suponiendo que los niveles de tensión disponibles fueran 4, la codificación quedaría de la siguiente manera, presentada en la Tabla 3.2.

Tipo de Línea	Codificación Binaria
13,2 kV	0 0
23 kV	0 1
66 kV	1 0
110 kV	1 1

Con esta codificación el nuevo vector de módulo de línea para el ejemplo de 4 nodos quedaría de la siguiente forma:

$$V'_M = [m_{12(bit1)} | m_{12(bit2)} \ m_{13(bit1)} | m_{13(bit2)} \ \dots \ \dots \ m_{34(bit1)} | m_{34(bit2)}] \quad (3.7)$$

Concatenando los dos vectores antes expuestos, se obtiene el vector de optimización final:

$$V = [V_A \ | \ V'_M] \quad (3.8)$$

3.2.4.3. Análisis de Complejidad Numérica

Para comprender de mejor manera el número de variables y el espacio de búsqueda del problema se presentará una breve explicación de las dimensiones de éste.

Primero se tiene una matriz de adyacencia de $n \times n$, cuyos elementos relevantes corresponden a la matriz triangular sin la diagonal, representado los tramos posibles entre nodos:

$$N^{\circ}_{Tramos} = \frac{n^2 - n}{2} \quad (3.9)$$

Además se tiene que cada tramo posible tiene asociado un tipo de línea representado por una cierta cantidad de bits dependiendo de la codificación, como se explicó en la definición de la matriz M de módulos de línea. Entonces para cada tramo posible se tiene la siguiente cantidad de bits:

$$Tramo_i = [bit_1 \ | \ bit_2 \ \dots \ bit_l] \quad , \forall i \in [1, \dots, \frac{n^2 - n}{2}] \quad (3.10)$$

, donde:

- bit_1 : Bit de la matriz A que indica la existencia o no del tramo i
 $bit_2 \dots bit_l$: Bits de la codificación del tipo de línea utilizado en el tramo i
 l : Número de bits totales para cada tramo

Con lo anterior se tiene que el número total de variables binarias para un problema con n nodos es el presentado en la siguiente expresión:

$$N^{\circ}_{variables} = \left(\frac{n^2 - n}{2} \right) * l \quad (3.11)$$

Debido a la naturaleza binaria de las variables se tiene que el espacio de búsqueda es de $2^{N^{\circ}_{variables}}$ combinaciones posibles. Para comprender la dimensión de estos números se presentan algunos ejemplos en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 - Ejemplo para Codificación de Tipo de Línea de 2 bits ($l = 3$)

N° Nodos	N° Tramos	N° Variables	Combinaciones
5	10	30	$1,07 \times 10^9$
6	15	45	$3,51 \times 10^{13}$
8	28	84	$1,93 \times 10^{25}$
10	45	135	$4,36 \times 10^{40}$
15	105	315	$6,67 \times 10^{94}$
25	300	900	$8,45 \times 10^{270}$

En el ejemplo anterior se puede observar que al agregar un nodo más al problema, el espacio de búsqueda explota rápidamente. De esta manera se comprende los enormes requerimientos computacionales en problemas pequeños (8 nodos) y la gran utilidad de métodos como los algoritmos genéticos para resolverlos.

3.3. Función de Costos

Además de cumplir con el propósito de estimar los costos de una cierta topología de red, el desarrollo de una función objetivo tiene la finalidad de comparar las distintas opciones de inversión que se irán probando con el algoritmo planteado. De esta manera se van obteniendo aquellas topologías que tienen un mejor desempeño, esto quiere decir aquellas de menor costo que cumplan con las restricciones que se explicarán en los puntos siguientes.

Con el objetivo de simplificar la función objetivo se sumarán los costos de inversión con el COMA para las líneas y transformadores. Esto se realizará calculando el valor presente del COMA anual en la vida útil del proyecto.

Finalmente se sumará el valor presente del COMA más los costos de inversión, como se muestra en la expresión (3.12).

$$VP_{COMA} = COMA * \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} \right] \Rightarrow C_{TOTAL} = CI + VP_{COMA} \quad (3.12)$$

, donde:

- VP_{COMA} : Valor presente del COMA
 $COMA$: Costos de operación, mantenimiento y administración, anual
 n : Vida útil del proyecto
 i : Tasa de interés del proyecto
 C_{TOTAL} : Costo total de líneas o transformadores

Los costos involucrados en la planificación de la transmisión no incluyen los gastos de los proyectos de generación, ni sus transformadores de elevación. Para este modelo de planificación se supone que estos costos de inversión y mantenimiento corren por cuenta de los inversionistas respectivos de cada obra de generación.

3.3.1. Costos de Líneas de Transmisión

El valor de las líneas de transmisión involucra los costos iniciales de inversión y costos anuales de operación, mantenimiento y administración. Como se explicó en el punto 3.2.2.1 estos costos están definidos para módulos estándar de transmisión en dólares por kilómetro. Esto quiere decir que están implícitos los costos de las torres, conductores, protecciones, servidumbres, obras civiles correspondientes y los paños de conexión de cada línea (2 por línea, uno para cada extremo).

Los costos de transmisión dependerán de la distancia de los tramos utilizados y el tipo de línea elegido para éstos. Con lo anterior la función de costos de transmisión queda de la siguiente forma:

$$f_{C_L} = \sum_{i=1}^{NT} V_A(i) * (2 * CP_i(V'_M) + d_i * CT_i(V'_M)) \quad (3.13)$$

, donde:

- NT : Número de tramos posibles
 V_A : Vector de variables de interconexión obtenido de matriz de adyacencia A
 $V_A(i)$: Existencia o no de conexión para tramo i
 $CP_i(V'_M)$: Función que entrega el costo del paño utilizado en el tramo i (2xLínea)
 V'_M : Vector codificado de variables de tipo de línea
 d_i : Distancia para tramo i
 $CT_i(V'_M)$: Función que entrega el costo del tipo de línea utilizada en tramo i

3.3.2. Costos de Transformadores

Los otros costos presentes en la evaluación económica de cada topología corresponden a los costos de conectividad lógica. Esto se refiere a los elementos que permiten la interconexión entre líneas y barras de distinta tensión, es decir los transformadores de potencia. Los costos de estos elementos serán genéricos e incluirán costos de inversión en terrenos, infraestructura, dispositivos de protección y obras civiles, incluyendo el COMA de la manera que se explicó en (3.12).

La representación matemática de esta función quedaría como se presenta en la expresión siguiente:

$$f_{C_T} = \sum_{j=1}^{MT} T_j(V_A, V'_M) \quad (3.14)$$

, donde:

MT : Número de tipos de transformadores

$T_j(V_A, V'_M)$: Función que entrega la suma total de transformadores del tipo j

3.3.3. Costo de las Pérdidas Joule

Este costo corresponde a la energía no inyectada al sistema troncal por efecto de las pérdidas Joule en las líneas. Estas pérdidas serán calculadas de la forma simplificada que se explicó en el punto.2.4.2.3, en el capítulo de flujo DC y de acuerdo a los conceptos básicos de potencia activa trifásica presentados en [28].

La valorización de éstas pérdidas se realizará al costo marginal de largo plazo presentado en el informe técnico definitivo del SIC de Octubre de 2013, realizado por la CNE [6].

Finalmente se deben traer a valor presente los costos generados por efecto de estas pérdidas, lo cual se hace mediante el factor de recuperación de capital calculado con la tasa de interés y vida útil correspondientes.

La representación matemática del valor monetario de las perdidas Joule se presenta a continuación.

$$f_{P_J} = \sum_{i=1}^{NT} f_{rc} * f_p * \left(3 * \left(\frac{F_i(V_A, V'_M)}{V_i(V'_M) * \sqrt{3}} \right)^2 * R_i(V'_M) \right) * hrs_{año} * CM_{gLP} \quad (3.15)$$

, donde:

f_{rc} : Factor de recuperación de capital

NT : Número de tramos posibles

f_p : Factor de planta

$F_i(V_A, V'_M)$: Flujo de potencia activa trifásica por el tramo i , calculado con flujo DC

$V_i(V'_M)$: Tensión nominal fase-fase de la línea utilizada en el tramo i

$R_i(V'_M)$: Resistencia de línea para el tramo i

$hrs_{año}$: Cantidad promedio de horas del año (8760)

CM_{gLP} : Costo marginal de largo plazo (ITD OCT 2013)

3.3.4. Función Objetivo

Luego se obtiene la función de costos del problema (o función objetivo) simplemente sumando las expresiones matemáticas expuestas anteriormente:

$$F.O. = f_{C_L} + f_{C_T} + f_{P_J} \quad (3.16)$$

Es importante destacar que la función de costos presentada en la expresión (3.16) tiene la forma de una función de utilidad, donde solo faltaría la energía generada al costo marginal de largo plazo. Sin embargo el valor de la energía generada por las centrales se supone constante, por lo tanto no influye en la optimización y no será tomado en cuenta en la modelación del problema.

La función objetivo del problema de optimización es la estructura fundamental para evaluar cada una de las topologías y darle un valor numérico al desempeño de éstas. Es decir en el algoritmo genético el valor de esta función le dará el *fitness* a cada individuo, lo que determinará la probabilidad de que este sea elegido en las siguientes generaciones.

Si bien la función de costos es fundamental, también lo son las restricciones del problema que definirán el espacio factible donde se debe encontrar la solución óptima de la función anterior. Para incorporar éstas se puede limitar el espacio de búsqueda de manera rígida o se pueden agregar a la función objetivo mediante penalizaciones, siendo ésta una manera más flexible de incorporarlas. En el siguiente punto se presentan las restricciones a las que está sujeto el problema de planificación estudiado.

3.4. Restricciones

3.4.1. Capacidad de las Líneas

Cada tipo de línea de transmisión tiene una capacidad máxima de transporte, limitada por sus características físicas y eléctricas.

$$P_{ij} \leq P_{max} \quad (3.17)$$

Donde P_{ij} corresponde a la potencia activa transmitida desde el nodo i al nodo j , la cual dependerá de los generadores conectados directa o indirectamente aguas arriba a este tramo (ver Figura 3.5).

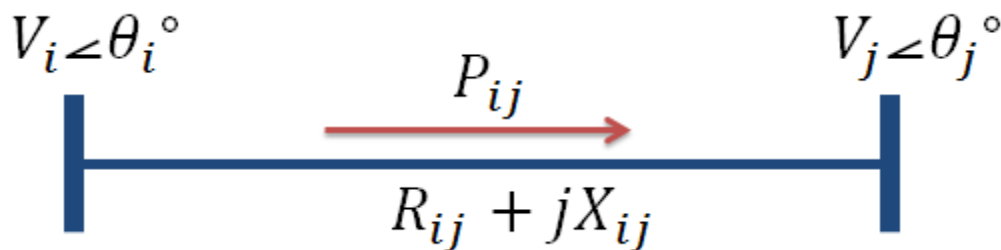


Figura 3.5 - Transmisión Radial solo con Componentes Serie

La potencia activa transmitida P_{ij} por cada una de las ramas del sistema se obtiene corriendo un flujo de potencia DC para cada topología factible que genera el modelo.

3.4.2. Todos los Generadores Conectados

Para efecto de que todos los generadores puedan inyectar su energía al sistema, se debe asegurar que todos estén conectados ya sea directa o indirectamente a la subestación del sistema troncal.

Para comprobar esto se debe trabajar sobre la matriz de adyacencia A , en la cual se tiene la propiedad siguiente:

“El número de caminos $C_{ij}(k)$, atravesando k aristas (arcos) desde el nodo i al nodo j , viene dado por el elemento (i,j) de la potencia k -ésima de la matriz de adyacencia.”

$$C_{ij}(k) = [A^k]_{ij} \quad (3.18)$$

De la expresión (3.18) se puede crear la siguiente restricción que obliga a que exista al menos un camino directo o indirecto de cada generador a la subestación (3.19).

$$C_{ij}(k) = \sum_{k=1}^{n-2} [A^k]_{ij} \geq 1, \forall i \text{ nodo generador} \wedge j \text{ nodo S/E Troncal} \quad (3.19)$$

Donde n es el número de elemento de la matriz de adyacencia, al cual se le restan dos elementos: la subestación y el nodo en cuestión.

3.4.3. Evitar Cruces en las Topologías

Del punto de vista práctico en la construcción de líneas de transmisión aéreas, los cruces en las topologías son poco atractivos. Por lo tanto es necesaria una función que calcule el número de cruces y obligue a que éste sea igual a cero.

$$n_{cruces} = 0 \quad (3.20)$$

3.4.4. Evitar Ciclos en las Topologías

Al igual que para el caso anterior, del punto de vista práctico los *loops* en las topologías no son atractivos. Si bien se esperaría que este tipo de topologías se eliminen automáticamente debido a que tienen mayores costos, para el caso de problemas no convexos, con múltiples óptimos locales, es fácil caer en soluciones cercanas al global que tienen similares desempeños. Por esto se debe obligar de una manera más brusca a evitar ciertas topologías que desde el punto de vista práctico no son factibles.

Entonces es necesaria una función que calcule los ciclos de una cierta topología, y luego obligar a que ese número sea cero.

$$n_{ciclos} = 0 \quad (3.21)$$

3.5. Formulación Problema de Optimización

Se debe minimizar la función objetivo, sujeto a las restricciones expuestas en el punto 3.4 como se muestra en la expresión (3.22).

$$F.O. = f_{C_L} + f_{C_T} + f_{P_J} \quad (3.22)$$

s. a.

$$P_{ij}(V_A, V'_M) \leq P_{max}(V'_M) , \forall \text{ tramo } i \wedge \text{ tipo de línea } k$$

$$C_{ij}(k) = \sum_{k=1}^{n-2} [A^k]_{ij} \geq 1 , \forall i \text{ nodo generador } \wedge j \text{ nodo S/E Troncal}$$

$$n_{cruces} = 0$$

$$n_{ciclos} = 0$$

Una forma muy común de representar las restricciones en los algoritmos genéticos es mediante penalizaciones a la función objetivo, esto quiere decir que a medida que una restricción es violada, la función objetivo a minimizar aumenta su valor. De esta manera se obliga a que las topologías que violan restricciones sean menos atractivas, y tengan una menor probabilidad de pasar a las siguientes generaciones.

Con lo anterior se pasa de un problema con restricciones a uno sin restricciones, donde se puede explorar más allá de las regiones factibles, obteniendo una búsqueda más amplia del óptimo.

Para que las restricciones tengan el efecto esperado en la correcta resolución del problema, es necesario asignarles pesos acorde a las necesidades del problema. Si los pesos de éstas son muy altos, la restricción es muy dura y por lo tanto es difícil explorar soluciones en las fronteras de los espacios de búsqueda, que es donde generalmente se encuentran los óptimos. Por otro lado si las penalizaciones son muy débiles, éstas simplemente no serán tomadas en cuenta, obteniéndose resultados no factibles.

Los factores de cada penalización deben ser del orden de los valores de la función objetivo y se debe ir incrementando de manera gradual a medida que la violación de cierta restricción aumenta.

De esta manera la función objetivo pasa a ser diferente para los casos en que las restricciones son incumplidas, es decir se le suman las penalizaciones respectivas g_i de cada restricción como se muestra en expresión (3.23). En el caso contrario en que todas las restricciones son cumplidas, las penalizaciones pasan a ser cero, con lo que la función objetivo es igual a la presentada en la expresión (3.22).

$$\min F.O. = \begin{cases} f_{C-L}(V) + f_{C-T}(V) + f_{P_j}(V) , & V \text{ factible} \\ f_{C-L}(V) + f_{C-T}(V) + f_{P_j}(V) + \sum g_i , & V \text{ no factible} \end{cases} \quad (3.23)$$

, donde cada g_i corresponde a:

- $g_1(P_{ij})$: Penalización por restricción de capacidad de líneas
- $g_2(C_{ij})$: Penalización por restricción de conexión de todos los generadores
- $g_3(n_{cruces})$: Penalización por cruces en la topología
- $g_4(n_{ciclos})$: Penalización por ciclos en la topología

Capítulo 4 Propuesta de Solución

4.1. Infraestructura de Trabajo

La infraestructura de trabajo corresponde a los elementos físicos y de software en los cuales se implementará la herramienta.

Los dispositivos a utilizar son los disponibles en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

4.1.1. Hardware

Los elementos de hardware a utilizar en el desarrollo del presente trabajo serán seis computadores marca *Dell*, con procesadores *Intel Pentium 4* de 1.50GHz.



Figura 4.1 - Clúster de Computadores

Estos computadores están conectados directamente entre ellos por medio de un switch y con sus direcciones IP fijas asignadas por el usuario. A su vez este clúster de seis computadores está conectado a internet por medio de un router para ser monitoreados y controlados de manera remota.

Si bien existen hoy en día procesadores extremadamente superiores a los utilizados en este proyecto, es necesario recordar que las comparaciones son escalables. Es decir en este caso se compara el desempeño de un computador versus 6 en paralelo independientemente del procesador que estos tengan.

4.1.2. Software

Como una propuesta económica e igualmente confiable se propone trabajar con un software libre, gratuito y de código abierto, el cual tiene las mismas cualidades que los software comerciales pero sin la necesidad de licencias pagadas ni códigos cerrados.

Por esto se propone trabajar con el sistema operativo *Lubuntu* que es una distribución oficial del proyecto Ubuntu y pertenece a la familia *GNU/Linux*.

4.1.2.1. Sistema Operativo *Lubuntu*

El nombre *Lubuntu* es una combinación entre *Ubuntu* y *LXDE*, que es un gestor de escritorio (interfaz gráfica). Este sistema operativo se caracteriza por demandar pocos recursos de RAM, CPU y otros componentes ideados especialmente para computadores antiguos o equipos portátiles de recursos limitados.

El lema del sistema operativo utilizado es “*Menos Recursos y Más Eficiencia Energética*”, un lema que está perfectamente alineado con la motivación de esta memoria.

4.1.2.2. Programa de Modelación Matemática

El software utilizado para modelar y realizar los cálculos numéricos es el programa libre *GNU Octave*, también del proyecto *GNU*. Este es considerado el equivalente libre de *MATLAB*, ya que la sintaxis es prácticamente idéntica, ambos ofrecen un intérprete permitiendo ejecutar órdenes de manera interactiva y el lenguaje está pensado para trabajar con matrices, entre otras múltiples similitudes.

4.1.2.3. Otros Paquetes Necesarios

Finalmente son necesarios algunos paquetes para realizar algunas acciones extra y de mayor comodidad para la programación. Estos son paquetes de comunicación entre computadores, paquetes de interfaz gráfica para *Octave*, editores de texto, etc.

4.2. Base de Datos de Proyectos de Generación

La primera etapa para hacer posible la solución de un problema es crear las bases de datos con toda la información necesaria. Para esto se creará un archivo de texto que involucre todas las características necesarias de cada uno de los proyectos de generación. En la Tabla 4.1 se muestra un ejemplo de las características básicas necesarias para llevar a cabo la modelación del problema.

Tabla 4.1 - Ejemplo Base de Datos Generadores

#Id	#x	#y	#P
1	57	170	11
2	114	164	6
3	190	128	8
4	165	18	7
5	110	171	10
6	37	112	21

Las datos importantes serían la etiqueta de identificación de cada generador (#Id), la posición en el plano cartesiano (#x,#y) y la potencia nominal de cada proyecto (#P).

4.3. Base de Datos Elementos de Transmisión

Los elementos de transmisión utilizados en este modelo son por un lado las líneas de transmisión para unir los distintos nodos del sistema y por otro los transformadores, los cuales serán utilizados en los casos en que exista un cambio de tensión en el sistema de transmisión.

4.3.1. Base de datos Líneas de Transmisión

Al igual que en el caso de la base de datos para los generadores, se crea un archivo de texto con las características necesarias de todos los tipos de línea que serán utilizados. En la Tabla 4.2 se presenta un ejemplo para el caso de 4 tipos de línea, que pueden ser codificadas con 2 bits.

Tabla 4.2 - Ejemplo Base de Datos 4 Tipos de Línea

#Id	#V [kV]	#R [Ω/km]	#X [Ω/km]	#B [μS/km]	#N° Circ	#P_max [MW]	#Costo [kUSD/km]	#Paños [kUSD]
1	13.2	1.3	0.36	2.9	1	1.5	78	150
2	23	0.8	0.36	2.9	1	4	103	200
3	66	0.57	0.4	2.9	1	30	233	700
4	110	0.13	0.4	2.9	1	70	388	1000

4.3.2. Base de datos Transformadores

La base de datos de los transformadores se creó de manera simplificada, poniendo un tipo de transformador estándar para cada par de niveles de tensión existentes en el modelo. Esto quiere decir que existen 6 tipos de trafos, los que se obtienen de las combinaciones de los 4 niveles de tensión utilizados: 13.2kV, 23kV, 66kV y 110kV. La base de datos utilizada en este informe se puede observar en la Tabla 5.2, presentada en el próximo capítulo.

4.4. Función Distancia con Zonas Prohibidas

La función distancia calcula las distancias mínimas entre una cierta cantidad de nodos. En el caso de existir zonas prohibidas entre algún par de nodos, esta función calcula la distancia mínima que rodea a las zonas prohibidas intersectadas (Figura 4.2). Es importante tener en cuenta que esta función solo se corre al inicio del modelo, ya que luego las distancias entregadas serán utilizadas como datos de entrada para el algoritmo de resolución del problema de planificación de la transmisión.

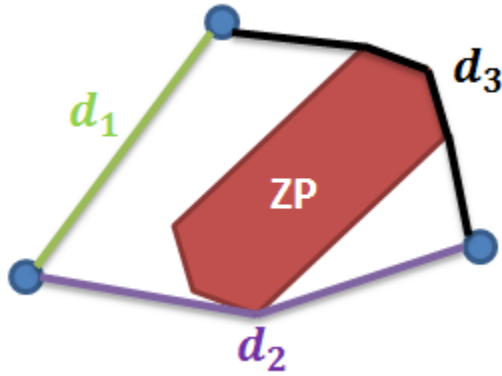


Figura 4.2 - Ejemplo Distancias entre Nodos

4.4.1. Datos de Entrada

A continuación se presentan los datos de entrada necesarios para la función distancia.

4.4.1.1. Matriz de Posición de Nodos

Los datos de entrada de esta función son las posiciones (x, y) de cada uno de los nodos a analizar, es decir los generadores, las subestaciones de inyección y las posibles subestaciones colectoras. Esta matriz será de dimensiones $n \times 2$, donde n corresponde a la cantidad total de nodos, anotándose al principio los posibles puntos de inyección, luego los generadores y finalmente las posibles subestaciones colectoras.

En la expresión (4.1) se muestra la construcción de esta matriz de posiciones de los nodos, donde cada una de las tres expresiones, corresponde a la matriz de posición de los distintos elementos ya mencionados.

$$X_{pos} = \begin{bmatrix} SE_{iny} \\ X_{gen} \\ SE_{col} \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

4.4.1.2. Zonas Prohibidas

Luego se le deben entregar las distintas zonas prohibidas presentes en la cuenca o extensión de terreno analizada. Esto se realiza entregándole una matriz ZP con la totalidad de los vértices de las zonas prohibidas. Es muy importante que estos vértices sean entregados de forma ordenada, es decir los vértices adyacentes deben ser ingresados de manera consecutiva, ya sea en sentido horario o anti horario. Además para diferenciar las zonas prohibidas diferentes se debe entregar un vector dz con la cantidad de vértices de cada una de las zonas prohibidas (ver expresión (4.2)).

$$ZP = \begin{bmatrix} (x, y)_{Ver1ZP1} \\ (x, y)_{Ver2ZP1} \\ (x, y)_{Ver3ZP1} \\ (x, y)_{Ver4ZP1} \\ (x, y)_{Ver1ZP2} \\ (x, y)_{Ver2ZP2} \\ (x, y)_{Ver3ZP2} \end{bmatrix} \wedge dz = \begin{bmatrix} 4 \\ 3 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Entonces la función distancia recibe primero una matriz de posición de los nodos, luego recibe el vector de dimensiones de las zonas y finalmente una matriz con los vértices de las zonas prohibidas existentes.(4.3).

$$D = dist(X_{pos}, dz, ZP) \quad (4.3)$$

El resultado de la función distancia es una matriz D , cuadrada y simétrica, que indica la distancia entre cada par de nodos. Por definición los elementos de la diagonal serán cero, ya que la distancia de cada nodo a sí mismo es nula.

4.4.2. Funciones Privadas Necesarias⁷

Para llevar a cabo el algoritmo de la función distancia son necesarias algunas funciones internas que permiten un desarrollo más ordenado y claro de cada etapa de éste. A continuación se explican brevemente cada una de las funciones privadas creadas.

4.4.2.1. Función Intersección: “*intersec*”

Esta es una de las funciones principales y más complejas de la función general de distancia y es llamada *intersec*. Los datos de entrada a esta función son las posiciones de dos nodos y una zona prohibida, entonces la función analiza si la línea recta que une los dos nodos interseca o no a la zona prohibida ingresada.

La función entrega un uno (1) si existe intersección y un cero (0) en caso contrario como se muestra en la siguiente expresión.

$$intersec(x_1, x_2, ZP_i) = \begin{cases} 1, & \text{si existe intersección} \\ 0, & \sim \end{cases} \quad (4.4)$$

4.4.2.2. Función de Distancia Euclidiana: “*de*”

Esta función es simplemente la distancia euclidiana entre dos puntos, es decir la distancia en línea recta entre dos nodos del sistema. Esta fue creada con el objetivo de evitar escribir expresiones muy largas que dificultaran la redacción y el entendimiento de la función general de distancia.

$$de([x_1, y_1], [x_2, y_2]) = \sqrt{(y_2 - y_1)^2 + (x_2 - x_1)^2} \quad (4.5)$$

4.4.2.3. Función Algoritmo Dijkstra: “*dijkstra*”

Finalmente se utilizó una función que corre el algoritmo Dijkstra sobre un grafo [40]. Éste es un algoritmo para la determinación de la distancia mínima entre dos nodos definidos de un grafo. La idea subyacente en este algoritmo consiste en la exploración de todos los caminos más cortos partiendo desde el nodo de origen y que llevan a todos los demás vértices. Una vez que es encontrado el nodo de destino el algoritmo se detiene y entrega la distancia mínima acumulada hasta ese nodo.

Las variables de entrada para esta función son: una matriz de adyacencia especial⁸, el nodo de origen y el nodo de destino. Y las variables de salida de esta función son la

⁷ Los códigos de todas las funciones utilizadas se pueden observar y analizar en la sección de anexos del presente informe.

distancia mínima y la ruta correspondiente, es decir un vector con los nodos que son cruzados.

$$[d_{min}, V_{ruta}] = dijkstra(M_{ady}, x_1, x_2) \quad (4.6)$$

4.4.3. Algoritmo de Función Distancia

A continuación se explicará paso por paso el algoritmo desarrollado para la función general de distancia con múltiples zonas prohibidas.

Paso 1

Se revisa el caso en que se le entregue como dato de entrada solo la matriz de posición de los nodos, es decir sin la existencia de zonas prohibidas. En este caso se calcula la distancia euclidiana entre cada par de nodos i y j (d_{ij}).

Si se le entrega más de un argumento, es decir si existe al menos una zona prohibida, se procede con el siguiente paso.

Paso 2

Se crea una matriz con los vértices de todas las zonas prohibidas ingresadas a la función. Ésta se utilizará para calcular la distancia mínima como se explicará desde el paso 4 en adelante.

Paso 3

Se inicializa la matriz de distancias D , como una matriz de puros ceros de dimensiones $n \times n$. Donde n corresponde a la cantidad total de nodos a analizar.

Paso 4

Primero se eligen dos (2) nodos para ser analizada la distancia mínima entre ellos. Esto se repetirá para cada par de nodos ingresados a la función distancia.

$$x_i \wedge x_j, \quad \text{para } i \neq j \quad (4.7)$$

Paso 5

Se procede a calcular una matriz de adyacencia especial A_s , pero en este caso los nodos de este "grafo transitorio" los conforman los dos puntos elegidos en el paso 4 y los vértices de las zonas prohibidas que se entregan con la matriz creada en el paso 2.

Los arcos de este grafo transitorio, que corresponden a los elementos de la matriz de adyacencia especial, se calcularán de la siguiente manera:

- a) Se eligen dos nodos del "grafo transitorio"
- b) Se comprueba si entre estos dos nodos elegidos hay intersección con alguna zona prohibida

⁸ En este caso la matriz de adyacencia no indica un uno (1) en caso de conexión, sino que la distancia entre los nodos conectados. En caso de que no exista conexión la distancia es cero (0).

- c) Si no hay intersección, se guarda la distancia euclidiana (“*de*”) entre los dos puntos elegidos en a) y se guarda en la matriz de adyacencia especial.
- d) Si hay intersección, el valor de distancia entre estos dos puntos en la matriz de adyacencia especial será cero (0).
- e) Se vuelve al paso a), hasta completar los elementos de la matriz de adyacencia especial entre todos los nodos del “grafo transitorio”.

Paso 6

Se corre el algoritmo de *Dijkstra* explicado en la sección anterior, cuyos argumentos de entrada serán la matriz de adyacencia especial calculada el paso 5 y los nodos de destino y origen son los elegidos en el paso 4.

Paso 7

Se rellena la matriz de distancias (simétrica) con la distancia mínima encontrada en el paso anterior.

$$D(i, j) = D(j, i) = \text{dijkstra}(A_s, x_i, x_j) \quad (4.8)$$

Finalmente se vuelve al paso 4, hasta que hayan sido recorridos cada par de nodos entregados en la matriz de posición X_{pos} .

4.5. Algoritmo de Agrupamiento

Para agrupar los proyectos de generación, como se explicó en la sección 2.6.2 del marco teórico, se utilizará el algoritmo FCM en la función “*agrupar*”, cuyos datos de entrada son los siguientes:

- a) Base de datos de los proyectos de generación: $DB_{generadores}$
- b) Vector de dimensiones de las zonas prohibidas: dz (utilizado en función distancia)
- c) Matriz de vértices de las zonas prohibidas: ZP (utilizado en función distancia)
- d) Grado de pertenencia mínimo de un generador para integrar un grupo: mp

Los argumentos de salida dependerán de lo que solicite el usuario, por lo tanto serán variables y tendrán la siguiente forma:

$$[C_1, C_2, \dots, C_k, X_{aisl}, ce, cm] = \text{agrupar}(DB_{generadores}, dz, ZP, mp) \quad (4.9)$$

Donde los C_i corresponden a los grupos solicitados por el usuario, en los cuales están contenidos todos los parámetros de los generadores que pertenezcan a cada uno de estos clúster. Además la función entregará 3 argumentos de salida independiente de la cantidad de clúster solicitados. El primer argumento de salida obligatorio corresponde a un grupo de generadores aislados X_{aisl} , cuyos grados de pertenencia no alcanzan el mínimo establecido⁹ para pertenecer a alguno de los grupos. Los otros dos argumentos

⁹ El valor umbral para pertenecer a un grupo es definido por el usuario. El valor típico es de 0.5, pero en el caso de evitar obtener generadores aislados, se puede definir como cero (0).

de salida obligatorios corresponden a los centroides ce de los grupos y los centros de masa cm de los centroides, los cuales serán utilizados posteriormente para analizar las posibles subestaciones colectoras.

4.5.1. Función Fuzzy C-Means

Entonces, dependiendo de la cantidad de argumentos de salida que solicite el usuario, la cantidad de clúster es $k = n_{arg\ out} - 3$. Con este valor y las posiciones de cada uno de los generadores que se obtiene de la base de datos, se procede a correr el algoritmo Fuzzy C-Means. En este caso la función corresponde a una parte de un toolbox diseñado para el software *GNU Octave*, cuyo nombre es “*fcm*”.

El algoritmo de la función “*fcm*” es exactamente igual al explicado en el marco teórico del presente informe, salvo en la etapa que se explica a continuación.

La modificación que se le realizó al algoritmo en pos de mejorar su efectividad, tomando en cuenta las zonas prohibidas entre los proyectos de generación, fue en la función que calcula las distancias entre generadores y centroides. Originalmente éstas se calculaban como las distancias en línea recta entre los puntos (distancia euclidiana), la cual fue cambiada posteriormente por la función distancia con posibilidad de zonas prohibidas explicada en el punto anterior (ver Capítulo 4.4).

Esta función (*fcm*) entrega las posiciones de los centroides de cada grupo y los grados de pertenencia de los generadores a cada uno de los grupos solicitados.

4.5.2. Crear Grupos

Se analizan los grados de pertenencia de cada uno de los generadores a cada grupo y se guarda el máximo.

Con la información anterior se procede a crear los grupos, comprobando que el grado de pertenencia máximo de cada generador esté sobre el umbral definido para pertenecer a un grupo. De cumplirse lo anterior se procede a guardar las características del generador en la matriz de datos C_i correspondiente a su grupo.

En el caso de que no se cumpla los requerimientos de pertenencia a un grupo se procede a almacenar el correspondiente generador en la matriz de datos de los aislados X_{aisl} .

4.5.3. Crear Posibles Subestaciones Colectoras

Como se explicó en la sección 3.2.2.2 , las posibles subestaciones colectoras se definen de dos formas: los centroides de los grupos (obtenidos en la etapa 4.5.1) y los centros de masa entre cada subconjunto de centroides. A continuación se explicará la manera en que se obtienen las subestaciones colectoras disponibles.

4.5.3.1. Centros de Masa

Como se mencionó anteriormente los centroides ya fueron obtenidos en etapas previas, por lo que solo resta obtener los centros de masa respectivos. En los siguientes párrafos se mencionan los pasos para llevar a cabo esto.

Paso 1

Primero se requiere la potencia total de cada grupo de generadores, ya que este valor corresponderá a la ponderación de cada centroide. Éste se obtiene sumando las potencias nominales de cada uno de los generadores pertenecientes a un cierto grupo.

Paso 2

Luego se procede a obtener todas las combinaciones posibles de subconjuntos de centroides a los cuales se les calculará el centro de masa. Para lograr esto se crea la función “*subgrupos*”, a la cual se le entrega como variable de entrada un número natural y se obtiene a la salida una matriz con todas las combinaciones posibles. Los subconjuntos contienen desde dos (2) centroides, hasta la totalidad de estos. En la siguiente expresión se presenta un ejemplo para el caso de tres (3) centroides.

$$SG_3 = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 \\ 0 & 1 & 3 \\ 0 & 2 & 3 \\ 1 & 2 & 3 \end{bmatrix} = \text{subgrupos}(3) \quad (4.10)$$

Esta función crea cada fila de la matriz de manera aleatoria y luego comprueba que no se repita con las filas anteriores. Además en cada fila no se puede repetir el mismo número, y debe haber al menos 2 de éstos.

Paso 3

Con los elementos obtenidos en los dos pasos anteriores es factible calcular los centros de masa. Para este objetivo se crea la función “*centros_masa*” a la que se le entregan los siguientes argumentos de entrada: los subgrupos S_k , los centroides obtenidos ce y las potencias totales p_i de cada grupo calculadas en el paso 1.

Esta función calcula los centros de masa con la formula expuesta en la expresión (3.2).

4.5.3.2. Comprobar Factibilidad de Subestaciones Colectoras

Una vez que ya se han obtenido los centroides y centros de masa, que corresponden a las subestaciones colectoras preliminares, se debe corroborar si éstas se ubican en lugares factibles. Es decir, en el caso de que una posible subestación colectora esté posicionada dentro de una zona prohibida, ésta no es factible y por lo tanto se elimina.

Esto se logra por medio de la función interna “*inpolygon*” de *GNU Octave*, que indica si un punto está dentro, sobre o fuera de un polígono. Entonces para cada una de las subestaciones preliminares obtenidas en los pasos anteriores se comprueba si éstas caen dentro de alguna de las zonas prohibidas existentes. De ser así, estas son eliminadas y finalmente quedan solamente las subestaciones colectoras factibles.

4.5.3.3. Graficar Resultados

Finalmente se procede a graficar los resultados obtenidos para una mayor comprensión y un mejor análisis. En el grafico generado por el programa están presentes los generadores, las posibles subestaciones colectoras y las zonas prohibidas claramente delimitadas.

4.6. Cálculo de Flujos de Potencia por Líneas del Sistema

Para el cálculo de los flujos de potencia activa por las ramas de cada una de las topologías generadas por el algoritmo se correrá un flujo DC, cuyos fundamentos básicos fueron explicados en el punto 2.4.2.

4.6.1. Datos de Entrada

Los datos de entrada para la función de flujo DC son los siguientes:

- a) Base de Datos Generadores
- b) Base de Datos de Tipos de Líneas
- c) Matriz de Distancias entre Nodos
- d) Vector de Optimización
- e) Numero de Subestaciones de Inyección
- f) Numero de Posibles Subestaciones Colectoras
- g) Cantidad de Bits de Codificación para Tipos de Líneas

La obtención de todos los datos de entrada mencionados fue explicada en los puntos anteriores.

4.6.2. Funciones Privadas Necesarias

Como se mencionó anteriormente, para un mayor orden y efectividad en la reparación de errores son necesarias funciones privadas que buscan separar cada algoritmo en etapas claramente definidas.

4.6.2.1. Función Crear Matriz de Adyacencia: “*crear_matriz_ady*”

Esta función crea la matriz de adyacencia a partir del vector de optimización de la misma manera en que se explica en el punto 3.2.4.1.

4.6.2.2. Función Crear Matriz de Tipos de Línea: “*crear_matriz_mod*”

Las variables de entrada de esta función son el vector de optimización y la cantidad de bits de codificación de los tipos de línea utilizados. Para diferenciar los distintos tipos de línea se utilizan simplemente números naturales como se muestra en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 - Ejemplo Decodificación de Tipos de Línea

Cantidad de Bits	Nº de Opciones	Tipos de Línea
1	2	1,2
2	4	1,2,3,4
3	8	1,2,3,4,5,6,7,8

Entonces la función toma el vector de optimización, lo decodifica según la cantidad de bits de codificación. Finalmente los valores decodificados del tipo de línea utilizado en cada tramo son agregados a una matriz de las mismas dimensiones que la matriz de adyacencia generada anteriormente.

4.6.2.3. Función Crear Matriz de Incidencia: “*adj2inc*”

Esta función fue creada con el propósito de transformar la matriz binaria de adyacencia que representa a un grafo en una matriz de incidencia que es otra manera de

representar un grafo. La diferencia entre estas dos matrices es que la primera muestra relación entre cada par de nodos, en cambio la segunda muestra la relación existente entre nodos y arcos del grafo.

Entonces las variables de entrada son: la matriz de adyacencia, los índices de las líneas existentes y los ángulos de cada barra.

$$M_{inc} = adj2inc(M_{ady}, Ind_i, Ind_j, \theta) \quad (4.11)$$

Esta matriz será necesaria para calcular el flujo de potencia en las etapas finales como se explicará en los párrafos siguientes.

4.6.2.4. Función Obtención de Admitancias de Líneas Utilizadas: “*react*”

Esta función tiene como variables de entrada las matrices de Tipo de Línea (M), Distancias (D), Base de Datos de Tipos de Líneas (DBL) y finalmente el número de bits de codificación de los tipos de líneas.

A partir de los parámetros de entrada, esta función busca las reactancias de cada una de las líneas utilizadas en la topología en análisis, luego las multiplica por las distancias respectivas.

Finalmente obtiene el inverso multiplicativo de cada uno de los valores calculados anteriormente y es multiplicado por menos uno (-1), luego se rellena una matriz preliminar que luego dará origen a la matriz de admitancias.

4.6.2.5. Función Crear Vector P: “*vector_P*”

Esta función simplemente crea el vector P necesario para la resolución del problema lineal de los flujos de potencia activa del flujo DC.

Se debe recordar que este vector corresponde a las potencias inyectadas en cada uno de los nodos del sistema. Para el caso particular de la planificación de la transmisión en polos de generación, como una cuenca por ejemplo, se supone que no hay consumos en ninguna de las barras del sistema, sino que todo es inyectado en las subestaciones de inyección. Por lo tanto este vector simplemente tendrá las potencias nominales de cada uno de los proyectos de generación en su barra o nodo respectivo, en los demás nodos de subestaciones la potencia inyectada es cero (0).

Los datos de entrada de la presente función son la matriz de datos de los generadores, el número de subestaciones colectoras y el número de subestaciones de inyección.

4.6.2.6. Función Crear Matriz Diagonal: “*diag*”

Esta función crea la matriz con las susceptancias de cada uno de los tramos existentes en la topología analizada. Estos valores son agregados en la diagonal de esta matriz de la forma que se explica en el punto 2.4.2.2 del capítulo de Flujo DC presentado en el marco teórico del presente informe.

4.6.2.7. Función Ordena Flujos por Líneas: “*flujos*”

Una vez que se ha obtenido el vector de flujos de potencia por cada una de las ramas de la red, se procede a ordenar estos flujos en una matriz. Ésta es similar a la matriz de adyacencia, pero con los flujos de potencia activa calculados por cada una de las líneas existentes.

4.6.3. Algoritmo de Flujo de Potencia DC

A continuación se explicará brevemente los pasos a seguir para el cálculo del flujo de potencia DC.

Paso 1

Se separa el vector de optimización en lo que corresponde a variables de interconexión (V_A) y variables de tipo de línea (V_M).

Luego se crea la matriz de adyacencia y la matriz de tipos de línea a partir de los dos vectores mencionados.

$$\begin{aligned} A &= \text{crear_matriz_ady}(V_A) \\ M &= \text{crear_matriz_mod}(V_M) \end{aligned} \quad (4.12)$$

Paso 2

Se procede a crear la matriz de admitancias preliminar B_1 con la función “*react*”. Luego se multiplica punto a punto esta matriz con la matriz de adyacencia A , de manera que se obtengan solo los tramos que realmente existen.

$$B_1 = \text{react}(b, M, DBL, D) \rightarrow B_2 = B_1 * A \quad (4.13)$$

A esta matriz se le agregan los elementos de la diagonal, que corresponden al inverso aditivo de la suma de todos los elementos de cada fila de la matriz B_2 . Finalmente se retira la barra de referencia de la matriz, para obtener una matriz invertible que pueda resolver las ecuaciones lineales del flujo de potencia.

Paso 3

Se crea el vector P con la función “*vector_P*” explicada en el punto anterior. Luego se debe eliminar de este vector la barra de referencia, al igual que en el paso anterior, para hacer efectiva la resolución del problema.

Paso 4

Se procede a calcular los ángulos de todas las barras o nodos, exceptuando la barra de referencia cuyo ángulo es cero grados (0°).

$$\theta = (B^{-1}) \times P \quad (4.14)$$

Paso 5

Se obtiene la matriz triangular superior de la matriz de adyacencia A , para obtener los índices de los tramos existentes sin repetirse y en el orden que corresponde para evitar equivocaciones y pérdidas de información.

Paso 6

A partir de la matriz preliminar de susceptancias B_1 o B_2 y de los índices de los tramos existentes se obtiene la matriz diagonal *Diag* con la función “*diag*” explicada en el punto anterior.

$$Diag = diag(B_2, ind_i, ind_j) \quad (4.15)$$

Paso 7

Se obtiene la matriz de incidencia a partir de la matriz de adyacencia y los índices de las líneas existentes, ya que esta matriz es necesaria para el cálculo de los flujos por las ramas.

Paso 8

Finalmente se obtiene los flujos de potencia por cada rama, aproximados al entero más cercano para mayor claridad en la manipulación de los datos obtenidos. Para terminar, estos valores son agregados en el lugar que les corresponde en la matriz creada por la función “*flujos*” explicada anteriormente.

$$PF = Diag \times M_{Inc} \times \theta \rightarrow F = flujos(PF, ind_i, ind_j) \quad (4.16)$$

4.6.4. Comparación de Flujos con Capacidades Máximas de cada Tipo de Línea

El propósito principal del cálculo de los flujos de potencia DC, es distinguir y analizar las congestiones en las ramas. Es por esto que es necesario el desarrollo de algunas funciones que permitan la comparación de las capacidades máximas de cada línea utilizada y el flujo calculado.

Para lograr esto se desarrollan dos funciones que son explicadas a continuación.

4.6.4.1. Función Capacidad Máxima de las Líneas: “*P_max_lines*”

Los datos de entrada de esta función son la matriz de tipos de línea M, la matriz de datos de los tipos de línea DBL y el número de bits de codificación de los tipos de línea. Con estos datos la función extrae los valores de la capacidad máxima de cada tipo de línea utilizada en la topología en análisis y los entrega en una matriz.

4.6.4.2. Función de Comparación de Capacidades: “*compara_Pij_max*”

Esta función simplemente compara la matriz de capacidad máxima con la de flujos, entregando una matriz con los resultados de esta comparación.

En caso de que los flujos estén por debajo o sean iguales a la capacidad máxima de un tramo, el elemento correspondiente en la matriz resultante es igual a cero (0). En el caso contrario, en que la potencia transmitida por una línea supere el límite superior de ésta, el elemento correspondiente en la matriz resultante entrega la diferencia entre ambos valores (por cuanto es violada la restricción de capacidad).

4.7. Algoritmo Genético

En los siguientes párrafos se explicará la propuesta de solución del problema de optimización, que corresponde a un algoritmo genético cuyas bases teóricas fueron presentadas en la sección 2.5 del marco teórico. Además se describen todas las heurísticas utilizadas para una convergencia más rápida.

Debido a que se trabajará con computación distribuida, el algoritmo debe ser apto para trabajar en paralelo. Es por esto que se desarrollan dos versiones de éste, una para correr en una sola máquina, el cual se comparará con el algoritmo genético paralelo.

A continuación se explican las etapas en común que tienen los algoritmos genéticos desarrollados:

4.7.1. Función Población Inicial

La función para generar la población inicial tiene los siguientes datos de entrada:

- a) Número de puntos de inyección n_{se}
- b) Número de subestaciones colectoras posibles n_{sec}
- c) Número de proyectos de generación n_g
- d) Cantidad de bits de codificación de los tipos de línea b
- e) Población del algoritmo genético P_i

Con los valores anteriores se calcula la cantidad de nodos totales del grafo, es decir generadores, puntos de inyección y subestaciones colectoras (expresión (4.17)).

$$n_{nodos} = n_g + n_{se} + n_{sec} \quad (4.17)$$

Con este valor se obtiene la cantidad total de tramos posibles, con sus respectivos bits de codificación para el tipo de línea, como se explicó en la sección de análisis de complejidad numérica (punto 3.2.4.3).

Una vez que se tiene la cantidad total de variables binarias o bits para cada individuo se procede a crear la población inicial.

Para acelerar la convergencia se proponen dos heurísticas que serán utilizadas en el presente modelo:

a) Composición de individuo

Para el caso de la planificación de la transmisión como mínimo un 70% de las variables son cero [33]. Es por esto que los individuos son generados de manera que alrededor de un 70% de los bits de cada uno sean cero.

b) Repetición Población

Para evitar que en casos de problemas con menos variables se repitan muchos individuos, la población inicial se crea de manera que los individuos no sean repetidos, con el afán de evitar los óptimos locales que se pudieran generar.

El output de esta función es la matriz U_i que contiene a la población inicial, donde cada individuo es representado por una columna de ésta.

$$U_i = inicio_AG(n_{se}, n_{sec}, n_g, b, P_i) \quad (4.18)$$

4.7.2. Función Crossover

Para el caso de esta operación genética se utilizó el entrecruzamiento de un punto, es decir se elige un punto al azar entre el segundo y el penúltimo bit de cada individuo y se procede a intercambiar la información de ambos cromosomas a partir de este punto.

La elección de cada par de individuos a cruzarse se hace de manera elitista, esto quiere decir que los mejores individuos se entrecruzan con los mejores.

Para lograr lo anterior se realiza una etapa previa en que se reordena la matriz de población, poniendo a los individuos de mejor fitness al principio y los demás en las columnas finales. Luego se entrecruzan de manera ordenada cada par de columnas adyacentes, que corresponden a los individuos ordenados.

Entonces esta función recibe como variable de entrada la matriz P_p de población de los progenitores y entrega como output la matriz P_d correspondiente a la población de descendientes.

$$P_d = crossover_AG(P_p) \quad (4.19)$$

4.7.3. Función Mutación

Para la función de mutación se recibe como argumentos de entrada la matriz P de población y la probabilidad de mutación p_{mut} . Como se explicó anteriormente la mutación consiste básicamente en elegir un bit al azar de cada individuo y cambiarlo. Las heurísticas añadidas a esta etapa, para una mejor convergencia, se mencionan a continuación:

a) Proteger mejores individuos

Analizando el desempeño de los algoritmos genéticos desarrollados, se observó que a veces se encontraba un óptimo y luego se perdía en la siguiente iteración, por lo tanto se decidió proteger al menos a los dos mejores individuos de la mutación, para evitar que éstos se perdieran.

b) Tasa de mutación variable

En las etapas iniciales del algoritmo la población es muy diversa, por lo que una tasa de mutación alta solo contribuirá a un desarrollo más caótico y lento del algoritmo. Sin embargo en etapas más avanzadas del algoritmo, donde la población está compuesta por muchos individuos parecidos, la mutación juega un rol fundamental para evitar los óptimos locales. Es por esto que se propone una tasa de mutación variable, en función de las generaciones. Según la literatura correspondiente y luego de probar con distintos valores se obtiene que un buen valor para la tasa de mutación sea inicialmente de 0,2 y aumente hasta una tasa de 0,7 en las etapas finales del algoritmo.

Es importante mencionar que estos valores pueden variar según las características del problema y el modelo que se decida desarrollar, sin embargo para efectos del presente trabajo dieron buenos resultados en la mayoría de los casos.

$$P = mutacion_AG(P, p_{mut}) \quad (4.20)$$

4.7.4. Función Evaluación

Para el caso de la función de evaluación, esta se divide en dos etapas. La primera corresponde a la función “*evaluar_AG*”, donde se separa cada uno de los individuos, se preparan para ser evaluados y finalmente se guardan los fitness de cada uno de ellos. La segunda etapa corresponde a la función “*evaluar_ind*”, la cual contiene la función objetivo para evaluar el desempeño de un individuo.

En los siguientes puntos se explica cada una de las funciones de evaluación mencionadas en el párrafo anterior.

4.7.4.1. Función “*evaluar_AG*”

Esta función es diferente en cada uno de los dos algoritmos desarrollados. En el caso del algoritmo en paralelo, ésta debe enviar la información necesaria (datos de entrada) a las máquinas remotas para que realicen la etapa de evaluación.

A continuación se explica la función para cada uno de los algoritmos genéticos desarrollados.

a) Algoritmo Genético Paralelo

En esta etapa se guarda la matriz de población en un archivo de texto ubicado en un directorio al cual tienen acceso las máquinas remotas. De esta manera se evita todo tipo de errores en la transmisión de datos, sobre todo para los casos en que la matriz de población alcanza dimensiones muy elevadas, ya sea por muchas variables o una población inicial muy grande.

Luego se envía a través de un “*Socket*”¹⁰ de *Octave* una señal avisando que la matriz de población ya está disponible para ser leída por los computadores *esclavos*. Entonces cada una de las máquinas remotas analiza una parte de la población y procede a evaluarla (mediante la función “*evaluar_ind*”) de manera de repartirse la carga y disminuir los tiempos computacionales.

Finalmente se guardan los resultados de la evaluación de cada individuo en la misma carpeta compartida y se da aviso al PC maestro, de manera que éste pueda leer los costos de cada una de las topologías analizadas por los *esclavos*.

Una vez que se obtienen los valores de la función objetivo para la totalidad de los individuos, éstos se guardan en el vector *fval*. Los siguientes pasos son iguales para ambos algoritmos.

b) Algoritmo Genético en una Máquina

En este caso la función *evaluar_AG* separa la matriz de población en cada uno de los individuos y los evalúa con la función “*evaluar_ind*”. Luego se obtiene y se guarda el fitness de cada uno de los individuos de la población en el vector *fval*.

Finalmente y para ambos casos se obtiene la probabilidad para cada individuo de ser elegido en la siguiente etapa de selección. Esto se realiza a partir de los fitness obtenidos como se muestra en la siguiente expresión:

¹⁰ Paquete de comunicación IP entre computadores, para el software GNU Octave.

$$p_i = \frac{fitness_i}{\sum_j^P fitness_j} \quad (4.21)$$

, donde:

- p_i : Probabilidad del individuo i de ser seleccionado
 $fitness_i$: Fitness del individuo i
 $\sum_j^P fitness_j$: Sumatoria de los fitness de todos los individuos

4.7.4.2. Función “evaluar_ind”

Esta etapa del algoritmo es la que contiene la función objetivo del problema de optimización, es decir en la que se evalúa cada una de las topologías generadas en las etapas anteriores. Esta función recibe los siguientes argumentos de entrada:

- a) Vector de optimización v
- b) Número de bits de codificación de tipos de línea b
- c) Número de puntos de inyección n_{se}
- d) Número de posibles subestaciones colectoras n_{sec}
- e) Posición de puntos de inyección SE
- f) Posición de posibles subestaciones colectoras SC
- g) Matriz de datos de los generadores X_g
- h) Base de datos de tipos de líneas DBL
- i) Base de datos de tipos de transformadores DBT
- j) Matriz de distancias D , obtenidas con la función distancia
- k) Tensión del punto que se conecta al sistema troncal v_{pin}
- l) Matriz con las líneas del “sistema troncal” de la cuenca X_t

El argumento de salida de esta función es el costo de cada topología, incluyendo las penalizaciones respectivas por las restricciones que hayan sido violadas.

$$f_{val} = evaluar_ind(v, b, n_{se}, n_{sec}, SE, SC, X_g, DBL, DBT, D, v_{pin}, X_t) \quad (4.22)$$

A continuación se explican los pasos principales de esta función:

Paso 1

En primera instancia se deben obtener algunos valores y algunos supuestos necesarios para ser utilizados posteriormente en la función.

- a) Se obtiene cantidad de generadores en estudio
- b) Se decodifica el vector de optimización, obteniéndose la matriz de adyacencia A y la matriz de tipos de líneas M (ésto se realiza con la función “deco”, ver Anexos).
- c) Se supone que los puntos de inyección están todos conectados entre sí (todos pertenecen al sistema interconectado), esto se realiza modificando la matriz de adyacencia.

- d) Se obtiene un subgrafo con las subestaciones colectoras utilizadas en la topología, con el fin de poder calcular el flujo de potencia DC respectivo para la topología (sin elementos ni tramos aislados que no permiten la convergencia del flujo DC).

Luego se procederá con cada una de las restricciones y sus respectivas penalizaciones.

Paso 2

La primera y más importante restricción es la que obliga a que todos los generadores estén conectados directa o indirectamente a alguno de los puntos de inyección posibles. Además se obliga a que las subestaciones colectoras utilizadas también estén conectadas a alguna subestación, ya que de otra forma no tendría sentido su utilización.

Lo anterior se logra como se explicó anteriormente elevando la matriz de adyacencia y analizando si tiene un valor mayor o igual a 1.

En el caso de que no se cumpla la restricción, la topología no es factible por lo que se devuelve inmediatamente un costo muy alto y se termina la función. Para determinar el costo que debe tener un individuo no factible se debe elegir un valor alto, sin embargo este no puede exceder demasiado a los costos promedio de los resultados factibles. Lo anterior se debe a que muchas veces los individuos infactibles difieren en muy pocos bits de los individuos óptimos, entonces el eliminarlos inmediatamente de la población puede generar una muy lenta convergencia o que se obtengan óptimos locales como resultado. Esto tiene que ver con los pesos de cada una de las restricciones, tema que fue comentado en el capítulo anterior.

En el presente informe el valor utilizado para los individuos infactibles es de 500.000[kUSD] para los casos más pequeños y de 2.000.000[kUSD] para el caso más grande que será presentado en el siguiente capítulo.

En el caso de cumplirse la restricción anterior se procede al siguiente paso.

Paso 3

Una vez que se tiene una topología factible, se procede a calcular el flujo DC de ésta, obteniéndose los valores de los flujos de potencia activa por las líneas.

Luego se obtiene a partir de la matriz M las capacidades máximas de las líneas utilizadas en la topología (función " P_max_lineas ").

Finalmente se comparan ambos valores y se analiza si existe alguna violación a las capacidades máximas de las líneas. Esto se mide por medio de la función " $compara_Pij_max$ " explicada en el punto 4.6.4.2 del algoritmo de flujo de potencia DC.

La penalización se realiza de manera cuadrática, es decir el valor obtenido anteriormente se eleva al cuadrado y es ponderado por 2000. El valor de la ponderación se obtuvo de manera iterativa, probando distintos valores hasta encontrar uno de buen desempeño (ver expresión (4.23)).

$$\begin{aligned} C &= \text{compara_Pij_max}(F_{DC}, P_{max}) \\ \rightarrow \text{penalización}_{cap} &= 2000 * \text{sum}(C)^2 \end{aligned} \tag{4.23}$$

El objetivo de penalizar las violaciones a las restricciones de manera cuadrática, es que un incumplimiento leve está permitido. Sin embargo en el caso de que la violación a una cierta restricción vaya en aumento, la penalización es cada vez más severa con el fin de desincentivar malas soluciones.

Paso 4

En el caso de problemas de optimización con múltiples óptimos locales existe una gran probabilidad de obtener resultados que no son prácticos o no son factibles. Para el presente modelo un ejemplo de esto son los cruces entre las líneas de transmisión y los ciclos (*Loops*) en las topologías. Para evitar o desincentivar este tipo de topologías se propone agregar 2 restricciones por medio de las siguientes funciones:

- a) Función “*cruces*”: calcula los cruces entre las líneas existentes en cada grupo o el sistema troncal de la cuenca.
- b) Función “*cruces_st*”: calcula los cruces existentes entre las líneas del sistema troncal y las líneas de los grupos.
- c) Función “*numLoops*”: calcula la cantidad de ciclos generados en cada topología.

Una vez que se obtienen los valores anteriores se penalizan, al igual que el caso de la penalización de capacidad, de manera cuadrática y ponderadas por 2000 como se muestra en la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{penalización}_{cruces} &= 2000 * (n_{cruces} + n_{cruces_st})^2 \\ \text{penalización}_{loops} &= 2000 * (n_{loops})^2 \end{aligned} \tag{4.24}$$

Paso 5

Luego se procede a obtener los costos del sistema de transmisión que incluyen líneas, transformadores y pérdidas Joule.

Para el caso de los costos de las líneas de transmisión utilizadas, las etapas son las siguientes:

- a) Se obtiene una matriz *CL* con los costos por kilómetro de las líneas utilizadas a partir de la matriz *M* y la base de datos de éstas (por medio de función “*costo_lineas*”, ver anexos).
- b) Se obtiene una matriz *CP* con los costos de los paños utilizados a partir de matriz *M* y la base de datos de las líneas (por medio de función “*costo_panos*”)
- c) Se realiza el producto punto entre la matriz *CL* y las distancias de cada tramo (matriz *D*), para obtener la matriz *CL1* de costo total de cada tramo.
- d) Se multiplican las matrices *CL1* y *CP* (producto punto) por la matriz triangular superior de la matriz de adyacencia A_{sup} , con el objetivo de obtener los tramos efectivamente utilizados en la topología en análisis.
- e) Finalmente se suman los valores de las matrices anteriores y se obtienen los costos totales en términos de líneas para una cierta topología.

$$Costo_{Lineas} = sum(CL \times D \times A_{sup}) + sum(CP \times A_{sup}) \quad (4.25)$$

Paso 6

Para el caso de los costos de transformadores utilizados, los pasos son los que se presentan a continuación:

- Se debe obtener en primera instancia una matriz V con los valores de las tensiones de las líneas utilizadas en la topología analizada. Esto se obtiene a partir de la matriz M y la base de datos de las líneas (función “*tension()*”).
- Luego se analiza cada columna de la matriz de tensiones de líneas y se comprueba si existen líneas de distintas tensiones conectadas a un cierto nodo.
- Con la función “*n_trafos*” se elige la mayor tensión existente en el nodo analizado y respecto a ésta se analiza que otras tensiones se conectan. Con esto se obtiene un vector con la existencia o no de transformador para cada par de tensiones en cada nodo. Luego se suman los resultados de los vectores de cantidad de transformadores y se obtiene la cantidad total de éstos en la red de transmisión.
- En caso de que exista una tensión definida v_{piny} para el punto de inyección del conjunto de generadores en análisis y dependiendo de las tensiones que lleguen a este punto de inyección, se calculan todos los transformadores necesarios para conectarse al sistema troncal (función “*n_trafos_piny*”).
- Finalmente se multiplica la cantidad de cada tipo de transformador utilizado por su costo unitario obtenido de la base de datos de los transformadores (‘DBT’) y se suma el costo total por transformadores (ver expresión (4.26)):

$$\begin{aligned} n_{trafos} &= n_{trafos}(nse, V, A) \\ n_{trafos_piny} &= n_{trafos_piny}(v_{piny}, V, A) \\ Costo_{Trafos} &= sum\left(\left(n_{trafos} + n_{trafos_piny}\right) \times CT_{unitario}\right) \end{aligned} \quad (4.26)$$

Paso 7

Luego se procede a obtener los costos por las pérdidas Joule, es decir las pérdidas de potencia activa del sistema de transmisión.

- Se obtiene la matriz R de las resistencias por kilómetro de cada una de las líneas utilizadas en la topología evaluada. Esto se lleva a cabo mediante la función “*r_lineas*”, que a partir de la matriz de tipos de línea M , los bits de codificación b y la base de datos DBL de las líneas obtiene el valor requerido.
- Se realiza producto punto entre la matriz R y la matriz de distancias D , para obtener las resistencias totales de cada línea utilizada.
- Se multiplica la matriz R por la matriz triangular superior de A , para obtener las líneas existentes sin repetirlas.

- d) Finalmente se pueden calcular las pérdidas con la matriz de flujos F por las ramas (obtenida con flujo DC) y la matriz de tensiones V de las líneas usadas en la topología evaluada (ver expresión (4.27)).

$$Costo_{PJ} = f_p * 8760_{horas} * \left(sum \left(3 * \left(F \div (V * \sqrt{3}) \right)^2 * R \right) \right) * CM_{gLP} * f_{rc} \quad (4.27)$$

El factor de planta f_p utilizado es de 0.6, que es un valor típico para centrales hidráulicas. El costo marginal de largo plazo utilizado para valorizar las pérdidas de energía para la vida útil del proyecto corresponde finalmente al precio medio de mercado obtenido del Informe Técnico Definitivo de Octubre del 2013 [6] que corresponde a un valor aproximado de 110USD.

Finalmente el factor de recuperación de capital, es decir el factor que permite traer a valor presente las pérdidas a lo largo de la vida útil del proyecto se calcula con un horizonte de evaluación de 40 años y una tasa del 10% (ver expresión (4.28)).

$$f_{rc} = \frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n} = \frac{(1,1)^{40} - 1}{0,1 * (1,1)^{40}} = 9,779 \quad (4.28)$$

Paso 8

Finalmente se procede a sumar todos los valores anteriores para obtener el costo de cada una de las topologías factibles.

$$f_{val} = Costo_{Lineas} + Costo_{Trafos} + Costo_{PJ} + p_{cap} + p_{cruces} + p_{loops} \quad (4.29)$$

4.7.5. Función Selección

La operación genética de selección para elegir a los individuos que pasarán a la siguiente generación se lleva a cabo con el “Método de Ruleta”. Lo que se realiza básicamente es elegirse individuos con una cierta probabilidad basada en su fitness, es decir los individuos de mejor fitness tienen mayores probabilidades de ser seleccionados.

La cantidad de individuos seleccionados es igual a la población inicial, de manera de mantener una población constante en cada iteración.

Al igual que en la etapa de mutación, se desarrolló una heurística para proteger al mejor individuo, la cual consiste en clonar al mejor individuo de la población, es decir pasarlo automáticamente a la siguiente generación (el mejor es siempre seleccionado).

Los argumentos de entrada de la función de selección son los siguientes:

- Fitness de cada individuo, obtenidos en etapa de evaluación
- Cantidad de individuos en población inicial P_i
- Matriz de población P
- Probabilidad de ser elegidos p , obtenida en etapa de evaluación
- Ubicación o índice im del mejor individuo de la población

$$[NP, fitness2] = seleccion_AG(fitness, Pi, P, p, im) \quad (4.30)$$

Los argumentos de salida de la función corresponden a la nueva generación NP y a sus fitness respectivos $fitness2$, de manera que éstos se guardan y no es necesario volver a calcularlos.

4.7.6. Algoritmo Genético General

Las etapas del algoritmo genético general para el caso de una sola máquina y en paralelo son iguales y se presentan a continuación.

1. Se genera la población inicial.
2. Se evalúa la población inicial.
3. Se reordenan los individuos en la matriz de población, según los fitness calculados en la etapa anterior. Esto se realiza para poder hacer efectivo el entrecruzamiento elitista.
4. Se obtiene el mejor fitness de la población.
5. Se comprueban las condiciones de término para la población inicial. En este caso se comprueba solamente si el mejor fitness alcanza el umbral establecido por el usuario.
6. En el caso de que se alcance alguna de las condiciones de término, el algoritmo llega a su fin. En el caso contrario sigue la siguiente etapa y comienzan las iteraciones.
7. Se realiza el crossover elitista con los progenitores y se obtiene la nueva población de descendientes.
8. Se juntan ambas matrices de poblaciones (progenitores + descendientes) para hacerles las operaciones genéticas correspondientes. Con esto queda una población resultante del doble de la población inicial.
9. Se realiza la mutación en toda la población.
10. Se evalúa toda la población.
11. Se obtiene el mejor fitness de la población.
12. Se comprueban las condiciones de término, ya sea umbral alcanzado, máximo de iteraciones alcanzado o la no variación del fitness en las últimas generaciones. Si se cumple alguna de las condiciones, el algoritmo llega a su fin, de lo contrario se sigue a la siguiente etapa.
13. Se realiza la etapa de selección de individuos y se restablece la cantidad de individuos de la población inicial.
14. Se reordenan los individuos en la matriz de población, según los fitness calculados en la etapa anterior. Esto se realiza para poder hacer efectivo el entrecruzamiento elitista.
15. Se vuelve al paso 7.

En la Figura 4.3 se presenta, para una mayor comprensión, un diagrama con las etapas enumeradas anteriormente.

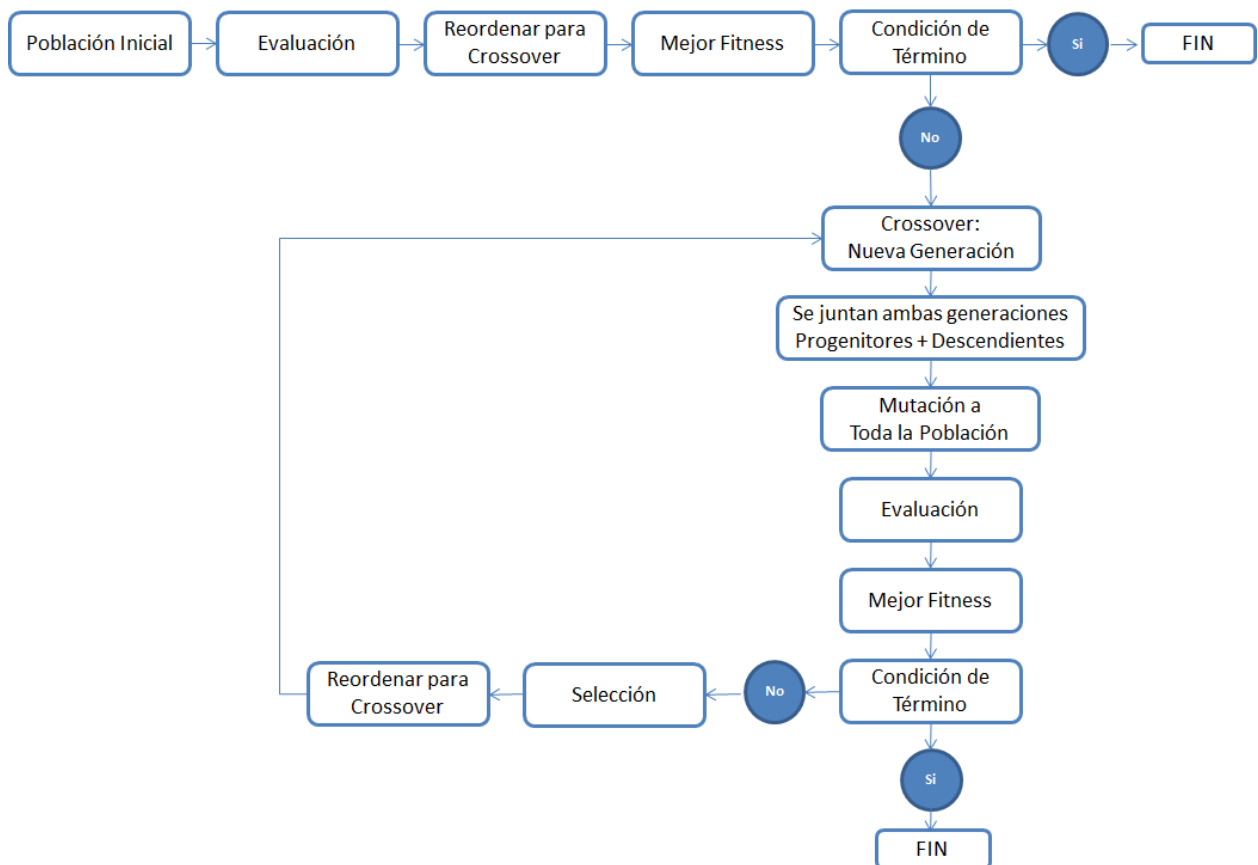


Figura 4.3 – Diagrama de Algoritmo Genético Implementado

4.8. Algoritmo General de Solución

Si bien el algoritmo se puede correr para la totalidad de proyectos de generación de una cuenca o un cierto sector en análisis, se utilizará el agrupamiento de generadores cercanos con el fin de disminuir las dimensiones del problema y con esto los tiempos de resolución.

Para la solución general del problema ambos algoritmos desarrollados difieren debido a etapas de conexión y la etapa de evaluación. En los siguientes puntos se explican en detalle las etapas de ambos programas desarrollados.

4.8.1. Algoritmo General en una Máquina

Para el algoritmo general en una sola máquina claramente no son necesarias las etapas de conexión, ya que simplemente se corren las distintas fases del algoritmo, las cuales se presentan a continuación.

1. Primero se ingresa el número de grupos k y todos los datos de entrada necesarios para el algoritmo.
2. Se corre la función “*agrupar*”, en donde se generan los k grupos con el algoritmo *Fuzzy C-Means*.
3. Con la información anterior se crean los generadores equivalentes para cada grupo, éstos se proceden a conectar en lo que se denomina un “*Sistema Troncal*”

de la Zona". Para esto se corre el algoritmo genético para todos los generadores equivalentes y los puntos de inyección del sistema interconectado.

4. Luego se elige el primer grupo para ser analizado.
5. Se obtiene el punto de inyección del grupo por medio de una heurística. Ésta consiste en elegir el generador más cercano del grupo a un punto de inyección principal. Luego se compara la distancia de este generador al punto de inyección principal y la distancia del centroide del grupo al punto de inyección más cercano, entonces se elige el punto que este más cercano a una subestación de inyección del sistema interconectado.
6. Una vez que se tiene un punto de inyección para el grupo, se comprueba la cantidad de generadores. En el caso de que el número de nodos para el grupo sea inferior o igual a 2, no es necesario correr el algoritmo genético ya que la solución óptima se obtiene de manera trivial. En el caso contrario se procede a correr el algoritmo genético para el grupo en análisis.
7. Si el grupo analizado no es el último, se elige el siguiente grupo y se vuelve al punto 4. En caso contrario se procede al siguiente paso.
8. Finalmente se entregan los resultados obtenidos y las gráficas correspondientes.

El nombre de la función creada para correr el algoritmo general es "pctx", función que se puede analizar en detalle en los anexos del presente informe.

En la Figura 4.4 se presenta un diagrama que representa los pasos explicados anteriormente.

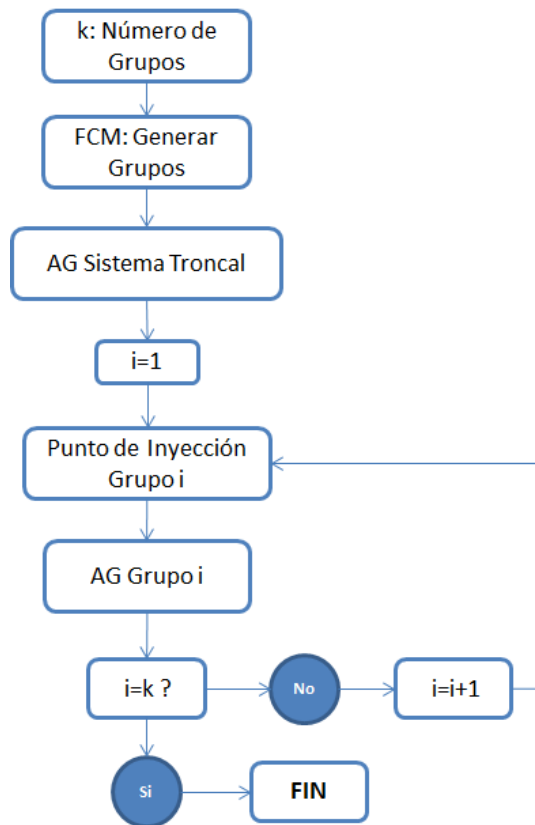


Figura 4.4 - Diagrama Algoritmo General en una Máquina

4.8.2. Algoritmo General Paralelo

Para el caso del algoritmo general en paralelo, las primeras etapas necesarias, son las de conexión entre el computador maestro y los computadores esclavos. Las demás etapas son similares al caso anterior, exceptuando la etapa de evaluación. A continuación se explica en detalle cada paso a seguir:

1. Se corre la función que habilita la conexión mediante "Socket" desde el pc maestro a los esclavos.
2. Luego se debe aceptar la conexión en cada uno de los computadores esclavos. Con esto queda habilitada la conexión por socket entre las máquinas.
3. Se corre en el pc maestro la función "agrupar", en donde se generan los k grupos con el algoritmo *Fuzzy C-Means*.
4. Se corre el algoritmo genético paralelo para conectar los generadores equivalentes con los puntos de inyección del sistema interconectado, determinado así el "*Sistema Troncal de la Zona*". En esta etapa se comunica con los PC esclavos, en particular para la etapa de evaluación del algoritmo genético. A cada PC esclavo se le envía una parte de la población total para ser evaluada, de esta manera se distribuye el trabajo, con el fin de disminuir los tiempos de esta etapa.
5. Luego se elige el primer grupo para ser analizado.
6. Se obtiene el punto de inyección del grupo por medio de la heurística explicada anteriormente.
7. Una vez que se tiene un punto de inyección para el grupo, se procede a correr el algoritmo genético paralelo para este grupo. En esta etapa se comunica nuevamente con los PC esclavos para resolver la etapa de evaluación de manera distribuida.
8. Si el grupo analizado no es el último, se elige el siguiente grupo y se vuelve al punto 5. En caso contrario se termina el algoritmo y se presentan resultados y gráficos.

Se debe recordar que la infraestructura de trabajo son 6 computadores, de los cuales el primero corresponde al PC maestro que realiza todas las etapas del AG paralelo a excepción de la etapa de evaluación, la cual realizan los 5 PC's esclavos.

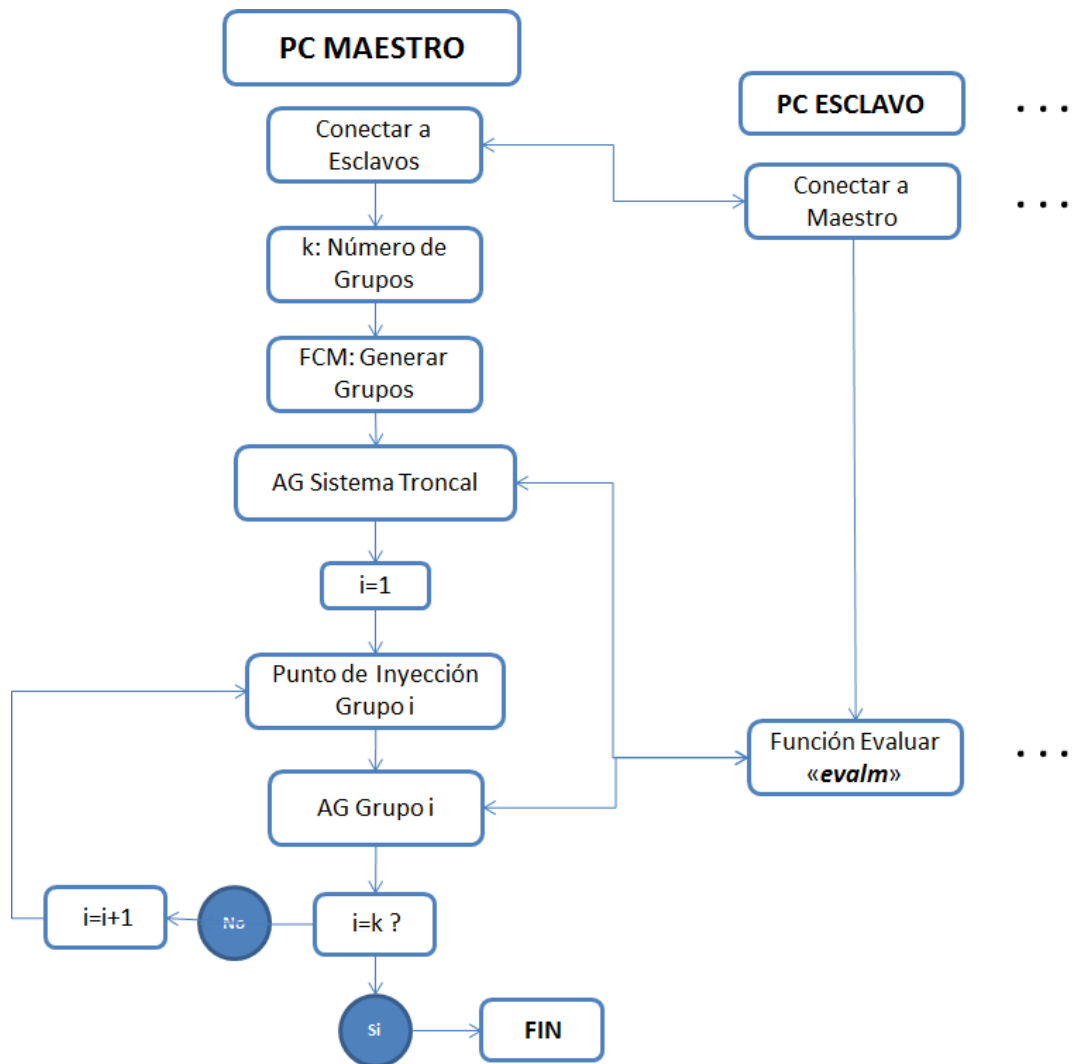


Figura 4.5 - Diagrama Algoritmo General Paralelo

Capítulo 5 Casos de Prueba y Resultados Obtenidos

Para probar la herramienta de optimización desarrollada se proponen cuatro casos de prueba con distintos niveles de complejidad. Éstos permitirán verificar el desempeño del algoritmo genético, tanto en rapidez de convergencia como en la calidad de la solución obtenida.

Adicionalmente se presenta el caso de la cuenca del río Maule, que consta de siete proyectos de generación hidroeléctrica aprobados por el Servicio de Evaluación e Impacto Ambiental de Chile (SEIA). De esta manera se busca probar la herramienta en un caso real, agregándole validez al modelo.

Todas las pruebas son realizadas en la infraestructura computacional explicada en el capítulo anterior, de manera que los resultados obtenidos sean comparables entre sí. Para cada uno de los casos analizados se deben correr los algoritmos desarrollados múltiples veces, permitiendo de esta manera un análisis más profundo y completo del desempeño de la metodología propuesta.

Las bases de datos de los tipos de líneas y los transformadores utilizados en todos los casos de análisis son las que se muestran en las siguientes tablas.

Tabla 5.1 - Base de Datos Tipos de Línea (Fuentes: [7] y [26])

Bits	Id	V [kV]	R [Ω/km]	P _{max} [MW]	Costo [kUSD/km]	Costo Paños [kUSD]
1 bit	1	66	0.5	30	233	700
	2	110	0.26	70	388	1000
2 bit	1	13.2	2	1.5	78	150
	2	23	1.3	4	103	200
	3	66	0.5	30	233	700
	4	110	0.26	70	388	1000
3 bit	1	13.2	2	1.5	78	150
	2	13.2	1	3	97	300
	3	23	1.3	4	103	200
	4	23	0.65	8	155	400
	5	66	0.5	30	233	700
	6	66	0.25	60	323	1400
	7	110	0.26	70	388	1000
	8	110	0.13	140	453	2000

Para la base de datos de las líneas existe desde un bit de codificación que da origen a dos tipos de línea, hasta 3 bits de codificación dando la opción de 8 tipos diferentes de líneas de transmisión. Cada uno de estos tipos tiene características económicas y técnicas que serán utilizadas para las distintas etapas del algoritmo. Es importante mencionar que los valores de las bases de datos utilizadas en esta herramienta podrán ser modificados de acuerdo a los requerimientos de cada tipo de usuario y la información disponible que éste tenga.

Tabla 5.2 - Base de Datos Transformadores (Fuente: [7])

Id	P[MW]	Costo[kUSD]	V[kV]
1	4	1035	13.2/23
2	30	1293	13.2/66
3	70	2587	13.2/110
4	30	1552	23/66
5	70	3104	23/110
6	70	3621	66/110

Como se puede notar en la Tabla 5.2, existe un tipo de transformador estándar para cada combinación de tensión existente. Los valores de potencia son estimados de acuerdo a la capacidad de las líneas de cada tensión disponible. Lo anterior tiene el fin de simplificar el problema, ya que la herramienta realiza un análisis económico general de una cierta zona, para luego ser analizada y confirmada por un ingeniero proyectista. Además en caso de problemas mayores, con un número muy elevado de nodos, se necesita una herramienta rápida que pueda dar una estimación previa de los costos de inversión de un parque.

Es importante recordar que los valores de COMA para líneas y transformadores están integrados como valor presente neto en el costo total de cada uno de los elementos mostrados en las bases de datos.

5.1. Caso de Prueba 0: 4 Generadores, 1 Punto de Inyección y sin Zonas Prohibidas

5.1.1. Presentación del Caso

El primer caso de análisis corresponde a 4 generadores medianos y un punto de inyección. Si bien este es un caso muy simple, el objetivo es poder comparar el desempeño del algoritmo desarrollado con el óptimo global del problema, obtenido mediante el método de enumeración explícita o exhaustiva [41]. Este último método consiste en enumerar todas las soluciones posibles, a partir de los valores tomados por las variables enteras de un problema y realizar todas las combinaciones posibles hasta encontrar una combinación de variables que proporcione el valor óptimo de la función objetivo.

Para comprender el Caso0 se presenta en la Figura 5.1 una gráfica de las posiciones de los elementos en el plano cartesiano.

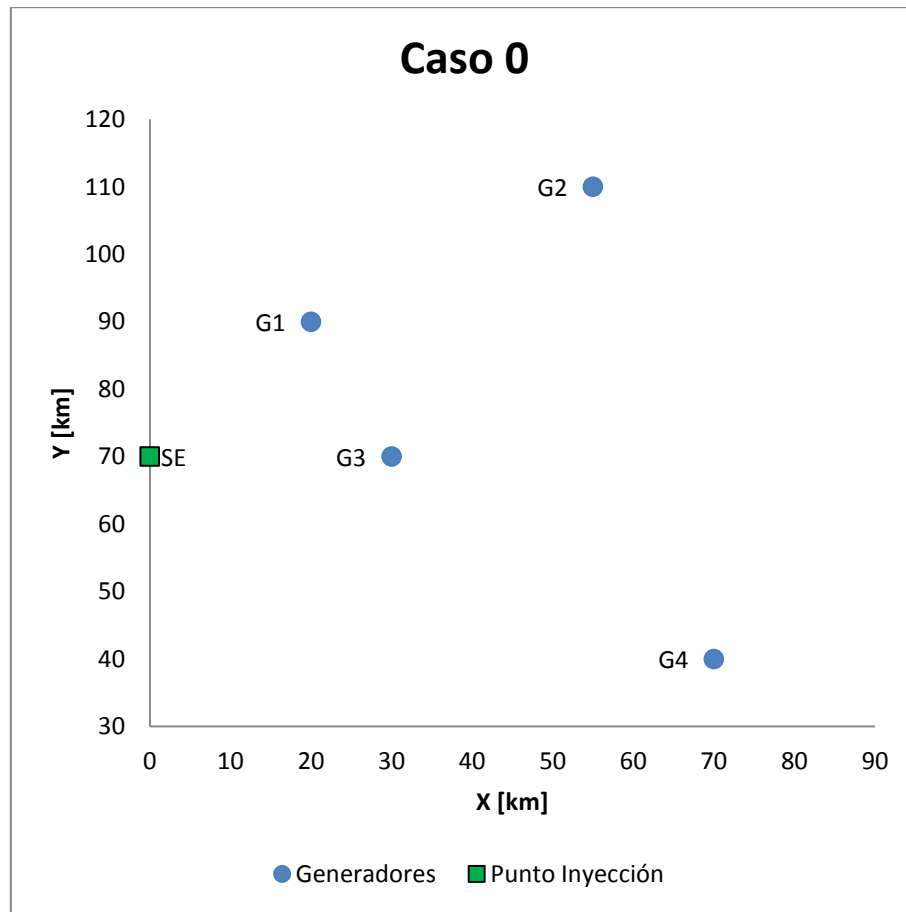


Figura 5.1 - Plano Caso 0

Los detalles de los generadores y punto de inyección del presente caso se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 5.3 - Generadores Caso 0

Proyecto	X[km]	Y[km]	P[MW]
1	20	90	25
2	55	110	10
3	30	70	15
4	70	40	9

Tabla 5.4 - Punto de Inyección Caso 0

X[km]	Y[km]
0	70

5.1.2. Resultados Planificación mediante Enumeración Explícita

Para la efectiva resolución de este caso mediante el método de enumeración explícita es necesario que el número de variables no sea muy grande. Por esto se realiza la codificación de los tipos de línea con un solo bit, es decir se manejan dos tipos de línea: 66 kV y 110 kV (ver Tabla 5.1, caso 1 bit). Luego con lo explicado en el punto 3.2.4.3 de

análisis de complejidad numérica, se tiene un total de 20 variables binarias que indicarán la existencia o no de conexión entre los nodos y el tipo de línea utilizado para cada conexión existente.

La cantidad de combinaciones posibles a ser probadas son: $2^{20} = 1.048.576$ para lo cual se desarrolló un algoritmo que prueba las combinaciones en orden ascendente, transformando el número decimal entero a binario y va guardando el mejor valor obtenido.

En la Tabla 5.5 se presentan los resultados obtenidos de la convergencia del método de enumeración exhaustiva.

Tabla 5.5 - Resultados Convergencia Enumeración Explícita Caso 0

Iteración	Valor [kUSD]	Variación %
1	500.000	-
76.864	157.010	68,6%
76.872	145.260	7,5%
78.921	144.830	0,3%
85.057	140.520	3,0%
85.073	133.600	4,9%
87.121	131.790	1,4%
115.793	131.380	0,3%
142.473	120.640	8,2%
144.521	110.630	8,3%
150.656	93.118	15,8%
150.672	89.812	3,6%
150.673	88.641	1,3%
152.704	76.758	13,4%
152.720	73.452	4,3%
574.976	72.612	1,1%
661.120	67.726	6,7%

De la Tabla 5.5 se obtiene que el óptimo global del Caso0 corresponde a **US\$661.120.000**, resultado que se obtiene en 88.089 segundos, es decir **24,46 horas**.

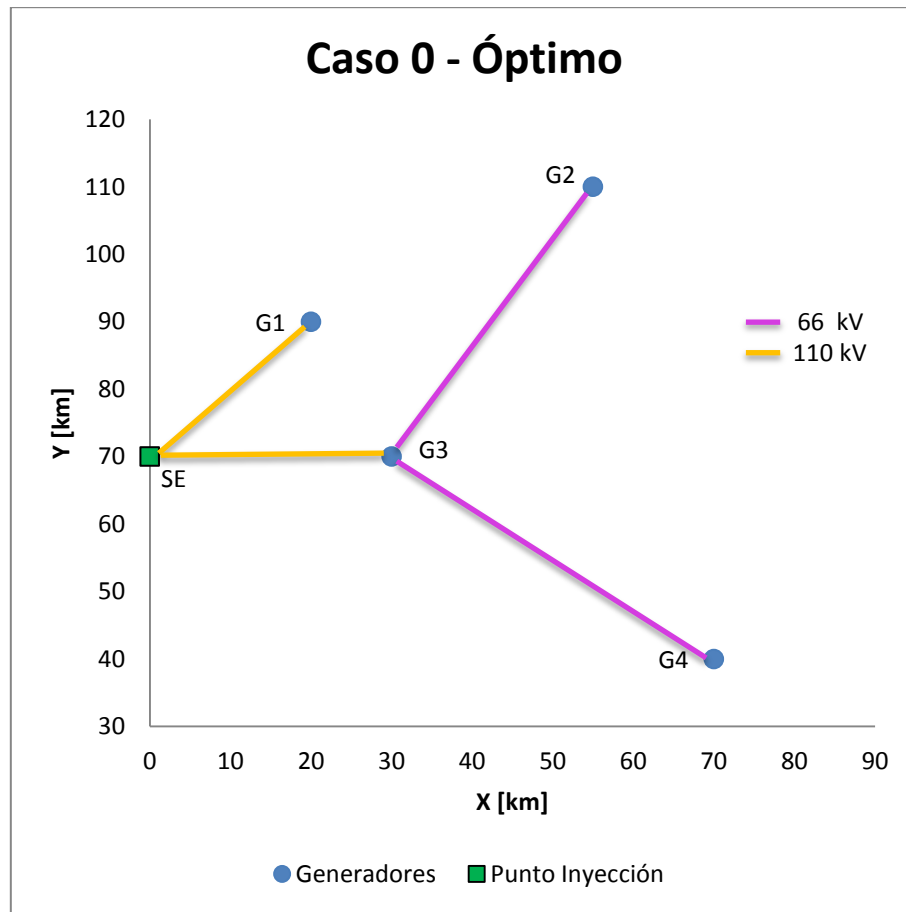


Figura 5.2 - Resultado Enumeración Explícita Caso 0

Como se puede observar de la Figura 5.2 el óptimo global corresponde a una conexión tipo árbol donde se ocupan las líneas de 66 kV para conectar los generadores de menores potencias (G2 y G4) y líneas de 110 kV para el generador más grande (G1) y el tramo en que se acumula el flujo de potencia de los generadores G2, G3 y G4 aguas arriba.

5.1.3. Resultados Planificación mediante Algoritmo Genético en una Máquina

Para resolver este caso se utiliza el algoritmo genético en una sola máquina y no se utilizará algoritmo de agrupamiento en esta etapa.

La población inicial suficiente para la resolución de este caso es de 120 individuos y se realizan 10 corridas del algoritmo para analizar su desempeño.

Tabla 5.6 - Resultados Algoritmo Genético Caso 0

Corrida	Valor [kUSD]	Tiempo [s]
1	67.726	1.994
2	67.726	2.326
3	67.726	2.713
4	67.726	1.969
5	67.726	2.169

6	67.726	2.618
7	67.726	1.473
8	67.726	1.212
9	67.726	1.359
10	69.252	1.711

Como se puede observar en la Tabla 5.6 en un 90% de los casos se alcanza el óptimo global del problema y en tiempos extremadamente menores al método anterior. El promedio de los tiempos de resolución es de 1.954 segundos, es decir alrededor de **33 minutos**, un **97,8% menos** que el método de enumeración explícita.

Además el otro resultado obtenido, si bien es un óptimo local, no difiere más de un 2,26% del óptimo global. Con esto se logra demostrar el correcto funcionamiento del algoritmo genético, con su típica característica de no obtenerse siempre el mismo resultado debido a la aleatoriedad de algunas de sus etapas.

Es importante recordar que los resultados anteriores fueron obtenidos con una población de 120 individuos, es decir se puede mejorar aún más la eficacia del AG aumentando la cantidad de individuos, a costa de mayores tiempos de resolución evidentemente.

5.1.4. Resultados Planificación mediante Algoritmo Genético con Fase de Agrupamiento en una Máquina

Finalmente se prueba el algoritmo con etapas de agrupamiento en el Caso0, de manera que se pueda tener una noción de que los resultados que se obtienen, al menos con un caso pequeño son valores cercanos al óptimo y analizar que sucede con los tiempos de resolución.

Para estudiar el desempeño del algoritmo genético con agrupamiento se prueba dividir los proyectos de generación en 2 y 3 grupos. El algoritmo se corre 10 veces para cada número de grupos, con una población inicial de 100 individuos. Debido al tamaño del problema los resultados son los mismos en cada una de las 10 repeticiones, por lo que a continuación se muestra un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 5.7 - Resumen Resultados AG 2 y 3 Grupos, Caso0

Nº Grupos	Valor [kUSD]	Tiempo Promedio [s]
2	75.239	40
3	74.071	747

En la Figura 5.3 se muestra la topología para el escenario de 2 grupos, donde se puede observar que uno de los generadores queda aislado y es unido directamente a la subestación del sistema interconectado. Además se puede observar que la topología nuevamente es de tipo árbol, siendo esto muy coherente con los resultados esperados. Al igual que en el caso anterior la línea de 110 kV es utilizada para el tramo donde hay una acumulación de los flujos de potencia aguas arriba de éste. Finalmente se puede apreciar que las líneas de 66 kV se utilizan para los 3 generadores de menor potencia.

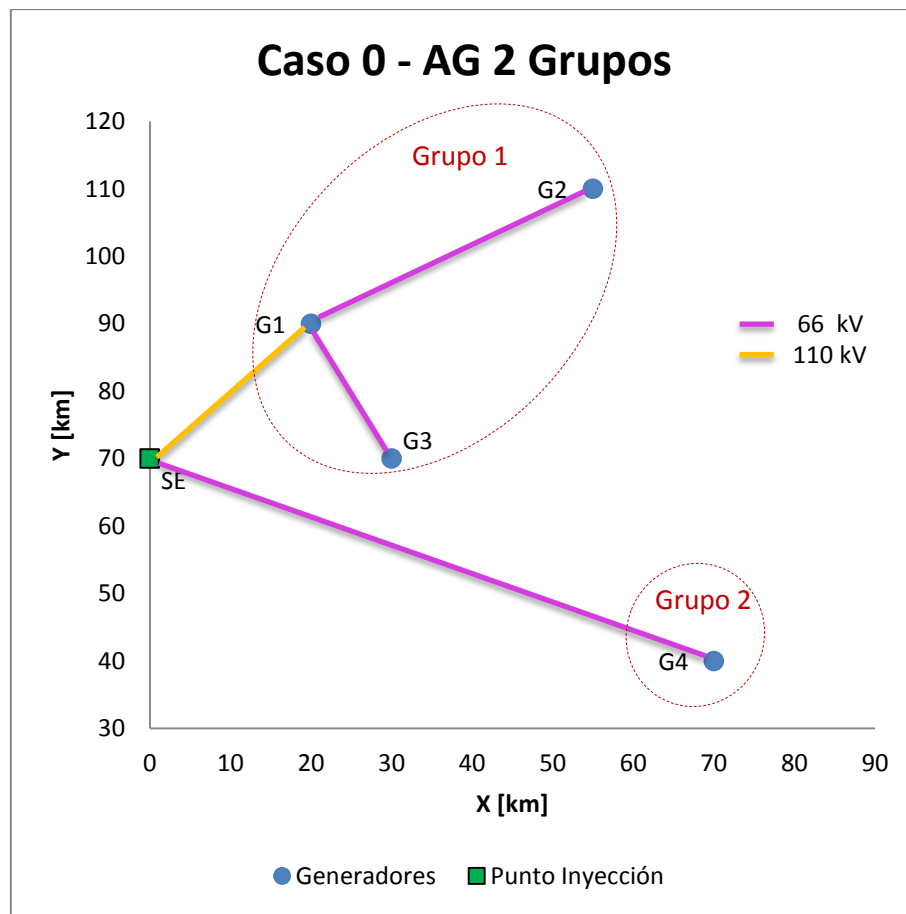


Figura 5.3 - Resultado AG - 2 Grupos, Caso0

Luego se presenta en la Figura 5.4, la topología que resulta de agrupar los generadores en 3 grupos, con lo que se obtienen 2 generadores aislados. Es interesante notar que en este escenario se utiliza una subestación colectora, que corresponde al centroide del grupo 2.

Al igual que en los resultados anteriores se utilizan líneas menores para los generadores de potencias nominales menores, en cambio para los generadores G1 y G3 se utilizan líneas de 110 kV. Analizando esta última decisión de inversión, se observa que la razón no tiene que ver con las capacidades máximas de las líneas, ya que en este caso una línea de 66 kV hubiera bastado. Entonces se puede inferir que la razón principal para elegir las líneas de 110 kV para los tramos de G1 y G3 a la subestación colectora tiene que ver con el efecto económico de las pérdidas Joule.

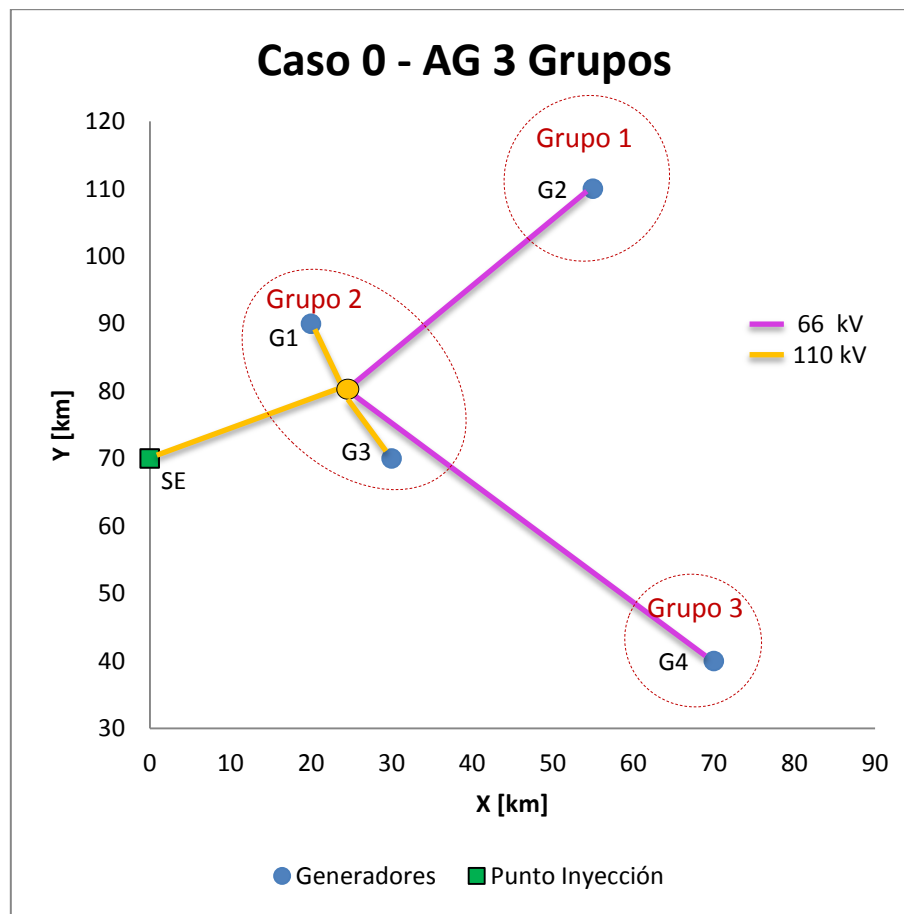


Figura 5.4 - Resultado AG - 3 grupos, Caso0

5.1.5. Comparación Resultados Obtenidos

Para poder establecer una clara comparación entre todas las metodologías utilizadas para resolver el plan de obras de transmisión para el Caso0 se presenta a continuación una tabla de resumen con los valores obtenidos.

Tabla 5.8 - Resumen Resultados Caso0

Metodología	Fitness [kUSD]	% de Óptimo Global	Tiempo [s]
Enum. Exp.	67.726	0%	88.089
AG	67.726	0%	1.954
AG 2 Grupos	75.239	11,1%	40
AG 3 Grupos	74.071	9,4%	747

De los resultados presentados en la tabla anterior se puede observar que los tiempos de resolución para los casos del AG son considerablemente menores que el método de enumeración explícita.

Luego se puede observar que los tiempos de resolución del AG con fase de agrupamiento son menores que el AG sin agrupamiento. Sin embargo los valores obtenidos se alejan entre un 9,4% y un 11,1% del óptimo global del problema, lo cual se debe a que la etapa de agrupamiento disminuye considerablemente las dimensiones

del problema, a costa de que los resultados obtenidos puedan ser en muchos casos óptimos locales (Ver Figura 5.5).

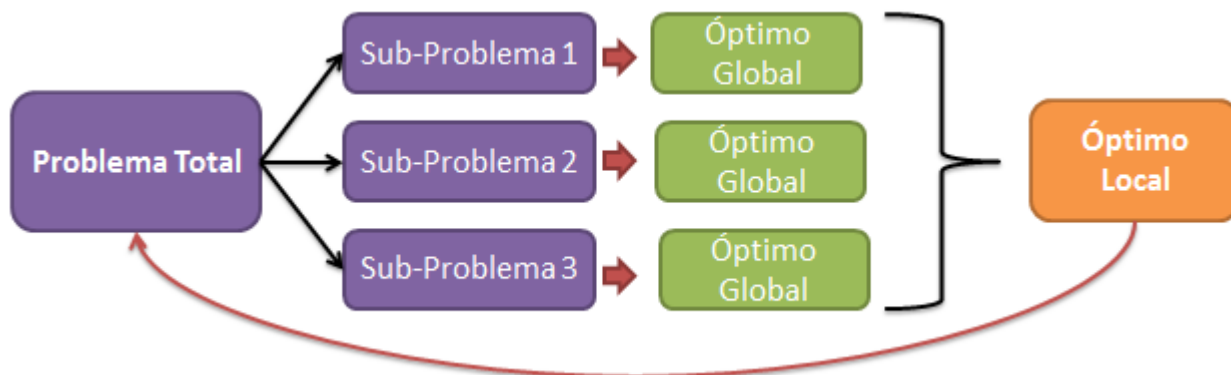


Figura 5.5 – Óptimos Locales al Dividir Problemas Grandes

Lo anterior se debe a que al optimizar cada uno de los subproblemas por separado, es más fácil encontrar un óptimo global en cada uno de éstos, pero esto no garantiza que la solución total sea un óptimo global.

Para este caso particular las diferencias de los resultados obtenidos con el AG con fase de agrupamiento difieren mayormente del óptimo global debido a que se trata de un problema muy pequeño, por ende una pequeña variación en la topología significa un cambio porcentual importante de los costos totales de ésta.

Otra cosa que se debe notar de la Tabla 5.8 es que el tiempo de resolución para el caso del AG con 2 grupos es extremadamente menor a los demás. Esto se debe a que el algoritmo general de solución cuenta con ciertas heurísticas que permiten saltarse la resolución por medio del AG en casos triviales, como son los grupos de uno o dos generadores.

En cambio para el AG con 3 grupos los tiempos de resolución van aumentando y esto se debe a que al aumentar el número de grupos, si bien disminuyen los tiempos de resolución de cada uno de los grupos, aumenta considerablemente el tiempo de resolución del sistema troncal. Llegando al extremo en que el número de grupos es igual al número de generadores, convirtiéndose el problema del sistema troncal en el mismo problema que el AG sin fase de agrupamiento.

5.2. Caso de Prueba 1: 7 Generadores, 1 Punto de Inyección y sin Zonas Prohibidas

5.2.1. Presentación del Caso

El objetivo del segundo caso de estudio es comparar el desempeño del algoritmo en un caso de mayor envergadura y con esto analizar la efectividad de las fases de agrupamiento con FCM. Además se estudiarán las diferencias entre el algoritmo en una sola máquina versus el AG en paralelo.

El Caso1 consta de 7 generadores ubicados en un plano cartesiano entre 0 y 120 km en ambos ejes.

Los datos de los proyectos de generación utilizados para el caso 1 se presentan en la Tabla 5.9.

Tabla 5.9 - Generadores Caso 1

Proyecto	X [km]	Y [km]	P [MW]
1	20	90	5
2	40	110	8
3	30	70	2
4	70	40	6
5	55	45	3
6	55	110	4
7	63	32	10

Además el presente caso tiene solo un punto de inyección posible ubicado en el origen del plano cartesiano.

Tabla 5.10 - Punto de Inyección Caso 1

X [km]	Y [km]
0	0

Para una plena comprensión del Caso1, se muestra en la Figura 5.6 un plano con todos los elementos actuantes.

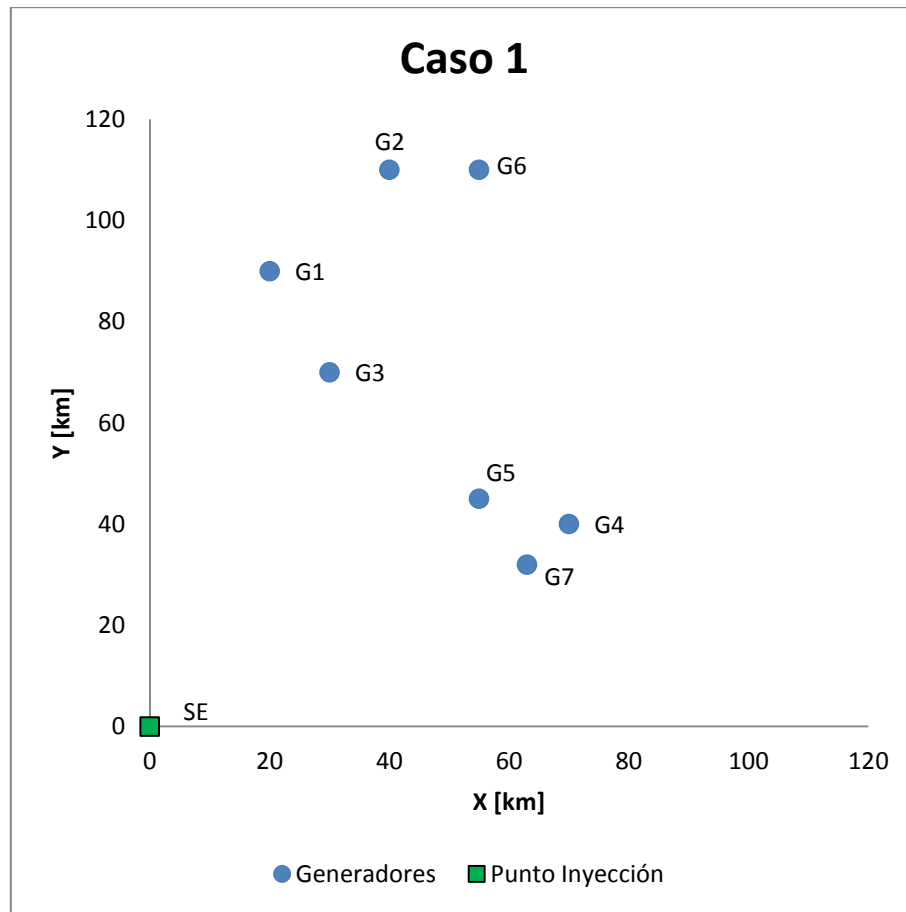


Figura 5.6 - Plano Caso 1

5.2.2. Resultados Caso Extremo Independiente

Lo que ocurre más a menudo en la actualidad con los distintos actores del mercado eléctrico, es que para cada proyecto de generación se diseña una línea de transmisión propia. Esto se debe a que no se pueden poner de acuerdo con los demás generadores, problemas con el tema de los peajes o los distintos años de puesta en marcha de cada proyecto.

Por lo anterior se analiza el caso extremo independiente, es decir cada proyecto de generación conectado al sistema interconectado mediante una línea de transmisión propia, la cual se obtiene optimizando la misma función objetivo que se presentó en el punto 3.3.4, obteniéndose el resultado presentado en la Figura 5.7.

En la imagen se puede observar que la mayoría de los proyectos se conectan a la subestación por medio de una línea de 66 kV, a excepción del proyecto más pequeño (generador 3 de 2 MW) que se conecta a la subestación con una línea de 23 kV.

A pesar de que algunos de los proyectos de generación son de baja potencia (menor a 4 MW), para los cuales una línea de 23 kV tendría la capacidad suficiente para transportar la totalidad de la energía generada por cada uno, las pérdidas Joule generadas provocan que a largo plazo sea más económica una línea de mayor capacidad, de manera que aumenten las ventas de energía al sistema interconectado.

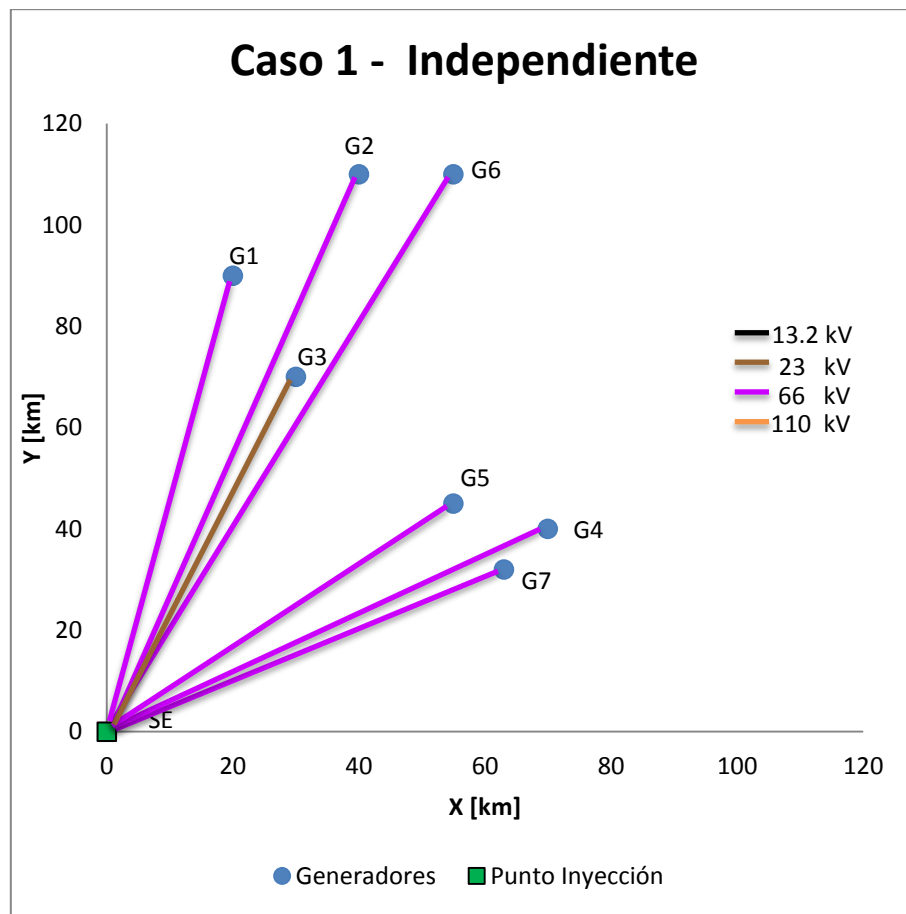


Figura 5.7 – Resultado Caso Extremo Independiente Caso1

Desde ya se puede inferir que muchos de los proyectos no serán viables bajo esta topología, debido a que en su mayoría son proyectos pequeños que no tienen mucho margen en sus costos y una línea de más de 60 km es una inversión que no se pueden permitir.

Para este caso el costo total del proyecto de transmisión, incluyendo las pérdidas, sería de **188.477 kUSD**. El costo de inversión de esta topología asciende a **US\$145.860.000**, valor que será comparado con las soluciones a obtener con las siguientes metodologías presentadas.

5.2.3. Resultados Planificación Algoritmo Genético sin Fase de Agrupamiento FCM

La resolución con esta metodología corresponde a aplicar el algoritmo genético al problema en su totalidad sin fase de agrupamiento, vale decir a todos los generadores y la subestación con el algoritmo general en una sola máquina.

Lo primero que se debe realizar es definir los parámetros necesarios para el buen funcionamiento del algoritmo genético, los cuales se explican en el siguiente párrafo.

La cantidad máxima de generaciones para todos los casos se fija en 150 y como se mencionó anteriormente la tasa de mutación va variando desde 0.2 a 0.7 proporcionalmente al número de iteraciones.

Se supone para todos los casos de prueba (excepto el Caso0) que 2 bits de codificación para los tipos de línea a utilizar (ver Tabla 5.1) es una aproximación aceptable, con lo cual se tiene la posibilidad de elegir entre 4 tipos de líneas de distintas tensiones y capacidades de transmisión.

Finalmente para realizar la resolución del Caso1 sin la fase de agrupamiento se debió probar distintas poblaciones iniciales, ya que al saltarse la etapa de clustering el espacio de búsqueda crece exponencialmente y algunas poblaciones podrían ser insuficientes para obtener resultados aceptables. Entonces se opta por probar poblaciones iniciales de 120, 200 y 300 individuos.

En la Tabla 5.11 se presentan los parámetros más importantes del algoritmo genético que fueron definidos para la mayoría de los casos de prueba.

Tabla 5.11 - Parámetros Algoritmo Genético para todos los Casos

Parámetro	Valor
Población Inicial	120/200/300
Cantidad Máxima de Generaciones	150
Tasa de Mutación	0.2 – 0.7
Bits Codificación Tipo de Línea	2

Se esperaría que mediante esta metodología se encuentre un óptimo global en alguna de las iteraciones, ya que en este caso están efectivamente todas las soluciones posibles al problema (a diferencia del modelo con etapas de agrupamiento). Sin embargo la posibilidad de lograr esto es baja, debido a la enorme cantidad de combinaciones posibles.

Se debe recordar que el objetivo de un método heurístico y en particular los algoritmos genéticos es encontrar “buenas” soluciones, es decir cercanas al óptimo.

Para cada una de las poblaciones analizadas se corre 10 veces cada algoritmo genético, con lo cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 5.12 – Resumen Resultados sin FCM Caso1

Población Inicial	Valor Mínimo [kUSD]	Valor Promedio [kUSD]	Tiempo Promedio [s]
120	107.450	120.958	4.622
200	106.520	117.609	7.343
300	104.340	112.021	11.011

De la Tabla 5.12 se observa que el mejor resultado que se obtiene es con la población de 300 individuos, cuyo valor es de **104.340 kUSD** que es aproximadamente la mitad del costo total obtenido en el caso extremo independiente analizado en el punto anterior. En la siguiente imagen se presenta este resultado obtenido, donde se observa que se ocupan sólo líneas de 66 kV para interconectar los proyectos de generación y

una línea de 110 kV para evacuar la energía generada en la cuenca hacia la subestación.

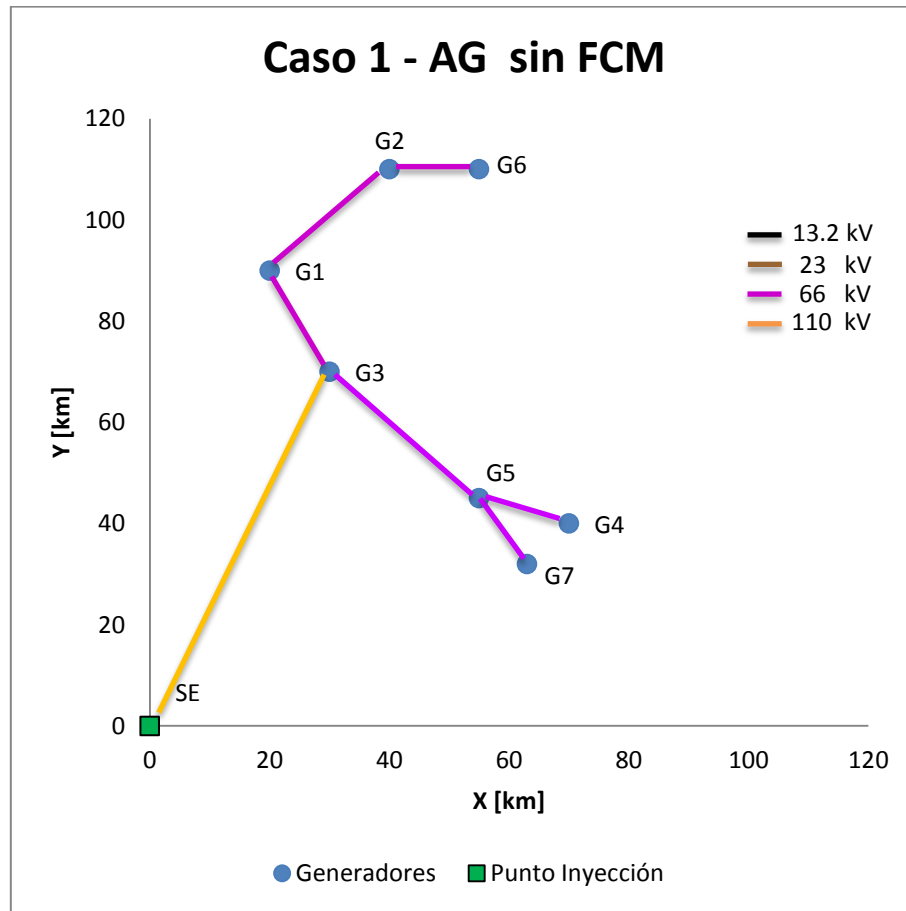


Figura 5.8 - AG sin FCM - Caso1

Con esto se comprueba que efectivamente el proyecto en conjunto es mucho más económico y permitiría a los pequeños actores del mercado eléctrico integrarse, aumentando la competitividad y la eficiencia del sistema eléctrico.

Para analizar de una mejor manera los resultados expuestos en la tabla anterior se muestra el siguiente gráfico en la Figura 5.9.

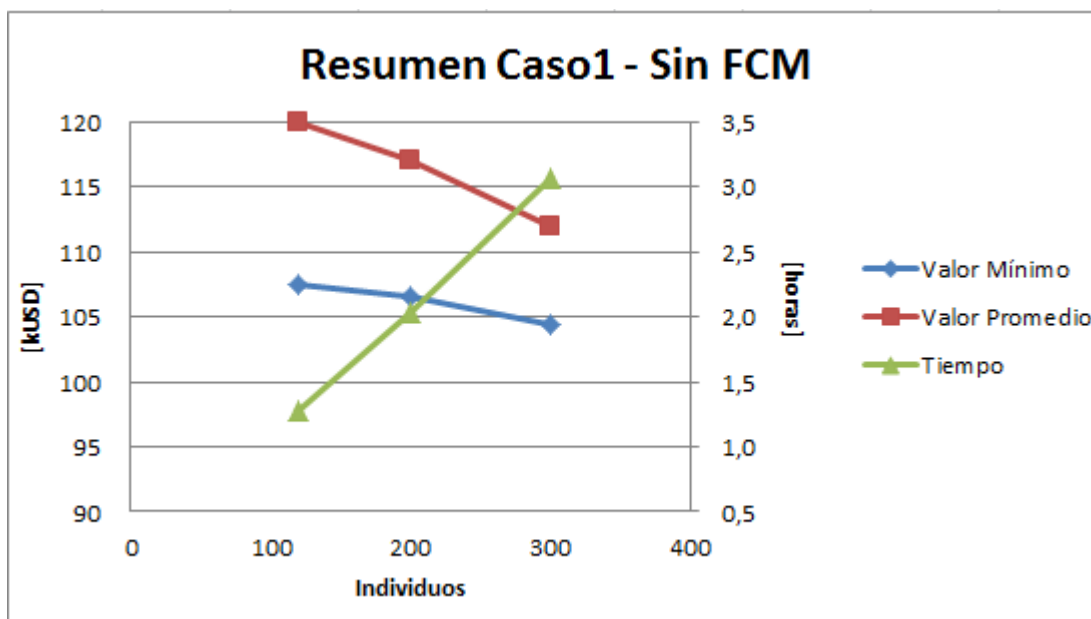


Figura 5.9 - Caso1, Sin FCM

De la Figura 5.9 se observa claramente que a medida que aumenta la población del algoritmo genético, el promedio de los resultados y los mínimos obtenidos son cada vez mejores. Esto se debe a que al tener una población de mayor envergadura, se puede barrer un mayor espacio de búsqueda. Sin embargo los mejores resultados obtenidos implican mayores costos computacionales, lo que se ve reflejado en los tiempos de resolución representados por la serie de color verde en el anterior gráfico.

Finalmente se debe mencionar que los mejores resultados obtenidos, para cada una de las poblaciones analizadas, se dan en sólo una de las repeticiones del algoritmo, es decir el 10% de las veces. Esto refleja que al resolver el problema en su totalidad, el espacio de búsqueda es enorme, por lo que obtener un resultado cercano al óptimo es muy difícil. Es decir, a pesar de que sí se obtienen buenos resultados, se debe correr el algoritmo muchas veces para asegurarse de que el resultado obtenido es efectivamente un buen resultado (debido a la aleatoriedad del método).

5.2.4. Resultados Planificación con Algoritmo General en una Máquina

Esta metodología corresponde al algoritmo explicado en los puntos anteriores, incluyendo fases de agrupamiento y algoritmo genético en una sola máquina (ver diagrama del algoritmo en Figura 4.4).

Los parámetros para el algoritmo genético de esta metodología son los mismos presentados en el punto anterior en la Tabla 5.11. Sin embargo para el caso de la población inicial, ésta es fijada en 120 individuos, ya que luego de algunas pruebas se obtiene que sea una población suficiente para resolver el problema por grupos.

Una vez que se tienen fijados los parámetros del algoritmo genético el siguiente paso es hacer un reconocimiento del problema, en donde el usuario debe ingresar el número de grupos que requiere para la resolución del problema.

Para el Caso1, tomando en cuenta las posiciones y cantidad de generadores se obtiene que un buen número de grupos sea 2.

Entonces una vez que se ha ingresado el número de clúster al algoritmo se procede a correr éste. Siguiendo los pasos explicados en la Figura 4.5, se obtiene cada uno de los grupos. Luego se resuelve el sistema de transmisión para el “Sistema Troncal de la Cuenca” y finalmente se resuelve por separado cada uno de los grupos. Este proceso se repite 10 veces con lo que se obtienen los siguientes resultados representados en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13 - Resultados AG en una Máquina Caso1

Corrida	Fitness [kUSD]	Costo Inversión [kUSD]	Tiempo [s]
1	112.480	98.155	2.961
2	108.450	86.515	3.184
3	108.450	86.515	3.270
4	108.450	86.515	3.352
5	112.480	98.155	2.593
6	108.450	86.515	1.471
7	108.450	86.515	1.392
8	110.310	96.536	1.574
9	110.310	96.536	1.668
10	108.450	86.515	1.503

De los resultados obtenidos en las 10 corridas del algoritmo, se tiene que el mejor valor de la función objetivo es de **108.450 kUSD**, donde la topología obtenida tiene un costo total de inversión de **US\$86.515.000**. Este resultado se repite el 60% de las veces lo cual es aceptable debido a que se tienen que resolver múltiples subproblemas mediante algoritmos genéticos.

El tiempo promedio de resolución del problema para las 10 repeticiones del AG es de 2.296[s], es decir de aproximadamente **38 minutos**.

En la Figura 5.10 se muestran los grupos generados y las conexiones entre elementos para el mejor resultado obtenido mediante el AG con fase de agrupamiento en una sola máquina.

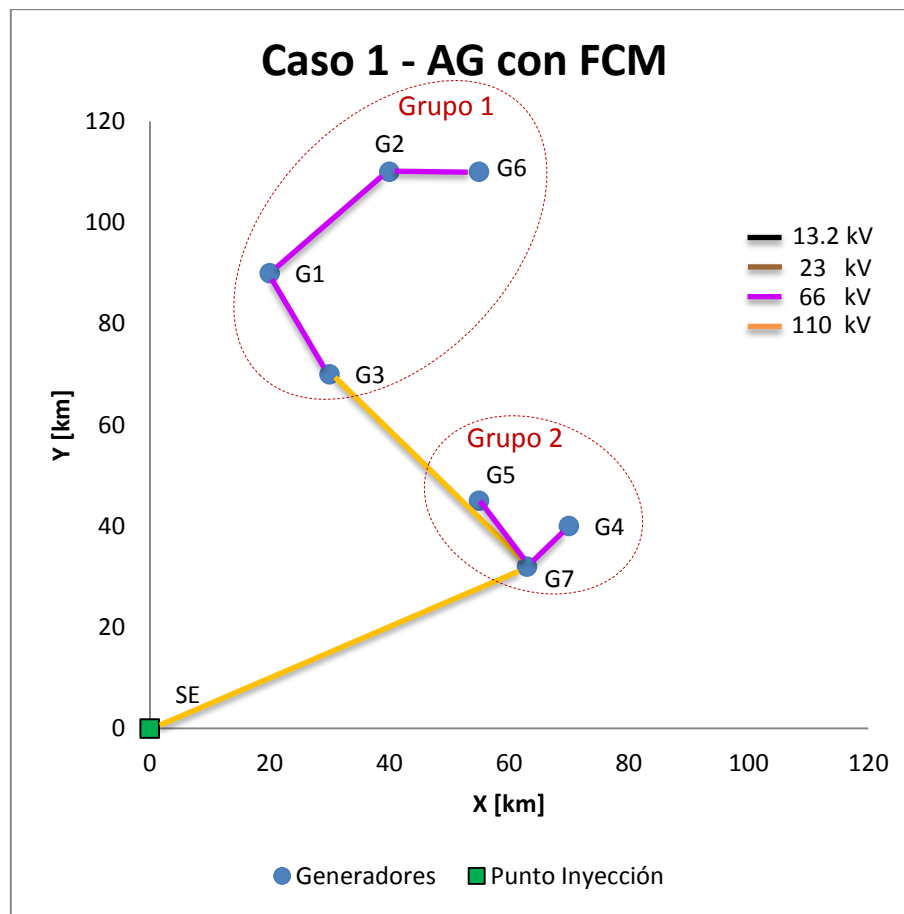


Figura 5.10 - Resultado AG Caso1

Como es de esperar para todos los casos, la topología obtenida es de tipo árbol, ya que las restricciones ayudan a que así sea, además de que los resultados óptimos siempre son de esta forma.

Se puede observar de la topología obtenida que no se utilizan líneas de menos de 66 kV, lo cual no se debe mayoritariamente a las restricciones de capacidad máxima de las líneas, sino al efecto de las pérdidas Joule en el largo plazo.

Finalmente se tiene que el sistema troncal es diseñado en 110 kV y el sistema de transmisión para los grupos es desarrollado en 66 kV, lo cual es coherente con los niveles de potencia que cada tramo debe trasportar.

5.2.5. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo

Los parámetros para este algoritmo son exactamente los mismos que los presentados en la metodología anterior, con la diferencia que el algoritmo genético se desarrolla con máquinas de procesamiento en paralelo como se puede recordar en el diagrama mostrado en la Figura 4.5.

Al igual que en los métodos anteriores se procede a correr el algoritmo 10 veces, obteniéndose los resultados mostrados a continuación.

Tabla 5.14 - Resultados AG Paralelo Caso1

Corrida	Fitness [kUSD]	Costo Inversión [kUSD]	Tiempo [s]
1	110.700	106.800	1.432
2	108.450	86.515	1.487
3	108.450	86.515	1.726
4	108.450	86.515	1.474
5	108.450	86.515	1.469
6	110.310	96.536	1.460
7	110.310	96.536	1.505
8	108.450	86.515	1.845
9	110.310	96.536	1.508
10	110.700	106.800	1.598

Como es de esperar el mejor resultado obtenido en este caso, al igual que en el caso anterior, corresponde a los **108.450 kUSD** (ver Tabla 5.14). Este resultado se obtiene el 50% de las corridas, similar al caso del algoritmo en una sola máquina.

Sin embargo, lo que varía inesperadamente poco son los tiempos de resolución, que en este caso es en promedio para las 10 corridas de 1.550[s]. Lo anterior corresponde a un tiempo aproximado de **26 minutos**, siendo éste un 13,4% menor al obtenido con el método anterior, es decir una diferencia que puede parecer pequeña y que será explicada en el siguiente punto.

5.2.6. Comparación Resultados Obtenidos

A continuación se entrega un análisis de los resultados obtenidos, de manera de comprender mejor las diferencias entre cada uno de los métodos utilizados.

5.2.6.1. Comparación Valores AG vs Caso Extremo Independiente

Lo primero que se debe comparar son los resultados obtenidos mediante los AG con el caso extremo independiente. Para realizar esto se presenta a continuación una tabla con un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 5.15 - Comparación 1 - Caso1

Metodología	Fitness [kUSD]	% de Extremo Independiente	Inversión [kUSD]	% de Extremo Independiente
Independiente	188.477	-	145.860	-
AG sin FCM	104.340	55,4%	74.344	51,0%
AG con FCM	108.450	57,5%	86.515	59,3%

Como se puede notar los valores obtenidos mediante la metodología propuesta son menos de un 60% del caso extremo independiente. Esto demuestra que los costos totales y de inversión de un proyecto de transmisión conjunto son mucho menores.

Además de los costos económicos, se debe tomar en cuenta que el impacto al medio ambiente de la solución conjunta es mucho menor, ya que se construyen menos líneas. Finalmente se tiene que al ser menos las líneas a construir, debiese ser más fácil y rápido pedir los permisos y concesiones para este proyecto de transmisión.

5.2.6.2. Comparación Valores AG sin FCM vs AG con FCM

De la Tabla 5.15 presentada en el punto anterior se puede notar que se obtiene un mejor resultado con el AG sin fase de agrupamiento, un 4% menor que el caso con fase de agrupamiento.

Sin embargo se debe tener presente que en el caso del AG sin agrupamiento, el mejor resultado se obtiene una sola vez en las 10 corridas del algoritmo. Además los tiempos de resolución para el caso de 300 individuos (ver Tabla 5.12) son en promedio 11.011[s], es decir más de **3 horas**, a diferencia del AG con fase de agrupamiento que se demora **25 minutos**. Esto quiere decir que los tiempos de resolución del algoritmo genético sin fase de agrupamiento son más de 7 veces que el otro caso.

Lo anterior se debe a que el espacio de búsqueda en el caso sin agrupamiento es gigantesco y para comprender mejor la diferencia exponencial de soluciones posibles en un caso y otro se propone el siguiente ejemplo a partir del Caso1 (tomando solo variables de conexión):

Se tiene la existencia de 7 generadores más una subestación de inyección, con lo cual se obtienen 8 nodos para la interconexión del grafo. Si se utiliza la etapa de agrupamiento presentada en los puntos anteriores, se tiene que el problema se divide en 3 etapas: grupo 1 de 3 generadores, grupo 2 de 4 generadores y sistema troncal con 2 grupos y un punto de inyección (dejando de lado posibles subestaciones colectoras). Como se explicó anteriormente los tramos posibles vienen definidos por la expresión (3.9) con lo cual se obtiene los siguientes espacios de búsqueda para cada etapa:

- a) Grupo 1: $\frac{3^2-3}{2} = 3$ tramos posibles $\rightarrow 2^3 = 8$ combinaciones
- b) Grupo 2: $\frac{4^2-4}{2} = 6$ tramos posibles $\rightarrow 2^6 = 64$ combinaciones
- c) Sistema Troncal: $\frac{3^2-3}{2} = 3$ tramos posibles $\rightarrow 2^3 = 8$ combinaciones

Es decir se obtiene un total de $8+64+8=80$ combinaciones posibles para el problema completo.

En cambio en el caso de obtener un solo problema sin agrupamiento, se tiene lo siguiente:

- Problema: $\frac{8^2-8}{2} = 28$ tramos posibles $\rightarrow 2^{28} = \mathbf{268.435.456}$ combinaciones

Es decir un espacio de búsqueda más de 300 mil veces mayor que el caso con agrupamiento.

Finalmente se puede concluir que a pesar de que con el AG sin fase de agrupamiento existe una posibilidad de encontrar un muy buen resultado, esta es muy baja y aleatoria. En cambio para el caso con agrupamiento esta aleatoriedad disminuye, generando soluciones que se repiten y dan mayor seguridad al modelo en tiempos de resolución considerablemente menores que en otros casos.

5.2.6.3. Comparación Tiempos de Resolución

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los tiempos de resolución para las 3 metodologías propuestas.

Tabla 5.16 - Tiempos de Resolución Caso1

Algoritmo (Pi=120)	Tiempos de Resolución [s]
AG sin Agrupamiento - 1 PC	4.622
AG con Agrupamiento - 1 PC	1.790
AG con Agrupamiento - Paralelo	1.550

Del resumen de los tiempos de resolución de cada una de las metodologías se puede observar claramente que los tiempos de resolución para los casos con agrupamiento son de aproximadamente un tercio (36%) del algoritmo genético sin agrupamiento. Lo cual ratifica el objetivo de las fases de agrupamiento de disminuir las dimensiones del problema.

Otra cosa que se debe notar es que la diferencia entre los tiempos de resolución del AG en un PC versus el AG en paralelo es de un 13,4%. Esto cumple con el objetivo de bajar los tiempos de resolución aún más, sin embargo pareciera ser una diferencia muy pequeña.

Lo anterior se debe a que para problemas de planificación pequeños (4 generadores) los retrasos generados por la interconexión entre computadores (en el AG paralelo) se hacen más significativos. Entonces se puede dar que para problemas muy pequeños los tiempos de resolución pueden ser iguales o incluso mayores que en el caso del AG en una sola máquina.

5.3. Caso de Prueba 2: 7 Generadores, 2 Puntos de Inyección y con Zonas Prohibidas

5.3.1. Presentación del Caso

El objetivo del Caso2 es analizar cómo influye la presencia de zonas prohibidas en los costos obtenidos y el desempeño del algoritmo con más de un punto de inyección disponible.

Para este caso se tienen los mismos generadores que en el anterior, cuyos datos fueron presentados en Tabla 5.9. Sin embargo en el Caso2 se tienen 2 puntos de inyección disponibles (ver Tabla 5.17).

Tabla 5.17 - Puntos de Inyección Caso 2

X [km]	Y [km]
10	20
0	70

Además este caso consta con la presencia de zonas prohibidas en el terreno donde no se pueden construir líneas de transmisión, ya sea por accidentes geográficos o lugares protegidos.

Tabla 5.18 - Vértices Zonas Prohibidas Caso 2

Zona 1		Zona 2	
X [km]	Y [km]	X [km]	Y [km]
25	93	57	58
28	77	58	34
36	81	67	58
37	102		
30	108		

Los vértices de las zonas prohibidas se presentan en la Tabla 5.18, y se pueden observar con más claridad junto a los demás elementos actuantes en el plano del Caso2 mostrado en la Figura 5.11.

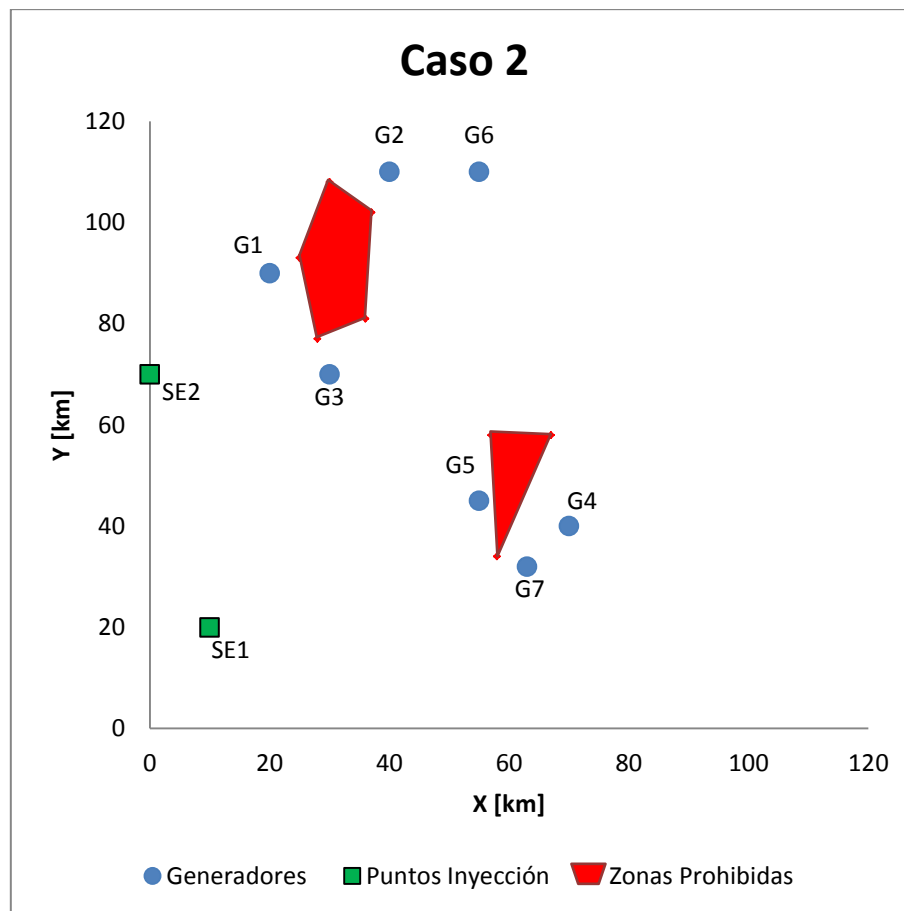


Figura 5.11 - Plano Caso 2

5.3.2. Resultados Caso Extremo Independiente

Para la resolución del caso extremo independiente se procede a conectar cada uno de los proyectos de generación al punto de inyección más cercano a éstos. La línea utilizada es la que minimice la función objetivo cumpliendo con las restricciones técnicas de capacidad y que rodee las zonas prohibidas.

Con esto se obtiene la solución presentada en la Figura 5.12, en donde se puede observar que al igual que en el caso anterior se utilizan mayoritariamente líneas de 66 kV, debido a que es la línea más económica en toda la vida útil del proyecto, tomando en cuenta las pérdidas Joule valorizadas al costo marginal de largo plazo. De manera análoga al Caso1, el generador más pequeño (G3) utiliza una línea de 23 kV para conectarse a la subestación más cercana.

El costo de inversión total del sistema de transmisión para este escenario es de **US\$87.313.000** e incluyendo las pérdidas, el valor total de la función objetivo sería de **111.260 kUSD**.

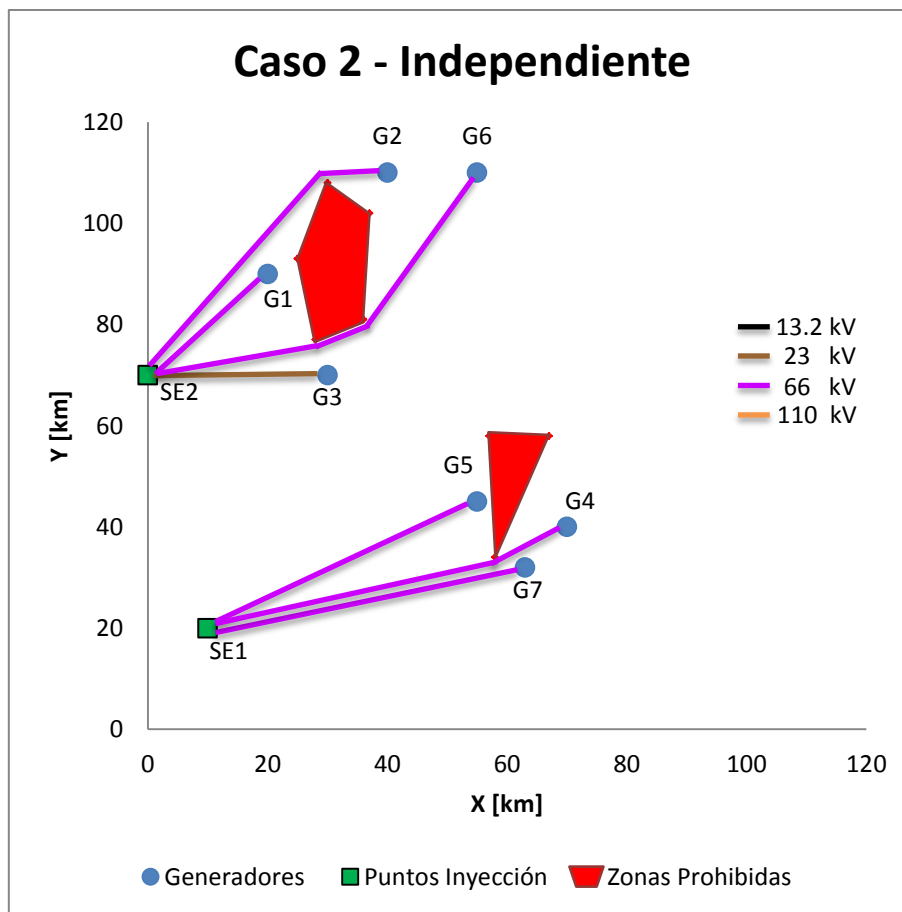


Figura 5.12 - Resultado Caso Extremo Independiente Caso 2

Finalmente es importante mencionar que el desempeño del AG versus el caso extremo independiente, variará considerablemente según la ubicación y potencias nominales de sus elementos. Es decir se debe analizar cada caso cuidadosamente para comprobar la efectividad de la metodología propuesta en este informe.

5.3.3. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo sin Zonas Prohibidas

Primero se procede a resolver el Caso2 ignorando las Zonas Prohibidas existentes, de manera que se pueda establecer una comparación y comprobar el correcto desempeño de la herramienta.

Para la resolución con el algoritmo genético en paralelo se utilizan los mismos parámetros presentados para el Caso1, los cuales se pueden ver en la Tabla 5.11 y se fija la población inicial en 120 individuos.

Al ser la misma cantidad de generadores que en el anterior caso, se ingresa el número 2 como dato de entrada al algoritmo de agrupamiento, para la cantidad de grupos.

Los grupos generados en este caso son los mismos que para el Caso1, sin embargo la solución será diferente debido a la existencia de nuevas subestaciones.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 5.19 - Resultados Caso2 sin Zonas Prohibidas

Corrida	Fitness [kUSD]	Inversión [kUSD]	Tiempo [s]
1	78.988	72.111	2.047
2	78.988	72.111	1.756
3	78.988	72.111	1.803
4	78.988	72.111	1.683
5	78.988	72.111	1.616
6	78.988	72.111	2.599
7	78.988	72.111	2.315
8	79.441	78.968	1.927
9	82.847	79.200	1.694
10	78.988	72.111	2.023

De la tabla anterior se puede observar que el valor de **78.988 kUSD** se repite un 80% de las veces, topología que es presentada en la Figura 5.13.

El sistema troncal de la red obtenida es diseñado en 110 kV, siendo esto muy lógico dado los niveles de potencia a transportar. Luego se tiene que el grupo 1 es planificado completamente en 66 kV. Sin embargo lo que llama la atención es que el grupo 2 es construido en 110 kV, a pesar de ser líneas cortas y potencias nominales medianas. Esto se debe a que es más económico para el sistema construir una topología lineal en 110 kV y no utilizar transformadores de potencia, sin mencionar que a largo plazo las pérdidas Joule también juegan un rol importante a la hora de tomar este tipo de decisiones de inversión.

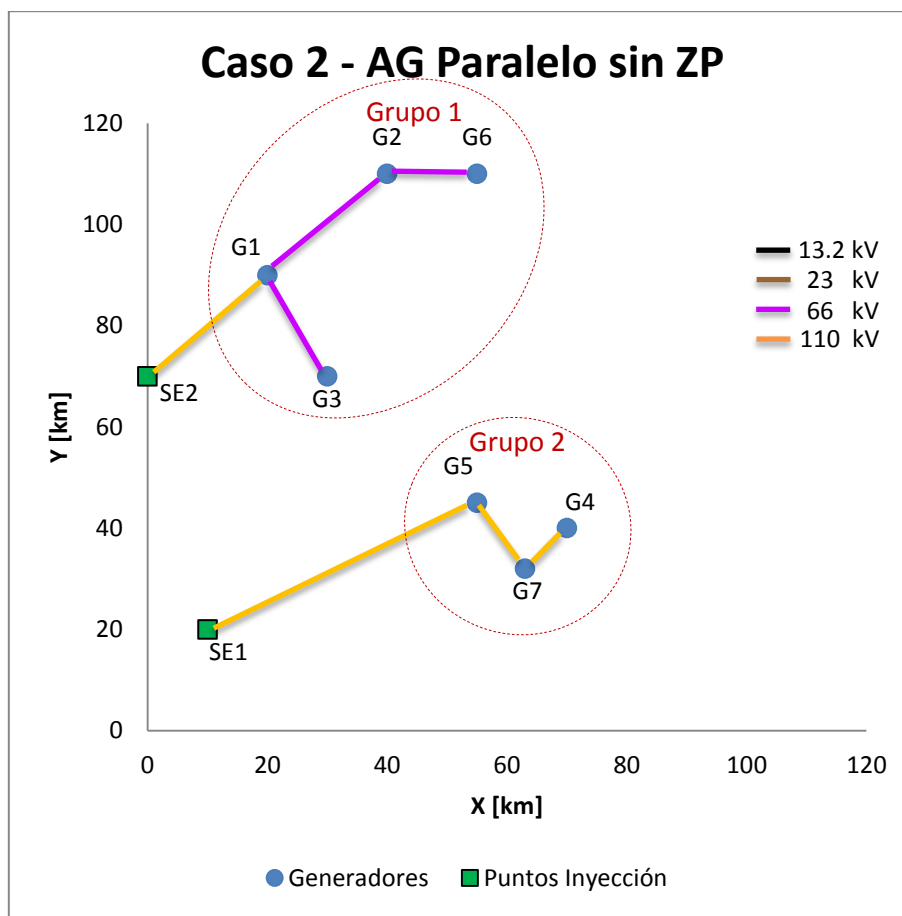


Figura 5.13 - Resultado AG Paralelo sin ZP - Caso2

5.3.4. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo con Zonas Prohibidas

Finalmente se procede a resolver el problema completo, es decir tomando en cuenta las zonas prohibidas. Los parámetros del AG son iguales a los utilizados en los casos anteriores. En la Tabla 5.20 se presentan los resultados obtenidos en este escenario.

Tabla 5.20 - Resultados AG Paralelo Caso2

Corrida	Fitness [kUSD]	Inversión [kUSD]	Tiempo [s]
1	79.982	72.956	2.337
2	79.982	72.956	2.637
3	80.622	74.748	2.340
4	80.622	74.748	2.217
5	79.982	72.956	1.973
6	80.622	74.748	2.388
7	79.982	72.956	2.424
8	79.982	72.956	2.046
9	80.622	74.748	2.537
10	82.886	72.604	1.874

En este caso la mejor solución se repite un 50% de las veces, es decir menos que el caso sin zonas prohibidas. Si bien es propio del algoritmo genético el tener resultados diferentes para un mismo problema, también influyen las características del problema que es evaluado. Por ejemplo si un problema tiene más óptimos locales y estos difieren poco entre sí, entonces es muy probable que se caiga en uno de ellos. Ésta podría ser una de las razones que influyen en que se repita menos el mejor valor en el caso con zonas prohibidas.

Entonces la mejor topología obtenida tiene un valor de **79.982 kUSD** y el costo de inversión total de este sistema de transmisión es de **US\$72.956.000**. En la Figura 5.14 se puede observar en detalle la solución obtenida para el caso con zonas prohibidas.

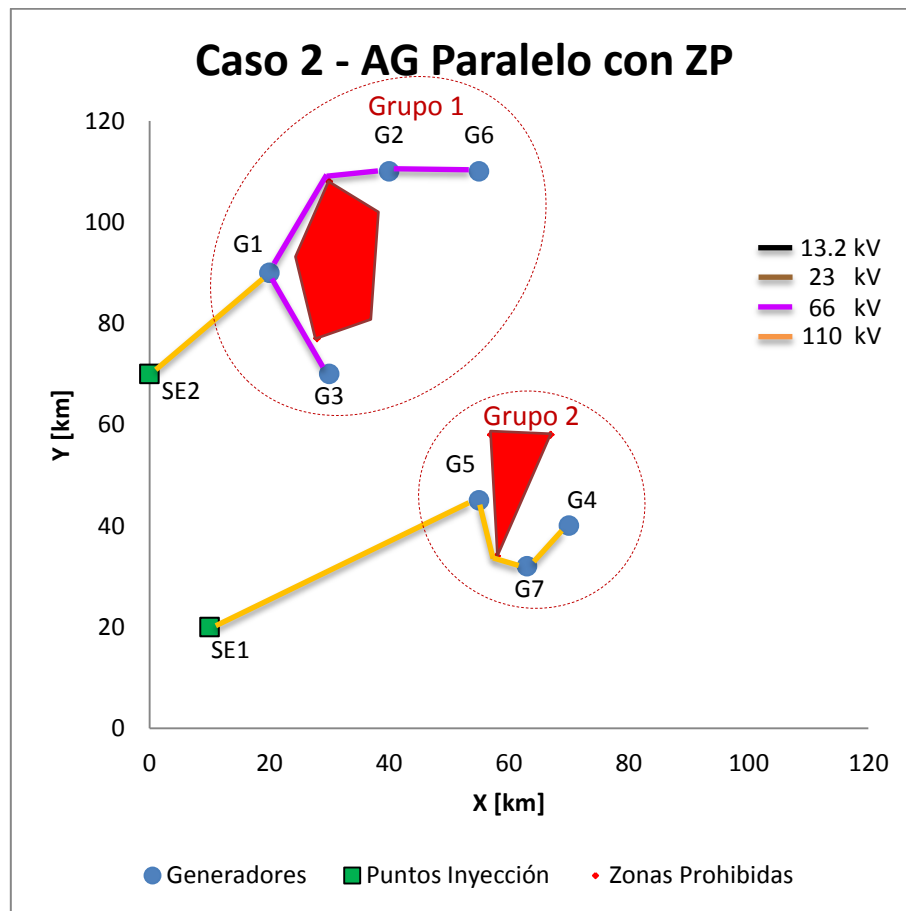


Figura 5.14 - Resultado AG Paralelo Caso 2

Como se puede notar las líneas utilizadas son exactamente las mismas que el caso sin zonas prohibidas. Sin embargo lo que varía son las distancias de cada tramo, ya que algunas líneas deben rodear las zonas prohibidas que se encuentran a su paso. Esto se corrobora observando que el costo de la mejor topología con zonas prohibidas es superior al valor obtenido en el caso sin zonas prohibidas.

5.3.5. Comparación Resultados Obtenidos

En los siguientes puntos se compara el desempeño del AG para los distintos escenarios estudiados.

5.3.5.1. Comparación AG versus Caso Extremo Independiente

Para establecer una comparación más clara se presenta en la siguiente tabla un cuadro de resumen de los resultados obtenidos mediante el AG Paralelo y el cálculo independiente de cada proyecto de transmisión a las subestación más cercana.

Tabla 5.21 - Comparación AG Paralelo vs Caso Extremo Independiente - Caso2

Metodología	Fitness [kUSD]	% de Extremo Independiente	Inversión [kUSD]	% de Extremo Independiente
Independiente	111.260	-	87.313	-
AG Paralelo	79.982	71,9%	72.956	83,6%

Entonces se tiene que el costo total del proyecto de transmisión obtenido con la herramienta propuesta en el presente informe es más de un 28% menor al costo del caso en que cada uno de los proyectos de generación construye su propia línea. Con esto se ratifica una vez más los beneficios económicos, técnicos y medioambientales de una solución conjunta para un grupo de proyectos de generación ubicados en una zona particular.

5.3.5.2. Comparación Caso Con Zonas Prohibidas versus Sin Zonas Prohibidas

En la siguiente tabla se muestran los valores de la función objetivo y los costos de inversión obtenidos para los sistemas de transmisión de ambos casos analizados.

Tabla 5.22 - Comparación sin ZP vs con ZP

Escenario	Fitness [kUSD]	Diferencia [kUSD]	Inversión [kUSD]	Diferencia [kUSD]
Sin ZP	78.988	-	72.111	-
Con ZP	79.982	+994	72.956	+845

Observando la Tabla 5.22 se corrobora que los valores de la función objetivo aumentan en el caso del escenario con zonas prohibidas, a pesar de ser la misma topología. Esto se debe a que hay dos líneas que deben rodear ciertas zonas prohibidas, lo que aumenta la longitud de éstas. Esto se puede apreciar más claramente viendo el aumento de **845 kUSD** en los costos de inversión de la topología.

Entonces con estos valores se corrobora que las zonas prohibidas si se toman en cuenta en el programa desarrollado. Además se demuestra que la existencia de áreas protegidas sí influye en los costos de las topologías (casi 1 millón de dólares en este caso) e incluso en algunos casos podría causar variaciones importantes en el diseño de éstas.

5.3.5.3. Tiempos de Resolución AG Paralelo versus AG en una Máquina

Para comparar los tiempos de resolución se corre el AG en una máquina, con el cual se obtienen prácticamente los mismos resultados que el algoritmo paralelo presentados en la Tabla 5.20.

Sin embargo los tiempos de resolución varían, en el caso del AG en un computador el promedio de tiempos de resolución para las 10 corridas del AG es de 2.583 segundos, es decir de **43 minutos** versus los **27,5 minutos** del AG paralelo.

Con esto se puede observar que los tiempos de resolución son un **36% menor** para la metodología en paralelo. Así se demuestra que al ir en aumento las dimensiones del problema, las diferencias en los tiempos de resolución entre ambas metodologías son cada vez más significativas.

5.4. Caso de Prueba 3: 15 Generadores, 3 Puntos de Inyección y con Zonas Prohibidas

5.4.1. Presentación del Caso

El último caso ficticio desarrollado tiene por objetivo analizar el desempeño del AG en un caso considerablemente mayor, en lo que respecta a espacio de búsqueda. Además se estudiará la efectividad del algoritmo con distinta cantidad de grupos, de manera de comprender la influencia de este parámetro en la solución obtenida.

Este caso consta de 15 generadores ubicados aleatoriamente en un plano cartesiano con valores entre 0 y 150 km en ambos ejes. Las potencias nominales de cada uno de estos proyectos de generación son igualmente generadas al azar con valores entre 2 MW y 15 MW.

Los parámetros obtenidos para cada uno de los generadores del Caso3 se presentan en la Tabla 5.23 mostrada a continuación.

Tabla 5.23 - Generadores Caso 3

Proyecto	X [km]	Y [km]	P [MW]
1	60	115	8.2
2	116	20	9.7
3	31	6	2
4	69	123	3.3
5	114	42	5.7
6	122	61	12.7
7	60	79	10.9
8	88	120	13.1
9	14	43	11.1
10	15	4	10.1
11	111	149	9.5
12	140	14	5.3
13	2	42	2.7
14	148	138	9.5
15	73	149	7.3

Para el Caso3 se tienen además 3 puntos de inyección posibles, cuyas ubicaciones se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5.24 - Puntos de Inyección Caso 3

X [km]	Y [km]
28	133
5	63
67	4

Además este caso consta con dos zonas prohibidas, que intentan simular por un lado una cadena montañosa que hace inviable la construcción de líneas de transmisión por este terreno (Zona2) y por otro lado simula la existencia de un poblado (Zona1) entre los proyectos de generación. Los vértices de estas zonas prohibidas se muestran a continuación.

Tabla 5.25 – Vértices Zonas Prohibidas Caso 3

Zona 1		Zona 2	
X [km]	Y [km]	X [km]	Y [km]
80	130	3	15
110	130	40	25
115	140	35	33
90	140	0	25

Finalmente se muestra en la Figura 5.15 un plano con la ubicación de todos los elementos actuantes en el Caso3, donde se puede observar a simple vista la existencia de al menos 3 conglomerados de generadores, análisis que será necesario para las siguientes etapas.

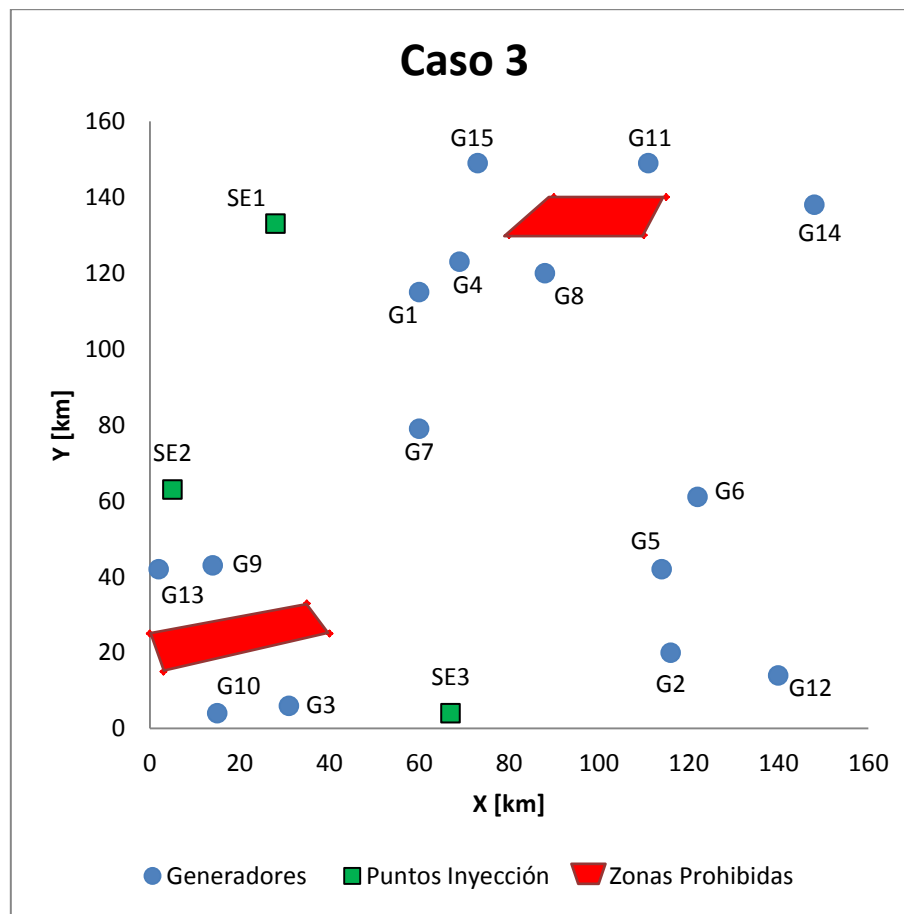


Figura 5.15 - Plano Caso 3

5.4.2. Resultados Caso Extremo Independiente

Al igual que en los casos anteriores se procede a exponer el caso en que cada proyecto se conecta por sí solo al punto de inyección más cercano a éste. Esto se realiza con el objetivo de comparar los costos de inversión de cada uno de los proyectos de transmisión obtenidos mediante las distintas metodologías.

De la topología obtenida, presentada en la Figura 5.16, se puede observar que la variable más importante para elegir el tipo de línea a utilizar para cada uno de los proyectos de generación es la potencia nominal de cada uno y no la distancia al punto de inyección (ya que todas las distancias son similares).

De la Tabla 5.23 se puede notar que el proyecto más pequeño es el G3 de 2 MW de potencia nominal, para el cual se utiliza una línea de 23 kV. Luego mirando la misma tabla se puede observar que los generadores más grandes son el 6 y el 8, para los cuales se utilizan líneas de 110 kV.

Finalmente se tiene que para el resto de los proyectos de potencias intermedias se utilizan líneas de 66 kV.

Al igual que en todos los casos anteriores la línea de 13.2 kV es automáticamente descartada debido a las enormes pérdidas que se generan.

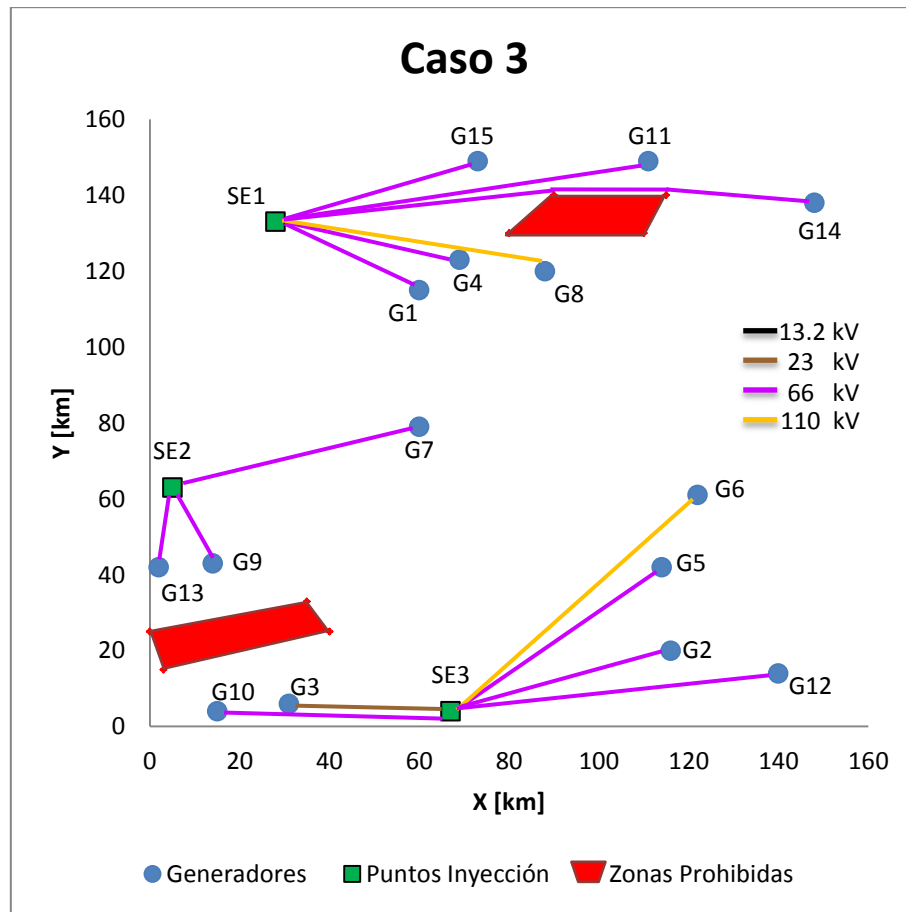


Figura 5.16 - Resultado Caso Extremo Independiente Caso3

El costo total de la inversión de los proyectos de transmisión en el caso en que cada generador construye una línea individual al punto de inyección más cercano es de **US\$235.518.000**. Y la suma de los valores de la función objetivo de cada uno de los proyectos de transmisión es de **317.048 kUSD**.

5.4.3. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo para 3,4 y 5 Grupos

Luego de hacer múltiples pruebas para este caso se obtiene que la definición para posibles subestaciones colectoras como centros de masa entre centros de cada uno de los grupos no tenga la utilidad esperada. Para los problemas más grandes en que existen 3 o más grupos, la cantidad de centros de masa disponibles aumentan exponencialmente, aumentando la dimensión del problema rápidamente, lo cual es completamente opuesto al objetivo del algoritmo. Además de lo anterior se observó que en ninguno de los casos analizados se utilizó alguna de estas subestaciones colectoras, lo cual tiene mucho sentido, ya que siempre es más barato un camino directo a la subestación que puntos intermedios.

Por lo anteriormente explicado se decide eliminar los centros de masa como posibles subestaciones colectoras para el presente caso, obteniéndose así resultados mejores y de forma más eficiente.

5.4.3.1. Resultados Algoritmo en Paralelo para 3 Grupos

Primero se realizan 10 corridas del algoritmo agrupando en tres subconjuntos los proyectos de generación existentes. Con esto se obtienen los siguientes resultados presentados en la Tabla 5.26.

Tabla 5.26 - Resultados Caso3 - 3 Grupos

Corrida	Fitness [kUSD]	CI Total [kUSD]	CI STT [kUSD]	Tiempo [s]
1	221.790	161.080	48.476	4.406
2	230.860	184.170	48.476	5.154
3	228.190	189.330	48.476	6.773
4	251.490	188.390	48.476	4.460
5	274.630	220.890	84.045	4.555
6	218.530	166.130	48.476	6.164
7	227.220	186.730	48.476	6.365
8	271.380	206.520	73.527	5.272
9	268.750	215.280	48.476	5.433
10	234.270	187.940	48.476	5.492

Lo primero que se debe notar es que los valores obtenidos no se repiten nunca, lo cual es bastante evidente debido a las dimensiones del problema. Además se debe recordar que en este caso se deben correr 4 subproblemas con algoritmos genéticos, cuyos resultados siempre tendrán una naturaleza aleatoria.

De los resultados anteriores se tiene que la mejor topología es la obtenida en la corrida número 6, donde se alcanza un costo total de inversión para el sistema de transmisión de **US\$166.130.000**. Este valor de la inversión es mayor que el resultado obtenido en la corrida 1, sin embargo el peso de las pérdidas Joule genera que la topología de la corrida 6 se más económica en el largo plazo.

Además se puede notar que el costo de inversión del sistema troncal más económico es de **48.476 kUSD**, valor que se repite el 80% de las veces. Este valor implica que la inversión del sistema troncal de la cuenca es un **29,2%** de la inversión total del proyecto de transmisión.

En la Figura 5.17 se muestra el mejor resultado obtenido con los grupos y las líneas respectivas. Una de las cosas que se puede notar, al igual que los casos anteriores es que el sistema troncal se construye en 110 kV y los grupos mayoritariamente en 66 kV (a excepción del generador G3). Esto tiene que ver principalmente con los niveles de potencia que se deben transportar y las pérdidas que estos flujos puedan generar. Además se tiene que cada uno de los grupos es construido con una topología tipo árbol como es de esperar. Y los tramos del sistema troncal están conectados a cada una de las subestaciones más cercanas a cada grupo.

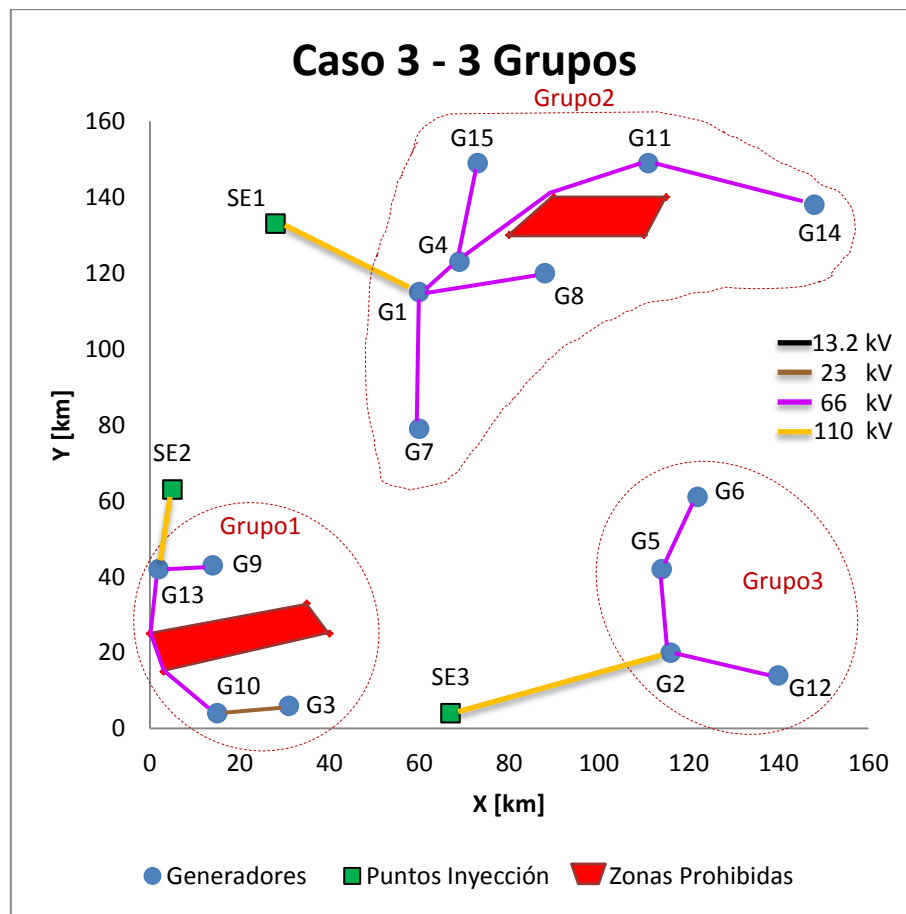


Figura 5.17 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 3 Grupos

5.4.3.2. Resultados Algoritmo en Paralelo para 4 Grupos

Luego se corre nuevamente 10 veces el algoritmo genético en paralelo, agrupando en 4 grupos la totalidad de proyectos de generación.

Tabla 5.27 - Resultados Caso3 - 4 Grupos

Corrida	Fitness [kUSD]	CI Total [kUSD]	CI STT [kUSD]	Tiempo [s]
1	273.130	205.620	50.266	6.855
2	221.800	172.560	61.885	7.157
3	225.630	169.930	64.444	6.308
4	266.810	166.540	81.371	7.558
5	230.600	165.500	61.885	5.321
6	247.300	194.900	81.965	7.118
7	222.040	165.150	59.335	8.288
8	224.120	178.560	64.444	6.935
9	260.660	216.790	81.966	7.495
10	267.380	197.880	94.905	7.471

Como se puede observar en la Tabla 5.27 de resultados obtenidos, los valores que se obtienen difieren mucho entre sí al igual que el caso anterior. La razón de esto es la gran cantidad de elementos de análisis, aumentando considerablemente la dimensión del problema.

El mejor valor que se obtiene para el escenario de 4 grupos es de **221.800 kUSD**, cuyo costo de inversión total es de **US\$172.560.000**. El valor de la inversión del sistema troncal para este caso es un **35,8%** del valor total de inversión.

En la Figura 5.18 se muestra la topología obtenida para el caso de 4 grupos.

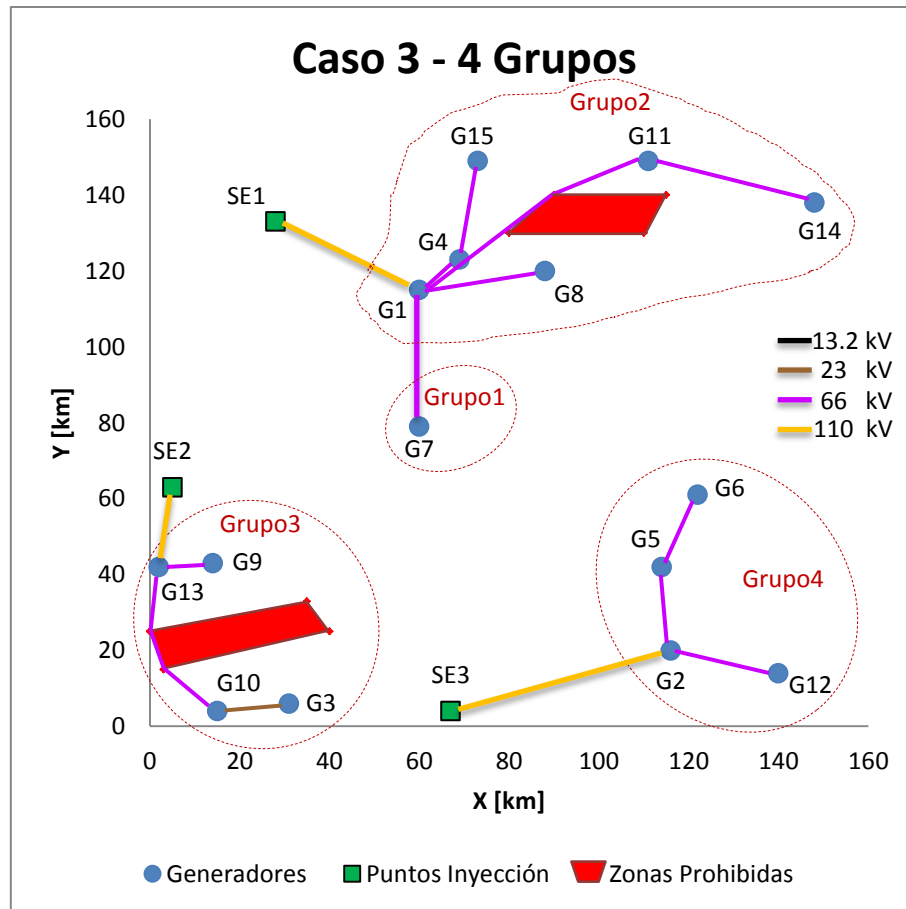


Figura 5.18 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 4 Grupos

Una de las cosas que se puede notar es que los grupos inferiores se mantienen iguales al caso anterior y que la única diferencia es que el generador 7 sale del grupo superior y queda aislado en el grupo 1 (ver Figura 5.18).

Además se tiene que el resultado obtenido en este caso es muy similar al obtenido en el caso anterior, a pesar de tener un grupo más. Esto se puede corroborar observando lo similares que son los costos de cada uno de los resultados obtenidos para el caso de 3 y 4 grupos.

Resumiendo se obtiene que en la topología óptima la mayor parte del sistema de transmisión de los grupos es diseñada en 66 kV. El sistema troncal es similar al del escenario de 3 grupos, en el cual cada uno de los grupos más grandes se conecta por medio de una línea de 110 kV a la subestación más cercana, agregándosele la línea en 66 kV que conecta al generador 7 al grupo 2.

5.4.3.3. Resultados Algoritmo en Paralelo para 5 Grupos

Finalmente se corre el algoritmo para 5 grupos, de manera de poder establecer una comparación de las distintas variables dependiendo del número de grupos que elija el usuario.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación en la Tabla 5.28.

Tabla 5.28 - Resultados Caso3 - 5 Grupos

Corrida	Fitness [kUSD]	CI Total [kUSD]	CI STT [kUSD]	Tiempo [s]
1	219.170	181.010	82.367	9.779
2	271.490	212.680	107.865	6.719
3	219.820	166.580	84.414	9.000
4	239.780	185.270	90.243	8.069
5	269.410	220.360	123.018	8.000
6	226.690	183.940	88.909	8.659
7	283.770	243.140	120.656	6.540
8	334.730	263.130	153.312	5.828
9	260.480	202.800	109.772	5.772
10	245.550	202.810	104.159	7.865

El óptimo obtenido para este escenario es un plan de obras de transmisión cuyo costo de inversión es de **181.010 kUSD**, de los cuales **82.367 kUSD** corresponden al sistema de transmisión troncal, es decir un **45,5%**.

Además se puede notar que los valores obtenidos en este escenario varían mucho más unos de otros que en los dos casos anteriores. Esto sucede más notoriamente en los costos del sistema troncal, lo cual se debe a que las dimensiones de este subproblema son muy grandes (8 nodos $\rightarrow 2^{84}$ combinaciones posibles).

Uno de las ventajas que se puede ver a simple vista en este escenario es que los grupos tienen como máximo 4 nodos (ver Figura 5.19), con lo cual encontrar el óptimo en cada uno de ellos es más fácil. Sin embargo debido a la aleatoriedad del AG, la dificultad viene dada en este caso en que se obtengan buenos resultados en cada uno de los subproblemas, en especial el sistema troncal. En total se deben solucionar 6 subproblemas: 5 grupos y el sistema troncal.

En la Figura 5.19 se presenta la mejor solución obtenida, en la que al igual que los casos anteriores, los grupos inferiores se mantienen, variando solamente el grupo superior que se divide en 3 grupos.

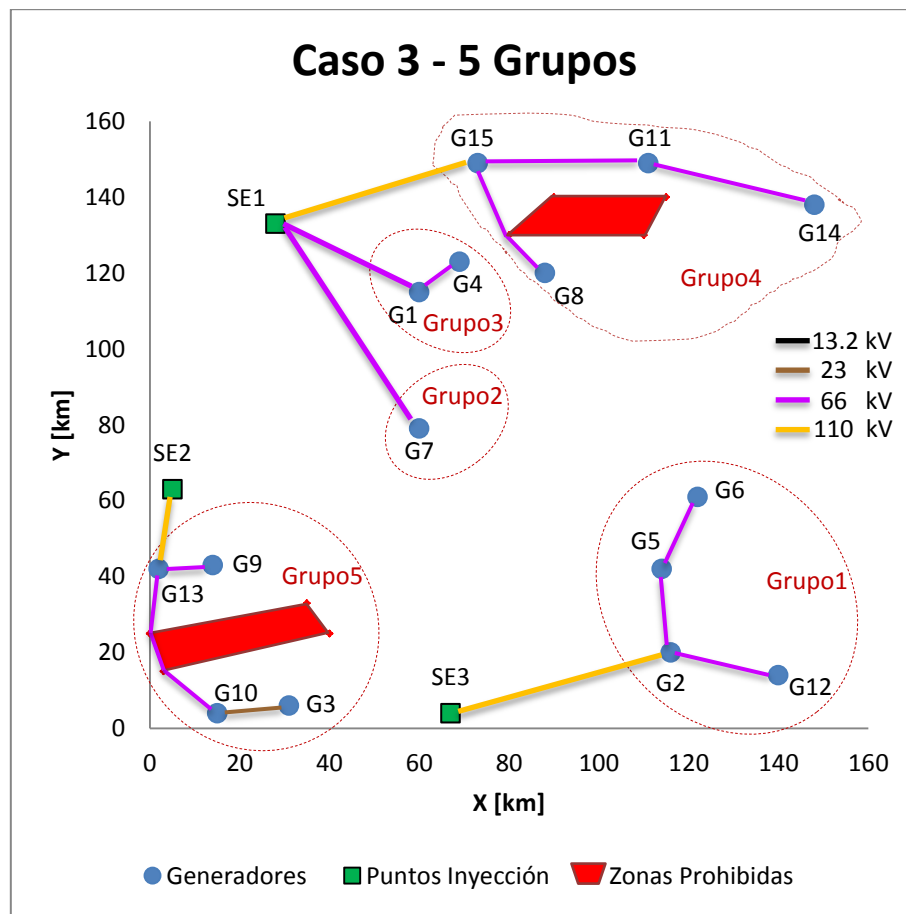


Figura 5.19 - Resultado AG Paralelo Caso3 - 5 Grupos

Al igual que en los escenarios de 3 y 4 grupos, en la topología obtenida los grupos son diseñados con líneas de 66 kV, exceptuando nuevamente el caso del generador G3. El sistema troncal es diseñado en 110 kV para los grupos más grandes (1,4 y 5) y en 66 kV para los grupos más pequeños (2 y 3).

Es importante recordar que el objetivo de la herramienta desarrollada en el presente informe es apoyar en la planificación y diseño de planes de obras de transmisión. Por lo tanto los resultados obtenidos en los distintos escenarios se deben comparar, elegir el que más convenga y hacer las modificaciones que se estimen necesarias para tener una solución realmente factible y que cumpla con los requisitos del planificador. Es decir los resultados obtenidos se pueden comparar y utilizar soluciones de un escenario en otro, de manera de tener la solución más práctica y económica.

5.4.4. Comparación Resultados Obtenidos

A continuación se analizan y comparan los resultados obtenidos para cada uno de los tres escenarios presentados en los puntos anteriores.

5.4.4.1. Comparación Costos Obtenidos

Para comparar los costos obtenidos mediante las distintas metodologías se presenta la siguiente tabla con las mejores soluciones encontradas.

Tabla 5.29 – Resumen Mejores Resultados Caso3

Metodología	Fitness [kUSD]	% de Extremo Independiente	Inversión [kUSD]	% de Extremo Independiente
Independiente	317.048		235.518	
AG 3 Grupos	218.530	68,9%	166.130	70,5%
AG 4 Grupos	221.800	70,0%	172.560	73,3%
AG 5 Grupos	219.170	69,1%	181.010	76,9%

Lo primero que se puede observar de la Tabla 5.29 es que los óptimos obtenidos con el AG paralelo para 3, 4 y 5 grupos son todos menores que el caso extremo independiente en aproximadamente un 30% del total de los costos. Con esto se concluye que independiente del número de grupos, es mucho más económica y sustentable una solución conjunta para el total de generadores.

Luego analizando los mejores resultados obtenidos en cada uno de los AG, se tiene que el caso más económico corresponde al escenario con 3 grupos. Además, observando la topología de éste, se observa que es la de menor impacto ambiental, ya que prácticamente no existen líneas paralelas (ver Figura 5.17).

Sin embargo, los resultados obtenidos para 4 y 5 grupos no difieren más de un 1,5% del caso de 3 grupos. Por lo tanto se podría adoptar cualquiera de las tres soluciones obtenidas (o alguna variación de ellas), según los requerimientos técnicos y medioambientales del planificador.

5.4.4.2. Comparación Sistemas Troncales

Para comprender la sensibilidad del costo del sistema troncal respecto de la cantidad de grupos ingresada por el usuario, se presenta a continuación una tabla con un resumen de los valores de inversión de los sistemas troncales obtenidos.

Tabla 5.30 - Costos de Inversión de Sistema Troncal Caso3

Grupos	Promedio [kUSD]	% de CI Total	Mejor Valor [kUSD]	% de CI Total
3	54.538	29%	48.476	29%
4	70.246	38%	61.885	36%
5	106.471	52%	82.367	46%

En la segunda columna de la Tabla 5.30 se presenta el promedio del valor de inversión del sistema troncal para las 10 corridas del algoritmo. Y en la columna cuatro se presentan los costos de inversión del sistema troncal para el óptimo obtenido en cada caso.

Como se puede apreciar, en ambas columnas, los costos de inversión del sistema troncal van aumentando a medida que aumenta la cantidad de grupos (ver Figura 5.20). Además el porcentaje del costo total de inversión aumenta, es decir el sistema troncal es más significativo en la inversión a medida que aumenta el número de grupos.

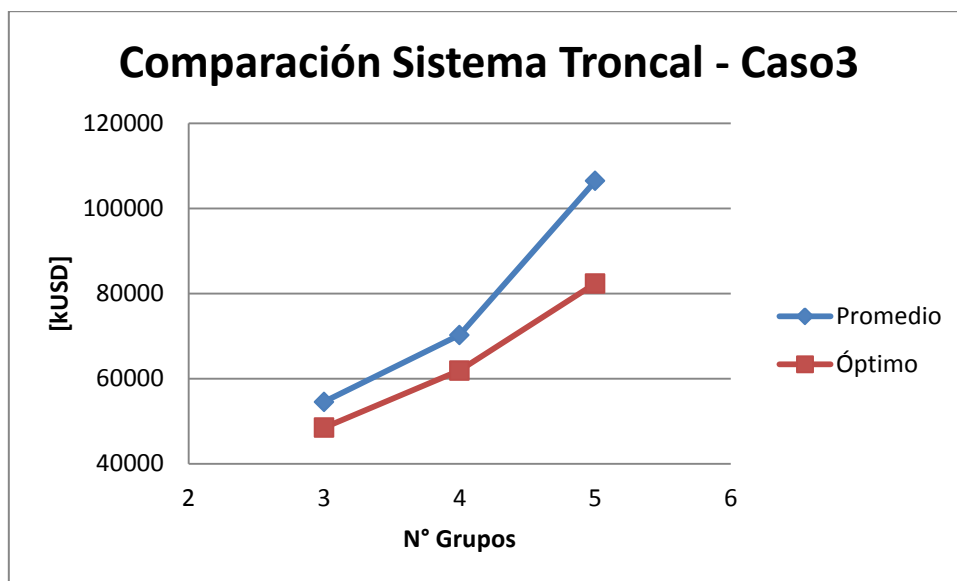


Figura 5.20 - Comparación Sistema Troncal Caso3

Los resultados presentados en la tabla y gráfico anteriores son bastantes lógicos, debido a que a medida que aumenta la cantidad de grupos, aumentan los nodos del sistema troncal. Por esto se necesitan más líneas y transformadores para solucionar este subproblema de planificación, aumentando los costos de inversión de éste.

5.4.4.3. Comparación Tiempos de Resolución

Finalmente se analizan los tiempos de resolución de cada uno de los métodos, como una forma de estimar los costos computacionales y la eficiencia de cada uno.

Tabla 5.31 - Resumen Tiempo de Resolución Caso3

Grupos	Tiempo [s]
3	5.407
4	7.051
5	8.109

Las dimensiones de cada uno de los 3 problemas resueltos en el caso3 son similares, a excepción del caso de 5 grupos en el cual el subproblema del sistema troncal tiene 8 nodos. Sin embargo los tiempos totales de resolución de los algoritmos genéticos son prácticamente iguales en los tres casos.

La diferencia de tiempos presentada en la Tabla 5.3 se debe principalmente al algoritmo *Fuzzy C-Means* de la etapa de agrupamiento, ya que al aumentar la cantidad de grupos aumenta considerablemente el volumen de cálculos que se deben realizar para obtener los centroides óptimos (ver explicación de FCM en el Marco Teórico del presente informe).

Finalmente se concluye que para el Caso3 el mejor resultado en cuanto a costos, tiempos de resolución e impacto ambiental se obtiene con el AG de 3 grupos.

5.5. Caso de Prueba 4: Cuenca del Maule

5.5.1. Presentación del Caso

Ubicado en la VII región del Maule en la zona central de Chile, el río Maule da lugar a la cuenca del mismo nombre. El potencial hidroeléctrico de esta zona es enorme debido a la gran cantidad de ríos que fluyen por esta cuenca y la gran componente cordillerana de ésta, partiendo desde una altura de los 2200 msnm hasta desembocar en el mar. La cantidad de proyectos hidroeléctricos que se encuentran en distintas etapas en el servicio de evaluación ambiental además de los proyectos ya en operación son muchos.

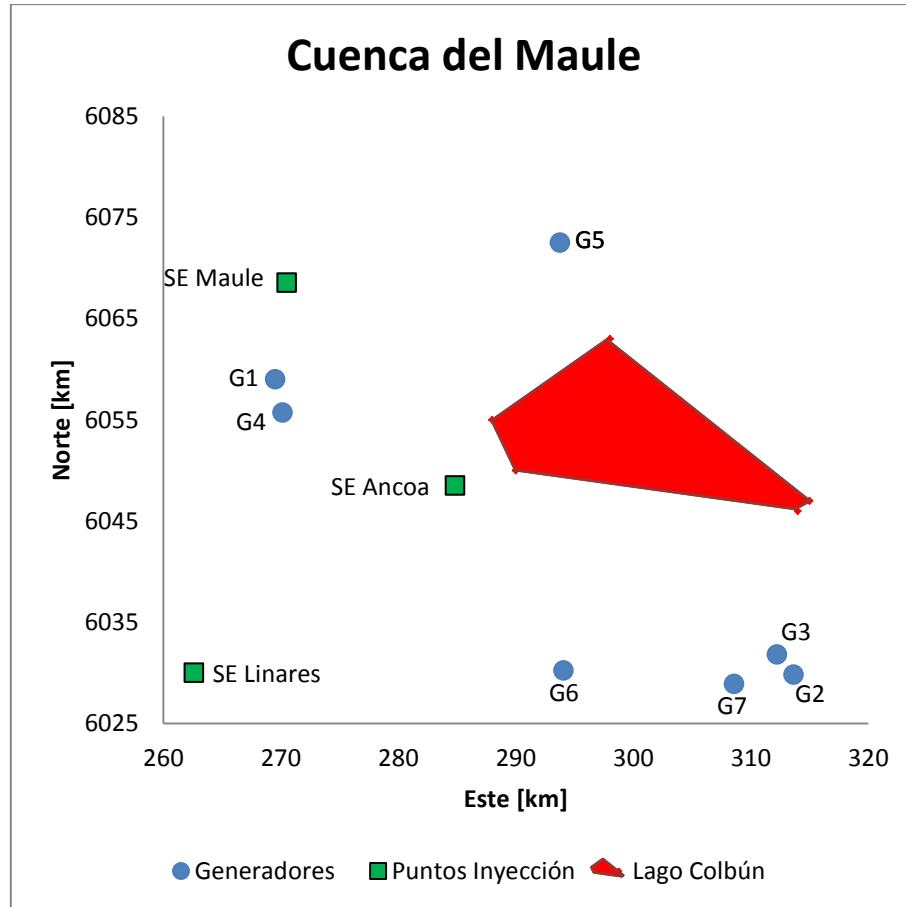


Figura 5.21 - Cuenca del Río Maule (Fuentes: SEIA, Centro de Energía)

Para el presente caso de prueba se toman en consideración 7 proyectos hidroeléctricos aprobados al mes de agosto de 2012 en la cuenca de estudio. En la Figura 5.21 se muestra la ubicación de estos proyectos, además de los 3 puntos de inyección posibles del sistema interconectado central.

Los detalles de la ubicación y potencia nominal de todos los proyectos de generación utilizados en este caso se presentan en la Tabla 5.32.

Tabla 5.32 - Proyectos de Generación, Caso Maule - Coordenadas UTM, Huso 19S (Fuente: SEIA)

	Proyecto	Este[m]	Norte[m]	Potencia [MW]
1	Duao	269.509	6.059.014	1
2	Los Hierros	313.639	6.029.850	19,85
3	Los Hierros II	312.240	6.031.820	5,1
4	ODT	270.151	6.055.740	1,4
5	Providencia	293.756	6.072.530	12,7
6	Roblería	294.051	6.030.252	4
7	Túnel el Melado	308.590	6.028.920	3

Los datos de ubicación, nombre y tensiones de conexión de los posibles puntos de inyección para la cuenca del Maule se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5.33 - Puntos de Inyección, Caso Maule - Coordenadas UTM, Huso 19S (Fuente: SEIA)

	Punto	Este[m]	Norte[m]	Tensión [kV]
1	Maule	270.488	6.068.568	66
2	Ancoa	284.840	6.048.504	66
3	Linares	262.604	6.030.028	66

5.5.2. Resultados Caso Extremo Independiente

Para poder establecer una comparación se procede a calcular el proyecto de transmisión del caso extremo independiente, conectando cada generador individualmente a la subestación más cercana, con lo que se obtiene la siguiente topología.

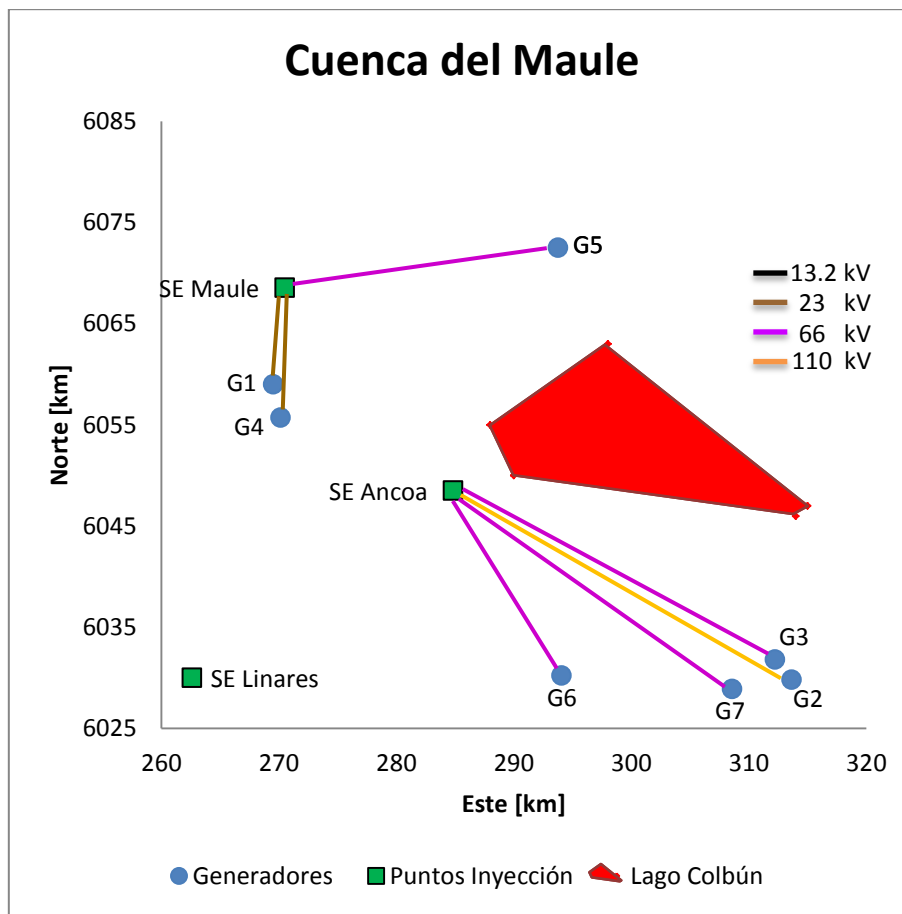


Figura 5.22 - Caso Extremo Independiente - Cuenca del Maule

Como se muestra en la Figura 5.22 se utilizan distintos tipos de líneas dependientes principalmente de la potencia nominal de cada proyecto de generación y en menor medida de la distancia (parecida para todos los proyectos) y la tensión de conexión del punto de inyección.

El costo de inversión total del sistema de transmisión de este parque es de **US\$60.831.300** y el valor de la suma de los valores obtenidos en las funciones objetivos de cada línea de transmisión es de **73.399 kUSD**.

5.5.3. Resultados Planificación con Algoritmo en Paralelo

Se hicieron pruebas agrupando el total de generadores en 2 y 3 grupos, para poder comparar los resultados obtenidos.

5.5.3.1. Resultados para el caso de 2 grupos

Luego de correr 10 veces el algoritmo se obtiene que el mínimo costo de inversión del sistema de transmisión, que cumple con las restricciones impuestas sea el siguiente:

Tabla 5.34 - Resultado Cuenca del Maule – 2 Grupos

Fitness [kUSD]	CI Total [kUSD]	Tiempo [s]
50.368	41.648	2.151

En la Figura 5.23 se puede observar la topología resultante, donde se tiene que en cada grupo se evitan los cambios de tensión, evitando así el uso de costosos transformadores. Por eso en el primer grupo de generadores se utilizan sólo líneas de 66 kV incluyendo el sistema troncal, lo cual se debe a que los proyectos son más pequeños.

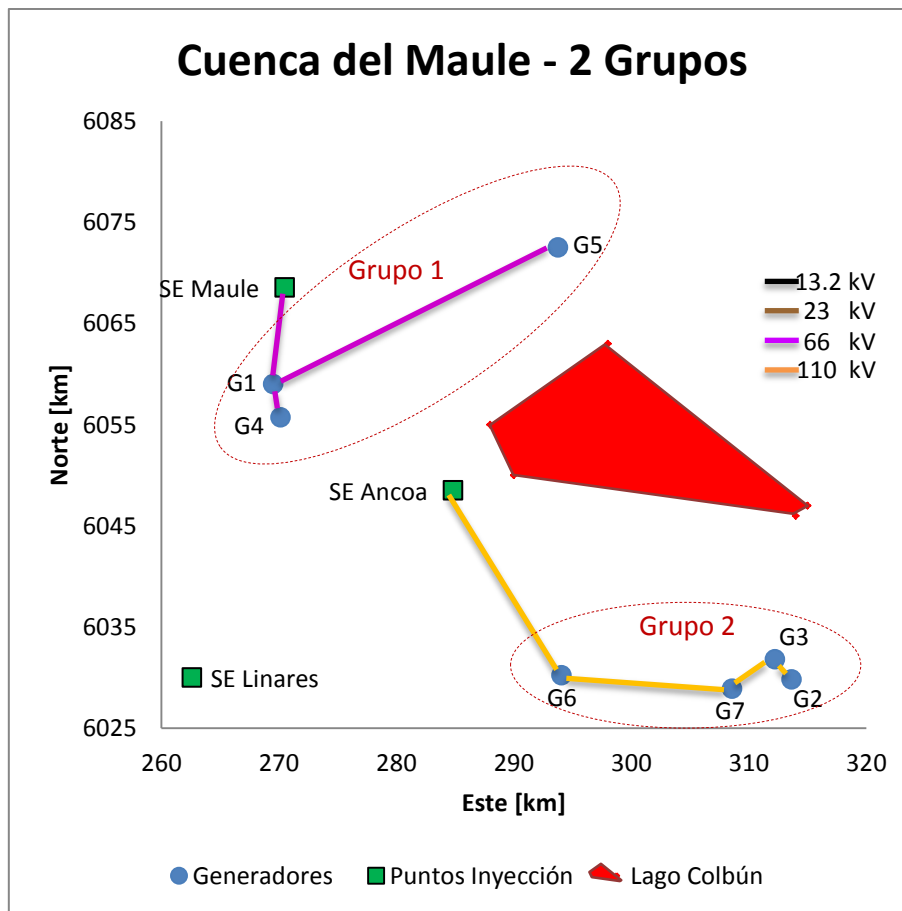


Figura 5.23 - Resultado Cuenca del Maule – 2 Grupos

Sin embargo para el caso del grupo 2, resulta que el generador más grande es también el más alejado de la subestación, por lo tanto éste obliga a que el grupo en su totalidad sea diseñado en 110 kV, de manera que no exista un cambio de tensión en el grupo. Además se puede observar que en el caso de este grupo la topología es de tipo lineal, lo cual se debe también a la ubicación y potencia nominal del generador G2.

Por otro lado la subestación Ancoa sólo tiene una tensión de 66 kV (para efectos de este ejemplo) lo que obliga la utilización de un transformador de 66/110 kV para poder conectar el sistema troncal de la cuenca a su respectivo punto de inyección. Este resultado es poco intuitivo, ya que normalmente no se utiliza el disminuir la tensión aguas abajo de la generación. Esto se da debido a que en el modelo se supone que los puntos de inyección son capaces de transmitir toda la energía proveniente de la cuenca en la tensión propia del punto de la subestación analizada. Esto quiere decir que el

efecto de las pérdidas aguas abajo puntos de inyección no es tomado en cuenta en el modelo.

5.5.3.2. Resultados para el caso de 3 grupos

Los resultados obtenidos para el caso de 3 grupos son los presentados en la siguiente tabla.

Tabla 5.35 - Resultado Cuenca del Maule – 3 Grupos

Fitness [kUSD]	CI Total [kUSD]	Tiempo [s]
48.796	41.541	2.454

En la Figura 5.24 se presenta la topología más económica obtenida para el caso de 3 grupos. En ésta se puede observar que el grupo inferior es igual al caso anterior. Sin embargo, el grupo superior del caso anterior es dividido en dos grupos dejando un generador aislado. Este generador aislado (G5) es unido directamente a la subestación Maule mediante una línea de 66 kV. Además para unir a los generadores G1 y G4 del grupo 3 se utiliza una línea de 23 kV, lo que obliga la instalación de un transformador de 23/66 kV para conectar a este grupo con sistema troncal de la cuenca.

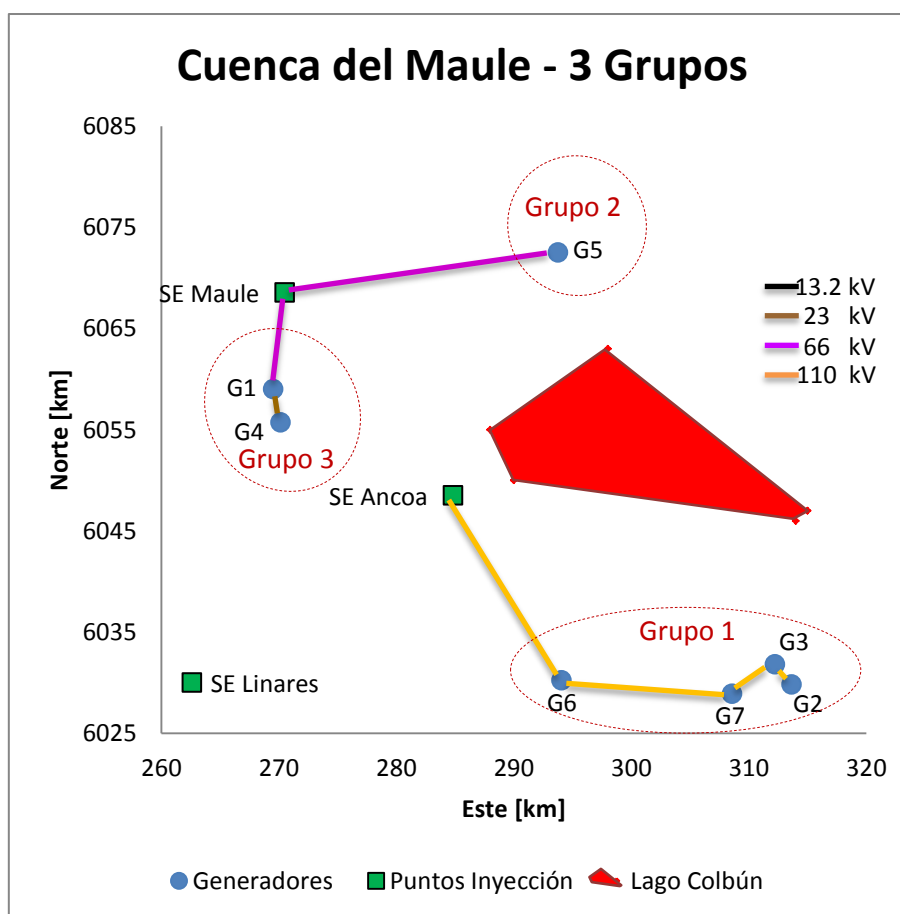


Figura 5.24 - Resultado Cuenca del Maule - 3 Grupos

El resultado obtenido en este escenario es levemente más económico que el anterior y esto se debe a los grupos conectados a la subestación Maule, ya que la línea de G5 es más corta en este caso y las pérdidas Joule del troncal del grupo 3 son menores.

5.5.4. Comparación Resultados Obtenidos

En los siguientes puntos se analizan y comparan los resultados obtenidos para el caso de la cuenca del Maule mediante los distintos métodos presentados anteriormente.

5.5.4.1. Comparación Costos Obtenidos

Para un mejor análisis se presenta en la Tabla 5.36 un resumen y comparación de los resultados obtenidos para el caso extremo independiente y los resultados que se obtienen con la herramienta de optimización desarrollada en el presente informe.

Tabla 5.36 - Comparación Resultados Caso Maule

Metodología	Fitness [kUSD]	% de Extremo Independiente	Inversión [kUSD]	% de Extremo Independiente
Independiente	73.399	-	60.831	-
AG – 2 Grupos	50.368	68,6%	41.648	68,5%
AG – 3 Grupos	48.796	66,5%	41.541	68,3%

Entonces se comprueba una vez más que los costos totales del proyecto en conjunto son menores que el caso extremo independiente, en más de un 30% para el caso de la cuenca del Maule. Es decir, la solución obtenida con la herramienta propuesta es más económica en los costos de inversión y en el largo plazo.

Además se puede notar, comparando la Figura 5.22 con la Figura 5.23 y la Figura 5.24, que el impacto medioambiental es mucho menor en el caso de la solución conjunta, en particular para los generadores ubicados en la parte inferior del plano. Este menor impacto ambiental genera que los permisos, informes de impacto ambiental y procesos de servidumbres sean más sencillos e inmediatos.

Con lo anterior se incentiva fuertemente la entrada en servicio de estos pequeños y medianos proyectos de generación, lo que causa un aumento en la inversión en transmisión y en generación. A su vez estos proyectos de generación aportan con eficiencia y estabilidad al sistema, sin olvidar que la matriz energética es un poco más limpia.

En resumen, los beneficios de una solución conjunta son enormes para el sistema eléctrico en su totalidad, y esto queda demostrado en parte con los resultados obtenidos por la herramienta presentada en este informe.

5.5.4.2. Comparación Tiempos de Resolución

Finalmente se analizarán los tiempos de resolución de cada uno de los métodos, agregando la resolución del problema completo con el algoritmo genético sin fase de agrupamiento, de manera de comparar los esfuerzos computacionales de cada metodología.

Tabla 5.37 - Comparación Tiempos Resolución - Cuenca del Maule

Metodología	Tiempo [s]	% de AG Completo	Mejor Fitness [kUSD]
AG – Sin FCM	4.705	-	53.243
AG – 2 Grupos	2.151	41,0%	50.368
AG – 3 Grupos	2.454	46,7%	48.796

Como se puede observar en la Tabla 5.37 los tiempos de resolución de los métodos con agrupamiento son menos de la mitad del tiempo promedio de resolución del algoritmo genético sin fase de agrupamiento.

Además al comparar los mejores resultados que se obtienen con los distintos métodos, se tiene que el mejor fitness del algoritmo genético sin fase de agrupamiento es 4,4 millones de dólares mayor que el obtenido con el algoritmo genético de 3 grupos.

Lo anterior se debe a que los resultados del método sin agrupamiento difieren mucho entre sí por la importante componente aleatoria de los algoritmos genéticos, acentuada aún más en los problemas grandes.

Finalmente se comprueba que en la metodología desarrollada la disminución de las dimensiones del problema de optimización tiene los efectos esperados, disminuyendo los esfuerzos computacionales (menores tiempos de resolución).

Además los resultados obtenidos con la herramienta, que si bien no son óptimos globales, son soluciones prácticas y más económicas que las obtenidas con un algoritmo genético sin heurísticas de agrupamiento.

La aleatoriedad de estas soluciones se ve disminuida, ya que las fases de agrupamiento guían al algoritmo genético de una manera más inteligente y eficiente hacia el resultado deseado.

Capítulo 6 Conclusiones

En el presente trabajo se desarrolló una herramienta de optimización que soluciona el problema de planificación de la transmisión para un conjunto de generadores ubicados en una misma zona. Debido a la naturaleza combinatoria de este tipo de problemas, los espacios de búsqueda de soluciones pueden ser extremadamente grandes requiriendo de enormes esfuerzos computacionales. Por esto la metodología propuesta busca disminuir las dimensiones del problema, reduciendo los tiempos de resolución y obteniendo resultados muy cercanos al óptimo.

Para analizar el desempeño de la herramienta, ésta es probada en 5 casos experimentales con diferentes características. De las pruebas realizadas se obtienen las siguientes conclusiones:

- Las topologías de red obtenidas con la metodología propuesta en todos los escenarios probados son más económicas y amigables con el medio ambiente que los casos en que cada proyecto de generación construye una línea propia. Esto incentiva la realización de los proyectos de generación pequeños y medianos, trayendo un beneficio para todos los actores del sistema eléctrico.
- Las dimensiones del problema de planificación de la transmisión son efectivamente disminuidas. Esto se demuestra con los bajos tiempos de resolución que se obtienen con la herramienta desarrollada en comparación a otras metodologías de optimización.
Lo anterior es muy satisfactorio, ya que para problemas de mayores dimensiones y con acceso a máquinas de procesamiento más avanzadas, la herramienta tiene un gran potencial.
- Al reducir las dimensiones del problema mediante el algoritmo *Fuzzy C-Means* en la etapa de agrupamiento, lo que se realiza en el fondo es disminuir la aleatoriedad del algoritmo genético y guiarlo mediante otra heurística.
- Los tiempos de resolución disminuyen con los computadores en paralelo, haciéndose más notoria a medida que las dimensiones de los problemas aumentan. Sin embargo, el punto más importante para la disminución de los tiempos de resolución viene dado por la etapa de agrupamiento, en el cual se divide un problema muy grande en varios subproblemas pequeños.
- Los resultados obtenidos por la herramienta no son óptimos globales, pero son soluciones cercanas a éste. Además las topologías obtenidas son muy prácticas, sustentables y pueden servir de apoyo a la hora de diseñar la red de transmisión definitiva.
- Los algoritmos genéticos no aseguran obtener el mismo resultado en cada corrida, sobre todo para el caso de problemas más grandes. Sin embargo si se corre varias veces el algoritmo, es muy probable encontrar un resultado muy cercano al óptimo. Es decir la aleatoriedad propia del algoritmo genético se

puede omitir corriendo múltiples veces el algoritmo y aun así los tiempos de resolución son más atractivos que otras metodologías.

- Se comprueba que la etapa de evaluación de los algoritmos genéticos es la más lenta de éste, alcanzando sobre un 85% del tiempo total requerido. Esto se debe a la cantidad de funciones que se deben correr para poder evaluar a cada uno de los individuos (por ejemplo correr un flujo DC).
Por lo anterior se confirma el diseño de la herramienta, en la cual la etapa paralelizada corresponde a la evaluación del algoritmo genético.
- La definición de los parámetros del algoritmo genético difieren mucho para cada tipo de problema y para cada caso de prueba. No existe alguna metodología fija para definir éstos, es por eso que los AG pueden variar mucho dependiendo del modelador.
- Respecto de las subestaciones colectoras definidas como centros de masa en la formulación del problema, se obtiene que éstas no son utilizadas en ningún caso. Esto es muy evidente, ya que en cualquier caso es más económico unir nodos entre sí por líneas rectas, que agregar más nodos que obliguen la construcción de más líneas o líneas más largas.
Además la existencia de estos nodos ficticios aumenta enormemente las dimensiones del problema, sobre todo en los casos de más grupos. Esto último va completamente en contra del objetivo principal de esta memoria, que es reducir las dimensiones y tiempos de resolución del problema de planificación.
- De los resultados obtenidos para la mayoría de los casos, se tiene que se utilizan solamente líneas de 66kV y 110kV. Esto se debe por un lado a la definición estándar de estos tipos de líneas. Por otro lado los proyectos de generación generalmente no se desarrollan en tensiones más bajas que 66kV, debido al efecto económico que generan las pérdidas Joule en el largo plazo.
- La herramienta desarrollada es de muy bajo costo debido a que es diseñada en un software gratuito. Por lo tanto es una alternativa sencilla y económica que puede ser implementada en la infraestructura computacional de empresas del rubro eléctrico sin alterar mayormente los procesos normales de éstas.

A continuación se proponen algunos trabajos futuros que podrían mejorar y complementar la herramienta diseñada en la presente memoria.

- Para problemas muy grandes se podría implementar una nueva etapa de agrupamiento en el caso que en la primera etapa se hayan obtenido grupos muy grandes. Esto se podría repetir hasta obtener un número máximo de generadores por grupo, con el objetivo de disminuir la aleatoriedad del AG.
- Implementar un flujo de potencia AC como etapa de verificación de las soluciones obtenidas.

- Agregar incertidumbre a los proyectos de generación, es decir añadir posibles retrasos en la puesta en marcha de proyectos o incluso la cancelación de éstos.
- Implementar la herramienta en máquinas de procesamiento más avanzadas y potentes.
- Agregar más características técnicas a los puntos de inyección, de manera que el modelo tome en consideración la capacidad de estas subestaciones y las pérdidas por los flujos de potencia aguas abajo de éstas.

Capítulo 7 Bibliografía

- [1] Nestor Becerra Yoma, Recomendaciones para estructurar y redactar memorias, Agosto 22, 2012.
- [2] *Ley General de Servicios Eléctricos (DFL4 1982)*. Santiago, Chile, 2006.
- [3] Ministerio de Energía. (2013) Objetivos y Funciones ME. [Online]. <http://www.minenergia.cl/ministerio/objetivos-y-funciones.html>
- [4] CNE. (2013) Quienes Somos. [Online]. <http://www.cne.cl/institucional/quienes-somos>
- [5] CDEC-SIC. (2013) Quienes Somos, CDEC-SIC. [Online]. http://www.cdec-sic.cl/contenido_es.php?categoria_id=1&contenido_id=000001
- [6] CNE. (2013, Octubre) Comisión Nacional de Energía. [Online]. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2013>
- [7] CNE. (2013) Estudio de Transmisión Troncal. [Online]. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-troncal>
- [8] CNE. (2013) Estudio de Subtransmisión. [Online]. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/proceso-de-tarificacion-de-subtransmision>
- [9] Mauricio Olivares y Felipe Escobar. (2012, Septiembre) Central Energía - El enredo de la subtransmisión. [Online]. <http://www.centralenergia.cl/2012/09/05/el-enredo-de-la-subtransmision/>
- [10] Ministerio de Energía. (2012, Febrero) Decreto 14. [Online]. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1049988>
- [11] CNE. (2014, Marzo) Valor Agregado de Distribución, CNE. [Online]. <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/valor-agregado-de-distribucion-vad>
- [12] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2004, Marzo) Ley 19.940. [Online]. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=222380>
- [13] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. (2008, Marzo) Ley 20.257. [Online]. <http://www.leychile.cl/Navegar?idLey=20257>
- [14] Ministerio de Energía. (2013, Septiembre) Ley 20.701. [Online]. <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1055073>
- [15] Gobierno de Chile. (2012, Agosto) Central Energía. [Online]. http://www.centralenergia.cl/uploads/2012/09/Proyecto_de_ley_Carretera_Elecrica.pdf
- [16] Marcelo Cortés, "Planificación de la Expansión de Redes de Transporte de Energía Eléctrica considerando Incertidumbre," Universidad de Chile, Santiago, Tesis de Doctorado en Ingeniería Eléctrica 2012.
- [17] Rodrigo Palma, Eliana Cura, Carlos Silva Hugh Rudnick, "Economically adapted transmission systems in open acces schemes-Application of genetic algorithms," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, 1996.
- [18] A.P.C.Costa, S.Binato G.C.Oliveira, "Large scale transmission network planning

- using optimization and heuristic techniques," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, 1995.
- [19] M.J.Rider, R.Romero, A.V.Garcia, C.A. Murari I.deJ.Silva, "Transmission network expansion planning with security constraints," *IEE Proceedings*, vol. 152, no. 6, 2005.
- [20] M.Ni, R.Bo Y.Gu, "Transmission Expansion Planning Considering Economic and Reliability Criteria," *IEEE*, 2012.
- [21] Songzhe Zhu, A.A.Chowdhury, Pei Zhang Yi Zhang, "An integrated transmission planning framework for including renewable energy technologies in a deregulated power system," *IEEE*, 2010.
- [22] R. Palma, L. Vargas W. Brokering, "Operación de un SEP en régimen permanente," in *Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Santiago: Pearson, 2008, pp. 165-188.
- [23] N. Müller and V.H. Quintana, "Performance Evaluation of Load Flow Techniques in Polar and Rectangular Coordinates," Technical Report UWEE 89-01, Febrero 1989.
- [24] Sebastián Jesús Oliva Henríquez, "Compatibilidad de Métodos de Cálculo de Flujos AC y DC en Sistemas de Potencia," Universidad de Chile, Santiago, Memoria de Título 2008.
- [25] Dr. Jim McCalley. DC Power Flow Equations, Iowa State University. [Online]. home.eng.iastate.edu/~jdm/ee553/PowerFlow.doc
- [26] R. Palma, L. Vargas W. Brokering, "Cápítulo 6. Parámetros de Líneas de Transmisión (6.7)," in *Los Sistemas Eléctricos de Potencia (Ñom Lűfke)*. Santiago: Pearson, 2008, p. 118.
- [27] J.Verboomen,K.Purchala,R,Belmans,W.L.Kling D.VanHertem, "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis wit Flow Controlling Devices," *The 8th IEE International Conference on AC and DC Transmission*, no. 0537-9989, pp. 58-68, Marzo 2006.
- [28] R. Palma, L. Vargas W. Brokering, "Conceptos Eléctricos y Matemáticos Básicos," in *Los Sistemas Eléctricos de Potencia (Ñom Lűfke)*. Santiago, Chile: Prentice Hall, 2008, ch. 2, p. 34.
- [29] L. Meeus, D. Van Dommelen, R. Belmans K. Purchala, "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis," *Power Engineering Society General Meeting, IEEE*, vol. 1, pp. 454-459, 2005.
- [30] Charles Darwin, *The Life and Letter of Charles Darwin*, Francis Darwin, Ed. London, England: John Murray, 1887. [Online]. http://es.wikipedia.org/wiki/Charles_Darwin
- [31] Charles Darwin, *On the Origin of Species by Means of Natural Selection, or the Preservation of Favoured Races in the Struggle for Life*. Reino Unido: John Murray, 1859.
- [32] John H. Holland, *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. Ann Arbor, Michigan,USA: U. of Michigan, 1975. [Online]. http://en.wikipedia.org/wiki/John_Henry_Holland

- [33] A.Monticelli, R.Romero R.A.Gallego, "Transmission system expansion planning by an extended genetic algorithm," *IEE Proceedings Online*, vol. 145, no. 3, 1998.
- [34] Victor Galaz, "Minimización del costo del proyecto de media tensión, asociado a la interconexión de aerogeneradores en un parque eólico," Universidad de Chile, Santiago, Memoria de Título en Ingeniería Civil Eléctrica 2011.
- [35] L.Garver, "Transmission network estimation using linear programming," *IEEE Transactions on power apparatus and systems*, vol. PAS-89, no. 7, pp. 1688-1697, 1970.
- [36] Yunjie Zhang, Yi Li, Xiona Zhang Weina Wang, "The Global Fuzzy C-Means Clustering Algorithm," *IEEE*, vol. 1, pp. 3604-3607, 2006.
- [37] Miin-Shen Yang Jian Yu, "A generalized fuzzy clustering regularization model with optimality tests and model complexity analysis," *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 15, no. 5, pp. 904-915, 2007.
- [38] *Ley Sobre Bases Generales del Medio Ambiente (Ley 19.300)*. Santiago: Ministerio Secretaría General de la República, 1994.
- [39] Frank J. Hall, "The Adjacency Matrix, Standard Laplacian and Normalized Laplacian and Some Eigenvalue Interlacing Results," *Department of Mathematics and Statistics, Georgia State University*, 2003.
- [40] Wang Hongxia Yin Chao, "Developed Dijkstra shortest path search algorithm and simulation," *Computer Design and Applications (ICCD)*, vol. 1, pp. 116-119, 2010.
- [41] Jan Pelzl, Bart Preneel Christof Paar, *Understanding Cryptography: A Textbook for Students and Practitioners*. Heidelberg, Germany: Springer, 2010.
- [42] R. Palma, L. Vargas W. Brokering, "Modelos de Operación de una Línea de Transmisión (Cap. 7.5)," in *Los Sistemas Eléctricos de Potencia (Ñom Lűfke)*., 2008, p. 141.
- [43] Gobierno de Chile CNE, "Estándares en generación y transmisión para estado normal y estado de alerta," in *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*. Santiago de Chile, 2009, pp. 59-60.
- [44] Dr. Jim McCalley, "Development of the node-arc incidence matrix," in *DC Power Flow Equations*. Iowa: Iowa State University, pp. 17-19.

Capítulo 8 Anexos

Los códigos de la herramienta desarrollada en la presente memoria son anexados en el siguiente CD.