

**ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD EN SISTEMAS DE
POTENCIA USANDO TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN
METAHEURÍSTICA**

Autor: JUAN JAIRO CORTINA GÓMEZ

Director: JESÚS MARÍA LÓPEZ LEZAMA

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR
POR EL TÍTULO DE MAESTRÍA EN INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN**

2016

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Medellín, 28 de noviembre 2016

Dedicado a

Dios, que me permitió realizar este trabajo. A mis padres y hermanas, por el apoyo constante. A mi compañera, Julieth García, por la paciencia y total respaldo en mis días de ausencia. Al profesor Jesús María, por su enseñanza, esmero y todo su valioso aporte a la investigación. A mis amigos, por animarme y darme la confianza que siempre me mantuvo en pie.

Agradecimientos

Agradecimiento especial para todos los amigos que contribuyeron en la elaboración de este trabajo. Sus ideas y aportes fueron fundamentales para alcanzar esta meta:

Nicolás Muñoz Galeano

Laura Yulieth Agudelo

Brayan Stiven Colorado

Juan David Giraldo

Giovanny Cortés Avendaño

Daniel García Valencia

Alejandro Quintero Londoño

Juan Felipe Quintero

Diana Marcela Paniagua

Yurany Andrea Osorno

Edwin Ariel Rodas

Resumen

En este proyecto de investigación se presenta un análisis de vulnerabilidad de la red eléctrica bajo la amenaza terrorista. El problema se formula como un problema de programación no lineal entera mixta usando un modelado AC de la red. Se lleva a cabo un enfoque de programación binivel para ilustrar la interacción de dos agentes: un agente disruptor que tiene como objetivo la maximización del deslastre de carga mediante la realización de ataques en líneas, transformadores y generadores, y el operador del sistema quien reacciona al ataque modificando el despacho de generación con el fin de reducir al mínimo la desconexión de carga y considerando la respuesta de la demanda como un mecanismo de reducción de racionamiento. Dos características distintivas de modelado se introducen en este proyecto: el modelo AC de la red y la posibilidad de ataques en las ramas, así como generadores. Por otra parte, considerar el mecanismo la respuesta de la demanda por parte del operador del sistema. El modelo propuesto se resuelve por medio de diversos métodos aproximados de optimización (técnicas metaheurísticas). Las pruebas realizadas en el sistema de prueba de confiabilidad IEEE 24-barras demuestran la aplicabilidad y la solidez del enfoque propuesto.

Palabras clave: Programación Binivel, Interdicción, Vulnerabilidad, Técnicas de Optimización Metaheurísticas

Abstract

A vulnerability analysis of the electric grid under terrorist threat is presented in this research project. The problem is formulated as a mixed integer non-linear programming problem using an AC modeling of the network. A bilevel programming approach is implemented to illustrate the interaction of two agents: a disruptive agent that aims at maximizing load shedding by performing attacks in lines, transformers and generators, and the system operator who reacts to the attack modifying the generation dispatch in order to minimize load shedding and considering the response of demand as a rationing reduction mechanism. Two distinctive modeling features are introduced in this project: the AC model of the network and the possibility of attacks in branches as well as generators. Furthermore, the mechanism of demand response by the system operator is considered. The proposed model is solved by means several approximate optimization methods (metaheuristic techniques). Tests performed on the IEEE 24-bus reliability test system show the applicability and robustness of the proposed approach.

Keywords: Bilevel Programming, Interdiction, Vulnerability, Metaheuristic Optimization Techniques

Lista de Contenido

	Pág.
Nomenclatura	14
Introducción	16
Capítulo 1. Preliminares.....	18
1.1. Marco teórico	18
1.2. Estado del arte	20
1.3. Motivación	23
Capítulo 2. Fundamentos de Programación Binivel	28
2.1. Programación Binivel.....	28
2.2. Ejemplo 1. Problema de Programación Binivel Lineal.....	30
2.3. Ejemplo 2. Inexistencia de solución por indiferencia	33
2.4. Transformación de un problema binivel a un problema de un único nivel.....	35
2.4.1. Usando Condiciones de Optimalidad de Primer Orden	35
2.4.2. Usando Teoría de la Dualidad.....	37
2.5. Abordaje cuando no es posible obtener equivalentes de un solo nivel	38
Capítulo 3. Modelo de Interdicción AC	39
3.1. Restricciones del problema	39
3.2. Función objetivo del nivel superior.....	40
3.3. Restricciones del nivel superior	40
3.4. Función objetivo del nivel inferior.....	41
3.5. Restricciones de desigualdad del nivel inferior	41
3.6. Restricciones de igualdad del nivel inferior.....	42

3.7. Modelo de interdicción AC sin respuesta de la demanda	43
Capítulo 4. Normatividad Colombiana aplicada al modelo de interdicción AC.....	45
4.1. Cálculo del Costo Incremental Operativo de Racionamiento	45
4.1.1. Método de variación compensada	46
4.1.2. Método de valoración contingente	47
4.1.3. Método de Conjoint.....	49
4.1.4. Actualización de los costos de racionamiento	49
4.2. Mecanismo de Respuesta de la Demanda	51
4.2.1. Demanda Desconectable Voluntaria	51
4.2.2. Tipos de demanda desconectable voluntaria	53
4.2.3. Reducción de la Demanda.....	53
4.2.4. Clasificación de los programas de Reducción de la Demanda	55
4.2.5. Adaptación de la Reducción de la demanda en el modelo de interdicción AC	56
Capítulo 5. Solución mediante Métodos Aproximados	57
5.1. Representación del problema	57
5.2. Uso de metaheurísticas.....	59
5.3. Consideraciones para la codificación	60
5.3.1. Variables de decisión del problema	60
5.3.2. Cálculo del Redespacho de Potencia.....	61
5.3.3. Función Objetivo y manejo de Infactibilidades	61
5.3.4. Medida del deslastre de carga	61
5.3.5. Medida de la respuesta de la demanda.....	62
5.4. Búsqueda Local Iterada.....	62
5.4.1. Estrategia de codificación	63
5.4.2. Solución inicial.....	64

5.4.3. Búsqueda local mediante dos movimientos	64
5.4.4. Perturbación y criterio de parada	66
5.5. Procedimiento de Búsqueda Aleatoria Adaptativa Golosa	66
5.5.1. Estrategia de codificación	66
5.5.2. Constructivo (diversificación).....	67
5.5.1. Búsqueda Local (intensificación).....	68
5.6. Algoritmo Genético.....	68
5.6.1. Estrategia de codificación	68
5.6.2. Población Inicial.....	69
5.6.3. Selección de padres por torneo	69
5.6.4. Cruce y reparación de individuos.....	70
5.6.5. Mutación	70
5.6.6. Criterio de Reducción	70
5.7. Búsqueda Tabú.....	71
5.7.1. Estrategia de codificación	71
5.7.2. Búsqueda por Entorno.....	71
5.7.3. Lista Tabú.....	72
5.7.4. Criterio de aspiración	72
Capítulo 6. Pruebas y Resultados.....	74
6.1. Caso de estudio RTS IEEE-24 Barras.....	74
6.2. Comparación entre las metaheurísticas de solución.....	75
6.3. Caracterización del caso de estudio	77
6.3.1. Análisis de vulnerabilidad usando GRASP.....	78
6.3.2. Análisis de Vulnerabilidad usando ILS.....	80
6.3.3. Selección de la metaheurística de solución	83

6.3.4. Análisis del deslastre de carga por barra.....	86
6.3.5. Análisis de Sensibilidad AC.....	86
6.4. Resultados con respuesta de la demanda	87
6.4.1. Diferencias en la carga deslastrada considerando la reducción de la demanda	87
6.4.2. Diferencias económicas considerando la reducción de la demanda	88
Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones	93
Bibliografía	95
Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER	100
A1.1. Porqué usar MATPOWER.....	100
A1.2. Parámetros del caso de estudio RTS IEEE-24 Barras.....	102
A1.3. Adecuación del caso base.....	107
A1.4. Dificultades encontradas en las simulaciones	109
Glosario.....	111

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Torres derribadas en Colombia por actos de terrorismo.	24
Figura 2. Energía No Suministrada -ENS- No Programada.	24
Figura 3. Esquema general de un problema de programación binivel.....	29
Figura 4. Región factible del problema relajado.....	31
Figura 5. Región factible del seguidor para un valor dado de x	31
Figura 6. Soluciones deseadas de líder y seguidor según gradientes de sus funciones objetivo. .	32
Figura 7. Región Inducida y solución óptima.	32
Figura 8. Inexistencia de solución por indiferencia.	34
Figura 9. Método de la variación compensada.	47
Figura 10. Disponibilidad a recibir compensación (DARC).	48
Figura 11. Disponibilidad a pagar (DAP).	48
Figura 12. Superposición DARC y DAP.	48
Figura 13. Representación de VI . a) Binaria. b) Entera.	58
Figura 14. Representación binaria y entera de VI en un sistema de potencia de 5 barras.	58
Figura 15. Diagrama de flujo de la ILS.	63
Figura 16. Representación de la Búsqueda Local Iterada.	64
Figura 17. Constructivo para la solución inicial de la ILS.	65
Figura 18. Primer movimiento de la búsqueda local.	65
Figura 19. Segundo movimiento de la búsqueda local.	66
Figura 20. Esquemático del GRASP.....	67
Figura 21. Diagrama de flujo del GA.	68
Figura 22. Selección por torneo para cada par de padres a ser cruzados.....	69
Figura 23. Cruce por alternancia de posiciones	70
Figura 24. Búsqueda por entorno con reemplazo de generador por ramas.....	72
Figura 25. VI obtenidos para $M = 6$ variando el costo de ataque de los generadores.	80
Figura 26. VI obtenidos con $M_l = 1$ y $M_g = 2$ para modelo de interdicción AC.....	82
Figura 27. Sistema en islas generadas por diferentes planes de interdicción.	83

Figura 28. Convergencia de la ILS para $M = 6$ (caso de estudio IEEE RTS-24).	85
Figura 29. Deslastre en barras de carga para planes de ataque con $M = 7$, $M = 8$ y $M = 9$	86
Figura 30. Deslastre de carga en la barra 3 para diferentes niveles de tensión mínima.	87
Figura 31. Caso de estudio IEEE RTS-24.	102
Figura 32. Valores de <i>mpc.bus</i> para el caso IEEE RTS-24.	103
Figura 33. Valores de <i>mpc.gen</i> para el caso IEEE RTS-24.	104
Figura 34. Valores de <i>mpc.branch</i> para el caso IEEE RTS-24.	105
Figura 35. Valores de <i>mpc.gencost</i> para el caso IEEE RTS-24.	107

Lista de Tablas

	Pág
Tabla 1. Costos de racionamiento de ISA.....	49
Tabla 2. Costos de costos de racionamiento para marzo de 2016.	50
Tabla 3. Datos de potencias y tensiones en las barras para el caso IEEE RTS-24	75
Tabla 4. Resultados cuando $M_l = 1$ y $M_g = 2$	77
Tabla 5. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 3$ y $M_l = 1$	78
Tabla 6. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 2$ y $M_l = 1$	78
Tabla 7. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 1$ y $M_l = 1$	78
Tabla 8. Mejores planes de ataque usando ILS con $M_g = 2$ y $M_l = 1$	81
Tabla 9. Comparación entre ILS y GRASP para VI con $M = 9$, $M_g = 2$ y $M_l = 1$	83
Tabla 10. Comparación del deslastre de carga para los modelos DC y AC sobre el Sistema de prueba IEEE RTS-24.	84
Tabla 11. VI variando el costo de ataque de líneas, con $M = 3$ y $M_g = 2$	85
Tabla 12. Mejores planes de ataque con $M = 3$, $M_l = 1$ y $M_g = 2$	88
Tabla 13. Costos de Generadores para el caso IEEE RTS-24 Barras.....	90
Tabla 14. Costos de Racionamiento y de la RD para el caso IEEE RTS-24 Barras.....	91
Tabla 15. Costo de la operación considerando RD en las barras 9, 10, 13 y 14.....	91

Nomenclatura

La nomenclatura usada a lo largo de este documento es la siguiente:

Índices

m, n	Índices de barras.
l	Índice de ramas.
g	Índice de generadores.
i	Índice de usuarios disponibles para reducir su demanda.

Conjuntos

Br	Conjunto de ramas.
N	Conjunto de barras.
Gen	Conjunto de generadores.

Parámetros

M	Total de recursos disponibles para un ataque.
M_l	Costo de atacar las ramas.
M_g	Costo de atacar los generadores.
c_g	Costo de la generación.
c_{DS_n}	Costos del deslastre de carga en la barra n .
$c_{DR_{i,n}}$	Costos de remuneración de la demanda reducida por el usuario i , en la barra n .
P_{D_n}, Q_{D_n}	Demanda de potencia activa y reactiva en la barra n , respectivamente.
p_g^{max}, p_g^{min}	Límites de la potencia activa del generador g .
Q_g^{max}, Q_g^{min}	Límites de la potencia reactiva del generador g .
p_l^{max}, p_l^{min}	Límites del flujo de la potencia activa por la rama l .
Q_l^{max}, Q_l^{min}	Límites del flujo de la potencia reactiva por la rama l .
S_l^{max}, S_l^{min}	Límites del flujo de la potencia aparente por la rama l .
$\theta_n^{max}, \theta_n^{min}$	Límites del ángulo de fase en la barra n .
V_n^{max}, V_n^{min}	Límites de la magnitud de tensión en la barra n .
G_{mn}, B_{mn}	Componentes real e imaginaria, respectivamente, en la matriz de admitancias empleada en las ecuaciones de las inyecciones de potencia en las barras.
g_{mn}	Conductancia de la rama conectada entre las barras m y n .
b_{mn}	Susceptancia de la rama conectada entre las barras m y n .
θ_{ref}	Ángulo de referencia.

Variables

$\delta_g^{Gen}, \delta_l^{Br}$	Vectores de interdicción de generadores y ramas, respectivamente.
P_{DS_n}	Deslastre de carga de la barra n .
$P_{DR_{i,n}}$	Demanda reducida por el usuario i , en la barra n .
P_l^{Br}, Q_l^{Br}	Flujos de potencia activa y reactiva a través de la rama l , respectivamente.
P_g^{Gen}, Q_g^{Gen}	Potencia activa y reactiva generada por el generador g , respectivamente.
P_n, Q_n	Inyección de potencia activa y reactiva en la barra n , respectivamente.
S_l^{Br}	Flujo de potencia aparente a través de la rama l .
V_n	Magnitud de tensión de la barra n .
θ_n	Ángulo de fase de la barra n .
θ_{mn}	Diferencia angular entre las tensiones de las barras m y n .

Abreviaturas y siglas

ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
CND	Centro Nacional de Despacho.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
CRO	Costo Incremental Operativo de Racionamiento.
CxC	Cargo por Confiabilidad.
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
DAP	Disponibilidad a pagar.
DARC	Disponibilidad a recibir compensación.
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria.
FO	Función Objetivo.
GA	Algoritmo Genético.
GRASP	Procedimiento de Búsqueda Aleatoria Adaptativa Golosa.
IBP	Programas de reducción de la demanda basados en incentivos.
ILS	Búsqueda Local Iterada.
IPC	Índice de Precios al Consumidor.
IPEE	Índice de Precios de la Energía Eléctrica.
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MI-AC	Modelo de Interdicción AC.
OEF	Obligaciones de Energía Firme.
OS	Operador del Sistema Eléctrico.
PBP	Programas de reducción de la demanda basados en precios.
RD	Reducción de la demanda.
TS	Búsqueda Tabú.
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.
VI	Vector de interdicción.

Introducción

La seguridad de los sistemas eléctricos es uno de los principales objetivos en la política energética de los gobiernos del mundo. Ejemplo de ello son los países que hacen parte de la unión Europea o los Estados Unidos que, incluso, cuentan con programas especiales para la protección de la infraestructura eléctrica y dentro de su política de gestión de riesgos realizan estudios para evaluar la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos (Correa & Yusta, 2014).

Cualquier sistema de infraestructura crítica representa una enorme inversión pública, en la que una interrupción menor, causada al azar o deliberadamente, puede degradar el rendimiento del sistema y ocasionar pérdidas económicas considerables (Brown et al., 2006).

En los sistemas eléctricos de potencia, el Operador del Sistema (OS) puede conocer los puntos críticos de su red mediante análisis de vulnerabilidad. Con la información de los puntos críticos el OS puede diseñar planes de acción para tomar decisiones orientadas a la prevención de las perturbaciones y a la recuperación de la red eléctrica (Salmeron et al., 2004).

Una perturbación no superada en el menor tiempo posible aumenta la probabilidad de que se presente un colapso en el sistema, dando como resultado final un apagón. La amenaza de un apagón es uno de los problemas más críticos que deben enfrentar el OS, tanto por su impacto social y económico como regulatorio (Agudelo et al., 2014).

Las perturbaciones o contingencias que se presentan en la red se deben a fallas en el sistema, mantenimientos imprevistos, catástrofes naturales o daños ocasionados por ataques terroristas (Corredor & Ruiz, 2011). En particular, las contingencias que se presentan por atentados terroristas se pueden expresar mediante un modelo ataque – defensa. En un modelo ataque-defensa existe un agente disruptor o atacante que pretende causar el máximo daño al sistema (deslastre de carga) y un agente defensor que reacciona ante el ataque para minimizar el daño (Salmeron et al., 2004).

Este tipo de modelos se conocen como modelos de interdicción y se abordan desde una perspectiva de programación binivel. La programación binivel modela un juego jerárquico de dos niveles en el que un agente ejecuta una acción anticipándose a la reacción del otro agente (Agudelo et al., 2014).

El problema de interdicción ha sido abordado y solucionado a través de métodos exactos considerando el modelo DC del flujo de potencia. Cuando el problema del nivel inferior es convexo, el problema original de dos niveles puede ser transformado en un problema equivalente de un solo nivel usando el Teorema de Dualidad (Motto et al., 2005), (Arroyo, 2010) o las Condiciones de Optimalidad de Karush Kuhn Tucker -KKT (Arroyo & Galiana, 2005). El problema de un solo nivel equivalente se puede resolver usando técnicas de Programación Lineal Entera Mixta (MILP) como Branch and Bound y Descomposición de Benders (Salmeron et al., 2009), (Delgadillo et al., 2010). Por otro lado, si el problema del nivel inferior no es convexo, el modelo no puede ser llevado a un equivalente de un solo nivel. En este caso se pueden encontrar soluciones usando Métodos aproximados como heurísticas y metaheurísticas (Salmeron et al., 2004), (Arroyo & Fernández, 2009), (Romero et al., 2012), (Agudelo et al., 2014). Estos métodos no garantizan la obtención de un óptimo global, pero ofrecen soluciones de alta calidad, en tiempos de computo aceptables (Arroyo y Fernández, 2009). En cualquier caso, mediante métodos exactos o métodos aproximados, lo que se busca es identificar los elementos críticos de la infraestructura y advertir al OS de los puntos vulnerables de su sistema.

Si se identifica un conjunto de elementos críticos (aquellos que una vez atacados causan alto racionamiento en el sistema) el OS puede tomar medidas durante el despacho para minimizar los posibles deslastres de carga, o dar las señales tempranas al gobierno indicando que estos elementos requieren mayor protección por parte de la fuerza pública. No es suficiente garantizar confiabilidad desde el punto de vista de eventos fortuitos sino también considerando posibles ataques intencionales. Para ello se deben proteger los puntos críticos de la infraestructura en lugar de simplemente respaldar los elementos menos fiables del sistema (Brown et al., 2006).

Capítulo 1. Preliminares

En este capítulo se resumen algunos hechos importantes que han derivado, a lo largo del tiempo, en el estudio de los análisis de vulnerabilidad en los sistemas eléctricos de potencia para resolver el problema de interdicción. El capítulo está dividido en 3 secciones comprendidas por el Marco Teórico, para enrutar el tema de discusión y brindar mayor contexto al lector, el Estado del Arte, para dar una mirada acerca de algunos trabajos destacados de la literatura y la sección de Motivación donde se exponen las razones para llevar a cabo esta investigación.

1.1. Marco teórico

Un análisis de vulnerabilidad de un sistema de potencia se realiza con el fin de conocer o aproximar el comportamiento del sistema ante contingencias en la operación y detectar puntos críticos que pondrían en riesgo su seguridad.

Se entiende como contingencia la salida de uno o más elementos del sistema de potencia que pueden ser planeadas para fines de mantenimiento o forzadas por condiciones ambientales, fallas en los equipos, vandalismo, entre otras. Cuando un equipo sale de servicio se aísla de la red y genera una nueva condición de operación en el sistema. Ante esta situación, es muy importante para el OS identificar las condiciones del nuevo punto de operación, evaluar el nivel de riesgo actual de la red y definir acciones correctivas para recuperar un punto de operación confiable y seguro (Agudelo et al., 2014).

Generalmente los análisis de vulnerabilidad se basan en el estudio de contingencias con criterio N-1 y N-2. Una contingencia con criterio N-1 se refiere a la habilidad del sistema de potencia para operar en condiciones normales ante la salida de un elemento. La contingencia con criterio N-2 implica un nivel más alto en cuanto a la seguridad del sistema al considerar la pérdida simultánea de dos elementos en la que el sistema continúa operando en condiciones normales. Típicamente estos criterios asocian que la salida de los elementos es fortuita no intencional (Arroyo, 2010).

Actualmente, la salida de elementos de los sistemas de potencia no se debe únicamente a fenómenos naturales aleatorios, sino también a actos mal intencionados o ataques (Corredor & Ruiz, 2011). En este sentido se adhirió el concepto de interdicción, en el cual se incluye un agente líder o agente disruptor que intencionalmente pretende hacer el máximo daño al sistema de potencia; sin embargo, esta acción es mitigada por las acciones del agente seguidor o defensor, el cual procura minimizar el daño (Salmeron et al., 2004).

Para los sistemas de potencia, el agente disruptor realiza un ataque selectivo sobre los componentes del sistema; sin embargo, los efectos en el sistema son controlados o mitigados mediante la rápida reacción y aplicación de estrategias por parte del agente seguidor, o defensor (el OS), a fin de minimizar el plan de ataque del adversario. De esta forma, el modelo de interdicción identifica un conjunto de puntos clave, cuyo ataque tiene como objetivo maximizar la demanda no atendida en todos los nodos del sistema (Salmeron et al., 2004).

Por su naturaleza, los problemas de interdicción son abordados desde una perspectiva de programación binivel, la cual permite definir funciones objetivo diferentes para el agente líder y seguidor. Adicionalmente, las restricciones del nivel superior, están en función de las variables de optimización del nivel inferior. En general, un modelo binivel es un problema de optimización en el cual una de sus restricciones es otro problema de optimización (Arroyo & Galiana, 2005).

En el nivel superior de optimización el agente disruptor tiene como objetivo causar el máximo daño al sistema (medido en deslastre de carga), pero cuenta con recursos limitados. El agente del nivel superior controla sus variables de decisión y conoce la función objetivo del otro agente; es decir, define qué elementos va a intervenir y evalúa el desempeño de su función objetivo anticipándose a la reacción del agente operador. Por su parte, en el nivel inferior de optimización, el OS, una vez se ha ejecutado el plan de ataque del agente líder, minimiza el deslastre de carga mediante la ejecución de un flujo de potencia óptimo. El OS es autónomo para tomar acciones de respuesta sobre los elementos del sistema seleccionando sus propias estrategias correctivas a fin de optimizar su función objetivo: minimizar el deslastre de carga. En este tipo de problemas ataque-defensa se asume que ambos agentes conocen el sistema de potencia y las acciones de un agente con respecto al otro son secuenciales no cooperativas, donde los agentes siempre estarán

limitados a la acción que realice el otro. Este problema, que enmarca un análisis de vulnerabilidad bajo múltiples salidas, identifica un conjunto de contingencias que hacen el sistema más vulnerable y de esta manera permite al operador tomar acciones protectoras sobre el sistema (Agudelo et al., 2014).

La capacidad de identificar puntos clave ante contingencias, conduce al OS a buscar la solución al "problema de óptima defensa"; es decir, identificar la estrategia de defensa óptima o cercana al óptimo, dado un presupuesto de defensa limitado (Brown et al., 2006).

1.2. Estado del arte

Las primeras investigaciones en modelos de interdicción de redes se realizaron en el área de la investigación de operaciones durante la segunda guerra mundial. En esa época se desarrollaron modelos matemáticos determinísticos con el objetivo de maximizar el número de rutas de llegada a las bases militares, teniendo en cuenta la presencia de tropas enemigas en la zona que pretendían minimizar o interrumpir las rutas de acceso, con el propósito de evitar o minimizar el flujo de provisiones para las tropas y las bases (Agudelo et al., 2014). Entre los principales trabajos encontrados en literatura especializada, en donde se desarrolla un modelo de interdicción para abordar el análisis de vulnerabilidad bajo múltiples contingencias del sistema de potencia, tenemos los siguientes:

En (Salmeron et al., 2004) se propuso abordar el problema mediante un modelo Max-Min donde el agente del nivel inferior tiene como objetivo minimizar los costos de generación y carga deslastrada, mientras que el agente del nivel superior intenta maximizar estos costos según su plan de ataque, considerando que tiene recursos limitados. El modelo de interdicción se soluciona con una heurística basada en la descomposición de Benders usando las ecuaciones del flujo DC del sistema de potencia. En el modelo se linealizan las restricciones del nivel inferior, a fin de que el modelo completo de interdicción sea una maximización de una función convexa. En este estudio se realiza una evaluación de costos según el elemento afectado (línea, transformador, barra y/o generador), al asignar un número estimado de horas de reparación y su impacto sobre el sistema (Salmeron et al., 2004).

En (Arroyo & Galiana, 2005) se generaliza el problema interdicción propuesto por (Salmeron et al., 2004) en el que el agente disruptor pretende minimizar el número de elementos de la red a ser atacados a fin de que la demanda desatendida sea igual o mayor a un valor esperado, previendo que el operador del sistema usará todos sus recursos para minimizar este deslastre de carga. El modelo de interdicción se resuelve mediante Programación Lineal Entera Mixta (*Mixed Integer Linear Programming* -MILP) convirtiendo el problema de optimización del nivel inferior en restricciones lineales mediante las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucher (KKT), usando las ecuaciones del flujo DC de la red.

Una formulación genérica de programación de tres niveles “Defesa-Ataque-Defensa” es propuesta en (Brown et al., 2006), a partir del planteamiento en (Salmeron et al., 2004). En este desarrollo se presenta el modelo de programación binivel (nivel intermedio y nivel inferior) como un submodelo de la formulación de tres niveles. El problema binivel es representado como un problema Max-Min de una única función objetivo que ha sido linealizado convirtiendo el modelo de tres niveles a un problema de dos niveles. El modelo, que considera las ecuaciones del flujo DC del sistema de potencia, es aplicado a una red de prueba concibiendo solo ataques a líneas.

En (Arroyo & Fernández, 2009) se presenta un nuevo modelo para el problema de interdicción DC formulado como un Problema de Programación Binivel No Lineal Entera Mixta (*Mixed Integer Nonlinear Bilevel Programming* -MINLBP). En el nivel superior se pretende maximizar el deslastre de carga, mientras que en el nivel inferior está el OS que reacciona al ataque ejecutando un flujo óptimo DC y modificando la topología del sistema; es decir, para disminuir el deslastre de carga, el operador puede desconectar líneas que se encontraban en servicio. Este nuevo problema, de naturaleza no convexa y no lineal, implica adicionar una variable binaria de decisión en el nivel inferior y se resuelve usando un Algoritmo Genético. En este nuevo modelo se obtuvo que, para algunos casos de ataque, el deslastre de carga era menor si se desconectaban algunas líneas.

Un nuevo aporte de Arroyo (Arroyo, 2010) presenta dos modelos de mínima y máxima vulnerabilidad. En el modelo de mínima vulnerabilidad, en el nivel superior se minimiza el número

de líneas a atacar tal que se logre una demanda no atendida esperada. En el modelo de máxima vulnerabilidad, en el nivel superior se maximiza la demanda no atendida dado un número determinado de líneas a ser atacadas. Para ambos modelos, en el nivel inferior de la optimización, el agente operador reacciona mediante la ejecución de un flujo óptimo DC, con el fin de disminuir el deslastre de carga en el sistema. Ambas metodologías se abordan desde la Programación no Lineal Entera Mixta (*Mixed Integer Nonlinear Programming* -MINLP) en la cual son linealizadas las restricciones del nivel inferior convirtiendo el problema de dos niveles en un problema de un solo nivel mediante dos caminos: usando las condiciones de optimalidad de KKT y la Teoría de la Dualidad. Ambas aproximaciones son equivalentes desde el punto de vista matemático; sin embargo, la Teoría de la Dualidad es más conveniente desde el punto de vista numérico.

En (Romero et al., 2012) se aborda el tema de planeación y expansión como un problema de optimización de tres niveles. En el nivel superior se encuentra el planeador del sistema el cual determina la estrategia de inversión que debe ser adoptada para proteger el sistema, al mínimo costo de generación, deslastre de carga y reparación. Este problema de optimización es solucionado usando Búsqueda Tabú. En los niveles medio e inferior se resuelve el problema de interdicción mediante un algoritmo de búsqueda selectiva. En el nivel medio, el objetivo del agente disruptor es maximizar los costos de operación del sistema, bajo el supuesto que en el nivel inferior está el operador quién pretende minimizar las consecuencias del ataque. En este problema todos los agentes tienen recursos limitados y tienen pleno conocimiento del sistema. El problema considera el modelo DC de la red eléctrica.

Un modelo de máxima vulnerabilidad es presentado en (Agudelo et al., 2014) el cual presenta por primera vez el problema de interdicción considerando las ecuaciones del flujo de potencia AC. La solución al problema es abordado mediante varios métodos aproximados (metaheurísticas), aplicado sobre un sistema de prueba de 5 barras, con el fin de elegir el mecanismo de solución, comparando bondades y desventajas de las distintas metaheurísticas hasta seleccionar el Algoritmo Híbrido como técnica de solución (combina un Algoritmo Genético con una Búsqueda Local). El Algoritmo Híbrido es aplicado luego en un prototipo del Sistema Eléctrico Colombiano y en un sistema de prueba IEEE RTS de 24 barras, considerando el modelo AC de la red y concibiendo ataques a los circuitos y transformadores en cada sistema.

1.3. Motivación

En este trabajo se presenta un modelo de optimización para el problema de interdicción que considera el modelo AC de la red, en el que, a diferencia del modelo presentado en (Agudelo et al., 2014), no solo se presenta la salida de líneas y transformadores sino también la salida de generadores; considerando que el agente disruptor cuenta con recursos limitados y que los costos de atacar los generadores pueden ser mayores a los costos de atacar líneas y transformadores, lo que representa un problema adicional para el agente disruptor que debe optimizar sus recursos de tal forma que los elementos seleccionados para lanzar su ataque estén dentro de sus posibilidades económicas, sujeto a que la salida de dichos elementos del sistema de potencia produzcan el máximo deslastre de carga.

En Colombia, este tipo de estudios cobra importancia debido a los constantes ataques a los que se ha visto sometida la infraestructura eléctrica en nuestro país y que ha sido causantes de grandes pérdidas económicas y muchas interrupciones en el servicio de energía eléctrica, reducción de la demanda, sobrecostos en la operación para el sector eléctrico, costos adicionales en reparación o sustitución de torres de energía y un gran impacto negativo en la sociedad (Corredor & Ruiz, 2011). Las figuras 1 y 2 revelan algunas cifras que han sido consecuencia de estos actos de terrorismo. La Figura 1 muestra las estadísticas de los años 2000 a 2015 acerca del número de torres de energía derribadas en Colombia por los grupos armados al margen de la Ley. Se observa que la tendencia ha sido a la baja, sin embargo, ha seguido presentándose este fenómeno que tuvo un ligero aumento en entre los años 2011 y 2013. Como consecuencia de los actos malintencionados contra la infraestructura, se ha desatendido parte de la demanda del país. La Figura 2 muestra el comportamiento en los últimos 6 años de la Energía No Suministrada (ENS) debido a causas no programadas. La figura contrasta la ENS-Total no programada contra ENS que corresponde a los atentados, en cada año. Así mismo, muestra una línea de tendencia que indica, en porcentaje, cuánto de la ENS no programada en el año correspondió con la Energía Total del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Aunque el valor de la ENS debida a atentados es bajo con respecto a la energía del SIN, en el Capítulo 1 se observan los altos costos económicos que implica un racionamiento. Los datos recolectados para construir esta figura fueron reportados anualmente

por ISA (Interconexión Eléctricas S.A.), quien administra y opera más del 70% de las redes de transmisión en el país, y fueron dadas a conocer al público en la página web del operador del sistema eléctrico colombiano, XM, y en los informes anuales de gestión presentados por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) al Congreso de la República.

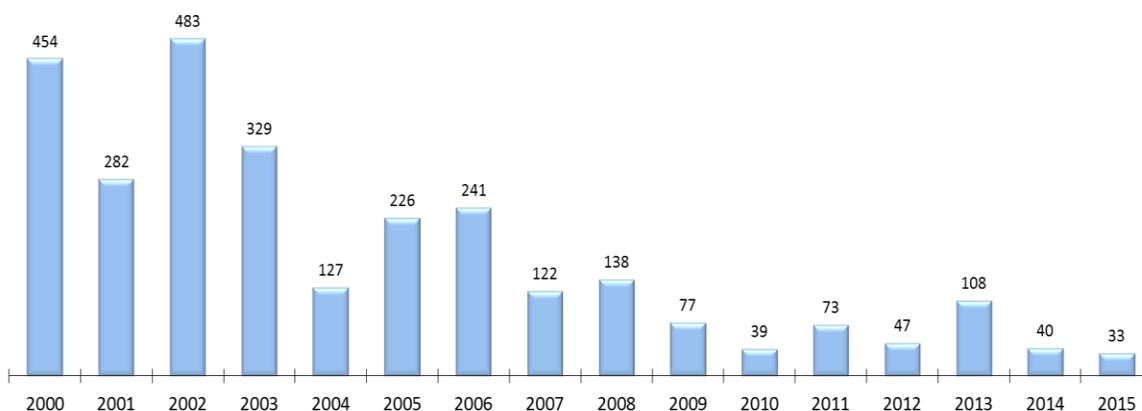
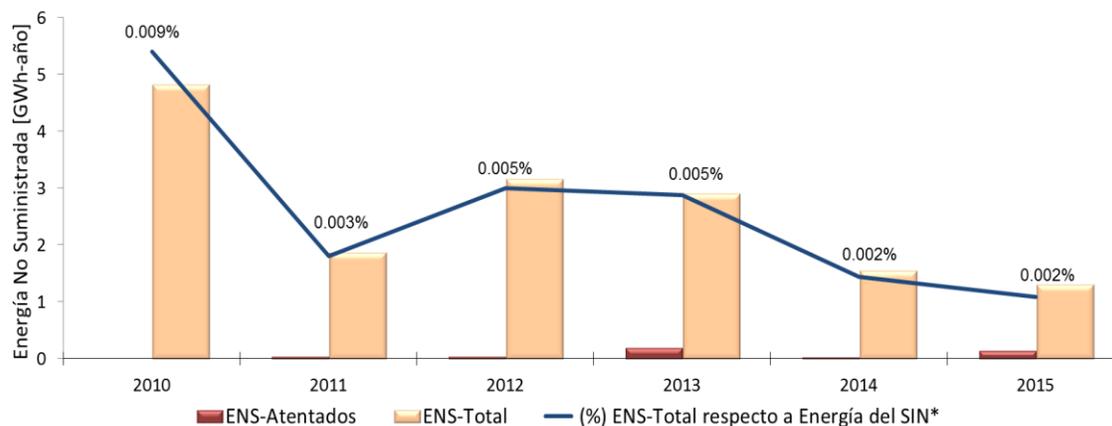


Figura 1. Torres derribadas en Colombia por actos de terrorismo.
Fuente: (Corredor & Ruiz, 2011) y (Ministerio de Defensa de Colombia, 2016)



(*) SIN: Sistema Interconectado Nacional

Figura 2. Energía No Suministrada -ENS- No Programada.
Fuente: (XM S.A. E.S.P., 2016) y (MinMinas, 2010-2015)

El análisis de vulnerabilidad bajo múltiples contingencias puede resultar de mucho interés para el gobierno, ya que se pueden identificar puntos vulnerables de la infraestructura eléctrica y reforzar en ellos el pie de fuerza. Las estadísticas mostradas en las figuras 1 y 2 reflejan un comportamiento que evidencia que el fortalecimiento de la fuerza pública en las zonas de influencia de la infraestructura crítica, reduce ostensiblemente los daños sobre la misma, tal como

ocurrió en las administraciones de los gobiernos de Colombia en los periodos comprendidos entre los años 2002–2006 y 2006–2010. Lo anterior representa un beneficio de gran impacto social en el bienestar y la seguridad del país al evitarse eventos críticos como los apagones. A nivel económico, se genera un impacto positivo evitándose pérdidas en el sector productivo ante eventuales racionamientos y aminorando el descontento en la sociedad al generar confianza en la calidad en el servicio de energía que se presta y mejorando la percepción de favorabilidad del gobierno en cuanto al tema de seguridad.

La inclusión de generadores como elementos a ser atacados constituye una de las novedades presentadas en esta propuesta y aunque existen algunos estudios acerca del problema de interdicción en donde también se conciben ataques a los generadores, como en (Salmeron et al., 2004), éstos han abordado el problema considerando el modelo DC de la red. Al realizar el análisis con el modelo AC, esta propuesta permitirá desarrollar una metodología de análisis distinta a las mostradas en la literatura. Si bien el ataque a los generadores tiene poca probabilidad de ocurrencia, su inclusión en el trabajo se hace más con fines académicos que prácticos, aunque no se descarta la posibilidad de que este tipo de ataques ocurra, por ejemplo, en pequeñas centrales eléctricas que pueden ser mucho más vulnerables por no estar tan protegidas como las grandes centrales de generación o a través ciberataques a los sistemas SCADA de las grandes centrales generadoras (Trend Micro Incorporated, 2015).

Los ciberataques con fines terroristas, pueden alcanzar sitios insospechados, y aun no cumpliendo total o parcialmente con su objetivo, la sola difusión mediática del hecho de que instalaciones vitales para el país o la población en general, son vulnerables a este tipo de ataques, provoca irresistiblemente el pánico entre la población; por lo cual, los ciberataques podrían considerarse como una grave amenaza emergente. Adicionalmente, se pueden ejecutar con medios al alcance de cualquier persona: bastaría con un ordenador y una conexión a internet. Sin embargo, el cibercriminal debe tener amplios conocimientos técnicos. Pocas personas están capacitadas para realizar este tipo de actos, por pequeños que sean (Urueña, 2015).

Un ejemplo reciente de ciberataques a generadores tuvo lugar en Ucrania a finales del año 2015 (Valle, 2016), donde aproximadamente la mitad de la población de la zona Ivano-Frankivsk, en el

suroeste de Ucrania sufrió un apagón durante varias horas, provocado por un troyano que atacó al mismo tiempo los sistemas de la central eléctrica TNS y el de otras compañías de electricidad.

Otros ciberataques famosos que han involucrado infraestructura crítica son:

- *Stuxnet*, un malware que infectó en el año 2010 la central nuclear Natanz (llamada también Kalaye Electric Company), en Irán. El propósito de este ciberataque era retrasar el programa nuclear iraní (Genbeta, 2013), según se ha concluido en las investigaciones realizadas por Langner (Langner, 2013), grupo consultor independiente especializado en la defensa cibernética de la infraestructura crítica y la manufactura a gran escala.
- *Havex*, otro malware altamente efectivo que fue usado en el año 2014 para penetrar en el sistema SCADA de diferentes compañías eléctricas en los Estados Unidos. Una vez que este malware infecta el SCADA de una compañía, envía datos e información sensibles a los hackers a través de los servidores de comando y control (Trend Micro Incorporated, 2015).
- *BlackEnergy*, un malware que, en diciembre de 2014, el Equipo de Respuesta ante Emergencias Informáticas de los Estados Unidos (US-CERT) identificó que estuvo comprometido en fallos en sistemas de control industrial en la nación por casi tres años (Kang et al., 2015).

Por otro lado, desde el punto de vista de la respuesta del OS ante contingencias debidas a estos actos deliberados, en el análisis planteado en esta propuesta se incluye la respuesta de la demanda como una estrategia de solución para reducir el racionamiento y a su vez, el impacto de los sobrecostos en la operación. El mecanismo de la respuesta de la demanda se constituye como la otra novedad que se presenta en esta propuesta. En el capítulo 4 es abordado este tema.

No es un hecho menor el considerar la respuesta de la demanda dentro del análisis para resolver el problema de interdicción. En el año 2016, ante la crisis energética que atravesó Colombia debido al fenómeno de “El Niño” (MinMinas, 2016), se destacó el mecanismo de participación de la demanda como una estrategia para mitigar los efectos de un racionamiento programado que se veía inminente tras la pérdida fortuita en ese año de aproximadamente el 11% de la capacidad instalada de la generación del país ante la salida total que sufrió la central hidroeléctrica Guatapé (560MW), el 15 de febrero de 2016, por fallas técnicas en su casa de máquinas (EPM, 2016) lo que afectó

también aguas abajo la generación de las centrales hidroeléctricas de Playas (204 MW) y San Carlos (1240MW) (MinMinas, 2016); además de la salida de 230MW de la central Termoflores IV (610MW), ocurrida el día 29 de febrero de 2016, debido a daños en una de sus turbinas (El Heraldo, 2016).

Con el análisis del problema de interdicción concibiendo ataques a generadores, sin incluir la respuesta de la demanda, pueden conocerse los puntos críticos del sistema de potencia y con ello, el OS puede tomar prevenciones en la programación de su despacho económico, a fin de minimizar posibles deslastres de carga. Así mismo, podrá planear la eventual asignación de la generación distribuida en los puntos donde evidencie déficit de generación o hacerse al mecanismo de la respuesta de la demanda en esas zonas para mitigar el racionamiento.

Capítulo 2. Fundamentos de Programación Binivel

En este capítulo se presenta la base matemática del problema de interdicción. El capítulo está dividido en 5 secciones, donde se expresan los fundamentos teóricos de la programación binivel. Mediante un par de ejemplos se ilustra la programación binivel lineal y la inexistencia de solución por indiferencia del agente seguidor. Finalmente se muestra la formulación del modelo de interdicción haciendo equivalentes de un solo nivel mediante KKT y Teoría de la Dualidad.

2.1. Programación Binivel

La formulación general de un problema de programación binivel está dada por (Colson et al., 2007):

$$\min_{x \in X, y} F(x, y) \quad (2.1)$$

$$s. a. \quad G(x, y) \leq 0 \quad (2.2)$$

$$\min_y f(x, y) \quad (2.3)$$

$$s. a. \quad g(x, y) \leq 0 \quad (2.4)$$

Donde $x \in \mathbb{R}^{n_1}$ y $y \in \mathbb{R}^{n_2}$. Las variables del problema (2.1)-(2.4) están divididas en dos grupos: las del nivel superior $x \in \mathbb{R}^{n_1}$ y las del nivel inferior $y \in \mathbb{R}^{n_2}$. Igualmente, las funciones $F : \mathbb{R}^{n_1} \times \mathbb{R}^{n_2} \rightarrow \mathbb{R}$ y $f : \mathbb{R}^{n_1} \times \mathbb{R}^{n_2} \rightarrow \mathbb{R}$ corresponden con las funciones objetivo del nivel superior e inferior, respectivamente. Los vectores $G : \mathbb{R}^{n_1} \times \mathbb{R}^{n_2} \rightarrow \mathbb{R}^{m_1}$ y $g : \mathbb{R}^{n_1} \times \mathbb{R}^{n_2} \rightarrow \mathbb{R}^{m_1}$ corresponden con las restricciones del nivel superior e inferior, respectivamente.

El agente del nivel superior (líder) controla las variables $x \in X$, mientras que el agente del nivel inferior (seguidor) controla las variables $y \in Y$. Observe que la función objetivo del nivel superior depende no solo de las variables controladas por el líder sino también de las variables controladas por el seguidor. En este caso, el agente líder debe decidir sobre x teniendo en cuenta que la reacción del nivel inferior (variables y) tiene impacto en su función objetivo. Se supone que el agente del

nivel superior conoce la función objetivo del nivel inferior, por lo que puede actuar teniendo en cuenta la reacción del agente seguidor. En la Figura 3 se ilustra el esquema general de acción-reacción del problema de programación binivel descrito por las ecuaciones (2.1)-(2.4).

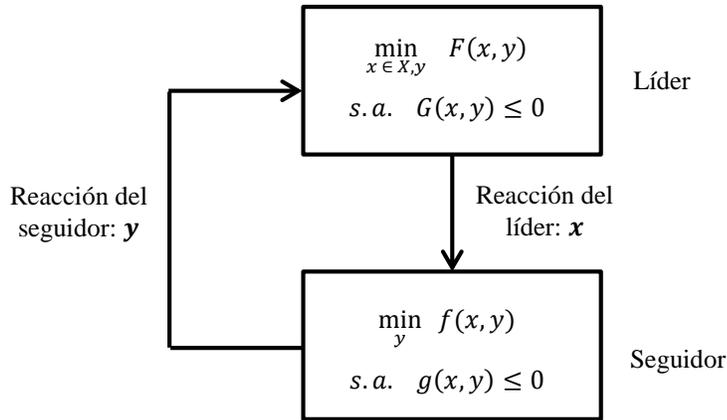


Figura 3. Esquema general de un problema de programación binivel.

Una formulación del problema relajado asociado con (2.1)-(2.4) está dado por (2.5)-(2.7) y su solución óptima corresponde con una cota inferior del problema de programación binivel original.

$$\min_{x \in X, y \in Y} F(x, y) \quad (2.5)$$

$$s. a. \quad G(x, y) \leq 0 \quad (2.6)$$

$$g(x, y) \leq 0 \quad (2.7)$$

La región factible del problema (2.5)-(2.7) está dada por la ecuación (2.8):

$$S = \{(x, y): x \in X, y \in Y, G(x, y) \leq 0, g(x, y) \leq 0\} \quad (2.8)$$

Para un valor fijo \hat{x} , con $\hat{x} \in X$, el conjunto de factibilidades del nivel inferior está dado por (2.9):

$$S(\hat{x}) = \{y: y \in Y, g(\hat{x}, y) \leq 0\} \quad (2.9)$$

Por otro lado, el conjunto de reacción del nivel inferior está dado por (2.10):

$$R(\hat{x}) = \{y: y \in \operatorname{argmin} \{f(\hat{x}, \bar{y}) > \bar{y} \in S(\hat{x})\}\} \quad (2.10)$$

Donde, todo $y \in R(\hat{x})$ es una *respuesta racional*. Finalmente, el conjunto que agrupa los puntos factibles del problema de programación binivel está dado por (2.11):

$$IR = \{(x, y): x \in X, G(x, y) \leq 0, y \in R(x)\} \quad (2.11)$$

El conjunto dado por (2.11) es llamado región inducida y representa el conjunto de factibilidad del líder. Esta región es usualmente no convexa y puede ser vacía cuando se consideran las restricciones del nivel superior. Un problema de programación binivel puede no tener solución, si para un valor fijo \hat{x} , con $\hat{x} \in X$, el agente del nivel inferior es indiferente en con relación con su función objetivo.

2.2. Ejemplo 1. Problema de Programación Binivel Lineal

Una forma de resolver un problema de programación binivel es convertirlo en un problema equivalente de un solo nivel. Sin embargo, aun cuando las expresiones dadas por (2.1)-(2.4) sean lineales, el problema equivalente de un solo nivel resulta ser no lineal, como se ilustra en el siguiente ejemplo, adaptado de (Bard, 1998):

$$\min_{x \geq 0} F(x, y) = x - 4y \quad (2.12)$$

$$s. a. \min_{y \geq 0} f(y) = y \quad (2.13)$$

$$s. a. \quad -x - y \leq -3 \quad (2.14)$$

$$\quad \quad -2x + y \leq 0 \quad (2.15)$$

$$\quad \quad 2x + y \leq 12 \quad (2.16)$$

$$\quad \quad -3x + 2y \leq -4 \quad (2.17)$$

Al graficar las restricciones 1 a 4 dadas por las expresiones (2.14)-(2.17), se obtiene la región factible S del problema relajado, ilustrada en la Figura 4. Observe que la región factible está dada por la expresión (2.8).

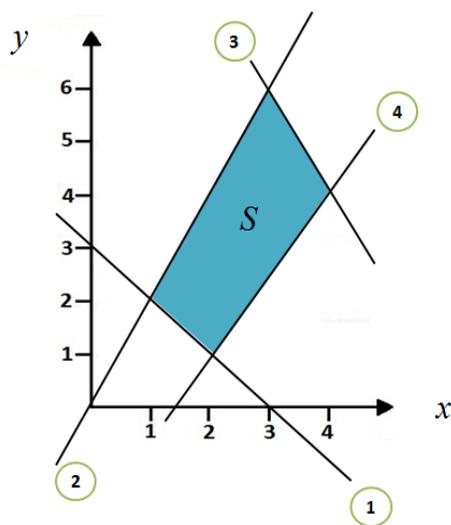


Figura 4. Región factible del problema relajado.

Ahora bien, para un valor dado de x , por ejemplo $x = 3$, se puede determinar la región factible del seguidor como se ilustra en la Figura 5. Observe que el seguidor solamente decide sobre la variable y , mientras que el líder decide en primera instancia sobre la variable x .

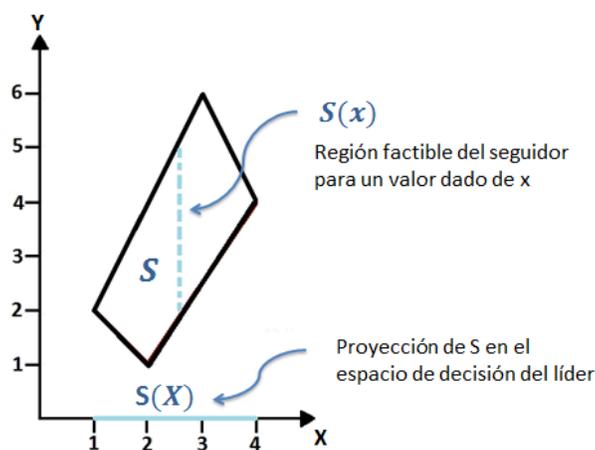


Figura 5. Región factible del seguidor para un valor dado de x .

En la Figura 6 se ilustran los gradientes de las funciones objetivo del líder y del seguidor. Se puede observar que las soluciones “deseadas” del líder y seguidor son diferentes ya que los gradientes de sus funciones objetivo no van en la misma dirección.

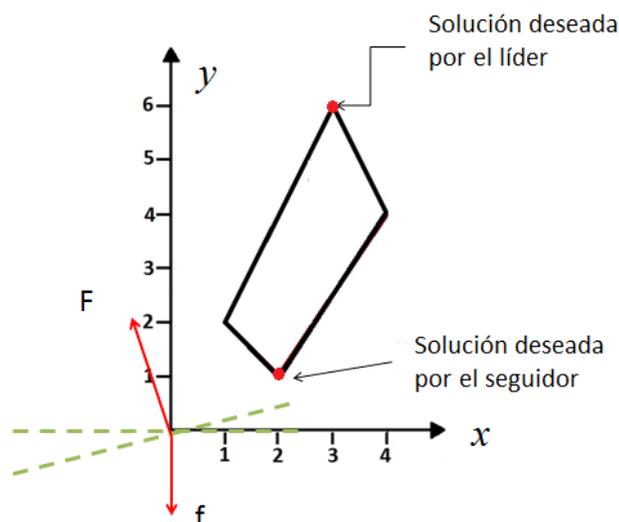


Figura 6. Soluciones deseadas de líder y seguidor según gradientes de sus funciones objetivo.

Se puede observar que para cada decisión del líder en $x \in [1, 4]$ la reacción del seguidor será minimizar la coordenada y . Si se encuentra una a una las decisiones del seguidor en función de las opciones del agente líder, se puede obtener la *Región Inducida* como se ilustra en la Figura 7. La *Región Inducida* está dada por la ecuación (2.11) y agrupa los puntos factibles del problema de programación binivel. Observe que la *Región Inducida* no es convexa. El punto óptimo se puede calcular fácilmente evaluando la función objetivo del líder sobre los puntos de la *Región Inducida*, dando como resultado la coordenada $(4, 4)$ con función objetivo $F(x, y) = -12$ para el líder y $f(x, 4) = 4$ para el seguidor.

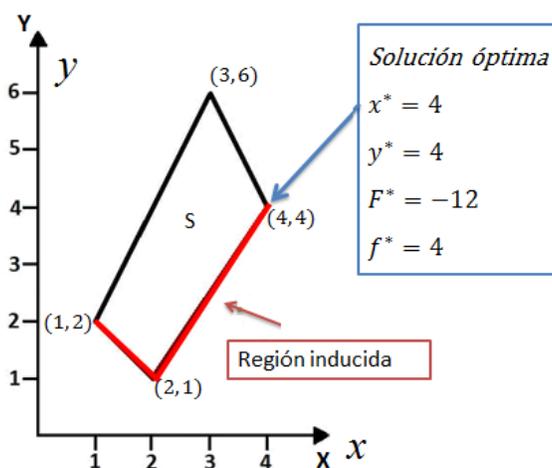


Figura 7. Región Inducida y solución óptima.

Observe que en este ejemplo no se obtiene el punto “deseado” por el líder ni el punto “deseado” por el seguidor. En lugar de esto se obtiene una solución que representa un compromiso entre ambas funciones objetivo. Desde el punto de vista de teoría de juegos, esta solución equivale a un punto de equilibrio.

2.3. Ejemplo 2. Inexistencia de solución por indiferencia

Este ejemplo, adaptado de (Bard, 1998), ilustra una característica particular de los problemas binivel: la inexistencia de solución por indiferencia. Cuando una acción del agente del nivel superior no produce una única reacción en el nivel inferior, se dice que este último es indiferente. En este caso, el problema no tiene solución. Sea el problema dado por las ecuaciones (2.18)-(2.23):

$$\min_{x_1, x_2} F(x, y) = (2x_1 + 4x_2)y_1 + (3x_1 + x_2)y_2 \quad (2.18)$$

$$s. a. \quad x_1 + x_2 = 1 \quad (2.19)$$

$$x_1, x_2 \geq 0 \quad (2.20)$$

$$\min_{y_1, y_2} f(x, y) = (-x_1 - 3x_2)y_1 + (-4x_1 - 2x_2)y_2 \quad (2.21)$$

$$s. a. \quad y_1 + y_2 = 1 \quad (2.22)$$

$$y_1, y_2 \geq 0 \quad (2.23)$$

Observe que una vez el agente del nivel superior toma una decisión sobre x , estas variables se convierten en parámetros para el nivel inferior. En este caso, analizando el problema del nivel inferior para dos valores conocidos x_1 y x_2 (decisión tomada por el líder) se tiene lo siguiente:

$$\min f(x, y) = (-x_1 - 3x_2)y_1 + (-4x_1 - 2x_2)y_2 \quad (2.24)$$

$$Si \quad -x_1 - 3x_2 > -4x_1 - 2x_2 \rightarrow \begin{cases} y_1 = 0 \\ y_2 = 1 \end{cases}, \text{ Solución única} \quad (2.25)$$

$$Si \quad -x_1 - 3x_2 < -4x_1 - 2x_2 \rightarrow \begin{cases} y_1 = 0 \\ y_2 = 1 \end{cases}, \text{ Solución única} \quad (2.26)$$

$$Si \quad -x_1 - 3x_2 > -4x_1 - 2x_2 \rightarrow \{y_1 + y_2 = 1 \quad (2.27)$$

Observe en el último caso, en (2.27), cuando los coeficientes de las variables y_1 y y_2 en la función objetivo son iguales, existe indiferencia. Es decir, para cualquier valor que cumpla con $y_1 + y_2 = 1$, el agente del nivel inferior tiene la misma función objetivo. Para este agente es

indiferente tomar cualquier valor de y_1 y y_2 siempre que cumpla con la restricción ya mencionada. La respuesta del nivel inferior se puede parametrizar en función de la decisión del nivel superior como se indica a continuación:

$$\hat{y}(x) = \begin{cases} (1, 0) & \text{Para } x_1 < 1/4 \\ y_1 + y_2 = 1 & \text{Para } x_1 = 1/4 \\ (0, 1) & \text{Para } x_1 > 1/4 \end{cases} \quad (2.28)$$

Análogamente, la función objetivo del nivel superior estaría dada por:

$$\min_x F(x, y) = \begin{cases} 2x_1 + 4x_2; & x_1 < 1/4 \\ 2y_1 + 3/2 \ (0 \leq y_1 \leq 1); & x_1 = 1/4 \\ 3x_1 + x_2; & x_1 > 1/4 \end{cases} \quad (2.29)$$

$$\text{s. a.} \quad x_1 + x_2 = 1; \quad x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0 \quad (2.30)$$

En la Figura 8 se ilustra la solución del problema en función de x_1 . Observe que cuando $x_1 = 1/4$, la solución el problema se encuentra en el intervalo $[1.5, 3.5]$; es decir, el agente líder no tiene certeza de cuál es la solución.

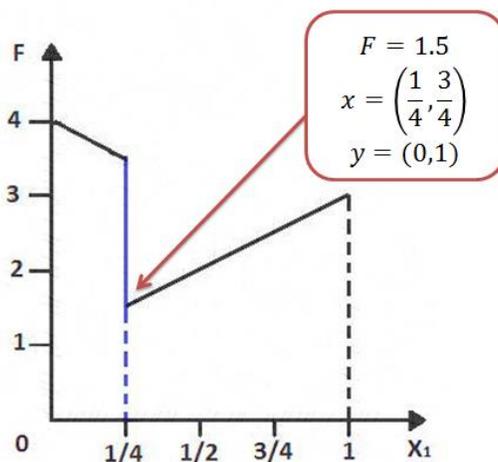


Figura 8. Inexistencia de solución por indiferencia.

2.4. Transformación de un problema binivel a un problema de un único nivel

La mayoría de los programas de optimización comerciales están diseñados para resolver problemas de programación de un solo nivel, ya sean problemas de programación lineal, no lineal, lineal entera mixta, etc. Bajo ciertas condiciones de convexidad y diferenciabilidad es posible convertir un problema de programación binivel en un problema de programación matemática estándar de un solo nivel. Esta transformación se hace reemplazando el problema de optimización del nivel inferior por sus condiciones de optimalidad. Si el problema del nivel inferior es lineal, este también puede ser reemplazado por las restricciones del problema primal, las restricciones duales y la condición de igualdad de funciones objetivo primal y dual.

2.4.1. Usando Condiciones de Optimalidad de Primer Orden

Las condiciones de optimalidad de primer orden también son conocidas como las condiciones de Karush Kuhn Tucker (KKT). Para problemas de optimización convexos estas condiciones son necesarias y suficientes para garantizar optimalidad. Sea el problema binivel dado por las ecuaciones (2.31)-(2.35). En este problema se han colocado las variables duales de las restricciones del nivel inferior seguidas de dos puntos. Observe que una vez el agente líder tome una decisión x , para el problema del nivel inferior esta variable se convierte en un parámetro, teniendo que decidir solamente sobre el conjunto de variables y :

$$\text{Min}_{x \in X} F(x, y) \quad (2.31)$$

$$s. a. \quad G(x, y) \leq 0, \quad (2.32)$$

$$\text{Min}_y f(x, y) \quad (2.33)$$

$$s. a. \quad g_i(x, y) = 0 : \lambda_i \quad i = 1, \dots, I \quad (2.34)$$

$$h_j(x, y) \geq 0 : \mu_j \quad j = 1, \dots, J \quad (2.35)$$

Para un valor dado de x , la función lagrangeana del problema del nivel inferior está dada por la ecuación (2.36):

$$L(y, \lambda, \mu) = f(x, y) - \sum_{i=1}^I \lambda_i g_i(x, y) - \sum_{j=1}^J \mu_j h_j(x, y) \quad (2.36)$$

Si $f(x, y)$, $g(x, y)$ y $h(x, y)$ son continuamente diferenciables y convexas en y para un valor fijo de x , el problema del nivel inferior se puede sustituir por las condiciones KKT dadas por las ecuaciones (2.37)-(2.41).

$$\nabla_y L(y^*, \lambda, \mu) = 0 \quad (2.37)$$

$$g_i(x, y^*) = 0 \quad i = 1, \dots, I \quad (2.38)$$

$$h_j(x, y^*) \geq 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.39)$$

$$\mu_j h_j(x, y^*) = 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.40)$$

$$\mu_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.41)$$

La ecuación (2.37) corresponde a la condición de estacionalidad del lagrangeano y puede ser expresada como:

$$\nabla_y f(x, y^*) - \sum_{i=1}^I \lambda_i \nabla_y g_i(x, y^*) - \sum_{j=1}^J \mu_j \nabla_y h_j(x, y) \quad (2.42)$$

Las restricciones (2.38) y (2.39) corresponden con las condiciones de factibilidad del problema y las ecuaciones (2.40) y (2.41) son conocidas como las restricciones de holguras complementarias. Estas restricciones introducen no linealidades en el problema equivalente, pues aparece la multiplicación de variables duales por variables primales. Reemplazando el problema del nivel inferior por las condiciones de optimalidad de KKT se obtiene el problema de optimización estándar de un solo nivel dado por las ecuaciones (2.42)-(2.49).

$$\text{Min}_{x \in X} F(x, y) \quad (2.42)$$

$$s. a. \quad G(x, y) \leq 0 \quad (2.43)$$

$$\nabla_y f(x, y^*) - \sum_{i=1}^I \lambda_i \nabla_y g_i(x, y^*) - \sum_{j=1}^J \mu_j \nabla_y h_j(x, y) \quad (2.44)$$

$$\nabla_y L(y^*, \lambda, \mu) = 0 \quad (2.45)$$

$$g_i(x, y^*) = 0 \quad i = 1, \dots, I \quad (2.46)$$

$$h_j(x, y^*) \geq 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.47)$$

$$\mu_j h_j(x, y^*) = 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.48)$$

$$\mu_j \geq 0 \quad j = 1, \dots, J \quad (2.49)$$

Inclusive sobre condiciones de convexidad de las ecuaciones $f(x, y)$, $g(x, y)$ y $h(x, y)$, el problema de optimización anterior no es fácil de resolver. Esto se da debido principalmente a la no convexidad de las restricciones de complementariedad, pues la restricción de estacionalidad del lagrangeano puede ser lineal en algunos casos (funciones lineales y cuadráticas). Por otro lado, las restricciones de complementariedad son intrínsecamente combinatoriales.

2.4.2. Usando Teoría de la Dualidad

Cuando el problema del nivel inferior es lineal, puede utilizarse el concepto de dualidad para transformar el problema de programación binivel en un problema de optimización de un nivel simple. En este caso, el problema de nivel inferior puede ser sustituido por: 1) las restricciones del nivel inferior, 2) las restricciones del problema dual asociado o 3) la restricción de igualdad de las funciones objetivo de los problemas primal y dual. La ventaja principal frente al uso de las condiciones de KKT, es que desaparecen las condiciones de complementariedad. Sin embargo, aparecen no linealidades en la restricción de igualdad de las funciones objetivo de los problemas primal y dual. Sea el siguiente problema con condiciones de nivel inferior lineales:

$$\min_{x,y} F(x, y) \quad (2.50)$$

$$s. a. \quad G(x, y) \leq 0 \quad (2.51)$$

$$x \in X \quad (2.52)$$

$$\min_y p^T y \quad (2.53)$$

$$s. a. \quad Qy \geq m \quad (2.54)$$

$$y \geq 0 \quad (2.55)$$

Se define el siguiente problema dual asociado al problema de nivel inferior (2.53)-(2.55)

$$\max_{\sigma} m^T \sigma \quad (2.56)$$

$$s. a. \quad Q^T \sigma \geq p \quad (2.57)$$

$$\sigma \geq 0 \quad (2.58)$$

El problema binivel reformulado resulta:

$$\min_{x,y} F(x,y) \quad (2.59)$$

$$s. a. \quad G(x,y) \leq 0 \quad (2.60)$$

$$x \in X \quad (2.61)$$

$$Qy \geq m \quad (2.62)$$

$$y \geq 0 \quad (2.63)$$

$$Q^T \sigma \geq p \quad (2.64)$$

$$\sigma \geq 0 \quad (2.65)$$

$$p^T y^* = Q^T \sigma^* \quad (2.66)$$

La condición en (2.66) expresa el Teorema de la Dualidad Fuerte. Este indica que los valores óptimos del problema primal y dual son iguales.

2.5. Abordaje cuando no es posible obtener equivalentes de un solo nivel

En muchas aplicaciones de la vida real no es posible convertir el modelo binivel original en un equivalente estándar de un solo nivel. Esto se da principalmente cuando las restricciones del nivel inferior no son convexas o no son continuamente diferenciables (presencia de variables enteras en el nivel inferior). En este caso se recurre a procesos iterativos. La mayoría de estos procesos son basados en estrategias heurísticas o metaheurísticas (Bard, 1998). En el Capítulo 5 se presentan las metaheurísticas de solución que han sido escogidas para solucionar el problema de interdicción considerando el modelo AC de la red eléctrica, en el que se presentan no linealidades en el nivel inferior debidas a las ecuaciones propias del flujo de potencia y un ingrediente adicional como la inclusión de variables enteras que representa los elementos del sistema que han sido atacados y que al multiplicarse con las variables del flujo de potencia, hacen el problema no convexo. El detalle de la formulación para el modelo de interdicción AC es presentado en el Capítulo 3.

Capítulo 3. Modelo de Interdicción AC

Este capítulo se divide en siete secciones. En la primera sección se tratan las restricciones del modelo. Las secciones dos y tres ilustran la función objetivo y restricciones en el nivel superior de optimización considerando ataques a líneas, transformadores y generadores. La sección cuatro describe la función objetivo del nivel inferior. Las secciones cinco y seis describen las restricciones de desigualdad e igualdad, respectivamente, del nivel inferior de optimización. En este caso se ha considerado el redespacho de generación y la respuesta de la demanda como estrategia con la que cuenta el OS para reducir el deslastre de carga. Finalmente, la sección siete indica las ecuaciones del modelo de interdicción AC (MI-AC) sin considerar la respuesta de la demanda.

3.1. Restricciones del problema

Con el fin de acotar y definir el espacio solución para el problema se consideran las siguientes restricciones:

- El número de elementos a atacar puede variar de un plan de ataque a otro ya que dependerá de los elementos seleccionados en cada ataque, sus costos de ataque y la disponibilidad total de recursos destructivos del agente disruptor.
- Un ataque lanzado sobre un elemento es 100% efectivo; es decir, deja completamente fuera de servicio al elemento.
- Los tipos de elementos a atacar son líneas, transformadores y generadores. No se concibe ataques a barras o nodos.
- Se consideran las ecuaciones de flujo de estado estable, es decir, el análisis se realiza cuando ya han pasado los transitorios de frecuencia y tensión.
- No se realizan análisis de eventos de salidas en cascada de elementos.

De acuerdo con lo anterior, en las siguientes secciones se detalla la formulación matemática del problema de interdicción AC, considerando la respuesta de la demanda.

3.2. Función objetivo del nivel superior

La función objetivo del agente disruptor consiste en maximizar el total de carga deslastrada en el sistema de potencia, sujeto a la cantidad de sus recursos destructivos y a la reacción del OS. La ecuación (3.1) representa la función objetivo del nivel superior. P_{DS_n} es la potencia deslastrada o racionada en la barra n , que pertenece al conjunto de barras N . δ^{Gen} y δ^{Br} son vectores binarios que representan el estado operativo los generadores y ramas del sistema (líneas y transformadores), respectivamente, luego de haberse ejecutado un ataque. Si una posición en el vector binario δ^{Br} es uno (1), significa que la correspondiente rama está en servicio; por el contrario, si el valor de tal posición es cero (0), significa que la rama ha sido atacada y se encuentra fuera de servicio. Así mismo aplica para el vector δ^{Gen} . Las variables binarias contenidas en δ^{Gen} y δ^{Br} son las variables de decisión del nivel superior y como se verá sección 5.3.1, corresponden con las variables de decisión del problema:

$$\max_{\delta^{Gen}, \delta^{Br}} \sum_n P_{DS_n}; \quad \forall n \in N \quad (3.1)$$

3.3. Restricciones del nivel superior

La ecuación (3.2) representa el límite de los recursos destructivos del agente disruptor. El total de recursos destructivos es M . El costo de atacar una rama es M_l , mientras que el costo de atacar un generador es M_g . Las ecuaciones (3.3)-(3.4) representan la naturaleza binaria de los vectores δ^{Gen} y δ^{Br} , siendo Gen y Br el conjunto de generadores y ramas del sistema de potencia, respectivamente. Los subíndices l y g indican que la variable está asociada a una rama (o circuito) o a un generador:

$$\sum_l M_l(1 - \delta_l^{Br}) + \sum_g M_g(1 - \delta_g^{Gen}) \leq M; \quad \forall l \in Br, \quad \forall g \in Gen \quad (3.2)$$

$$\delta_g^{Gen} \in \{0,1\}; \quad \forall g \in Gen \quad (3.3)$$

$$\delta_l^{Br} \in \{0,1\}; \quad \forall l \in Br \quad (3.4)$$

3.4. Función objetivo del nivel inferior

La ecuación (3.5) representa la función objetivo del OS, la cual minimiza los costos de atender la demanda, ya sea mediante el cambio en el esquema de generación, empleando la disponibilidad de la respuesta de la demanda o como último recurso, mediante el deslastre de carga, considerando las limitaciones físicas de su red:

$$\min_{\mathbf{x}} \sum_g c_g P_g^{Gen} + \sum_n c_{DSn} P_{DSn} + \sum_n \sum_i c_{DRi,n} P_{DRi,n}; \quad (3.5)$$

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \theta_n, V_n, P_g^{Gen}, Q_g^{Gen}, P_l^{Br}, Q_l^{Br}, \\ P_{DSn}, Q_{DSn}, P_{DRi,n} \end{bmatrix}$$

La función objetivo del nivel inferior consta de tres términos. Está fundamentada en la ecuación planteada en (Salmeron et al., 2004) para definir la función objetivo del agente OS, a la cual, como una novedad de este trabajo, se adicionó el tercer término, el cual refleja el efecto de la respuesta de la demanda, representada como la cantidad de demanda de energía que un grupo de usuarios está dispuesto a dejar de consumir si el OS así lo requiere, a cambio de ser remunerados. El primer término de la ecuación (3.5) indica el costo de atender la demanda. En este caso, c_g and P_g^{Gen} son los costos y la potencia entregada por cada generador g , respectivamente. El segundo término corresponde con los costos del deslastre de carga, siendo c_{DSn} and P_{DSn} los costos y la carga deslastrada en la barra n , respectivamente. En el tercer término, $c_{DRi,n}$ es el costo al cual se remunerará a cada usuario i , de la barra n , disponible para reducir su demanda en caso de ser requerido y $P_{DRi,n}$ es su demanda a reducir. El vector \mathbf{x} indica las variables de decisión del OS, que para efectos del problema, serán resueltas a través del uso de la herramienta computacional MATPOWER (Zimmerman et al., 2011), tal como se explica en la sección 5.3.1.

3.5. Restricciones de desigualdad del nivel inferior

Las ecuaciones (3.6)-(3.11) representan las restricciones de desigualdad del nivel inferior. En el modelo se han utilizado los superíndices *min* y *max* para referir, respectivamente, los límites mínimos y máximos sobre las variables. Las ecuaciones (3.6)-(3.7) representan los límites mínimo y máximo de los ángulos de fase, θ_n , y las magnitudes de tensión, V_n , en cada barra n ,

respectivamente. Las ecuaciones (3.8)-(3.9) consideran los límites mínimo y máximo de la potencia activa y reactiva entregada por cada generador g , representadas por P_g^{Gen} and Q_g^{Gen} , respectivamente. La ecuación (3.10) representa los límites en el flujo de potencia aparente por los circuitos o ramas del sistema de potencia. Finalmente, la ecuación (3.11) considera el hecho de que el deslastre de carga y la respuesta de la demanda en una barra n , no pueden superar la demanda total, P_{Dn} , de la respectiva barra:

$$\theta_n^{min} \leq \theta_n \leq \theta_n^{max}; \quad \forall n \in N \quad (3.6)$$

$$V_n^{min} \leq V_n \leq V_n^{max}; \quad \forall n \in N \quad (3.7)$$

$$P_g^{min} \leq P_g^{Gen} \leq P_g^{max}; \quad \forall g \in Gen \quad (3.8)$$

$$Q_g^{min} \leq Q_g^{Gen} \leq Q_g^{max}; \quad \forall g \in Gen \quad (3.9)$$

$$S_l^{min} \leq S_l^{Br} \leq S_l^{max}; \quad \forall l \in Br \quad (3.10)$$

$$0 \leq \left(P_{DSn} + \sum_i P_{DRi,n} \right) \leq P_{Dn}; \quad \forall n \in N \quad (3.11)$$

3.6. Restricciones de igualdad del nivel inferior

Las restricciones de igualdad del nivel inferior del problema de optimización están dadas por las ecuaciones (3.12)-(3.19). Las ecuaciones (3.12)-(3.13) representan las inyecciones nodales de potencia activa y reactiva, respectivamente. En este caso G_{mn} y B_{mn} representan las partes real e imaginaria de la posición (m, n) de la matriz de admitancias nodales del sistema y θ_{mn} representa la diferencia angular entre los respectivos nodos del sistema. La ecuación (3.14) expresa las componentes activa y reactiva del flujo de potencia aparente en el sistema, donde P_l^{Br} y Q_l^{Br} son los flujos de potencia activa y reactiva por las ramas o circuitos, respectivamente. Las ecuaciones (3.15)-(3.16) son las expresiones matemáticas que definen P_l^{Br} y Q_l^{Br} , siendo g_{mn} y b_{mn} la conductancia y la susceptancia, respectivamente, de la rama l ubicada entre las barras m y n . Note que ambas expresiones se multiplican por δ_l^{Br} , lo que significa que los flujos de potencia no se presentan en circuitos que han sido atacados. Las ecuaciones (3.17)-(3.18) son las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, respectivamente. Note en estas expresiones que la potencia entregada por los generadores dependerá de sus estados (en servicio o fuera de servicio)

representados por δ_g^{Gen} . Finalmente, la ecuación (3.19) define la referencia angular, denotada por θ_{ref} .

$$P_n = V_n \sum_n V_m [G_{mn} \cos(\theta_{mn}) + B_{mn} \sin(\theta_{mn})]; \quad \forall n \in N \quad (3.12)$$

$$Q_n = V_n \sum_n V_m [G_{mn} \sin(\theta_{mn}) + B_{mn} \cos(\theta_{mn})]; \quad \forall n \in N \quad (3.13)$$

$$(S_l^{Br})^2 = (P_l^{Br})^2 + (Q_l^{Br})^2; \quad \forall l \in Br \quad (3.14)$$

$$P_l^{Br} = \delta_l^{Br} \cdot [g_{mn} V_n^2 + g_{mn} V_m V_n \cos(\theta_{mn}) - b_{mn} V_m V_n \sin(\theta_{mn})]; \quad \forall l \in Br \quad (3.15)$$

$$Q_l^{Br} = \delta_l^{Br} \cdot [-b_{mn} V_n^2 + b_{mn} V_m V_n \cos(\theta_{mn}) - b_{mn} V_m V_n \sin(\theta_{mn})]; \quad \forall l \in Br \quad (3.16)$$

$$\delta_g^{Gen} \cdot P_g^{Gen} - P_{D_n} + P_{DS_n} + \sum_i P_{DR_{i,n}} = P_n; \quad \forall n \in N \quad (3.17)$$

$$\delta_g^{Gen} \cdot Q_g^{Gen} - Q_{D_n} + Q_{DS_n} = Q_n; \quad \forall n \in N \quad (3.18)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (3.19)$$

3.7. Modelo de interdicción AC sin respuesta de la demanda

Al igual que el modelo presentado en (Agudelo et al., 2014), el modelo propuesto en (3.1)-(3.19), se distingue de los modelos tradicionales, ya que consideran las ecuaciones del flujo AC de la red; sin embargo, el modelo en (3.1)-(3.19) incluye el efecto de los posibles ataques a generadores y la respuesta de la demanda, los cuales no son considerados en (Agudelo et al., 2014). En el Capítulo 1, se presentan algunos ensayos en los que no se consideró la respuesta de la demanda, por lo cual, a continuación se describen las ecuaciones que se modifican para suprimir el efecto de la respuesta de la demanda.

En la ecuación (3.5), se elimina el tercer término de la función objetivo del OS, por lo anterior, la nueva expresión se reduce a la mostrada en (3.20):

$$\min_{\mathbf{x}} \sum_g c_g P_g^{Gen} + \sum_n c_{DS_n} P_{DS_n} \quad (3.20)$$

De igual forma, en las restricciones del nivel inferior (3.11) y (3.17), desaparece el término $\sum_i P_{DR_{i,n}}$, resultando las expresiones (3.21) y (3.22), respectivamente:

$$0 \leq P_{DS_n} \leq P_{D_n}; \quad \forall n \in N \quad (3.21)$$

$$\delta_g^{Gen} \cdot P_g^{Gen} - P_{D_n} + P_{DS_n} = P_n; \quad \forall n \in N \quad (3.22)$$

De esta forma, el MI-AC sin considerar la respuesta de la demanda resulta en las ecuaciones (3.1)-(3.19), sustituyendo las ecuaciones (3.5), (3.11) y (3.17) por las ecuaciones (3.20)-(3.22), respectivamente.

Capítulo 4. Normatividad Colombiana aplicada al modelo de interdicción AC

En este capítulo se tratan algunas de las normas para el caso eléctrico colombiano, las cuales son aplicadas a la configuración de los casos de prueba. En Colombia, de acuerdo con la Ley 143 de 1994, se atribuyeron funciones especiales a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ente con dependencia directa del Ministerio de Minas y Energía, el cual está encargado de emitir las resoluciones que rigen todo el marco normativo del sistema eléctrico colombiano (Congreso de Colombia, 1994). A lo largo de este capítulo se mencionan varias de estas resoluciones. El capítulo está dividido en dos secciones. En la primera sección se habla acerca de los costos operativos de racionamiento y las consideraciones en el cálculo de estos costos. En la segunda sección se ilustran los mecanismos de respuesta de la demanda que aplican en el caso colombiano y que constituyen el primer acercamiento que se ha planteado el gobierno nacional para la puesta en marcha de la Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) que tiene que ver con la integración de las energías no convencionales al sistema energético nacional.

4.1. Cálculo del Costo Incremental Operativo de Racionamiento

En esta sección se describen algunas metodologías de estimación del costo incremental operativo de racionamiento de energía en Colombia, de acuerdo con los estudios realizados y publicados para la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), pasando de los costos unitarios actualizados con el IPC (Índice de Precios al Consumidor) hasta los costos actualizados con el IPEE (Índice de Precios de la Energía Eléctrica) dados por el DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística).

En primera instancia se debe comprender el concepto de costo incremental de racionamiento. Este costo se entiende como aquel en el que se incurre cuando se deja de atender una demanda determinada, distinto al *costo incremental operativo de racionamiento de energía* (CRO), el cual es el costo de cada una de las plantas de racionamiento pero modeladas bajo las metodologías del planeamiento operativo (UPME, 2015).

Los CRO se emplean en la optimización del despacho de generación ante condiciones de racionamiento y de acuerdo con el código de redes, incluido en la Resolución CREG 025 de 1995 (CREG, 1995), están definidos como:

- *CRO1*: Es el costo económico marginal de racionar 1.5% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez entre 0 y 1.5% de la demanda de energía respectiva.
- *CRO2*: Es el costo económico marginal de racionar 5% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez entre 1.5 y 5% de la demanda de energía respectiva.
- *CRO3*: Es el costo económico marginal de racionar 10% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez para racionamientos superiores al 5% de la demanda de energía respectiva.
- *CRO4*: Es el costo económico marginal de racionar más del 10% de la demanda de energía del SIN.

Para el cálculo de los CRO se han implementado varias metodologías usadas nacional e internacionalmente. Entre las más populares están: valoración contingente, valoración compensada, costeo directo, metodología de costos preventivos y un promedio entre valoración compensada y valoración contingente. La valoración contingente ha sido ampliamente usada para la valoración de costos de racionamiento en el sector residencial al igual que la valoración compensada. Así mismo, el promedio entre la valoración compensada y valoración contingente; mientras que el costeo directo y la metodología de costos preventivos han sido utilizadas para calcular los precios de racionamiento en el sector comercial e industrial (UPME, 2015).

4.1.1. Método de variación compensada

En la metodología usada en (UNIS, 2004) para calcular los costos de racionamiento, se empleó el método de variación compensada. Para esta metodología es necesario conocer la función de demanda. Una vez se tenga esta función, se hacen supuestos sobre el porcentaje energético a racionar y por último se calcula la reducción en el consumo calculando la pérdida de excedente. En la Figura 9 puede observarse el método de variación compensada para una determinada oferta. Se aprecian dos tipos de consumos (con racionamiento y sin racionamiento) y a su vez dos tipos

de tarifas (con subsidio y sin subsidio). El área sombreada (comprendida entre la curva de demanda y la tarifa subsidiada, y entre los límites de integración entre el consumo racionado y el consumo sin racionar) representa el excedente del consumidor. La reducción de dicho excedente corresponde con la pérdida de bienestar por racionamiento (UPME, 2015).

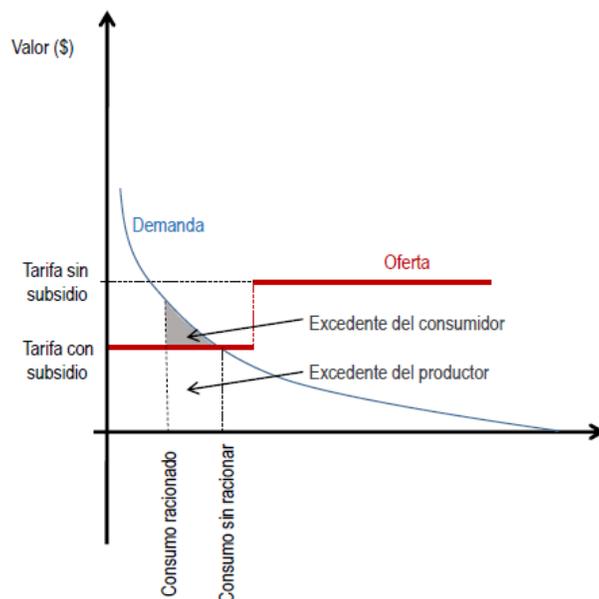


Figura 9. Método de la variación compensada.
Fuente: (UPME, 2015).

4.1.2. Método de valoración contingente

Para determinar el costo unitario de una interrupción se ha empleado la valoración contingente, en el que se parte de una encuesta hecha a los usuarios para conocer su disposición a pagar o ser compensados frente a un racionamiento. Sus respuestas son plasmadas en dos gráficos diferentes como los de la Figura 10 y la Figura 11 (UPME, 2015).

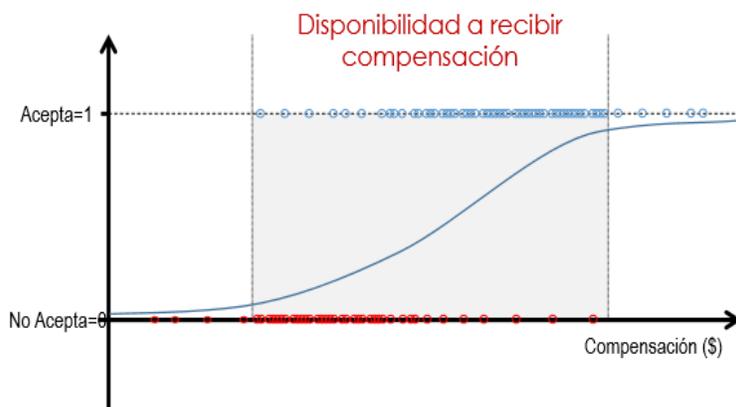


Figura 10. Disponibilidad a recibir compensación (DARC).
Fuente: (UPME, 2015).

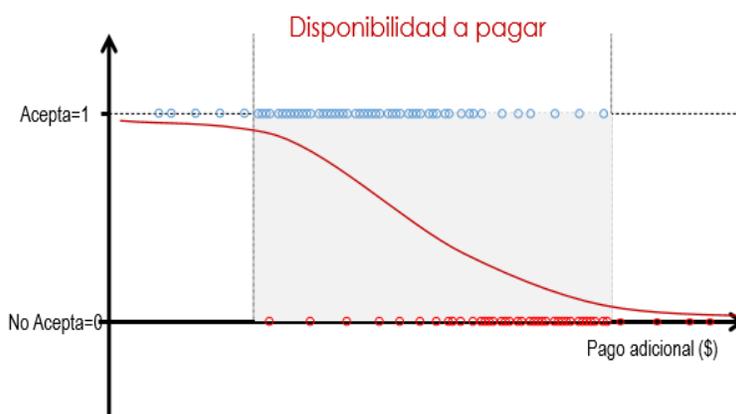


Figura 11. Disponibilidad a pagar (DAP).
Fuente: (UPME, 2015).

Luego se superponen ambas gráficas para comparar las diferencias entre la disponibilidad a pagar y la disponibilidad a recibir compensación como se observa en la Figura 12.

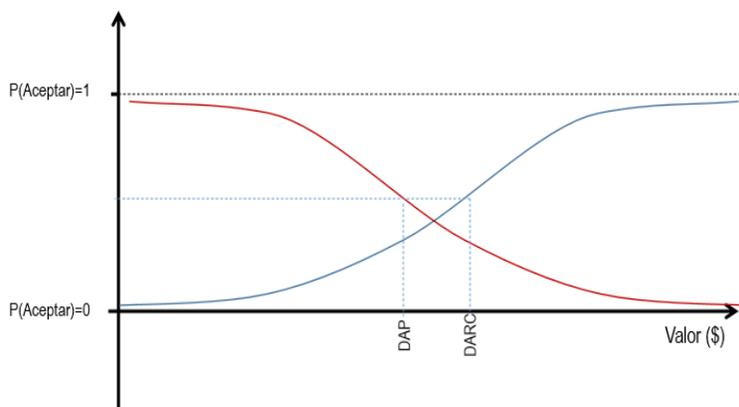


Figura 12. Superposición DARC y DAP.
Fuente: (UPME, 2015).

4.1.3. Método de Conjoint

El método de análisis conjunto (Conjoint), supone que todos los bienes están compuestos por diversas características, entre ellas el factor económico, así la valoración del bien se ve afectada por cada una de estas características: el día, el tipo de periodo (vacaciones o laboral), si el corte es anunciado o no, entre otras (UPME, 2015).

ISA ha empleado la metodología establecida en (UPME, 1997) para calcular los costos por racionamiento considerando que los circuitos con el menor costo de racionamiento se racionaban antes que los más costosos. Sin embargo, empleó una restricción en la que se racionaba máximo el 50% del circuito antes de pasar a racionar el siguiente circuito más costoso. Esta metodología tuvo en cuenta el tipo de consumidor ya fuera residencial, industrial o comercial. El costo unitario de racionamiento fue definido mediante encuestas realizadas por la Universidad de Antioquia y la Universidad Nacional de Colombia. Se consideraron aspectos como el día de corte (discriminando si era entre lunes y sábados o en días festivos), el momento del corte teniendo en cuenta cuatro intervalos de corte en el día: de 7am a 10am, de 10am a 1pm, de 1pm a 5pm y de 5pm a 9pm. Otro factor considerado fue la duración del corte, tomando como valores típicos de corte 1, 2 y 4 horas. Los valores de la curva de costos mínimos de racionamiento obtenidos con el estudio, fueron los siguientes:

Tabla 1. Costos de racionamiento de ISA.
Fuente (UPME, 1997).

Racionamientos % de demanda	Costo (\$/kWh) Valores constantes de dic. 1991
0.0% - 1.5%	\$98.99
1.5% - 5.0%	\$106.22
5.0% - 10.0%	\$137.89
10.0% - 100.0%	\$538.88

4.1.4. Actualización de los costos de racionamiento

A partir del año 1998, los CRO definidos en (UPME, 1997) fueron actualizados cada año basados en el IPC; sin embargo, al contrastar la evolución histórica del comportamiento de la inflación total (medida por la variación del IPC) y la de la inflación de los precios de la energía

eléctrica (medida como la variación del gasto básico de energía eléctrica), se observó entre los años 2001 a 2014 que los precios de la energía eléctrica se ubicaron consistentemente por encima del promedio de precios de la economía medidos por el IPC. En este sentido, a partir de junio de 2014, con la nueva metodología establecida en (UPME, 2014), los CRO son actualizados con el IPEE.

Para las pruebas realizadas en el Capítulo 1, los costos por racionamiento aplicados son los que se muestran en la Tabla 2, los cuales fueron actualizados de acuerdo con la metodología en (UPME, 2014) y se encuentran expresados en pesos (\$COP) de febrero de 2016:

Tabla 2. Costos de costos de racionamiento para marzo de 2016.
Fuente (UPME, 2016).

COSTO	\$/kWh
CRO1	1168.80
CRO2	2118.78
CRO3	3715.83
CRO4	7358.48
CRO1 (Estrato 4)	901.93

En caso de Racionamiento Programado o de Emergencia existe un Estatuto de Racionamiento (Resolución CREG 119 de 1998) para las situaciones críticas de abastecimiento, en el que se establecen los criterios de selección de circuitos de distribución para la aplicación del racionamiento, según la naturaleza de los consumidores. En el caso de que exista déficit de energía en el SIN que obligue a declarar racionamiento, éste debe repartirse entre todas las regiones del país. La guía de prioridades para aplicar la interrupción establece el siguiente orden: clientes residenciales, oficiales, comerciales e industriales exceptuando los usuarios no regulados, y por último usuarios no regulados. En este sentido, se utilizan los CRO para definir el rango de profundidad que corresponden a los porcentajes de la demanda asociada a los sectores que se afectarían, comenzando con el sector residencial (CRO1), industrial y comercial pequeño (CRO2), industrial y comercial mediano (CRO3) e industrial grande (CRO4). El estrato 4 hace referencia al grupo de clientes residenciales que pagan el servicio al costo unitario, es decir, no contribuyen ni reciben subsidios (debe tenerse en cuenta que en Colombia los clientes residenciales están

clasificados en 6 estratos, los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios de las contribuciones de los estratos 5, 6, clientes comerciales y clientes industriales) (CIER, 2011).

4.2. Mecanismo de Respuesta de la Demanda

En esta sección se ilustra acerca de la respuesta de la demanda dentro del marco normativo colombiano. Se describen los dos métodos implementados actualmente en Colombia para condiciones críticas: la *Demanda Desconectable Voluntaria* (DDV) y la *Reducción de la Demanda* (RD) y finalmente comentan las suposiciones sobre el método de la RD para poder aplicarlo al MI-AC como un mecanismo de respuesta por parte del OS para disminuir el racionamiento cuando el agente disruptor ha lanzado un ataque contra el sistema de potencia.

4.2.1. Demanda Desconectable Voluntaria

La crisis energética del sistema eléctrico colombiano en 1992 debido al fenómeno de “El Niño” trajo reformas drásticas. Estas reformas permitieron tener un esquema energético reconocido mundialmente como fuerte. Con la llegada de la Ley 143 de 1994, se definió como objetivo fundamental de la regulación del sistema eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento de los recursos energéticos, con el fin de garantizar el beneficio del usuario en términos de calidad, costos y oportunidades en el servicio. Para garantizar estos criterios, en diciembre del año 2006, mediante la Resolución CREG 071 de 2006, empezó a operar el esquema del *Cargo por Confiabilidad* (CxC) que busca garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento. Esta situación se presenta en el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa está por encima del precio de escasez o conocido también como precio techo (CREG, 2006).

El CxC fue creado con el fin de migrar a un esquema de mercado que proporcione señales a largo plazo y que permita asegurar un abastecimiento de la demanda en situaciones de escasez. En este esquema, generadores respaldados con activos capaces de producir energía firme en condiciones críticas, se comprometen a responder por sus Obligaciones de Energía Firme (OEF) a cambio de una remuneración adicional. Esta OEF corresponde con una cantidad de energía que le ha sido asignada a cada generador y que debe ser entregada cuando se den las condiciones críticas

en el sistema. Adicionalmente, la CREG planteó la existencia de anillos de seguridad, los cuales son un conjunto de instrumentos que buscan facilitar el abastecimiento de la demanda en las condiciones críticas y el cumplimiento de la OEF por parte de los generadores (CIER, 2011).

Los anillos de seguridad son los siguientes: Mercado Secundario, Demanda Desconectable Voluntaria, Activos de Generación de Última Instancia y Subastas de Reconfiguración (XM S.A. E.S.P., 2006).

La *Demanda Desconectable Voluntaria*, DDV, es la energía que reducen de manera voluntaria todos los usuarios que deseen participar en el mecanismo. La energía reducida será pactada en una relación bilateral entre un generador y un comercializador y se estimará según la metodología que se definen en la Resolución CREG 063 de 2010, modificada por la Resolución CREG 203 de 2013 (CREG, 2010), (CREG, 2013).

Para el funcionamiento adecuado de la DDV, inicialmente, el comercializador informará a todos usuarios sobre el mecanismo de la DDV y les hará saber que cada usuario puede decidir libremente si participar o no. Seguidamente, el comercializador registrará al usuario como demanda desconectable voluntaria ante Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). El agente generador consultará qué comercializadores ofrecen este servicio y realizará las gestiones pertinentes para firmar un contrato bilateral que registrará ante el ASIC. Una vez finalizado este paso, el generador activará el mecanismo DDV y se lo hará saber al comercializador quien coordinará con los usuarios para activar la demanda desconectable. El comercializador deberá verificar los sistemas de medida de DDV e informar al ASIC, al Centro Nacional de Despacho (CND) y al generador, cómo se encuentra el estado de medida. El ASIC realizará la liquidación teniendo en cuenta lo establecido en (CREG, 2013) y por último informará a los generadores la cantidad de demanda desconectada voluntariamente reportada por los comercializadores.

4.2.2. Tipos de demanda desconectable voluntaria

Son de dos tipos:

- *DDV con línea base de consumo, LBC*: se define como aquella en la que el consumo de los usuarios tiene poca variabilidad (el error no supera el 5% respecto a la estimación efectuada para el usuario). En este caso se considera una reducción de demanda cuando la medida sea inferior al valor de la línea base de consumo menos el error, tal como se establece en (CREG, 2010).
- *DDV con medición directa*: cuenta con medidores para la DDV instalados por el usuario. Operarán siempre que los medidores puedan ser interrogadas de forma remota. Corresponde con cualquiera de las siguientes situaciones: *DDV con Plantas de emergencia* y *DDV con medición independiente*. La *DDV con plantas de emergencia* se da cuando el usuario utiliza plantas de emergencia propias para mitigar o disminuir los requerimientos de energía del SIN. La *DDV con medición independiente* se da cuando el usuario tiene un determinado un proceso de producción y puede desconectarlo en cualquier momento (CREG, 2010).

4.2.3. Reducción de la Demanda.

Se define como la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador (CREG, 2015). La cantidad de energía reducida por los usuarios se da en respuesta a cambios en el precio de la electricidad. El mecanismo de la Reducción de la Demanda (RD) también puede ser definido como el pago de incentivos para llevar a los usuarios a un menor consumo de energía eléctrica en momentos de escasez (Grajales & Figueroa, 2012).

La participación en la RD es similar a la DDV, donde los usuarios (participantes), son representados por el comercializador quien será el propietario del programa. Cada usuario debe contar con un medidor con interrogación remota. Los usuarios que quieran participar en el programa de RD, pueden elegir el comercializador que deseen en representación, incluso pueden elegir uno diferente al prestador del servicio de energía. Este comercializador debe tener acceso a las medidas realizadas al usuario y el comercializador prestador de su servicio de energía deberá asegurar el acceso (CREG, 2015).

No obstante, a diferencia de la DDV, quien activa la oferta de RD es el comercializador que deberá enviar al CND, en representación de un usuario o de forma agregada para un grupo de usuarios, una única oferta de precio para las 24 horas (expresadas en valores enteros de \$/MWh) y la declaración de la reducción de energía (expresada en valores enteros en MW para cada periodo horario) (CREG, 2015).

Todos los usuarios pueden participar de un programa de RD siempre que estén en capacidad de modificar de manera voluntaria su consumo de energía o permitan la variación de la carga de manera remota por parte del operador de red. Estas modificaciones se pueden obtener mediante la reducción del consumo en periodos de máxima demanda, realizando las actividades que impliquen uso de energía en horas diferentes a las horas pico y mediante la generación de su propia energía eléctrica (Marulanda, 2014).

Para el funcionamiento de la RD, en primera instancia el comercializador debe informar a los usuarios sobre el programa de RD y hacerles saber que cada uno puede decidir libremente si participa o no en dicho programa. Una vez el usuario haya aceptado participar y las partes hayan acordado las condiciones, el comercializador hará todas las gestiones técnicas pertinentes para adecuar el sistema de medida del usuario, ya sea con medición directa o con línea base de consumo. A continuación el comercializador debe registrar al usuario como un usuario DDV ante el ASIC. Luego el comercializador enviará al CND la oferta de precio de reducción de energía y la declaración de reducción de energía horaria. El CND calculará la cantidad de consumo de energía a reducir por medio del programa de RD tal que en su despacho económico, el precio de bolsa no supere en un 8% el precio de escasez (el umbral del 8% podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales). Para tal fin el ASIC informará a la CREG en la primera semana de cada mes, los valores estimados y los valores reales del mes anterior de cada una de las variables involucradas). El CND avisará al comercializador la activación del programa y este a su vez coordinará con los usuarios a los que se les activará la RD. Una vez activada la RD, el ASIC realizará la liquidación aplicando lo establecido en la Resolución CREG 011 de 2015. El incumplimiento de los compromisos de RD implicará penalidades que

serán liquidadas por el ASIC al comercializador que representa al usuario o grupo de usuarios (CREG, 2015).

4.2.4. Clasificación de los programas de Reducción de la Demanda

Los programas de RD se clasifican en dos tipos: *Programas basados en incentivos* (IBP) y *Programas basados en precios* (PBP).

Los *programas basados en incentivos*, IBP, por medio de la disminución de carga, pueden solucionar diferentes tipos de problemas como los relacionados con contingencias en el sistema eléctrico en momentos donde este se encuentra estresado. Se dividen en dos categorías: *programas clásicos* y *programas basados en mercados*. En los *programas clásicos* los usuarios reciben incentivos económicos en forma de créditos o descuentos en su próxima factura. Para este tipo de programas, el comercializador está en la capacidad de desconectar carga de los usuarios de manera remota. Puede desconectar, por pequeños periodos de tiempo, equipos como aires acondicionados, calentadores de agua, entre otros. Para estos programas se debe pactar un nivel de consumo de energía con el operador de red, el cual se debe cumplir al terminar cada periodo. Si dicho nivel no se cumple por parte de los usuarios, estos se verán afectados por sanciones según los términos del programa. Los *programas basados en mercados* se clasifican en: RD ante emergencia, mercado de servicios auxiliares, capacidad de mercado y oferta de la demanda. Los usuarios que participan en este programa son remunerados según sea su respuesta ante el llamado del operador de red a disminuir el consumo de energía eléctrica (Grajales & Figueroa, 2012), (Ramírez & Mosquera, 2013).

Programas similares a estos fueron implementados en Colombia ante la amenaza de racionamiento por la difícil situación energética debida al actual fenómeno de “El Niño”. El programa llamado “Apagar Paga”, para usuarios regulados, fue establecido mediante las Resoluciones CREG 029 de 2016 y CREG 039 de 2016. En ellas, se incentivaba a los usuarios a consumir energía por debajo de sus propios consumos promedios del mes de febrero de 2016, descontando del valor de su factura el doble de cada kilovatio-hora ahorrado, pero penalizando

con el doble del valor de cada kilovatio que se consumió demás. Así mismo, para los grandes consumidores no regulados, se incentivó la participación de la oferta de la demanda mediante la Resolución CREG 042 de 2016 en la cual son remunerados por reducir la demanda de sus procesos productivos o suplir sus consumos con plantas propias.

Los *programas basados en precios*, PBP, se basan en las tasas dinámicas de fijación de precios en los que las tarifas eléctricas no son planas, es decir, las tarifas fluctúan siguiendo el costo de tiempo real de la electricidad. El objetivo último de estos programas es aplanar la curva de demanda, ofreciendo un alto precio durante las horas pico y precios más bajos durante los períodos de baja demanda. Se clasifican en: tarifa por tiempo de uso, precio crítico máximo, precio día extremo y Precio en tiempo real (Ramírez & Mosquera, 2013). No se han implementado aún en Colombia.

4.2.5. Adaptación de la Reducción de la demanda en el modelo de interdicción AC

Para el caso de las pruebas realizadas en el Capítulo 1 sobre el MI-AC con respuesta de la demanda, se asume que el OS tiene plena facultad de modificar automáticamente, y de manera remota, el consumo de los usuarios que se encuentran dentro del programa de respuesta de la demanda, simulando de esta forma un programa clásico de RD. Éste mecanismo aún no es operativo en Colombia pues resulta costosa su implementación ya que requiere de sistemas de supervisión y control robustos, además de medidores inteligentes y Smart Grids. Adicionalmente, no se dan detalles de estos supuestos más que los porcentajes de demanda a reducir y los costos aplicables a la RD ya que no es propósito de este trabajo establecer una metodología nueva para Respuesta de la Demanda. Solo se emplea el concepto para mostrar las bondades de la metodología desarrollada para el MI-AC.

Capítulo 5. Solución mediante Métodos Aproximados

En este capítulo se exponen los métodos usados para aproximar la solución del MI-AC a través de metaheurísticas. Se divide en siete secciones. En la primera sección se muestra la representación de la solución para el problema. En la segunda sección se presenta una breve descripción del uso de las metaheurísticas. En la tercera sección se presentan las consideraciones para la codificación. En las secciones cuatro a siete se describen la estrategia de codificación de cuatro de las metaheurísticas clásicas más usadas, comenzando la Búsqueda Local Iterada (ILS) y el Procedimiento de Búsqueda Aleatoria Adaptativa Golosa (GRASP), técnicas sin memoria definidas por movimientos de intensificación y diversificación. Luego será abordado un Algoritmo Genético con búsqueda local (GA), técnica basada en poblaciones y finalmente se describe una Búsqueda Tabú (TS), técnica basada en la memoria y el reencadenamiento de ruta.

5.1. Representación del problema

De acuerdo con el modelo matemático de las ecuaciones (3.1)-(3.19), un candidato de solución para el problema de la amenaza terrorista debe ser una combinación de los vectores δ^{Br} y δ^{Gen} que resultan como el mejor plan de ataque considerando que el costo del ataque no supere el límite M de recursos destructivos del agente disruptor. La solución se representa como un único arreglo (vector fila) que contenga en las primeras posiciones las componentes del vector δ^{Br} y las siguientes componentes correspondan al vector δ^{Gen} (ver ecuaciones (3.1)-(3.4)). Este único arreglo lo denotamos como el *Vector de Interdicción (VI)*, que puede representarse de forma binaria o entera. Previo a la construcción de VI , se enumera el total de elementos del sistema de potencia susceptibles de ser atacados, comenzando con las ramas (líneas y transformadores) y siguiendo con los generadores.

La *representación binaria* de VI ($VI \in \{0,1\}$) es un arreglo fila de tamaño $NL + NG$; donde NL es el total de ramas y NG es el total de generadores en el sistema de potencia. Una componente de VI en cero (0) significa que el respectivo elemento del sistema de potencia fue atacado y si es uno

(1), el elemento no fue atacado. En este sentido, en la representación binaria el tamaño de VI es función del tamaño del sistema de potencia. La *representación entera* de VI ($VI \in \mathbb{Z}^+$) es un equivalente simplificado de la *representación binaria* y consiste de un vector fila cuyas componentes corresponden con las posiciones de los elementos del sistema de potencia que han sido atacados. Las posiciones de los elementos están dadas de acuerdo con la enumeración previa. Si el valor de la componente de VI es menor o igual a NL , significa que el elemento atacado es una línea o un transformador. Si el valor de la componente es mayor a NL , significa que el elemento atacado fue un generador. La Figura 13 ilustra la forma en la que se llega desde la *representación binaria* (Figura 13a) hasta la *representación entera* de VI (Figura 13b). La figura 14 muestra un ejemplo de un sistema de potencia de cinco barras en el que fueron atacados los circuitos L2, L4 y L6, y el generador G2. Debajo del sistema de potencia se muestran las dos representaciones.

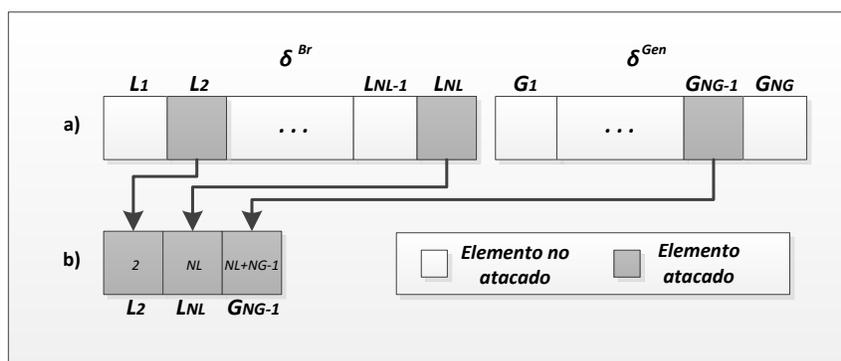


Figura 13. Representación de VI . a) Binaria. b) Entera.

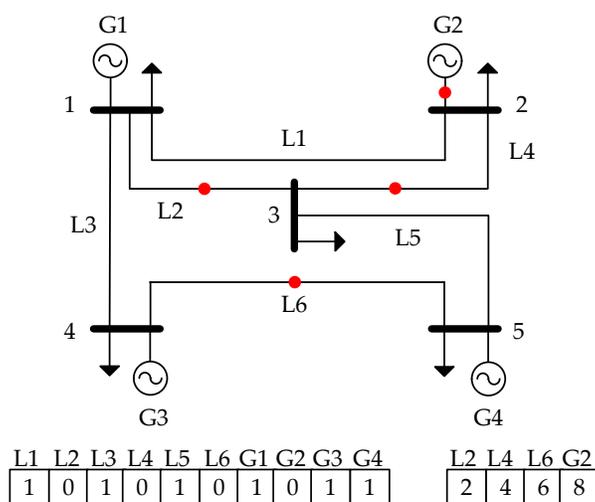


Figura 14. Representación binaria y entera de VI en un sistema de potencia de 5 barras.

En este trabajo se ha elegido la *representación entera* de VI para las soluciones del MI-AC usando técnicas de optimización metaheurísticas, dado lo ventajoso que resulta para la codificación que los tamaño de VI sean más cortos en comparación con las mismas soluciones en representación binaria.

5.2. Uso de metaheurísticas

Cuando se trata de problemas no convexos multimodales como el que se describe en este trabajo, se prefiere el uso de técnicas metaheurísticas sobre el uso de metodologías de optimización clásicas. Aunque las metaheurísticas no garantizan el logro de soluciones óptimas globales, pueden proporcionar soluciones de alta calidad en tiempos de cálculo razonable. Ejemplos de aplicaciones exitosas de metaheurísticas aplicadas para resolver problemas de programación de dos niveles se pueden encontrar en (Li et al., 2014) y (Almeida & Senna, 2011).

Las metaheurísticas, en su definición original, son métodos de solución que orquestan una interacción entre los procedimientos locales de mejora y estrategias de alto nivel para crear un proceso capaz de escapar de los óptimos locales y realizar una búsqueda robusta de un espacio de soluciones. Con el tiempo, estos métodos también han llegado a incluir todos los procedimientos que emplean estrategias para superar la trampa de optimalidad local en espacios complejos de soluciones, especialmente aquellos procedimientos que utilizan uno o más vecindarios para definir movimientos admisibles entre transición de una solución a otra, o para construir o destruir soluciones en los procesos constructivos o destructivos. Varias de las herramientas y mecanismos que han surgido de la creación de métodos metaheurísticos han demostrado ser muy eficaces, tanto es así que las metaheurísticas se han vuelto el centro de atención en los últimos años como la línea de ataque preferido para resolver muchos tipos de problemas complejos, especialmente los de naturaleza combinatoria. Mientras que las metaheurísticas no son capaces de certificar el óptimo de las soluciones que encuentran, los procedimientos exactos (que teóricamente pueden proporcionarlos, pero en tiempos de computo muy largos) a menudo han demostrado ser incapaces de encontrar soluciones cuya calidad sea similar a la obtenida por los metaheurísticas más poderosas; particularmente para los problemas del mundo real, que a menudo alcanzan notablemente altos niveles de complejidad. Además, algunas de las aplicaciones más exitosas de

métodos exactos se han producido mediante la incorporación de estrategias metaheurísticas dentro de ellos. Estos resultados han motivado la investigación y aplicación de nuevas metodologías y metaheurísticas mejoradas. (Gendreau & Potvin, 2010).

5.3. Consideraciones para la codificación

A continuación se detallan las consideraciones previas para resolver el problema de interdicción MI-AC de las ecuaciones (3.1)-(3.19) mediante metaheurísticas:

5.3.1. Variables de decisión del problema

Para resolver el problema de la amenaza terrorista se identifican las siguientes variables de decisión para cada nivel de la programación binivel:

- En el nivel superior de optimización se debe decidir la combinación de elementos a ser atacados para maximizar el deslastre de carga, considerando el límite M en los recursos destructivos del agente disruptor, los costos M_l y M_g que representa atacar los elementos del sistema y la respuesta del OS en el nivel inferior de optimización.
- En el nivel inferior de optimización se debe decidir el redespacho económico (potencias generadas, nivel de deslastre permitido y respuesta de la demanda) considerando los elementos del sistema que han sido atacados.

Para los propósitos de la implementación de las metaheurísticas, todo el desarrollo se realizó en función de las variables de decisión del agente disruptor en el nivel superior de la optimización. Para las variables de decisión del nivel inferior se usó el software de optimización MATPOWER, el cual incorpora métodos de solución de flujos de potencia y flujos óptimos de potencia (Zimmerman et al., 2011). Esta decisión permitió enfocar los esfuerzos en el desarrollo de la metodología y la construcción de las metaheurísticas, evitando el trabajo que representaba programar la respuesta del OS ante cada plan de ataque ejecutado sobre el sistema de potencia. En el Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER de este documento se exponen las razones que motivaron a los autores para elegir el MATPOWER como herramienta de optimización.

5.3.2. Cálculo del Redespacho de Potencia

Dado un plan de ataque, determinado por un candidato de solución VI , se calcula el nuevo estado de la red (redespacho), entregando al MATPOWER la red de prueba con los elementos atacados para que sea ejecutado un flujo óptimo de potencia AC a fin de obtener los despachos de las plantas generadoras disponibles, el racionamiento que se alcanzó con el ataque y el nivel de respuesta de la demanda que se activó. La configuración de la red de prueba entregada al MATPOWER en cada iteración es la que resulta de aplicar las metaheurísticas de solución.

5.3.3. Función Objetivo y manejo de Infactibilidades

El valor de la función objetivo (FO) de un candidato de solución VI , de acuerdo con la ecuación (3.1) del MI-AC, es la suma total de la carga deslastrada que provocó en el sistema de potencia. El candidato de solución VI que genere el mayor valor de deslastre en la red luego de haberse evaluado muchas iteraciones, será la solución al problema de interdicción.

Por problemas numéricos y otros de parametrización del MATPOWER, muchas de las soluciones encontradas resultan infactibles (el flujo de potencia óptimo no converge). En general, estos candidatos de solución infactibles, son los que mayor valor de deslastre alcanzan, por lo cual, su FO se penaliza haciéndolas igual a cero (0) con el fin de reducir sus probabilidades de ser seleccionados como la solución del problema. En la sección A1.4. Dificultades encontradas en las simulaciones, del Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER, se presentan algunos de los problemas de convergencia más frecuentes encontrados en las simulaciones realizadas con el MATPOWER y la forma en la que fueron mitigados.

5.3.4. Medida del deslastre de carga

Para cumplir con el balance de la potencia inyectada en cada barra del sistema, en el caso de que haya déficit de generación para atender la demanda propia de la barra, son considerados generadores ficticios que entregan la potencia que representa el deslastre de carga. Estos generadores son ubicados en todas las barras de carga del sistema de potencia y su valor máximo de potencia será igual a la carga activa de la barra. Los costos que se les asignan a estos generadores

son altos con el fin de que sean los últimos en salir despachados. Para el caso de las simulaciones realizadas en el Capítulo 1, los costos asignados a los generadores ficticios que representan el deslastre de carga fueron los costos de racionamiento indicados en la Tabla 2. En la sección A1.3. Adecuación del caso base, del Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER, se describe la parametrización del caso de estudio para adecuar los generadores ficticios que miden el deslastre de carga.

5.3.5. Medida de la respuesta de la demanda

Para considerar la respuesta de la demanda dentro del MI-AC, en ciertas barras del sistema de potencia es fijada, a conveniencia del OS, generación ficticia que entrega la potencia de RD. El valor máximo de potencia máxima que se asigna a estos generadores dependerá del nivel de respuesta de la demanda que ha sido contratada. Así mismo, los precios que son asignados a estos generadores se asumen de acuerdo con las simulaciones que se realizan en el Capítulo 1. En la sección A1.3. Adecuación del caso base, del Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER, se describe también la parametrización del caso de estudio para adecuar los generadores de la RD.

5.4. Búsqueda Local Iterada

Debido a su simplicidad conceptual, arquitectura modular y facilidad de implementación, se ha construido un algoritmo de Búsqueda Local Iterativa (ILS) para abordar el problema de interdicción. La ILS se basa en la búsqueda de una secuencia de soluciones localmente óptimas, perturbando el mínimo local actual y la aplicación de búsqueda local a partir de la solución modificada. Junto con la Búsqueda en Vecindario Variable (VNS), el GRASP y el Recocido Simulado, la ILS pertenece a la categoría de metaheurísticas basadas en el vecindario (Gendreau & Potvin, 2010). La Figura 15 ilustra el algoritmo de la ILS.

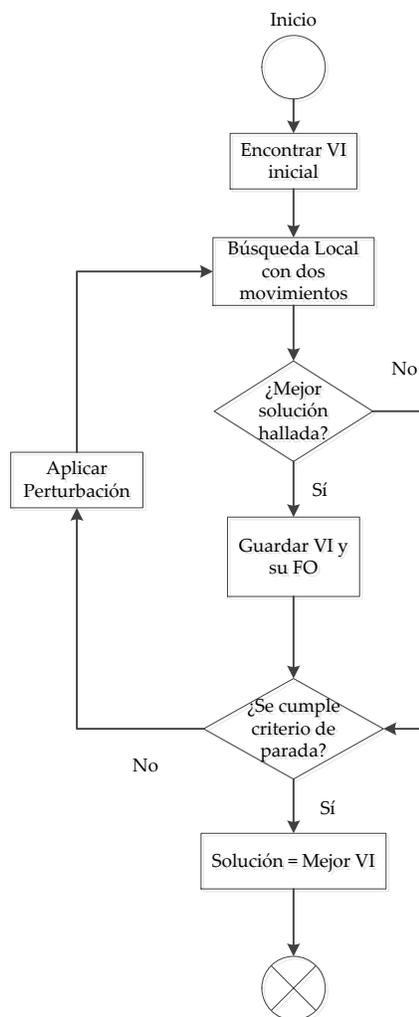


Figura 15. Diagrama de flujo de la ILS.

5.4.1. Estrategia de codificación

A partir de una solución inicial se encuentra un mínimo local a través de la búsqueda local; luego se aplica una perturbación dando lugar a una nueva solución sobre la que se aplica una nueva búsqueda local. El algoritmo de la ILS también se puede combinar o hibridar con otras metaheurísticas. En particular, la ILS implementada en este trabajo, se ha combinado con una VNS, dado que la búsqueda local se realiza a través de dos etapas, garantizando la diversificación e intensificación. La Figura 16 representa el concepto principal de la ILS.



Figura 16. Representación de la Búsqueda Local Iterada.

5.4.2. Solución inicial

La ILS implementada se inicia a partir de una solución inicial factible. Inicialmente, se genera un VI vacío. Se añaden luego una serie de elementos seleccionados al azar (líneas, transformadores o generadores), uno por uno. Cada vez que un nuevo elemento se incorpora, se verifica la disponibilidad respecto al límite M de los recursos destructivos del agente disruptor. Los VI generados de esta forma deben ser todos diferentes unos de otros. Una vez se construye un número determinado de VI diferentes, se ejecuta un despacho óptimo de potencia para cada uno de ellos y se calcula su FO, de acuerdo con la ecuación (3.1). La solución inicial de la ILS será el VI con la FO más alta. La Figura 17 muestra el constructivo de la solución inicial de la ILS.

5.4.3. Búsqueda local mediante dos movimientos

A la solución inicial obtenida mediante el constructivo de la Figura 17 se mejora aplicando búsqueda local mediante dos movimientos. El primer movimiento está definido por la variación aleatoria y simultánea de dos (2) componentes de VI. La variación es aceptada si el deslastre de carga obtenido es mayor que el obtenido con los valores sustituidos y su costo de ataque es menor a M . Este procedimiento se finaliza usando el *criterio de máxima mejora*, que consiste en encontrar la mejor solución dentro de un número de iteraciones definido previamente; o usando el *criterio de primera mejora*, que consiste en encontrar la primera mejor solución. Una vez se ha cumplido alguno de los criterios descritos, se aplica el segundo movimiento, el cual está definido por la

variación aleatoria de cada componente de VI, una a la vez, aplicando en cada variación el criterio de primera o máxima mejora. La Figura 18 y la Figura 19 ilustran, respectivamente, ambos movimientos de la búsqueda local.

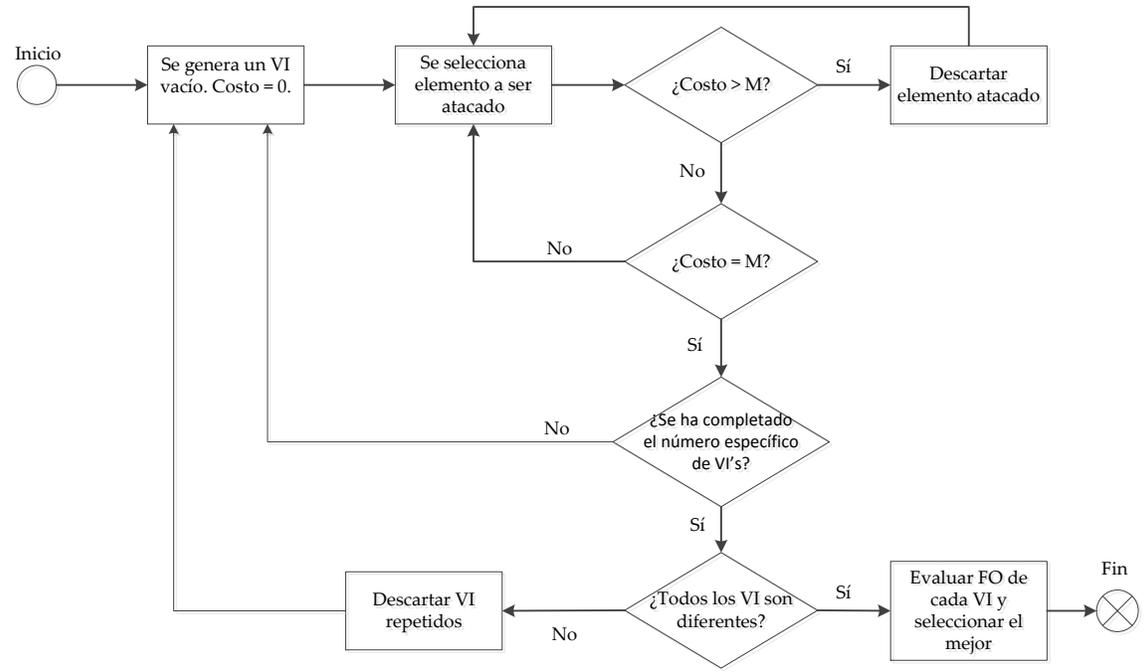


Figura 17. Constructivo para la solución inicial de la ILS.

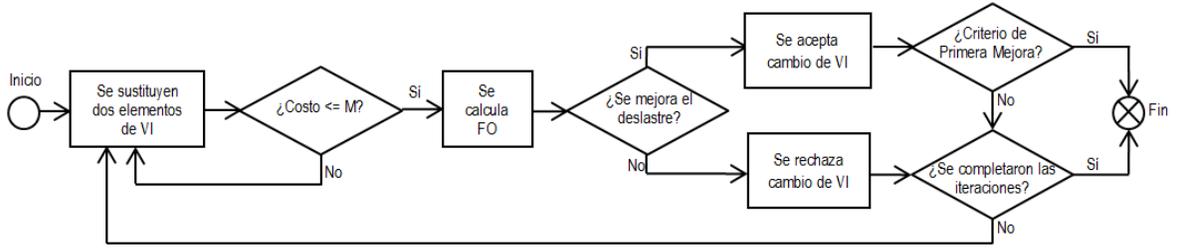


Figura 18. Primer movimiento de la búsqueda local.

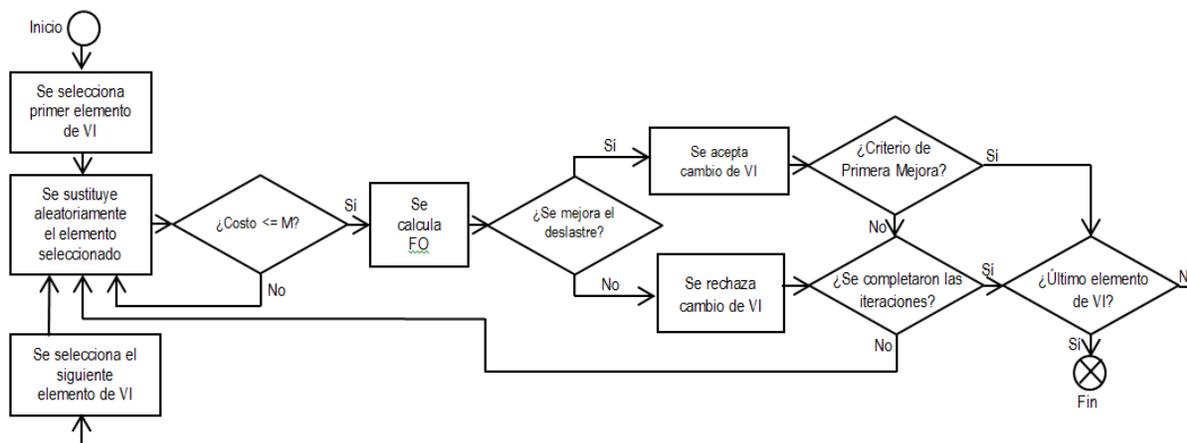


Figura 19. Segundo movimiento de la búsqueda local.

5.4.4. Perturbación y criterio de parada

La búsqueda local se aplica al *VI* un número predefinido de veces con el objetivo de encontrar mejores soluciones. Si no se encuentra un *VI* mejor, se realiza entonces una perturbación. Esta etapa consiste en la elección de un nuevo *VI*, diferente de la actual, usando un procedimiento similar al ilustrado en la Figura 16. Los criterios de parada pueden ser proporcionados por un número máximo predefinido de iteraciones o cuando se consigue un nivel de restricción de carga predefinido.

5.5. Procedimiento de Búsqueda Aleatoria Adaptativa Golosa

El Procedimiento de Búsqueda Aleatoria Adaptativa Golosa (GRASP) es una técnica metaheurística multi-arranque para problemas de optimización combinatorial, en la cual, cada iteración consiste de dos partes: la construcción y la búsqueda local. La fase de construcción entrega una solución factible, cuya vecindad se investiga hasta que se encuentre un óptimo local en la fase de búsqueda local. La mejor solución global se mantiene como el mejor resultado, luego de ejecutada todas las iteraciones (Resende & González, 2003).

5.5.1. Estrategia de codificación

Para esta técnica se diseñó una función de población que genera un número parametrizable de candidatos de solución *VI*. En este caso se reutilizó la misma función que generó el constructivo de la solución inicial de la ILS, en donde a cada candidato le es evaluada su FO, para luego aplicar

la búsqueda local en dos movimientos descrita en la sección 5.4.3. (ver Figura 18 y Figura 19). Cada movimiento define un espacio de búsqueda. Luego de evaluar muchas soluciones, el candidato de solución mejorado que haya resultado con el valor de FO más alto, es considerado la solución del problema. En este caso, es posible obtener más de una única solución u obtener buenas soluciones que aunque no sean el óptimo global, resultan en soluciones de criticidad media y alta para el sistema de potencia. Todas estas mejores soluciones, son la solución al problema. La Figura 20, representa la codificación del GRASP.

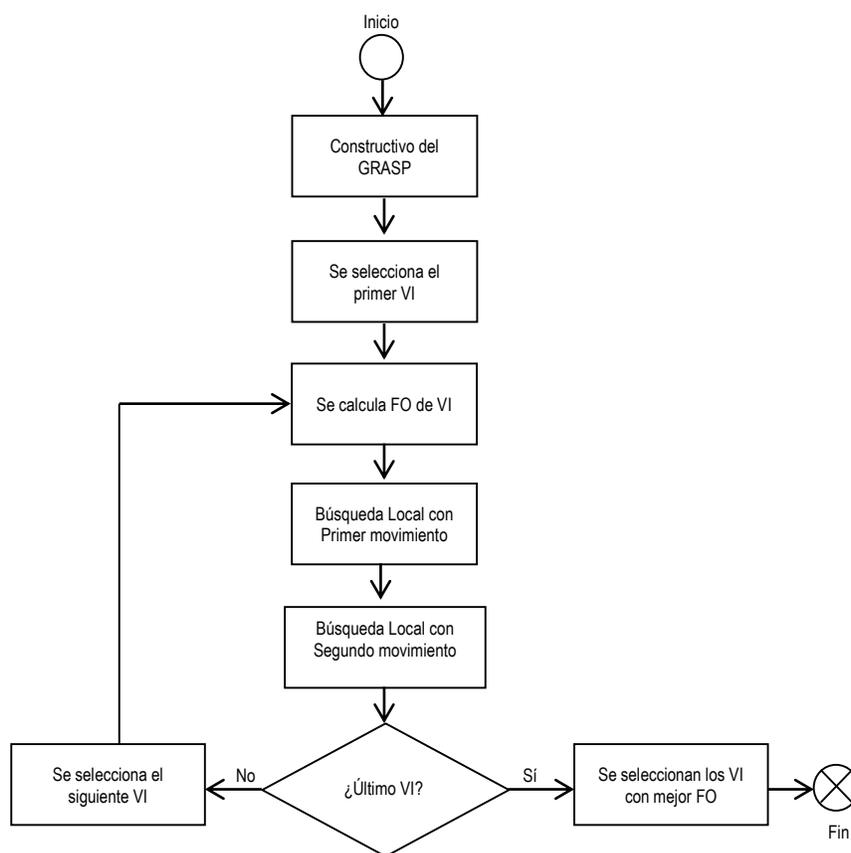


Figura 20. Esquemático del GRASP.

5.5.2. Constructivo (diversificación)

Para implementar la metaheurística GRASP se genera una solución inicial de un candidato solución de *VI*, siguiendo el mismo procedimiento descrito en la sección 5.4.2. para la solución inicial de la ILS, solo que en este caso, cada candidato *VI* de solución inicial se mejora mediante

la búsqueda local mediante dos movimientos. Tener muchas soluciones iniciales, le da la diversificación al GRASP. Cada solución puede ser iterada en paralelo, resultando independiente de las otras.

5.5.1. Búsqueda Local (intensificación)

Como se indicó antes, esta búsqueda se realiza con dos movimientos, tal como se hizo para la ILS. Las mejores soluciones iteradas resultan como las soluciones al problema. La búsqueda local de cada *VI* es independiente de las otras y es la que le da la intensificación al algoritmo.

5.6. Algoritmo Genético

En esta sección se detalla la codificación de un Algoritmo Genético hibridado con una búsqueda local. Esta técnica está basada en poblaciones. En este caso, los vecindarios son definidos por la sustitución de componentes de una solución con los de otra, a través de diversas reglas de cambio nombradas popularmente con el nombre de "cruce" (Gendreau & Potvin, 2010).

5.6.1. Estrategia de codificación

Para la implementación del GA se definieron como *parámetros propios del GA*: el tamaño de la población de individuos, el número de generaciones o ciclos para encontrar las mejores soluciones, la probabilidad de mutación de los individuos y el criterio de reducción de la población para la siguiente generación. La Figura 21 muestra el diagrama del GA.

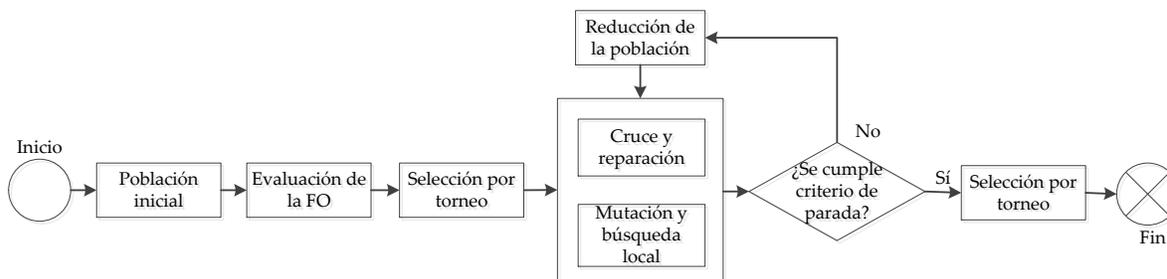


Figura 21. Diagrama de flujo del GA.

5.6.2. Población Inicial

Consiste de una serie de K candidatos de solución VI , siendo K el tamaño de la población, el cual se mantendrá constante a lo largo de las generaciones. La población inicial del GA se genera de la misma forma en la que se generaron los candidatos de solución de la ILS y el GRASP, siguiendo el mismo procedimiento descrito en la sección 5.4.2.

5.6.3. Selección de padres por torneo

El torneo consiste de la selección aleatoria de un subconjunto de n individuos tomados al azar de la población de padres para escoger entre ellos el individuo con mejor FO. Una vez seleccionado el primer padre a ser cruzado, se realiza un segundo torneo incorporando nuevamente a la población los individuos no seleccionados en el primer torneo. Del segundo torneo se selecciona el segundo padre a ser cruzado, garantizando a través de la medida de la *Distancia de Hamming* (Doer & Happ, 2008) que el segundo padre no sea muy cercano al primero. Para ello se define una distancia mínima de aceptación: si el valor de la distancia medida entre ambos padres es menor que la distancia mínima, se debe seleccionar el segundo padre mediante otro torneo. Dado que los individuos se van haciendo semejantes a medida que evolucionan, se establece que la distancia mínima debe reducirse, de manera lineal, a partir del 30% del número total de generaciones. Esto para poder garantizar que existan individuos aptos para la etapa de cruce. En total, en cada generación se realizan K torneos, realizados en pares, para completar la población de K hijos de la siguiente generación. En la Figura 22 se representa el proceso que se lleva a cabo para seleccionar cada par de padres que posteriormente pasan a la etapa de cruce y reparación.

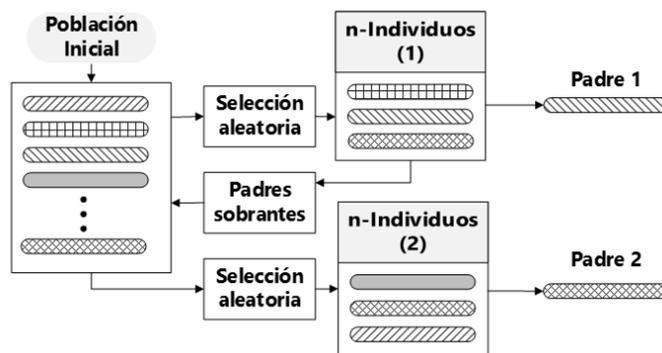


Figura 22. Selección por torneo para cada par de padres a ser cruzados.

5.6.4. Cruce y reparación de individuos

El cruce o recombinación se realiza por alternancia de posiciones. La Figura 23 ilustra esta etapa. En este caso se genera el primer hijo tomando el elemento que corresponde a la primera posición del primer padre, el segundo elemento del hijo de la primera posición del segundo padre, y así sucesivamente alternando entre las posiciones de los padres. Se consideran restricciones de elementos repetidos o que no puedan ser asignados al hijo por límite de costos. Los elementos que incumplan las restricciones en el primer hijo se ubican en las posiciones del segundo hijo. El primer hijo se completa cuando su costo ha alcanzado el límite en recursos destructivos M . En este punto, el cruce por alternancia de posiciones sigue llenando las posiciones del segundo hijo. Cuando un elemento de los padres no cumple con las restricciones para ser asignado a ninguno de los hijos, se hace un reemplazo de este elemento a través de una búsqueda local en las vecindades considerando si el elemento es línea o generador, si está repetido o si no es factible por costos. Con esta modificación se logra la reparación de individuos a medida que se crea la población de hijos garantizando que los que resultan sean factibles en costos (su costo no supere M).

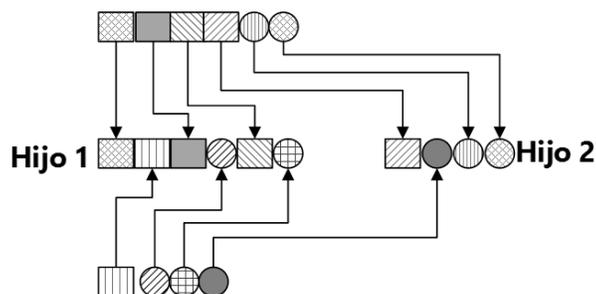


Figura 23. Cruce por alternancia de posiciones

5.6.5. Mutación

La función de mutación actúa con una probabilidad de ocurrencia muy baja (entre 0.05% y 0.1%) para cada hijo que es creado. La probabilidad de mutación es definida como un parámetro del GA. En el caso de que ocurra, se modifica al azar un elemento del individuo, conservando su naturaleza (rama por rama o generador por generador), controlando que el nuevo elemento no esté repetido.

5.6.6. Criterio de Reducción

Se establecen tres mecanismos para reducir la población de individuos de la siguiente generación. El primer mecanismo es *Elitismo* en el que se ordenan en conjunto padres e hijos en

función de su FO, de mayor a menor, y se seleccionan como padres los primeros K individuos en el ordenamiento (que resultan siendo los mejores, entre padres e hijos) completando así el tamaño de la población. El segundo mecanismo es el *50/50* en el que se ordenan por separado los hijos de los padres, con relación a su FO, de mayor a menor, tomando para la nueva población el 50% de los mejores padres y el 50% de los mejores hijos. Con ello se completa el 100% de la nueva población. El tercer mecanismo es el *Reemplazo Generacional* en el que la nueva población de padres será conformada por la totalidad de los hijos obtenidos en la nueva generación.

5.7. Búsqueda Tabú

La Búsqueda Tabú es un método de optimización matemática perteneciente a la clase de técnicas de búsqueda local. Es una técnica que cuenta con estructuras de memoria. Estas estructuras hacen referencia a cuatro dimensiones basadas en: lo reciente, lo frecuente, calidad e influencia. El uso adecuado de la memoria basada en lo reciente y la memoria basada en lo frecuente permite proporcionar un balance entre intensificación y diversificación en el método (Glover & Melián, 2003).

5.7.1. Estrategia de codificación

Los elementos considerados para realizar la Búsqueda Tabú fueron: realizar la búsqueda por entorno, el uso de memoria basada en lo reciente, generar lista Tabú y la aplicación del criterio de aspiración (Glover & Melián, 2003).

5.7.2. Búsqueda por Entorno

En la búsqueda por entorno se propone una solución inicial factible, cuyo costo no supere los recursos M del agente disruptor. Si los recursos lo permiten, es recomendable que la primera solución (solución semilla) contenga únicamente ataques a generadores. A la solución semilla se le calcula su FO. La primera mejor solución será llamada la solución incumbente. Esta solución será comparada con las soluciones que irán surgiendo al ser sustituidos cada par de sus componentes, comenzando por las dos primeras componentes, continuando con los dos siguientes y así sucesivamente. Así mismo, un generador puede ser reemplazado por su equivalente en

número de ramas para dar diversidad a la búsqueda. Esto requiere que en el mecanismo se establezca una relación $[M_g/M_l]$ para hacer el reemplazo de un generador por su equivalente en número de ramas. La figura 24 ilustra un ejemplo donde se tiene un candidato de solución $VI = [40\ 42\ 46]$ en el que se asume que dichas componentes corresponde a generadores y que la relación del costo de ataque de un generador al costo de ataque de una línea es de 3/1. Se observa que la posición correspondiente al generador 46 fue reemplazada por las posiciones 10, 13 y 21, que se asumen como líneas en dicho sistema de potencia. Al final, el vector de solución es reorganizado.

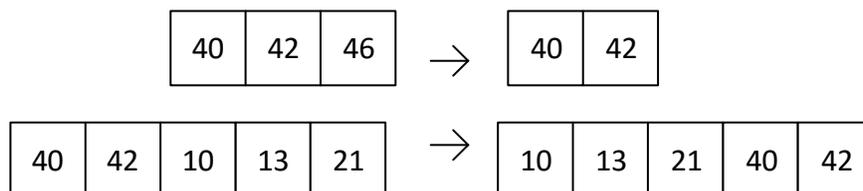


Figura 24. Búsqueda por entorno con reemplazo de generador por ramas.

5.7.3. Lista Tabú

Una vez se ha evaluado una solución como buena, es decir, los dos elementos que llegan al vector de solución y mejoran su FO, pasan a ser albergados en una lista denominada lista tabú y permanecerán allí un cierto número de iteraciones que dependerá de los criterios de ajuste de la lista y a su vez de la longitud del VI . Cada vez que un par de elementos que sustituyen otros en la solución del momento, mejoran el deslastre de carga o lo empeoran en menor proporción, estos dos elementos se añaden a la lista tabú.

5.7.4. Criterio de aspiración

Aunque los elementos que se encuentran alojados en la lista tabú indican que se deben evitar en las soluciones un cierto número de iteraciones, el criterio de aspiración permite invalidar este supuesto siempre y cuando al considerar estos dos elementos en la solución, el deslastre de carga obtenido con ellos sea mayor que el de la solución incumbente del momento. El valor de deslastre alcanzado con estos nuevos elementos pasa a ser la nueva solución incumbente y los elementos salen de la lista tabú. La forma como se adaptó este criterio en el algoritmo fue la siguiente: el algoritmo varía todos los pares de elementos de la solución independientemente de que algún par o varios pares de elementos se encuentren en la lista tabú. Una vez termine de variarlos, evalúa los

deslastres de carga producidos por dichas variaciones y compara si alguno de estos deslastres es superior a cualquiera visto anteriormente. Si el deslastre de carga es mayor, deja los elementos atacados y los incluye en la lista tabú. Si por el contrario el deslastre es menor, vuelve a poner los elementos de la lista tabú en la posición en la que se encontraban en la solución.

Capítulo 6. Pruebas y Resultados

En este capítulo se realizan los ensayos aplicando las metaheurísticas de solución descritas en el Capítulo 5 sobre el caso de estudio IEEE de 24 barras. En las consideraciones de los ensayos y en la parametrización del caso de estudio se ha aplicado la normatividad colombiana. El capítulo está dividido en 4 secciones. En la primera sección se describe el caso de estudio. En la segunda sección se realizan ensayos variando parámetros de las metaheurísticas para comparar sus resultados y escoger la metaheurística de solución. En la tercera sección se caracteriza el sistema de prueba y se identifican sus puntos vulnerables realizando varios ensayos, sin considerar la alternativa de la respuesta de la demanda dentro de las posibilidades del OS. Finalmente, en la cuarta sección se presentan los ensayos con la respuesta de la demanda y se contrastan contra los resultados sin respuesta de la demanda. Todos los resultados obtenidos en este capítulo se realizaron sobre un computador portátil con 4.0GB de memoria RAM y un procesador core-i5 de 4 núcleos.

6.1. Caso de estudio RTS IEEE-24 Barras

La metodología propuesta en este trabajo fue probada sobre el caso de estudio IEEE de 24 barras (IEEE Reliability Test System –RTS–24Bus) cuyos datos son provistos en (Wong et al., 1999). Este sistema cuenta con 24 barras, 38 ramas, entre líneas y transformadores, 11 generadores y 17 cargas. Las pruebas fueron realizadas con un perfil de carga de un día de invierno a las 18 horas y demanda total de 2850 MW. El sistema tiene una capacidad máxima instalada de 3405 MW. Por simplicidad en la adecuación del caso, se consideró que no existen restricciones, inflexibilidades o condiciones fitosanitarias que le impidan a los generadores reducir su generación a cero, por lo anterior, la potencia mínima de las plantas es cero ($P_g^{min} = 0$ MW). La Tabla 3 muestra algunos de los datos de esta red de prueba. La parametrización completa de la red y las consideraciones en su parametrización acerca de la normatividad del caso eléctrico colombiano están dadas en la sección A1.2. Parámetros del caso de estudio RTS IEEE-24 Barras, del Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER.

Tabla 3. Datos de potencias y tensiones en las barras para el caso IEEE RTS-24

Barra o Nodo	Tensión Nominal [kV]	P_D [MW]	Q_D [MVar]	P_g^{max} [MW]	Q_g^{max} [MVar]	Q_g^{min} [MVar]
1	138	108	22	192	80	-50
2	138	97	20	192	80	-50
3	138	180	37			
4	138	74	15			
5	138	71	14			
6 + (Reactor -100 MVar)	138	136	28			
7	138	125	25	300	180	
8	138	171	35			
9	138	175	36			
10	138	195	40			
11	230					
12	230					
13 (Barra ref.)	230	265	54	591	240	
14 (Cond. Sinc)	230	194	39		200	-50
15	230	317	64	215	110	-50
16	230	100	20	155	80	-50
17	230					
18	230	333	68	400	200	-50
19	230	181	37			
20	230	128	26			
21	230			400	200	-50
22	230			300	96	-60
23	230			660	310	-125
24	230					

6.2. Comparación entre las metaheurísticas de solución

Para efectos de simplificar la codificación, se asumió que los recursos destructivos M del agente disruptor son valores enteros que se expresan en unidades monetarias. A partir de esto, se asumió que el costo de atacar cualquier rama del sistema (línea o transformador) es $M_l = 1$ y que el costo de atacar cualquier generador es un número entero mayor a uno. Como nomenclatura, las ramas se representan con los números de las barras entre las que se encuentran conectadas (separados por

guion (-)) y los generadores se representan anteponiendo la letra “G” a los números de las barras en los que se ubican.

Se realizaron ensayos variando M con el fin de observar distintos planes de ataque para los casos en los que $M_l = 1$, y $M_g = 2$ a fin de observar el desempeño de las metaheurísticas (tiempos de respuesta) y la calidad de sus soluciones. Se seleccionaron estos valores para encontrar soluciones que combinaran ataques mixtos a líneas y generadores. Con valores de M_g muy altos solo se encuentran soluciones que consideran ataques a ramas.

Luego de varias ejecuciones para calibrar los parámetros de las metaheurísticas, los mejores resultados se obtuvieron con los siguientes ajustes:

- ILS: 30 iteraciones para la perturbación como criterio de parada, 30 iteraciones para la intensificación. y criterio de máxima mejora para la búsqueda local.
- GRASP: 500 candidatos de solución inicial, 30 iteraciones para la intensificación y criterio de máxima mejora para la búsqueda local.
- GA: 50 generaciones como criterio de parada, 100 individuos para el tamaño de la población, 0.05% para la probabilidad de mutación y elitismo como criterio de reducción.
- TS: 50 iteraciones como criterio de parada, 5 iteraciones para evitar recurrir a un elemento dentro de la Lista Tabú y aplicación del criterio de aspiración.

La Tabla 4 muestra los resultados obtenidos para cada una de las metaheurísticas con $M_l = 1$, y $M_g = 2$. Se observa para $M = 4$ y $M = 5$ que las respuestas entre una y otra metaheurística son muy cercanas entre sí pero no así para $M = 6$ donde se aprecian diferencias considerables. En todos los ensayos realizados en esta prueba, la ILS y el GRASP entregaron siempre los mejores resultados, aunque sus tiempos de respuesta no eran tan rápidos como los del GA y la TS, que en cada ensayo se quedaban atrapadas en óptimos locales. Con $M = 4$, el máximo deslastre alcanzado para todas las metaheurísticas fue aproximadamente el 25% del total de la carga del sistema. Con $M = 5$, la ILS y el GRASP alcanzaron deslastres del 31.4%, mientras que el GA y la TS, solo del 30.9% y 29.8%, respectivamente. Mientras que con $M = 6$, los deslastres fueron 39.1% para la ILS y el GRASP y del 35.8% y 29.9%, respectivamente, para el GA y la TS.

Tabla 4. Resultados cuando $M_l = 1$ y $M_g = 2$

Método	VI con $M = 4$	Deslastre en MW	Tiempo [s]
ILS	G13, G23	725.63	813.063
GRASP	G13, G23	725.63	4095.984
GA	G13, G23	725.63	954.742
TS	12-23, 13-23, 14-16, 15-24	724.47	411.169
Método	VI con $M = 5$	Deslastre en MW	Tiempo [s]
ILS	7-8, G13, G23	896.17	804.047
GRASP	7-8, G13, G23	896.17	5083.031
GA	15-21, 15-21, 16-17, G23	881.86	1208.393
TS	9-12, 10-12, 11-13, 14-16, 15-24	848.97	712.698
Método	VI con $M = 6$	Deslastre en MW	Tiempo [s]
ILS	12-23, 13-23, 14-16, 15-24, G13	1115.40	1216.219
GRASP	12-23, 13-23, 14-16, 15-24, G13	1115.40	7047.750
GA	3-24, 7-8, 9-12, 10-12, 11-13, 14-16	1019.50	1608.327
TS	1-5, 3-24, 11-13, 12-13, 12-23, 14-16	850.76	1025.888

De los ensayos se observó que el GA presentaba problemas de convergencia cuando se alcanzaba un cierto número de generaciones en las que todos los individuos de la población eran similares, lo que dificultaba el cruce de los individuos ya que el mecanismo de cruce del GA busca individuos que no sean tan parecidos. Adicionalmente, muchos de los cruces resultaban en individuos infactibles en los aparecían elementos atacados más de una vez. En el caso de la TS, aunque entregaba buenas respuestas y en menores tiempos de cómputo que las otras metaheurísticas, sus respuestas no eran consistentes de un ensayo a otro y siempre fueron las de menor calidad con respecto a las otras metaheurísticas. Por lo anterior, debido a la falta de resultados satisfactorios, las metaheurísticas GA y TS no fueron utilizadas para ensayos adicionales. La ILS y el GRASP fueron consideradas las metaheurísticas más apropiadas para el problema bajo estudio y se hicieron con ellas los análisis de vulnerabilidad del caso de estudio.

6.3. Caracterización del caso de estudio

En esta sección se muestran algunos análisis a partir de los resultados obtenidos con el GRASP y la ILS. A partir de los mismos, se conocieron los puntos críticos de la red de prueba y se eligió la metaheurística de solución para las siguientes secciones.

6.3.1. Análisis de vulnerabilidad usando GRASP

Con el fin de mostrar la versatilidad del modelo propuesto y analizar la criticidad de distintos elementos del sistema de potencia, se realizaron ensayos en los que se asumió que atacar cualquier rama del sistema tenía un costo $M_l = 1$ y que el costo de atacar las unidades de generación variaba entre $M_g = 3$, $M_g = 2$ y $M_g = 1$. En este ensayo, se asumió un máximo de $M_g = 3$ dado que, para el caso de estudio, a cada barra de generación llegan en promedio tres ramas, por lo cual, atacar un generador equivalente a atacar tres ramas del sistema de potencia. Para efectos de validar los resultados del modelo con respecto a los resultados de otros modelos obtenidos en la literatura, se variaron los valores de los recursos destructivos M del agente disruptor, similar a como se hizo en (Arroyo, 2010).

Tabla 5. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 3$ y $M_l = 1$.

M	VI	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
3	16-19, 20-23, 20-23	309	10.8
4	12-23, 13-23, 14-16, 15-24	724.47	25.4
5	11-13, 12-13, 12-23, 14-16, 15-24	848.97	29.8
6	3-24, 7-8, 11-13, 12-13, 12-23, 14-16	1019.5	35.8
9	7-8, 11-13, 12-13, 12-23, 15-21, 15-21, 16-17, 20-23, 20-23	1375.57	48.3

Tabla 6. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 2$ y $M_l = 1$.

M	VI	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
3	16-19, 20-23, 20-23	309	10.8
4	G13, G23	725.63	25.5
5	7-8, G13, G23	896.17	31.4
6	12-23, 13-23, 14-16, 15-24, G13	1115.40	39.1
9	1-5, 7-8, 15-21, 15-21, 16-17, G13, G23	1642.29	57.6

Tabla 7. Mejores planes de ataque usando GRASP con $M_g = 1$ y $M_l = 1$.

M	VI	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
3	G13, G18, G23	1113.8	39.0
4	G13, G18, G21, G23	1507.9	52.9
5	G7, G13, G18, G21, G23	1803.5	63.3
6	G7, G13, G18, G21, G22, G23	2098.6	73.6
9	G1, G2, G7, G13, G15, G18, G21, G22, G23	2695.1	94.6

La Tabla 5 a la Tabla 7 resumen los resultados de los mejores planes de ataque obtenidos para el MI-AC. En la Tabla 5 se observa que si atacar un generador es tres veces más costoso que atacar un circuito, la mejor estrategia es atacar solamente líneas o transformadores. Estos resultados son consistentes con los reportados en (Agudelo et al., 2014) y (Arroyo & Galiana, 2005) que utilizan modelos donde solo se pueden atacar ramas del sistema de potencia. Sin embargo, a medida que el costo de atacar un generador disminuye, es más atractivo atacar estos elementos (ver Tabla 6 y Tabla 7). Cuando $M_g = 1$ se pueden evidenciar planes de ataques que incluyen solo generadores y que ocasionan mayores deslastres de carga. En la Tabla 5, cuando se considera $M = 6$ no fue posible encontrar una combinación de ataque a dos generadores que produjeran un mayor deslastre de carga que el obtenido con el ataque de 6 ramas. De igual forma, con $M = 9$ no se encontró ninguna combinación de ataque de 3 generadores que pudieran causar más daño que atacar 9 ramas.

Por otro lado, cuando el costo de atacar un generador es el doble del costo de atacar una rama del sistema de potencia los mejores planes de ataques son, en su mayoría, aquellos que combinan circuitos y generadores. Este hecho queda manifiesto para el caso en que $M = 9$. Si atacar un generador cuesta $M_g = 3$, la mejor combinación obtenida de solo tres generadores produciría un deslastre de 1113.8 MW, 39% de la carga total del sistema (ver Tabla 7), y la mejor combinación de solo líneas atacadas alcanza los 1375.57 MW de deslastre de carga, 48.3% del total de carga (ver Tabla 5). Pero si atacar generadores cuesta $M_g = 2$, la mejor combinación de solo 4 generadores produce un deslastre 1507.9 MW, el 52.9% del total de la carga del sistema (ver Tabla 7), mientras que la mejor combinación que incluye al tiempo ramas y generadores alcanza un deslastre superior de 1642.29 MW, el 57.6% del total de la carga (ver Tabla 6).

De los diferentes planes de ataques encontrados con el GRASP se observa que los elementos más impactantes para este sistema de prueba resultan ser las ramas 11-13, 12-23, 14-16 y 15-24 y los generadores G13 y G23, los cuales se repiten con más frecuencia en los resultados obtenidos. Si se detalla la topología del sistema de prueba (ver Figura 25), se observa que el área superior contiene en su mayor proporción la generación de energía del sistema y el área inferior aloja en su mayor proporción la carga; por lo que es atractivo desconectar las dos áreas ejecutando ataques a

las líneas, transformadores y generadores ubicados en las proximidades de las barras frontera entre estas áreas (barras 11, 12 y 24). Esto es lo que determina que los elementos mencionados resulten críticos para este sistema. La Figura 25 ilustra los VI con $M = 6$ para los distintos ensayos en los que se modificó el costo de atacar los generadores.

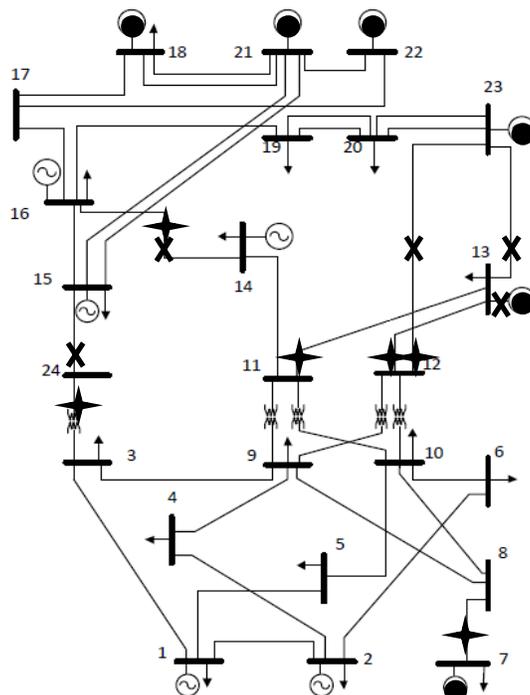


Figura 25. VI obtenidos para $M = 6$ variando el costo de ataque de los generadores.

★ $M_g = 3$, ✕ $M_g = 2$, ● $M_g = 1$

6.3.2. Análisis de Vulnerabilidad usando ILS

De los ensayos realizados con el GRASP se observó que con $M_g = 2$ se obtenían combinaciones de ataques a ramas y generadores. En este caso, las simulaciones con la ILS se realizaron asignando a los costos de ataque de los generadores este valor y de igual forma se varió el valor de los recursos destructivos M . La Tabla 8 muestra los resultados obtenidos en este ensayo.

Tabla 8. Mejores planes de ataque usando ILS con $M_g = 2$ y $M_l = 1$.

M	VI	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
3	16-19, 20-23, 20-23	309	10.84
4	G13, G23	725.63	25.46
5	7-8, G13, G23	896.17	31.44
6	12-23, 13-23, 14-16, 15-24, G13	1115.4	39.14
7	15-21, 15-21, 16-17, G23, G13	1471.01	51.61
8	7-8, 15-21, 15-21, 16-17, G13, G23	1642.9	57.65
9	7-8, G13, G18, G21, G23	1679.2	58.92

De los resultados de la Tabla 8, se evidencia que la línea 7-8 resulta crítica para el sistema como se observa para los ataques donde $M = \{5, 8, 9\}$. Así mismo, como se indicó con los resultados obtenidos con el GRAPS, se confirma que el generador G13, que aparece en los planes de ataque donde $M = \{4, 5, 6, 7, 8, 9\}$, y el generador G23, que aparece donde $M = \{4, 5, 7, 8, 9\}$, son elementos críticos en esta red de prueba. Para el caso $M = 3$ se aprecia que la mejor combinación de elementos atacados no incluye generadores y para $M = 4$ no incluye líneas; sin embargo, para valores mayores a $M = 4$, los mejores ataques combinan líneas, transformadores y generadores. En particular, para los casos $M = 6$ y $M = 8$, en el que los recursos permitían atacar 3 y 4 generadores, respectivamente (debido al costo de ataque $M_g = 2$ asumido), no se encontró ninguna combinación de solo generadores que mejorara los deslastres que han sido reportados en la Tabla 8. Por ejemplo, los ataques a los generadores G13, G18 y G23 (que podrían combinarse para un ataque con $M = 6$) producen 1113.8 MW de desconexión de carga; sin embargo, el algoritmo fue capaz de encontrar una combinación de líneas y generadores que producen 1115.4 MW de desconexión de carga.

Aunque no es posible garantizar en todos los casos que los resultados obtenidos corresponden con los óptimos globales del problema (solo es posible garantizarlo con $M = 3$, de acuerdo con los resultados obtenidos en (Arroyo & Galiana, 2005)), se puede observar que las soluciones obtenidas son buenas y que un plan de interdicción ideado inteligentemente podría conllevar desde un 10,84% de deslastre de carga (con la desactivación de tres elementos del sistema), hasta el 58,92% (con la desactivación de cinco elementos del sistema). Este tipo de información es muy valiosa para el OS que puede poner en práctica estrategias para reducir la vulnerabilidad del sistema.

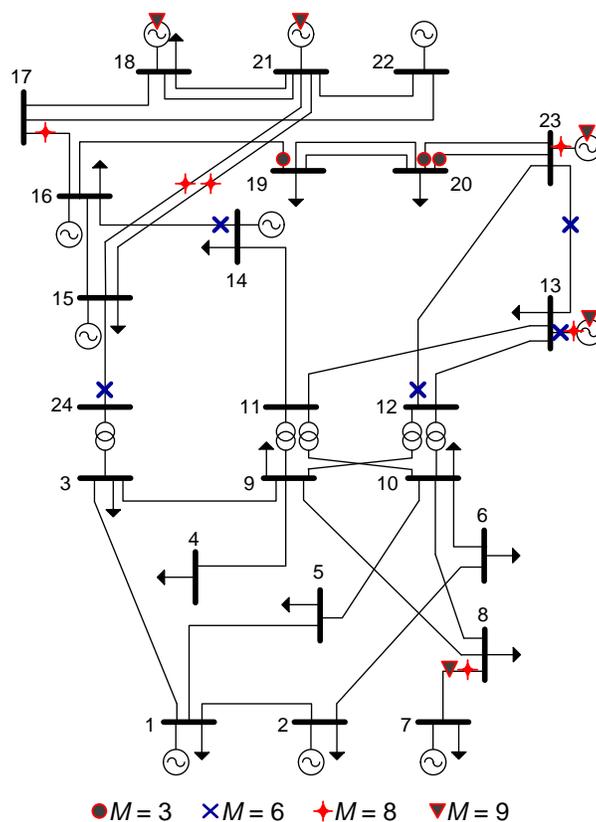


Figura 26. VI obtenidos con $M_l = 1$ y $M_g = 2$ para modelo de interdicción AC.

La Figura 26 muestra los VI obtenidos para $M = 3$, $M = 6$, $M = 8$ y $M = 9$. En el caso de $M = 3$ se aprecia que el ataque obtenido aísla las barras 19 y 20 del resto del sistema resultando en la pérdida total de la carga de estas barras. Con $M = 6$, se encuentra un plan de ataque que aísla el área superior de la red, a 230kV (donde se concentra la generación fuerte del sistema), del área inferior, a 138 kV (donde se concentra en mayor medida la carga del sistema), a través del ataque a las líneas 12-23, 13-23, 14-16 y 15-24, que en conjunto con el ataque al generador G13, cuya capacidad instalada son 591MW, producen un deslastre de carga cercano al 40% de la carga total del sistema. Con $M = 8$, mediante el ataque a las líneas 16-17 y el doble circuito de las líneas 15-21, se logra aislar una capacidad instalada de 1200MW de generación que quedan represados y subutilizados entre las barras 18, 21 y 22; dejando en déficit de generación al resto del sistema ya que también sufren ataques directos los generadores de las barras 13 y 23 (1251 MW) y un ataque indirecto al generador de la barra 7, a través de la línea 7-8, que deja represada en la barra 7 más del 50% de la generación disponible. En total, con este ataque se alcanza un deslastre superior al 57% de la carga total con 1642.9 MW racionados. Finalmente, con $M = 9$, se produce un ataque a

la generación fuerte del sistema a través de los generadores G13, G18, G21, G23 (2051 MW de capacidad) y se represan en la barra 7 alrededor de 175MW con el ataque a la línea 7-8; produciéndose con este ataque casi el 59% del total de carga deslastrada.

Los planes de interdicción con $M = 3$, $M = 6$ y $M = 8$ dividen el sistema en áreas, separando la generación de la carga. La Figura 7 ilustra este hecho. Las islas en color rojo corresponden con la parte del sistema que se deja con déficit de generación.

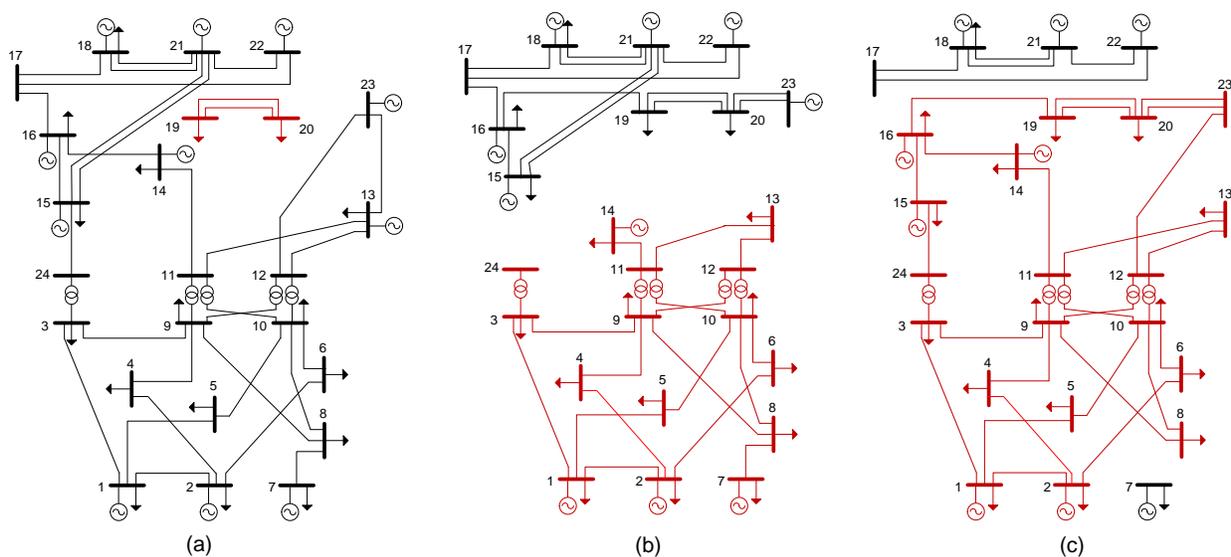


Figura 27. Sistema en islas generadas por diferentes planes de interdicción.
(a) $M = 3$. (b) $M = 6$. (c) $M = 8$

6.3.3. Selección de la metaheurística de solución

Al comparar los resultados encontrados mediante el GRASP y la ILS, en los ensayos donde se consideró un límite de recursos destructivos de $M = 9$, con $M_g = 2$ y $M_l = 1$, se encuentran diferencias entre estas metaheurísticas, las cuales son mostradas en la Tabla 9.

Tabla 9. Comparación entre ILS y GRASP para VI con $M = 9$, $M_g = 2$ y $M_l = 1$.

Método	VI con $M = 9$	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
ILS	7-8, G13, G18, G21, G23	1679.2	58.92
GRASP	1-5, 7-8, 15-21, 15-21, 16-17, G13, G23	1642.29	57.60

Se aprecia que la ILS obtuvo una solución de mejor calidad que el GRASP, además, sus tiempos de ejecución fueron mucho menores a los del GRASP, como se pudo observar en la Tabla 4. De esta forma, la ILS ofrece un equilibrio entre calidad de las soluciones con tiempos aceptables, por lo cual se optó por escoger esta metaheurística como el método de solución del MI-AC. En adelante, los análisis realizados fueron sobre resultados obtenidos usando esta metaheurística.

A continuación se presentan algunas características que muestran la capacidad del modelo, su versatilidad y su convergencia:

Capacidad del modelo

Con el fin de validar los resultados del modelo propuesto a través de la ILS, se realizaron ensayos en los que se asumió que el costo de atacar un generador era mucho mayor que el total de los recursos disponibles para ejecutar cualquier plan de ataque ($M_g \gg M$). De esta manera, las combinaciones obtenidas como mejores planes de ataque solo contenían líneas y transformadores, haciendo comparables los resultados de la ILS con los resultados obtenidos en (Arroyo, 2010). La Tabla 10 muestra algunos de estos resultados.

Tabla 10. Comparación del deslastre de carga para los modelos DC y AC sobre el Sistema de prueba IEEE RTS-24.

M	VI	Deslastre de carga MI-DC en [MW]	Deslastre de carga MI-DC en [MW]
4	3-24, 12-23, 13-23, 14-16	516	559.8
6	3-24, 7-8, 11-13, 12-13, 12-23, 14-16	1017	1019.5
8	9-12, 10-12, 11-13, 15-21, 15-21, 16-17, 20-23, 20-23	1198	1206.5

El enfoque propuesto en (Arroyo, 2010) se basa en un modelo de programación lineal entera mixta; por lo tanto, se garantiza la consecución de soluciones óptimas. La metodología propuesta en este trabajo fue capaz de encontrar con la ILS los mismos planes de interdicción. Sin embargo, debido al modelo AC de la red, el deslastre de carga encontrado por la ILS es más alta en todos los casos.

Versatilidad

En otro ensayo, fueron asignados a las ramas 12-23, 13-23 y 14-16, costos de ataque muy por encima del total del límite de los recursos destructivos ($M_l \gg M$), dejando $M_g = 2$, simulando de esta forma que estas ramas fueron protegidas con mayor pie de fuerza y reduciendo así su probabilidad de ser atacadas. El ensayo se realizó con $M = 6$ y se obtuvo el resultado mostrado en la tabla.

Tabla 11. VI variando el costo de ataque de líneas, con $M = 3$ y $M_g = 2$.

Ramas 12-13, 13-23, 14-14	VI	Deslastre MW	% Carga Total deslastrada
Sin pie de fuerza	12-23, 13-23, 14-16, 15-24, G13	1115.4	39.14
Con pie de fuerza	G13, G18, G23	1113.8	39.0

Se aprecia de la Tabla 11 que resulta un nuevo VI que combina el ataque a los generadores G13, G18 y G23 como el mejor ataque si las ramas 12-13, 13-23, 14-14 le es reducida su probabilidad de ser atacadas. Esto muestra la versatilidad del modelo, el cual le permite al OS detectar los elementos de mayor interés conforme al costo de ataque de los mismos (reflejando mayor o menor inversión en la protección de los mismos).

Convergencia

La figura 28 muestra algunas corridas del modelo MI-AC propuesto, solucionado con la ILS considerando $M = 6$, $M_g = 2$ y $M_l = 1$. Se puede observar que la ILS converge a soluciones de alta calidad, para diferentes soluciones iniciales.

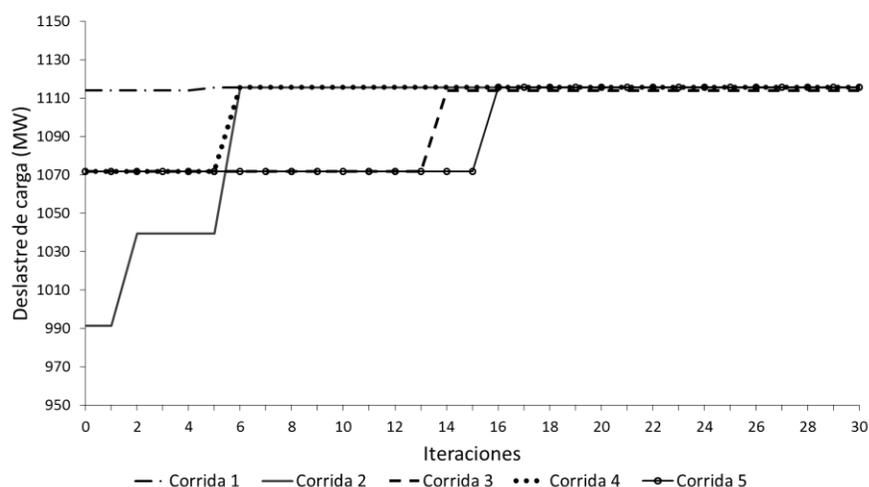


Figura 28. Convergencia de la ILS para $M = 6$ (caso de estudio IEEE RTS-24).

6.3.4. Análisis del deslaste de carga por barra

La Figura 29 ilustra el deslaste de carga en cada una de las barras de carga del caso de estudio para $M = 7$, $M = 8$, y $M = 9$. Las barras de color negro, a la izquierda en cada barra, representa el total de la demanda de la respectiva barra. Se aprecia que las barras 9, 10, 13, 14 y 20 pierden casi el 100% de su carga para cada uno de los planes de ataques considerados. Por otro lado, las cargas en los barras 1, 2, 5, 7, 16 y 18 no se ven afectados por cualquiera de estos ataques. Estas barras, excepto la barra 5, cuentan con generación local. Las barras 3, 4, 6 y 13 siempre pierden la misma cantidad de carga para los tres planes de ataque en consideración, mientras que la barra 18 sólo pierde parte de su carga cuando $M = 9$, ya que en este se considera un ataque al generador G18.

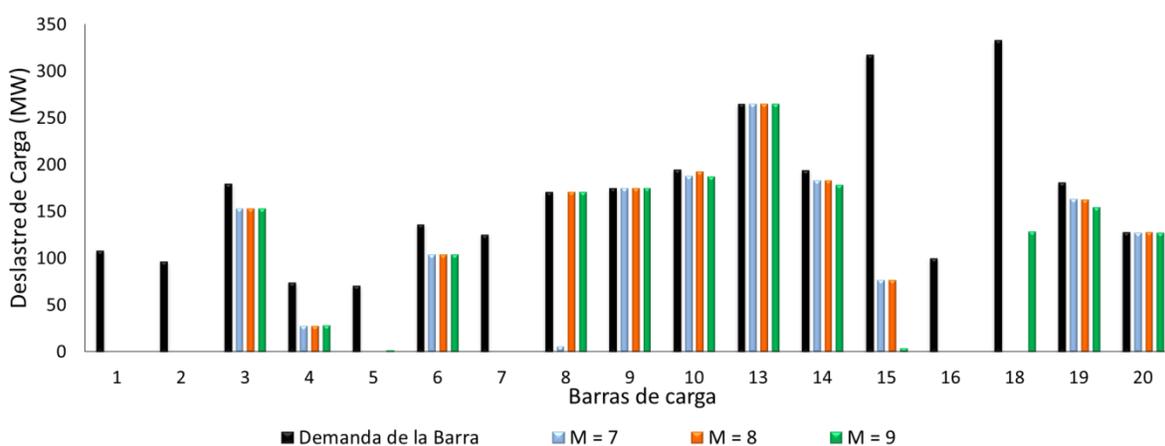


Figura 29. Deslaste en barras de carga para planes de ataque con $M = 7$, $M = 8$ y $M = 9$.

6.3.5. Análisis de Sensibilidad AC

La Figura 30 representa el deslaste de carga en la barra 3 para diferentes niveles de tensión mínima. Mantener los niveles de alta tensión implica incrementos importantes en el deslaste de carga. Este es otro aspecto clave en el que los modelos de DC y AC son distintos. En la figura se observa que para tratar de mantener tensiones mínimas por encima de 1.02 p.u. es necesario racionar el 100% de la carga de la barra.

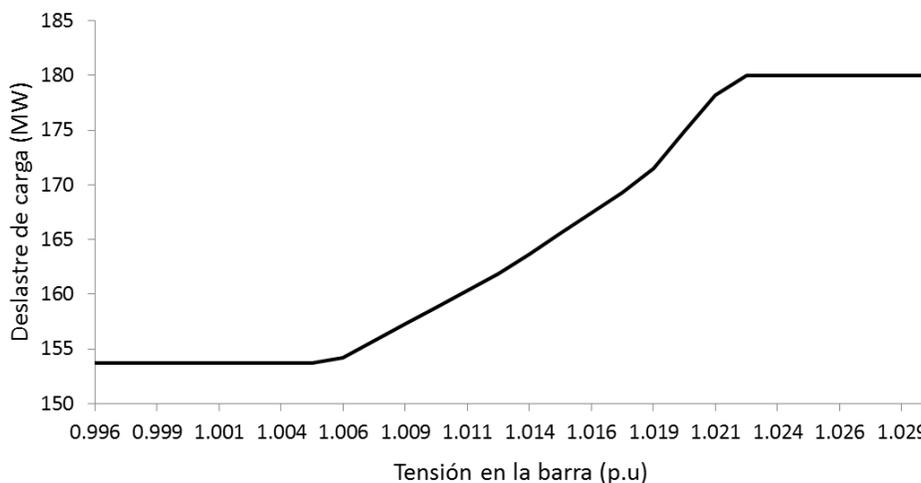


Figura 30. Deslastre de carga en la barra 3 para diferentes niveles de tensión mínima.

6.4. Resultados con respuesta de la demanda

En esta sección se realizan un par de ensayos para medir el impacto de la respuesta de la demanda cuando es considerada dentro de las posibilidades del OS para reducir el efecto del deslastre de carga. Así mismo, se ilustra un ensayo que demuestra los beneficios que representa a nivel económico. Para llevara a cabo estas simulaciones, se consideró la parametrización del caso de estudio, de acuerdo con lo indicado en el Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER de este documento.

6.4.1. Diferencias en la carga deslastrada considerando la reducción de la demanda

En los ensayos de la sección 6.3.2 de este documento se encontró que al considerar un $M_l = 1$ y $M_g = 2$, el mejor VI obtenido cuando el agente disruptor cuenta con recursos destructivos de $M = 3$, determina el ataque a los circuitos 16-19, 20-23 y 20-23, en el cual resultan aisladas del sistema las barras 19 y 20. En este ensayo se consideró que estas dos barras cuentan con usuarios industriales que ofertaron reducción de su demanda y pueden desconectar parte de sus procesos productivos en cualquier momento que el OS lo requiera. Se asumió también que esta RD, funciona de acuerdo con las consideraciones expresadas en la sección 4.2.5, en las que el OS puede realizar la desconexión remota de la carga. Con este escenario y considerando que el costo de la RD es mucho menor que el costo de racionamiento que puede aplicar en las barras 19 y 20

(caracterizándolas como barras de carga industrial), se buscará cual es el mejor plan de ataque con las mismas condiciones consideradas en la sección 6.3.2, pero variando la RD máxima disponible en ambas barras al 20%, 10%, 7% y 5%. Los resultados obtenidos aplicando la metaheurística ILS se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Mejores planes de ataque con $M = 3$, $M_l = 1$ y $M_g = 2$.

% RD en las barras 19 y 20	VI	Deslastre [MW]	% Carga total Deslastrado
20%	3-24, 9-11, 9-12	251.5869	8.83%
10%	7-8, G23	280.3945	9.84%
7%	7-8, G23	287.707	9.77%
5%	7-8, G23	293.797	10.31%
0%	16-19, 20-23, 20-23	309	10.84%

Se observa que para valores bajos de respuesta de la demanda en las barras 19 y 20 (menores al 5%), el VI que produce máximo deslastre, es el mismo que produce el máximo daño al sistema cuando no hay respuesta de la demanda. Sin embargo a partir de una RD en estas barras de alrededor del 5% se obtiene un VI diferente en el que se ataca el generador más grande del sistema (G23) y el circuito radial 7-8, que aísla la generación de la barra 7. Este VI produce un deslastre cercano al 10% del total de la carga del sistema (278.59M). Se aprecia que aunque se aumente el nivel de RD en las barras, ya no tiene mucho efecto sobre el máximo deslastre que se puede obtener en el sistema con esos mismos recursos destructivos, dado que a partir de ese nivel de RD, es más atractivo para el agente disruptor realizar el ataque a otros elementos. Análisis como este permiten conocer otros puntos vulnerables del sistema de potencia que pueden resultar con una criticidad media considerable. Además, le pueden servir al OS para verificar hasta qué nivel de RD le resulta útil a fin de reducir el daño causado en su sistema. Así mismo, a partir de qué nivel ya no le resulta tan útil.

6.4.2. Diferencias económicas considerando la reducción de la demanda

Para este ensayo se realizaron los siguientes supuestos:

- Todos los generadores se consideran despachados centralmente, por ende, participan del despacho económico con un precio de oferta. Este precio se multiplica por la potencia

generada para obtener la función de costo de cada planta: $\lambda_{g,n} \cdot P_{g,n}$; donde $\lambda_{g,n}$ representa el precio de oferta de la planta de la barra n , expresado en [$\$/MWh$] y $P_{g,n}$ representa la potencia activa generada por dicha planta, expresada en [MWh]

- Los generadores G1, G2 y G7 son considerados generación térmica. Por lo anterior, sus ofertas son las más costosas para el sistema. El resto de la generación se considera hidráulica. Los precios de arranque asumidos para esta generación térmica se tomaron de los promedios de los precios de oferta publicados por XM en su informe diario de la oferta para el mes de marzo de 2016 (XM S.A. E.S.P., 2016). Estos precios se encuentran entre los 30 millones y los 90 millones de pesos ($\$/COP$).
- Los precios de oferta asumidos, sin decimales, no superan el 75% del primer escalón de racionamiento (CRO1), según se ha establecido en la Resolución CREG 172 de 2015 (CREG, 2015). De acuerdo con el valor de CRO1 vigente para el mes de marzo de 2016, reportado en la Tabla 2, los valores de estas ofertas no superan los 876 $\$/kWh$ o su equivalente de 876 mil $\$/MWh$.
- Para todo el sistema se consideran precios de oferta de condiciones críticas. Los precios asumidos se tomaron de los promedios de los precios de oferta publicados por XM en su informe diario de la oferta para el mes de marzo de 2016 (XM S.A. E.S.P., 2016). Estos precios se encuentran entre los 300 mil $\$/MWh$ y los 876 mil $\$/MWh$ (fijado por el 75% del CRO1).
- Los precios de la RD asumidos se tomaron de los promedios de los precios de la RD publicados por XM en su informe diario de la oferta para el mes de marzo de 2016 (XM S.A. E.S.P., 2016). Estos precios se encuentran entre los 100 mil $\$/MWh$ y los 350 mil $\$/MWh$.

Además, se asumió que el OS dispone de RD de hasta un 10% de reducción de la carga en las barras 9, 10, 13 y 14. Se escogieron estas barras debido al comportamiento observado en los ensayos previos, en los que siempre tuvieron deslastre para los VI obtenidos con $M = 6$, $M = 7$ y $M = 8$. Por ello, resulta de interés para el OS reducir el racionamiento sobre estas barras a través del mecanismo de la RD.

De acuerdo con las consideraciones expresadas en la sección A1.2. Parámetros del caso de estudio RTS IEEE-24 Barras, del Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER, para realizar las simulaciones en MATPOWER, es conveniente emplear en la parametrización de los costos de la generación, valores expresados en \$USD (dólares) para los costos de arranque de las térmicas y \$USD/MWh para los precios de oferta y de la RD. La Tabla 13 muestra los precios asumidos para calcular la función de costo de las plantas, tanto en pesos como en dólares. Para el realizar el cambio a dólares, se asumió una equivalencia promedio de \$3.000 (\$COP), del mes de febrero de 2016, por cada dólar.

Tabla 13. Costos de Generadores para el caso IEEE RTS-24 Barras.

Generador	Precio de Arranque		Precio de Oferta	
	\$COP	\$USD	\$COP/MWh	\$USD/MWh
G1	42,000,000	14,000	840,000	280
G2	60,000,000	20,000	780,000	260
G7	69,000,000	23,000	870,900	290.3
G13			513,000	171
G14 (Cond. Sinc.)	-	-	-	-
G15			468,000	156
G16			525,000	175
G18			513,000	171
G21			540,000	180
G22			444,000	148
G23			570,000	190

La Tabla 14 muestra los costos de racionamiento asumidos en cada barra de carga del sistema. Así mismo, se indican los precios que fueron asumidos para la oferta de RD en las barras 9, 10, 13 y 14. De acuerdo con los valores asumidos, la distribución de las barras por costo de racionamiento fue la siguiente: a las barras 10 y 19 se les asignó el CRO1. A la barra 14 se le asignó el CRO2. A las barras 2, 4, 6 y 15 se les asignó el CRO3. A las barras 1, 5, 7, 13, 16, 18 y 20 se les asignó el CRO4. Finalmente, a las barras 3, 8 y 9 se les asignó el CRO1 de estrato 4.

La Tabla 15 muestra los resultados de la función de costos obtenida para un despacho económico considerando la RD hasta un 10%, cuando se aplicaron los mejores planes de ataque con $M = 6$ y $M = 8$. Los valores reportados son expresados en millones de pesos (\$COP).

Tabla 14. Costos de Racionamiento y de la RD para el caso IEEE RTS-24 Barras.

Barra	Costos de Racionamiento		Oferta de la RD	
	\$COP/MWh	\$USD/MWh	\$COP/MWh	\$USD/MWh
1	7,358,480	2452.83		
2	3,715,830	1238.61		
3	901,930	300.64		
4	3,715,830	1238.61		
5	7,358,480	2452.83		
6	3,715,830	1238.61		
7	7,358,480	2452.83		
8	901,930	300.64		
9	901,930	300.64	298,035	99.35
10	1,168,800	389.60	233,080	77.69
13	7,358,480	2452.83	189,289	63.10
14	2,118,780	706.26	230,156	76.72
15	3,715,830	1238.61		
16	7,358,480	2452.83		
18	7,358,480	2452.83		
19	1,168,800	389.60		
20	7,358,480	2452.83		

Tabla 15. Costo de la operación considerando RD en las barras 9, 10, 13 y 14.

	Función de costo en millones de pesos [\$COP]					
	RD = 0%	RD = 2%	RD = 4%	RD = 6%	RD = 8%	RD = 10%
M = 6	\$ 1,890.09	\$ 1,827.05	\$ 1,764.40	\$ 1,701.99	\$ 1,639.76	\$ 1,577.71
M = 8	\$ 3,376.81	\$ 3,312.11	\$ 3,248.32	\$ 3,185.15	\$ 3,122.09	\$ 3,059.14

Se aprecia de la Tabla 15 que el mecanismo de la respuesta de la demanda garantiza una reducción de costos considerable, lo cual resulta conveniente en el redespacho que realiza el OS como respuesta a un ataque. Esto muestra las ventajas de contar con la respuesta de la demanda cuando se realiza la planeación de la operación, no obstante, la adecuación de este mecanismo, incluso para condiciones no críticas, implica fuertes cambios regulatorios para su generalización y su esquema de remuneración; además costos adicionales que no han sido considerados en este trabajo y que tiene que ver con la inversión en tecnología que permita que el mecanismo sea

totalmente automático y los costos sociales que implica el cambiar los hábitos y la cultura del consumo de los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia.

Capítulo 7. Conclusiones y Recomendaciones

En este trabajo se presentó un modelo de programación binivel que permite realizar un análisis de vulnerabilidad para encontrar los elementos más críticos de un sistema de potencia resolviendo el problema de interdicción. Como novedad de la propuesta, se resaltan dos hechos: el primero es que el análisis de vulnerabilidad se realiza considerando posibles ataques a las unidades de generación, en comparación con trabajos anteriores donde solo se consideran ataques a las ramas del sistema (líneas y transformadores). El segundo hecho es que se ha introducido el concepto de la respuesta de la demanda como un mecanismo con el que cuenta el operador del sistema de potencia para reducir el deslastre de carga ante ataques o fallos a sus elementos críticos. Adicionalmente se ha modelado la red de transmisión en su versión no lineal (AC), lo cual permite encontrar soluciones más aproximadas a los valores reales de deslastre.

La estructura del modelo proporcionado en este trabajo permite considerar las no linealidades y no convexidades presentes en el enfoque de la programación binivel. Esta es una ventaja importante del modelo propuesto, el cual fue abordado a través de técnicas de optimización metaheurísticas clásicas como el GRASP, la Búsqueda Local Iterada (ILS), el Algoritmo Genético con Búsqueda Local (GA) y la Búsqueda Tabú (TS). Los ensayos realizados y la flexibilidad de las técnicas metaheurísticas construidas potencializan la aplicabilidad del modelo.

Al comparar el desempeño de diferentes métodos de solución se encontró que para este tipo de problemas las metaheurísticas GRASP e ILS son más apropiadas. En general, los mejores resultados siempre se obtuvieron con la ILS, aunque buenos resultados en tiempos menores fueron obtenidos por la TS y el GA, respectivamente.

En los ensayos pudo observarse que cuando el costo de atacar un generador es comparable al costo que representa atacar una rama del sistema, se obtienen mayores deslastres de carga con planes de ataque mixtos (que combinan ramas y generadores) que con planes de ataque que consideran únicamente salida de ramas o únicamente salida de generadores.

En los ensayos realizados considerando la respuesta de la demanda, se apreció que es un mecanismo conveniente en condiciones críticas, como la que vive actualmente Colombia como consecuencia del fenómeno de “El Niño”, pero también resulta válido implementar y flexibilizar el mecanismo para que sea aplicado en las condiciones normales de operación. El uso de este mecanismo redundaría en menores costos de operación; sin embargo, es de vital importancia saber hasta qué nivel de respuesta de la demanda le es útil al OS a fin de reducir el deslastre de carga debido a actos fortuitos o mal intencionados. La flexibilización del mecanismo de la respuesta de la demanda implica cambios regulatorios fuertes y costos adicionales que tienen que ver con la inversión en tecnología, redes inteligentes, entre otros, para que el mecanismo sea totalmente automático, además de los costos sociales que implica el cambiar los hábitos y la cultura del consumo de los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia.

Recomendaciones sobre trabajos futuros:

Se recomienda abordar el problema de interdicción mediante otras técnicas metaheurísticas distintas a las clásicas, tratadas en este trabajo. Algunas de ellas pueden ser *Colonia de Hormigas*, *Colonia de Abejas Artificiales*, *Colonia de Partículas y sus variaciones*, *Optimización Evolutiva Diferencial de Enjambre de Partículas (DEEPSO)*, entre otras.

Aplicar un modelo estocástico o probabilístico para determinar los elementos del sistema que resultan más críticos, generando escenarios que guíen la búsqueda de las metaheurísticas y optimizar de esta manera los tiempos de ejecución de los algoritmos.

Incluir restricciones de regulación de frecuencia (tiempo de respuesta de las unidades de generación ante eventos). Adicionalmente, se podría incorporar este modelo en el problema de planeamiento de la expansión usando programación multinivel.

Bibliografía

Agudelo, L., López-Lezama, J. & Muñoz, N., 2014. Análisis de Vulnerabilidad de Sistemas de Potencia mediante Programación Binivel. *Revista de Información Tecnológica*, 25(3), pp.103-14.

Almeida, K. & Senna, F., 2011. Optimal Active-Reactive Power Dispatch Under Competition via Bilevel Programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(4), pp.2345-54.

Arroyo, J., 2010. Bilevel Programming Applied to Power System Vulnerability Analysis Under Multiple Contingencies. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 4(2), pp.178-90.

Arroyo, J. & Fernández, F., 2009. A Genetic Algorithm Approach for the Analysis of Electric Grid Interdiction with Line Switching. Curitiba, 2009. 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems, ISAP '09.

Arroyo, J. & Galiana, F., 2005. On the Solution of the Bilevel Programming Formulation of the Terrorist Threat Problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(2), pp.789-97.

Bard, J., 1998. Linear Bilevel Programming: Continuous Variables. In S. US, ed. *Practical Bilevel Optimization Nonconvex Optimization and Its Applications*. Kluwer Academic Publishers. pp.195-231.

Brown, G., Carlyle, M., Salmeron, J. & Wood, K., 2006. Defending Critical Infrastructure. *Interfaces*, 36(6), pp.530-44.

CIER, 2011. *Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión en el Sector Eléctrico*. Serie: Documentos Análisis y Discusión. Montevideo: Comisión de Integración Energética Regional Informe del Grupo de Trabajo CIER 08.

Colson, B., Marcotte, P. & Savard, G., 2007. An Overview of Bilevel Optimization. *Annals of Operation Research*, 153(1), pp.235-56.

Congreso de Colombia, 1994. *Ley 143 de 1994: "Por la cual se Establece el Régimen para la Generación, Interconexión, Trasmisión, Distribución y Comercialización de Electricidad en el Territorio Nacional, se Conceden unas Autorizaciones y se Dictan otras Disposiciones"*. Ley aprobada. Bogotá: Diario Oficial No. 41.434 del 12 de julio de 1994 Congreso de la República de Colombia.

Congreso de Colombia, 2014. *Ley 1715 del 13 de Mayo de 2014, "Por medio de la cual se Regula la Integración de las Energías Renovables No Convencionales al Sistema Energético Nacional"*. Ley aprobada. Bogotá: Diario Oficial No. 49.150 de mayo 13 de 2014 Congreso de la República de Colombia.

Correa, G. & Yusta, J., 2014. Structural vulnerability in transmission systems: Cases of Colombia and Spain. *Energy Conversion and Management*, 77(1), pp.408-18.

Corredor, P. & Ruiz, M., 2011. Againts all Odds. *IEEE Power & Energy Magazine*, 9(2), pp.59-66.

CREG, 1995. *Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. Resolución vigente. Bogotá: Diario Oficial No.41.937 del 24 de julio de 1995 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CREG, 2006. *Resolución CREG 071 de 2006: Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*. Regulación vigente. Bogotá: Diario Oficial No. 46.421 del 14 de octubre de 2006 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CREG, 2010. *Resolución CREG 063 de 2010: Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente*. Regulación vigente. Bogotá: Diario Oficial No. 47.700 del 5 de mayo de 2010 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CREG, 2013. *Resolución CREG 203 de 2013: Por la cual se modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria y el cálculo del RRID y el CxC*. Regulación vigente. Bogotá: Diario Oficial No. 49.035 del 16 de enero de 2014 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CREG, 2015. *Resolución CREG 011 de 2015: Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica*. Regulación vigente. Bogotá: Diario Oficial No. 49.525 del 28 de mayo de 2015 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CREG, 2015. *Resolución CREG 172 de 2015: Por la cual se define precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el Mercado de Energía Mayorista*. Regulación vigente. Bogotá: Diario Oficial No. 49.667 del 16 de octubre de 2015 Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Delgadillo, A., Arroyo, J. & Alguacil, N., 2010. Analysis of electric grid interdiction with line switching. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), pp.633-41.

Doer, B. & Happ, E., 2008. Directed tress: a powerful representation for sorting and ordering problems. In *IEEE World Congress on Computational Intelligence*. Hong Kong, 2008.

El Heraldo, 2016. *Por daño en turbina, Termoflores deja de generar 230 megavatios de energía*. [Online] Available at: <http://www.elheraldo.co/economia/por-dano-en-turbina-termoflores-deja-de-generar-230-megavatios-de-energia-246027> [Accessed 25 Marzo 2016].

EPM, S.d.P., 2016. *Comunicado: evolución incidente central hidroeléctrica Guatapé*. [Online] Available at: <http://www.epm.com.co/site/Home/SaladePrensa/Noticiasynovedades/Comunicadoevoluci%C3%B3nincidentecentralhidroel%C3%A9ctricaGuatap%C3%A9.aspx> [Accessed 25 March 2016].

Genbeta, 2013. *Stuxnet: historia del primer arma de la ciberguerra*. [Online] Available at: <http://www.genbeta.com/seguridad/stuxnet-historia-del-primer-arma-de-la-ciberguerra> [Accessed 27 Marzo 2016].

Gendreau, M. & Potvin, J.-Y., 2010. *Handbook of Metaheuristics*. Segunda ed. New York: International Series in Operations Research & Management Science - Springer.

Glover, F. & Melián, B., 2003. Tabu Search. *Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, 19(1), pp.29-48.

Grajales, C. & Figueroa, L., 2012. *Programas de respuesta en demanda y su posible impacto en el sistema eléctrico colombiano*. Tesis de Ingeniería. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Kang, B. et al., 2015. Investigating Cyber-Physical Attacks against IEC 61850 Photovoltaic Inverter Installations. Luxembourg, 2015. 20th Conference on Emerging Technologies & Factory Automation (ETFA), IEEE.

Langner, R., 2013. *To Kill a Centrifuge. A Technical Analysis of What Stuxnet's Creators Tried to Achieve*. [Online] Available at: <http://www.langner.com/en/wp-content/uploads/2013/11/To-kill-a-centrifuge.pdf> [Accessed 27 Marzo 2016].

Li, H., Zhang, L. & Y., J., 2014. Solution of integer linear bilevel programming problems using orthogonal genetic algorithm. *Journal of Systems Engineering and Electronics*, 25(3), pp.443-51.

Marulanda, G., 2014. *Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural*. Tesis de Maestría. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Ministerio de Defensa de Colombia, 2016. *Informe Logros de la Política de Defensa y Seguridad Todos por un Nuevo País*. [Online] Available at: https://www.mindefensa.gov.co/irj/go/km/docs/Mindefensa/Documentos/descargas/estudios%20sectoriales/info_estadistica/Logros_Sector_Defensa.pdf [Accessed 27 Marzo 2016]. pp. 37.

MinMinas, 2010-2015. *Memorias al Congreso - Ministerio de Minas y Energía*. [Online] Available at: <https://www.minminas.gov.co/memorias-al-congreso> [Accessed 27 Marzo 2016].

MinMinas, 2016. *Estamos concentrados en las soluciones para mantener iluminado al país: Tomás González*. [Online] Available at: <https://www.minminas.gov.co/web/guest/historico-de-noticias?idNoticia=23730769> [Accessed 27 Marzo 2016].

MinMinas, 2016. *Podemos enfrentar Fenómeno de El Niño sin generación de Guatapé*: *MinMinas*. [Online] Available at: <https://www.minminas.gov.co/web/guest/historico-de-noticias?idNoticia=23729306> [Accessed 25 Marzo 2016].

Motto, A., Arroyo, J. & Galiana, F., 2005. A Mixed-Integer LP Procedure for the Analysis of Electric Grid Security Under Disruptive Threat. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3), pp.1357-65.

Ramírez, V. & Mosquera, Y., 2013. *Impacto de la respuesta en demanda en el cálculo de los cargos por uso del sistema de distribución*. Tesis de Ingeniería. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.

Resende, M. & González, J., 2003. GRASP: Greedy Randomized Adaptive Search Procedures. *Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, 19(1), pp.61-76.

Romero, N., Xu, N., Nozick, L. & Dobson, I., 2012. Investment Planning for Electric Power System Under Terrorist Threat. *IEEE Transactions On Power Systems*, 27(1), pp.108-16.

Salmeron, J., Wood, K. & Baldick, R., 2004. Analysis of electric grid security under terrorist threat. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2), pp.905-12.

Salmeron, J., Wood, K. & Baldick, R., 2009. Worst-Case Interdiction Analysis of Large-Scale Electric Power Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(1), pp.96-104.

Trend Micro Incorporated, 2015. *Report on Cybersecurity and Critical Infrastructure in the Americas - Organization of American States*. [Online] Available at: <https://www.sites.oas.org/cyber/Es/Paginas/default.aspx> [Accessed 21 Marzo 2016].

UNIS, 2004. *Estudio de costos de racionamiento de electricidad y gas natural*. [Online] Unión Temporal ITANSUCA Ltda – SINERGIA Ltda (1) Available at: http://www.upme.gov.co/docs/Estudio_Costos_Racionamiento/Metodo.pdf [Accessed 25 Marzo 2016].

UPME, 1997. *Metodología para la Determinación de la Curva de Costos Mínimos de Racionamiento*. [Online] Unidad de Planeación Minero Energética (1) Available at: http://www.upme.gov.co/docs/Estudio_Costos_Racionamiento/Metodo_1997.pdf [Accessed 25 Marzo 2016].

UPME, 2014. *Una Revisión Necesaria de los Factores de Indexación de los Costos de Racionamiento en Colombia*. [Online] Unidad de Planeación Minero Energética (Nota Técnica #002) Available at: http://www.upme.gov.co/Costos_Racionamiento/Revision_Indexacion_Costos_Racionamiento_2014.pdf [Accessed 25 Marzo 2016].

UPME, 2015. *Desarrollo de una Metodología para Determinar los Costos de Racionamiento de los Sectores de Electricidad y Gas natural*. [Online] Unidad de Planeación Minero Energética (1) Available at: http://www.upme.gov.co/sp_SeccionHidrocarburos/Estudio_CostosdeRacionamiento/Presentacion_Econometria_22Jul2015.pdf [Accessed 25 marzo 2016].

UPME, 2016. *Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía*. [Online] (1) Available at: <http://www.upme.gov.co/CostosEnergia.asp> [Accessed 25 Marzo 2016].

Urueña, 2015. Ciberataques, la mayor amenaza actual. *Documento Opinión: Instituto Español de Estudios Estratégicos - ieee.es*, 09(1), pp.1-18.

Valle, M., 2016. *Se produce el primer corte de electricidad por un ataque con malware*. [Online] Available at: <http://globbsecurity.com/apagon-electrico-ataque-malware-37400/> [Accessed 27 Marzo 2016].

Wong, P. et al., 1999. The IEEE Reliability Test System – 1996, A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), pp.1010-20.

XM S.A. E.S.P., 2006. *Cargo por confiabilidad: anillos de seguridad*. [Online] Available at: <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/anillos/anillos.htm> [Accessed 25 Marzo 2016].

XM S.A. E.S.P., 2016. *Demanda no atendida no programada*. [Online] Available at: <http://eventos.xm.com.co/eventos/SitePages/demanda.aspx?q=noprogramada> [Accessed 25 Marzo 2016].

XM S.A. E.S.P., 2016. *Precio de Oferta Inicial*. [Online] (1) Available at: <http://www.xm.com.co/Pages/PreciodeOfertaInicial.aspx> [Accessed 14 Abril 2016].

XM S.A. E.S.P., 2016. *Respuesta de Demanda*. [Online] (1) Available at: <http://www.xm.com.co/Pages/Respuesta-Demanda.aspx> [Accessed 14 Abril 2016].

Zimmerman, R., Murillo-Sanchez, C. & Thomas, R., 2011. Matpower: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1), pp.12-19.

Anexo 1: Configuración del caso de estudio y uso del MATPOWER

En este anexo se muestran las configuraciones del caso de prueba y del MATPOWER que permitieron obtener los resultados mostrados en el Capítulo 1. En la primera sección se describen los detalles que motivaron el uso del MATPOWER. En la sección dos se describe el prototipo de prueba y la configuración de sus parámetros. En la tercera sección se detalla la adecuación del caso para incluir el racionamiento y la respuesta de la demanda. Finalmente, la cuarta sección enuncia algunas de las dificultades ocurridas en las simulaciones y como fueron mitigadas.

A1.1. Porqué usar MATPOWER

A continuación se describen los argumentos que los autores consideraron para usar esta herramienta de optimización:

Asequibilidad.

El MATPOWER¹ es una herramienta computacional de código libre que consiste de un conjunto de ficheros en lenguaje Matlab² que permiten resolver flujos de potencia y flujos óptimos de potencia. Además, su arquitectura extensible para los flujos óptimos permite introducir nuevas variables o restricciones al problema y seguir utilizando las funciones incluidas para la resolución de los casos. Desde la versión 4.0, MATPOWER se publica bajo licencia GNU GPL, y es compatible con Octave³, dada la disponibilidad de esta versión libre del intérprete del lenguaje Matlab/Octave, compatible con MATPOWER (Zimmerman et al., 2011). Para este trabajo, todos los scripts empleados fueron ejecutados en Matlab usando la versión 5.1 de MATPOWER.

¹ <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

² <http://www.mathworks.com/matlabcentral/>

³ GNU Octave es un lenguaje de programación tipo Matlab, y un intérprete del mismo, que permite resolver problemas lineales y no lineales de forma numérica. Es parte del proyecto GNU, y como tal es software libre publicado bajo la GPL. Más información en: <http://www.gnu.org/software/octave/>

Usabilidad.

MATPOWER proporciona un conjunto de solvers para las ecuaciones del Flujo de Potencia, de manera que permite centrarse en las características del caso de estudio y no tanto en la resolución de las ecuaciones. Esto resulta ventajoso ya que ahorra el esfuerzo que se requiere al programar la respuesta del agente OS para realizar su despacho económico (ecuaciones (3.5)-(3.20) del MI-AC), considerando su generación disponible y la respuesta de la demanda.

Adaptabilidad.

Las metaheurísticas descritas en el Capítulo 5 han sido diseñadas para preparar la topología de la red sobre la cual se ejecuta el flujo de potencia a través del MATPOWER. Estas se encargan de realizar el ataque selectivo en cada iteración y se realimentan con el racionamiento calculado a partir del despacho económico entregado por el MATPOWER. Para determinar el racionamiento y la cantidad de respuesta de la demanda, se han diseñado funciones adicionales que pueden ser aplicadas a cualquier caso de estudio que tenga el formato de los casos de prueba de MATPOWER.

El formato actual utilizado por MATPOWER (formato versión 2), incluido desde la versión 4.0 del software, contiene los elementos del sistema dentro de una estructura denominada *mpc*, con unos campos donde se incluyen las matrices que describen los nodos o barras (*mpc.bus*), los generadores (*mpc.gen*), las ramas (*mpc.branch*), y los costos de los generadores (*mpc.gencost*). Desde la ventana de comandos de Matlab se puede ver el formato exacto de cada matriz mediante la instrucción *help caseformat*. Adicionalmente, los nombres definidos por MATPOWER para las columnas de cada matriz pueden obtenerse a través de la instrucción *define_constants*, que al ser consultados, resultan prácticamente autoexplicativos (Zimmerman et al., 2011). Esto hace mucho más fácil la configuración de los casos y el uso del MATPOWER.

Flexibilidad.

Algunas de las tareas que permite abordar MATPOWER incluyen la resolución de flujos de potencia y flujos de potencia óptimos, tanto en la modalidad DC como en AC; y con distintos algoritmos, unos implementados en lenguaje Matlab y otros precompilados, entre los que se encuentran el Primal-Dual Interior Point Method (PDIPM), el MINOS, el BPMPD, etc.

Dependiendo del caso de estudio habrá que escoger el algoritmo más adecuado a través del vector de opciones *mpopt* (Zimmerman et al., 2011).

A1.2. Parámetros del caso de estudio RTS IEEE-24 Barras

En esta sección se describen los parámetros del caso de estudio IEEE de 24 barras (IEEE Reliability Test System –RTS–24Bus) (Wong et al., 1999). El caso está compuesto por 24 barras, 38 ramas y 11 generadores. La Figura 31 ilustra el caso de estudio. En él han sido adaptados los valores de los precios de la generación para simular condiciones del caso eléctrico colombiano. A continuación se detallan los valores que contienen cada uno de los campos de la estructura *mpc* del caso IEEE RTS-24.

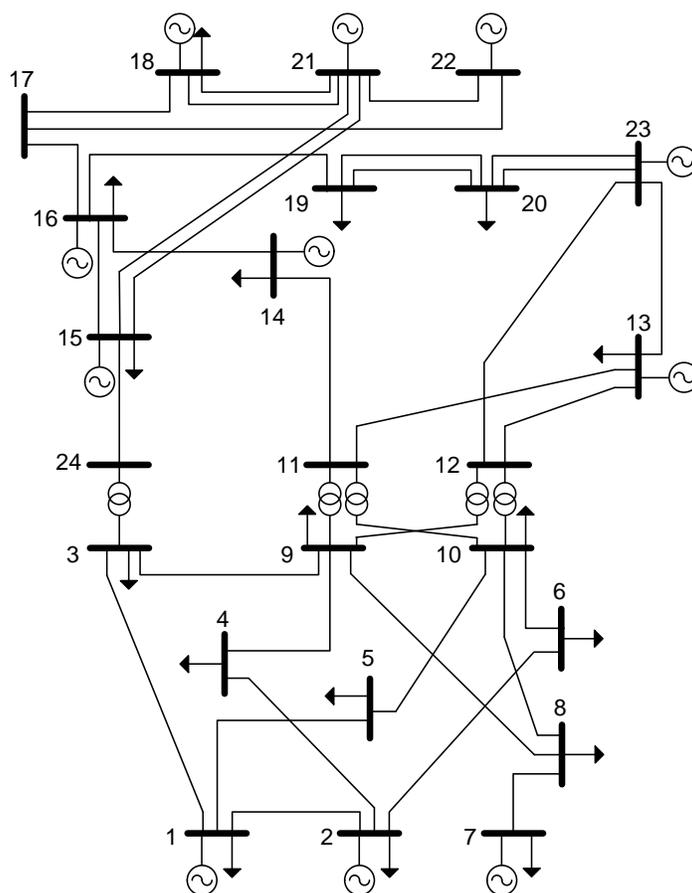


Figura 31. Caso de estudio IEEE RTS-24.

mpc.bus: Para este campo se mantuvo los valores originales que contiene el caso de MATPOWER. Así mismo, cumpliendo con lo establecido en el código de redes de la Resolución

CREG 025 de 1995 (CREG, 1995), los límites para las tensiones se han dejado en el margen de $\pm 5\%$, el cual está dentro del rango permitido de $\pm 10\%$ para las tensiones nominales del sistema: 138kV y 230kV. Solo en la simulación realizada en el análisis de sensibilidad de racionamiento por tensión se consideró el rango -10% y $+5\%$ de la tensión nominal objeto del análisis. Estos límites sólo pueden ser ignorados en caso de presentarse una falta de capacidad de generación/absorción de reactiva ($ENFORCE_QLIMS = 1$). Los valores del campo *mpc.bus* se muestran en la Figura 32.

```

mpc.bus = [
  1  2  108 22  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
  2  2  97  20  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
  3  1  180 37  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
  4  1  74  15  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
  5  1  71  14  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
  6  1  136 28  0 -100  2  1  0  138 1  1.05  0.95;
  7  2  125 25  0  0.00  2  1  0  138 1  1.05  0.95;
  8  1  171 35  0  0.00  2  1  0  138 1  1.05  0.95;
  9  1  175 36  0  0.00  1  1  0  138 1  1.05  0.95;
 10  1  195 40  0  0.00  2  1  0  138 1  1.05  0.95;
 11  1  0   0  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 12  1  0   0  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 13  3  265 54  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 14  2  194 39  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 15  2  317 64  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 16  2  100 20  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 17  1  0   0  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 18  2  333 68  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 19  1  181 37  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 20  1  128 26  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 21  2  0   0  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 22  2  0   0  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
 23  2  0   0  0  0.00  3  1  0  230 1  1.05  0.95;
 24  1  0   0  0  0.00  4  1  0  230 1  1.05  0.95;
];

```

Figura 32. Valores de *mpc.bus* para el caso IEEE RTS-24.

mpc.gen: Para este campo, la generación de cada barra se tenía distribuida en distintas unidades, donde cada unidad ofertaba su precio. Para los propósitos de este trabajo, atacar una planta de generación significa poner fuera de circulación todas sus unidades, por lo anterior, se creó una función de adecuación que agrupó todas las unidades en un solo generador por barra, sumando sus capacidades máximas de potencia activa y reactiva y manteniendo los demás datos nominales comunes. Adicionalmente, se modificaron los valores de dos variables; la variable *PG*, que

corresponde con los valores de la segunda columna, los cuales fueron seteados todos en uno (1) de manera estratégica ya que esta variable solo se usa para ejecutar flujos de potencia (*runpf*), que en este caso no es necesario dado que todas las simulaciones realizadas fueron ejecuciones de flujos de potencia óptimos (*runopf*). El valor de uno (1) permitió identificar en la codificación de la función que calcula el racionamiento que se trataba de un generador real (un generador propio del sistema). La segunda variable modificada fue la Potencia Mínima de los generadores, *Pmin*, que corresponde con los valores de la columna 10, los cuales fueron asignados en cero (0), asumiendo que no existían plantas con inflexibilidades que les impidían disminuir su potencia generada a cero. La columna 8 de este campo corresponde con el *status* de los generadores. Si su valor es uno (1), significa que el generador está en servicio. Si es cero (0), significa que el generador está fuera de servicio. Estos son los valores que se afectaron, asignando los ceros que correspondían dentro de las iteraciones de las metaheurísticas, cuando se daban ataques a los generadores. Los valores del campo *mpc.gen* se muestran en la Figura 33.

```

mpc.gen = [
  1  1  28.20  80 -50  1.035  100 1  192 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  2  1  14.00  80 -50  1.035  100 1  192 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
  7  1  51.60  180  0  1.025  100 1  300 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 13  1  122.1  240  0  1.02  100 1  591 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 14  1  13.70  200 -50  0.98  100 1   0  0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 15  1  0.05  110 -50  1.014  100 1  215 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 16  1  25.22  80 -50  1.017  100 1  155 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 18  1  137.4  200 -50  1.05  100 1  400 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 21  1  108.2  200 -50  1.05  100 1  400 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 22  1  -29.76  96 -60  1.05  100 1  300 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
 23  1  135.36  310 -125  1.05  100 1  660 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

```

Figura 33. Valores de *mpc.gen* para el caso IEEE RTS-24.

mpc.branch: Para este campo se mantuvieron los valores originales que contiene el caso de MATPOWER. La columna 11 de este campo corresponde con el *status* de las ramas. Estos son los valores que se afectaron con los ceros cuando se daban ataques a las ramas. Los valores del campo *mpc.branch* se muestran en la Figura 34.

```

mpc.branch = [
  1  2  0.0026  0.0139  0.4611  175 250 200 0  0  1  -360  360;
  1  3  0.0546  0.2112  0.0572  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  1  5  0.0218  0.0845  0.0229  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  2  4  0.0328  0.1267  0.0343  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  2  6  0.0497  0.192   0.052   175 208 220 0  0  1  -360  360;
  3  9  0.0308  0.119   0.0322  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  3  24 0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.03  0  1  -360  360;
  4  9  0.0268  0.1037  0.0281  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  5  10 0.0228  0.0883  0.0239  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  6  10 0.0139  0.0605  2.459   175 193 200 0  0  1  -360  360;
  7  8  0.0159  0.0614  0.0166  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  8  9  0.0427  0.1651  0.0447  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  8  10 0.0427  0.1651  0.0447  175 208 220 0  0  1  -360  360;
  9  11 0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.03  0  1  -360  360;
  9  12 0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.03  0  1  -360  360;
  10 11 0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.02  0  1  -360  360;
  10 12 0.0023  0.0839  0   400 510 600 1.02  0  1  -360  360;
  11 13 0.0061  0.0476  0.0999  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  11 14 0.0054  0.0418  0.0879  500 625 625 0  0  1  -360  360;
  12 13 0.0061  0.0476  0.0999  500 625 625 0  0  1  -360  360;
  12 23 0.0124  0.0966  0.203   500 625 625 0  0  1  -360  360;
  13 23 0.0111  0.0865  0.1818  500 625 625 0  0  1  -360  360;
  14 16 0.005   0.0389  0.0818  500 625 625 0  0  1  -360  360;
  15 16 0.0022  0.0173  0.0364  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  15 21 0.0063  0.049   0.103   500 600 625 0  0  1  -360  360;
  15 21 0.0063  0.049   0.103   500 600 625 0  0  1  -360  360;
  15 24 0.0067  0.0519  0.1091  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  16 17 0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  16 19 0.003   0.0231  0.0485  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  17 18 0.0018  0.0144  0.0303  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  17 22 0.0135  0.1053  0.2212  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  18 21 0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  18 21 0.0033  0.0259  0.0545  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  19 20 0.0051  0.0396  0.0833  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  19 20 0.0051  0.0396  0.0833  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  20 23 0.0028  0.0216  0.0455  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  20 23 0.0028  0.0216  0.0455  500 600 625 0  0  1  -360  360;
  21 22 0.0087  0.0678  0.1424  500 600 625 0  0  1  -360  360;
];

```

Figura 34. Valores de *mpc.branch* para el caso IEEE RTS-24.

mpc.gencost: Para este campo, a cada generador que se encuentre en la matriz del campo *mpc.gen* le corresponde una línea de precio de potencia activa y una línea de precio de potencia reactiva. Esta última, en el caso de que se quiera limitar la inyección o absorción de reactivos del generador, se le asigna un precio mayor a cero (en el caso de Colombia, los reactivos en la red no se pagan ni se cobran, por lo anterior, se asignó a estos precios el valor de cero). De acuerdo con lo anterior, dado que la función de adecuación agrupó en un solo generador todas las unidades de una misma barra, sus precios también fueron agrupados. Para determinar el precio único de todas

las unidades de una misma barra, se asumió en la función de adecuación que el precio definitivo resultaba de un promedio ponderado de acuerdo con la ecuación (A1.1):

$$P_{OFE,n} = \frac{(\lambda_{g1,n} \cdot P_{g1,n}) + (\lambda_{g2,n} \cdot P_{g2,n}) + \dots + (\lambda_{gk,n} \cdot P_{gk,n})}{\sum_k P_{gk,n}} \text{ en } \left[\frac{\$}{MWh} \right]; \quad (A1.1)$$

$$\lambda_{gk,n} \text{ en } \left[\frac{\$}{MWh} \right]; P_{gk,n} \text{ en } [MWh]; \forall n \in N$$

La asignación del precio promedio ponderado le dio mayor peso en el precio definitivo a aquellas unidades con mayor capacidad. Previo al cálculo del precio promedio ponderado, fueron asumidos para cada unidad sus precios de oferta, cuyos valores, a lo sumo debían ser el 75% del primer escalón de racionamiento (CRO1), sin considerar decimales. Esto de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2015 (CREG, 2015).

Por otro lado, se asumió que la generación de las barras 1, 2 y 7 eran térmicas, por lo cual se les pagaba precio de arranque (*startup*), tal como aplica para el caso eléctrico colombiano. Por ello, una vez calculado el precio único de la barra, a estos generadores se les asignó el precio de arranque.

La función de precio de oferta se eligió de la forma cuadrática: $c_2x^2 + c_1x + c_0$, que corresponde con la forma 2 en la primera columna del campo; sin embargo, por simplicidad, y de acuerdo con el caso colombiano, solo se consideró la función lineal del precio de oferta, asignando únicamente el valor de oferta en el coeficiente c_1 (columna 6) y asignando cero (0) a los coeficientes c_2 y c_0 (columnas 5 y 7, respectivamente).

Finalmente, y para evitar la no convergencia numérica del MATPOWER, se decidió que los valores de los precios de oferta y los precios de arranque asignados en este campo se tuvieran en precios de \$USD /MWh y \$USD⁴; respectivamente. Esto, porque los valores resultan menores y es más fácil para el solver procesar la información. No obstante; para los ensayos realizados en los

⁴ \$USD: Dólares al cambio promedio de \$3.000 (\$COP), en pesos del mes de febrero de 2016.

que se compararon los costos de la función objetivo con respuesta de la demanda y sin ella, los valores presentados fueron llevados a pesos colombianos (\$COP).

Con las consideraciones enunciadas, los valores del campo *mpc.gencost* se muestran en la Figura 35.

```

mpc.gencost = [
  %%% costos base de la Potencia Activa %%%
  2 14000 0 3 0 280.0 0;
  2 20000 0 3 0 260.0 0;
  2 23000 0 3 0 290.3 0;
  2 0 0 3 0 171.0 0;
  2 0 0 3 0 0.0 0;
  2 0 0 3 0 156.0 0;
  2 0 0 3 0 175.0 0;
  2 0 0 3 0 171.0 0;
  2 0 0 3 0 180.0 0;
  2 0 0 3 0 148.0 0;
  2 0 0 3 0 190.0 0;

  %%% costos base de la Potencia Reactiva %%%
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
  2 0 0 3 0.0 0 0;
];

```

Figura 35. Valores de *mpc.gencost* para el caso IEEE RTS-24.

A1.3. Adecuación del caso base

Para medir el racionamiento y la respuesta de la demanda se preparó el caso de estudio, previamente. Si consideramos que se cumple el balance de potencia activa en cada barra del sistema de potencia, el cual está definido por la ecuación (3.17) del MI-AC, se tiene que $P_n = 0$; por lo anterior, la ecuación (3.17) se puede reescribir como indica la ecuación (A1.2)

$$\delta_g^{Gen} \cdot P_g^{Gen} + P_{DS_n} + \sum_i P_{DR_{i,n}} = P_{D_n}; \quad \forall n \in N \quad (A1.2)$$

Observe que el miembro izquierdo de la ecuación representa las potencias inyectadas y el miembro derecho la potencia demandada. Por ello, tanto el deslastre de carga, P_{DS_n} , como la respuesta de la demanda, $P_{DR_{i,n}}$, se representan como generadores en el sistema de estudio. Dado que no hacen parte de los generadores propios del sistema, son considerados como una generación ficticia, los cuales son adicionados a la barra y como consecuencia tienen su parametrización tanto en el campo *mpc.gen* y *mpc.gencost*.

De la ecuación (3.11), se tiene que a lo sumo, las inyecciones de los generadores ficticios $P_{DS_n} + \sum_i P_{DR_{i,n}}$ son iguales a la demanda de la barra, P_{D_n} . Basta entonces con asignar el porcentaje de la demanda de la barra que corresponde con la respuesta de la demanda y la máxima potencia que podrá ser deslastrada y asociada con los costos de racionamiento será entonces $P_{D_n} - \sum_i P_{DR_{i,n}}$

Con el criterio descrito anteriormente, se configuraron los generadores ficticios que representaron respectivamente el deslastre de carga y la respuesta de la demanda. El deslastre fue asignado a cada una de las barras de carga. La respuesta de la demanda solo fue ubicada en aquellas barras donde se evidenció que se producían los mayores deslastres y su ubicación varió de acuerdo con los ensayos que se realizaron en el Capítulo 1. Los valores de los precios de los generadores ficticios y de la respuesta de la demanda fueron dados en los ensayos simulados.

Los parámetros de los generadores ficticios se insertaron inmediatamente debajo de los parámetros de los generadores reales (generadores propios del caso de estudio) tanto para el campo *mpc.gen* como para el campo *mpc.gencost*. En el caso de la parametrización del campo *mpc.gencost*, debido a que cada generador le corresponde también una línea de los costos de la potencia reactiva, se asigna igual número de líneas de costos de potencia reactiva así como generadores ficticios de racionamiento y de respuesta de la demanda se hayan insertado. Para los costos de racionamiento de los reactivos se asigna un valor igual a los costos de racionamiento de la potencia activa para evitar que los generadores ficticios inyecten o absorban ilimitadamente, los

reactivos del sistema y para los costos de los reactivos de la respuesta de la demanda se asignan costos de cero pues para la respuesta de la demanda no se asocian reactivos.

Como estrategia de codificación, los generadores ficticios son identificados mediante la variable PG (segunda columna del campo $mpc.gen$) ya que a los que representan el deslastre se les asignaron los valores cero (0) en dicha columna y a los de la respuesta de la demanda se les asignaron -1 .

A1.4. Dificultades encontradas en las simulaciones

En esta sección los autores quieren recopilar algunas de las dificultades que se presentaron al realizar las simulaciones y la forma de evitarlas o mitigarlas para que sirva como experiencia a quienes decidan abordar este tema y deseen usar MATPOWER.

No convergencia del flujo de potencia o flujo óptimo de potencia por ajustes en la tolerancia o divisiones por cero: Esta situación se presenta por dos motivos:

- Cuando se han definido valores muy pequeños de la tolerancia para el criterio de parada de los métodos de solución (solvers).
- Cuando se han definido matrices de valores muy altos dentro de alguno de los campos de la estructura de los casos de estudio que al tratar de invertir, produce división por cero.

Esta situación se resuelve evitando valores muy altos en los parámetros del caso de estudio o seteando la tolerancia de los métodos de solución a los valores por defecto.

No convergencia del flujo óptimo DC ante ciertas configuraciones del caso de estudio: Esta situación se presenta cuando todos los elementos asociados a una barra sin carga del sistema de potencia han sido atacados y por ende, la barra queda aislada. Se identificó la solución, sin embargo, la misma no fue implementada ya que en este trabajo se usó poco el flujo DC. Para la versión 5.1 del MATPOWER basta con asignar al tipo de barra (*type*) el valor cuatro (4), en lugar de uno (1) o dos (2). Si la barra que queda aislada es la referencia (3), debe asignarse otra barra como la referencia.

No convergencia del flujo óptimo AC ante ciertas configuraciones del caso de estudio: Esta situación se presenta por dos motivos:

- Por diferencias numéricas que hacen que los generadores ficticios que representan la potencia activa deslastrada sea insuficiente para cubrir la demanda de las barras y las pérdidas de la red.
- Por insuficiencia en la potencia reactiva de los generadores ficticios para atender sistemas en islas que tienen reactores o capacitores.

Estas dos situaciones se resuelven poniendo un margen amplio en los límites de los generadores ficticios en cuanto a sus potencias máximas de activa y máximas y mínimas de reactiva. El ajuste para la potencia reactiva con este mecanismo de solución a veces no es suficiente pues depende mucho de los parámetros de otros elementos del sistema como las ramas, las tensiones admisibles en las barras y del aporte de los reactores o capacitores de otras barras. Este se constituye tal vez en el ajuste más difícil para garantizar siempre convergencia pues depende de los elementos que han sido atacados y de la topología de la red.

No convergencia del flujo óptimo AC debido a islas: Esta situación se presenta cuando luego de haberse ejecutado un ataque, las ramas atacadas determinan islas en el sistema. La solución a este inconveniente es asignar una referencia en cada uno de los subsistemas que quedaron como islas. Para este trabajo, dado que era muy frecuente encontrar islas debida a las múltiples iteraciones que se realizaron con las metaheurísticas, fue necesario crear una función que resolviera de manera automática la asignación de referencias, cuidando de que en algún subsistema no haya sido asignada más de una referencia.

Convergencia del flujo óptimo DC y AC a valores errados: Esta situación se presenta cuando se han determinado islas en un sistema luego de ejecutado un ataque y ha sido asignada más de una referencia en uno o varios de los subsistemas. Los valores de potencias generadas de todos los generadores salen muy por encima de sus valores máximos nominales. Para evitar este problema se diseñó la función descrita en el punto anterior.

Glosario

Agente disruptor: Agente atacante. Agente del nivel superior en el problema de optimización binivel, 5, 16, 19, 21, 22, 23, 39, 40, 51, 57, 60, 64, 71, 75, 78, 87, 88

Amenaza terrorista: 1. Uso sistemático del terror para coaccionar a sociedades o gobiernos // 2. Sucesión de actos de violencia ejecutados para infundir terror, 5, 57, 60

Ciberataque: Guerra informática, guerra digital o ciberguerra. Se refiere al desplazamiento de un conflicto, en principio de carácter bélico, que toma el ciberespacio y las tecnologías de la información como escenario principal, en lugar de los campos de batalla convencionales, 25, 26

Colapso en el sistema: Se refiere a la pérdida parcial o total del sistema eléctrico, 16

Condiciones críticas: Condiciones de escasez de energía producidas por efecto del fenómeno de "El Niño". La situación de condiciones críticas es declarada por el gobierno colombiano cuando hay desabastecimiento de los recursos hídricos, 51, 52, 89, 94

Convexo: Propiedad en el que dados dos puntos cualesquiera de un conjunto, el segmento lineal cerrado que une los dos puntos está totalmente contenido en el conjunto, 17, 38

Deslastre de carga: Pérdida de carga de un sistema eléctrico debido a la desconexión por disparo de interruptores de control, 5, 8, 10, 13, 14, 16, 19, 21, 22, 23, 39, 41, 42, 60, 61, 62, 64, 72, 73, 79, 81, 82, 84, 86, 87, 93, 94, 108

Despacho: Se refiere al despacho económico o despacho óptimo de energía que hace el operador del sistema eléctrico, buscando atender la demanda con la mejor combinación de la generación que garantice el cubrimiento de los requerimientos de la red al menor costo posible, 5, 17, 27, 46, 54, 64, 88, 90, 96, 100

Elementos críticos: Aquellos elementos del sistema de potencia (ramas o generadores) que al encontrarse fuera de servicio, ponen en riesgo la estabilidad de la red eléctrica y pueden ocasionar un apagón, 17, 81, 93

Función objetivo: Ecuación que será optimizada dadas las limitaciones o restricciones determinadas y con variables que necesitan ser minimizadas o maximizadas usando técnicas de programación lineal o no lineal, 19, 21, 28, 29, 30, 32, 34, 39, 40, 41, 43, 61, 107

Generación distribuida: También conocida como generación in-situ, generación embebida, generación

descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, 27

Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente, 5

Heurística: Sustantivo que identifica el arte o la ciencia del descubrimiento, una disciplina susceptible de ser investigada formalmente, 20

IEEE RTS-24: Reliability Test System IEEE 24 buses (Sistema de prueba IEEE de 24 barras), 12, 13, 75, 84, 85, 90, 91, 101, 102, 103, 104, 105, 107

Interdicción: Que no puede tomar decisiones libres, sino que dependen de la interacción con otro, 5, 7, 15, 39, 57

Malware: (Del inglés "malicious software"), también llamado badware, código maligno, software malicioso, software dañino o software malintencionado, 26, 99

MATPOWER: Paquete de archivos diseñados para el lenguaje de MATLAB que contienen las ecuaciones para resolver flujos de potencia y flujos óptimos de potencia, 10, 41, 60, 61, 90, 99, 100, 101, 106, 109

Mercado Secundario: Mercado de contratos de Energía Firme del sistema eléctrico colombiano en el que los generadores pueden transar energía para respaldar sus obligaciones de energía firme cuando se dan las condiciones críticas, 52

Metaheurística: Métodos para resolver un tipo de problema computacional general, usando los parámetros dados por el usuario sobre unos procedimientos genéricos y abstractos de una manera que se espera eficiente, 9, 66, 67, 74, 76, 77, 83, 84, 88

Métodos aproximados: Referente al método no analítico (no exacto) para resolver una problema matemático, 5, 17, 22

Métodos exactos: Métodos analíticos. Fundamentan su solución en el desarrollo matemático riguroso y proporcionan la solución óptima a un problema, 17, 60

Modelo AC: Se refiere a las ecuaciones del flujo de potencia no linealizadas, 5, 23, 25, 38, 84

Modelo DC: Se refiere a las ecuaciones del flujo de potencia, las cuales se presentan linealizadas, 17, 22, 25

Obligaciones de Energía Firme: Corresponde con una cantidad de energía que le ha sido asignada a cada generador, por la cual son remunerados, y que debe ser entregada cuando se den las condiciones críticas en el sistema, 15, 51

Periodo: Cada una de las 24 horas del día para efectos de realizar el despacho económico, 49, 54, 55

Programación binivel: Problema de optimización que como restricción incluye otro problema de optimización. Se divide en dos problemas, un nivel superior (también llamado "líder" y un nivel inferior (también llamado "seguidor"), 5, 11, 17, 19, 21, 28, 29, 30, 32, 35, 37, 60, 93

Racionamiento: Se refiere al racionamiento de energía eléctrica por insuficiencia de las fuentes de energía para atender los centros de carga, 5

SCADA: Acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Es un concepto que se emplea para referirse a un software que permite controlar y supervisar procesos o sistemas a distancia. Empleado por los operadores de los sistemas eléctricos, 25, 26

Variable binaria: Variable de decisión de un problema de optimización que puede tomar únicamente los valores cero (0) o uno (1), 21

Variables de decisión: Elementos desconocidos de un problema de optimización. Tienen un dominio, que es una representación compacta del conjunto de todos los valores posibles de las variables, 19, 40, 41, 60

Vulnerabilidad: Incapacidad de resistencia cuando se presenta un fenómeno amenazante, o la incapacidad para reponerse después de que ha ocurrido un hecho indeseado, 5, 9, 16, 18, 20, 22, 25, 77, 78, 81, 93