

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA MEJORAR LOS PORTAFOLIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Daniel Manfre Jaimes
para optar al título de
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA MEJORAR LOS PORTAFOLIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

TUTOR ACADÉMICO: Profesor Ebert Brea B, MSc, PhD.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Daniel Manfre Jaimes para optar
al título de Ingeniero Electricista.

Caracas, 2013

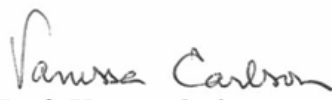
CONSTANCIA DE APROBACIÓN


Caracas, 29 de mayo de 2013


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Daniel Manfre J., titulado:

**“DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA MEJORAR LOS
PORTAFOLIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN UN SISTEMA DE
POTENCIA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO y con Mención Honorífica.


Prof. Vanessa Carlson
Jurado


Prof. William La Cruz
Jurado


Prof. Ebert Brea
Prof. Guía

ACTA DE MENCIÓN HONORÍFICA



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



A C T A

Quienes suscriben, Miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela para examinar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Daniel Manfre J., C.I. No. V-19.292.275, bajo el título "Diseño de una Metodología que permita mejorar los Portafolios de Proyectos de Inversión en un Sistema de Potencia", a los fines de cumplir con el requisito legal para optar al grado de Ingeniero Electricista, dejan constancia de lo siguiente:

Considerando que el Trabajo Especial de Grado presentado y defendido por el Bachiller en referencia, tiene un nivel académico y un alcance investigativo más allá de lo requerido para el grado en cuestión, acuerda por unanimidad y conforme al Artículo 6 del Reglamento de Menciones Honoríficas, recomendar el otorgamiento de Mención Honorífica a su Trabajo de Grado.

En Caracas, a los veintinueve días del mes de mayo de dos mil trece.

Prof. **VANESSA CARLSON**

Jurado

Prof. **WILLIAM LA CRUZ**

Jurado

Prof. **EBERT BREA**

Profesor Guía



"50 AÑOS DE LA CREACIÓN DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA Y DEL INSTITUTO DE MATERIALES Y MODELOS ESTRUCTURALES"

Edificio Escuela de Ingeniería Eléctrica, piso 1, oficina 201, Ciudad Universitaria, Los Chaguaramos, Caracas 1051
☎ +58 212 605 3303 - FAX: + 58 212 605 3105

DEDICATORIA

*A mis padres y hermano, por ser ellos mi fuente de aliento, estímulo,
acompañamiento y motivación*

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

A DIOS, por haberme dado una vida tan hermosa.

A mis padres y hermano, por haberme brindado tantas alegrías y por haberme ayudado tanto, no sólo en la realización de mi Trabajo de Grado sino también durante toda mi carrera.

A la Universidad Central de Venezuela, por haberme dado la oportunidad de formarme académicamente.

Al Profesor Ebert Brea, por aceptar ser mi tutor y por su muy valiosa y apreciada ayuda en la realización de este trabajo.

A los Profesores Norma Guzmán y Carlos Gil, por haber sido buenos profesores y por haber tenido siempre un trato amable y amigable hacia mí.

Al Profesor Pedro Díaz, por su ayuda y su apoyo para la realización del presente trabajo.

A mi amigo Juan José Rodríguez, por haber sido mi amigo desde la infancia.

A mi amigo y compañero Bernie Sánchez, por su amistad y por haberme dado muy buenos consejos para el presente trabajo.

A mi amigo y compañero Pablo Núñez, por su amistad y por estar pendiente de este trabajo.

A la Biblioteca Marcel Roche del Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas por haberme brindado información útil para este trabajo.

Manfre Jaimes, Daniel

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA QUE PERMITA MEJORAR LOS PORTAFOLIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Tutor Académico: Prof. Ebert Brea Borges, MSc, PhD. Tesis. Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Año 2013, xviii, 258 h.

Palabras Claves: planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, optimización mediante la simulación, método de Monte Carlo, optimización entera mixta.

Resumen.- Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son constantemente modificados por la incorporación de nuevos proyectos que tienen como fin aumentar la capacidad de generación o de transmisión de energía eléctrica, así como mejorar el desempeño del SEP. Un Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP) es considerado en este trabajo como un conjunto de proyectos de ampliación de la capacidad instalada de un SEP. Estos proyectos de ampliación pueden consistir en incrementos de las capacidades de las plantas generadoras o de las líneas de transmisión del SEP. El presente trabajo desarrolla una metodología que permite mejorar los PPISEP. Esta mejora consiste en determinar el momento de inicio en el cual los proyectos de inversión se deben comenzar a construir y la cantidad de energía activa promedio que cada proyecto de inversión debe introducir al SEP, de tal forma que se incremente el balance económico de la empresa poseedora del SEP y se disminuya el consumo pronosticado no cubierto de energía activa promedio. Para ello, el SEP es considerado como un modelo de repartición de energía activa promedio, por periodos de tiempo, desde los generadores hasta las cargas mediante líneas de transmisión. Debido a que la mejora del PPISEP entra dentro de un problema de optimización, el presente trabajo hace uso de la técnica de optimización Algoritmo Simplex Entero Mixto (ASEM) para plantear la resolución de este problema. La metodología desarrollada en este trabajo utiliza la simulación por Monte Carlo para modelar las aleatoriedades del SEP y se basa en diversos aspectos teóricos de la optimización mediante la simulación, la planificación de la expansión de los SEP y la teoría de grafos. Dicha metodología es presentada en forma de pseudocódigo y la misma es implementada en un ejemplo numérico, cuyos resultados son analizados mediante herramientas estadísticas.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN	III
ACTA DE MENCIÓN HONORÍFICA	IV
DEDICATORIA	V
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	VII
ÍNDICE GENERAL	VIII
LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABLAS	XVII
LISTA DE ACRÓNIMOS	XVIII
INTRODUCCIÓN	1
1.1. Planteamiento del Problema	3
1.2. Objetivos	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos Específicos	4
MARCO HISTÓRICO	5
2.1. Breve reseña histórica del método de Monte Carlo	5
2.2. Antecedentes	7

MARCO TEÓRICO	10
3.1. Simulación por Monte Carlo	10
3.1.1. Conceptos previos	10
3.1.2. Definición de la simulación por Monte Carlo	11
3.1.3. Análisis de riesgo	13
3.2. Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)	14
3.3. PPISEP	18
3.4. Planificación de la expansión de los SEP	19
3.5. Teoría de grafos	20
3.5.1. Definiciones	20
3.5.2. Matriz de adyacencia	22
MARCO METODOLÓGICO	24
4.1. Estudio bibliográfico relativo a la optimización de PPISEP	25
4.2. Optimización mediante la simulación	25
4.2.1. Estudio general de la optimización mediante la simulación	26
4.2.2. Algoritmo Simplex Entero Mixto (ASEM)	28
4.3. Descripción general del modelo de simulación	29
4.4. Formulación del problema en términos matemáticos	30
4.5. Elaboración del modelo computacional	31
4.6. Implementación del ejemplo numérico	32
4.6.1. Datos del ejemplo numérico	32
4.6.2. Ejecución del ejemplo numérico	33
4.7. Análisis y verificación de los resultados obtenidos	33
PROPUESTA METODOLÓGICA	35

5.1.	Descripción general del modelo de simulación	35
5.1.1.	Representación del SEP como una <i>Red</i>	35
5.1.2.	Alteraciones y funcionamiento de la <i>Red</i> en el tiempo . . .	37
5.1.3.	Descripción del PPISEP	39
5.1.4.	Evaluación del PPISEP mediante el modelo de simulación	40
5.1.5.	Variables de entrada y de salida del modelo de simulación	42
5.1.6.	Planteamiento de supuestos	43
5.2.	Formulación del problema en términos matemáticos	45
5.2.1.	Aspectos generales	45
5.2.2.	Definiciones previas	48
5.2.3.	Variables de decisión y parámetros del problema	51
5.2.4.	El Problema	52
5.2.5.	Variables y parámetros asociados a la función objetivo . .	54
5.2.6.	Relaciones entre variables asociadas a la función objetivo .	61
5.3.	Modelo computacional	64
 IMPLEMENTACIÓN DEL EJEMPLO NUMÉRICO		80
6.1.	Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)	80
6.2.	Descripción del PPISEP	82
6.3.	Construcción de la <i>Red</i>	83
6.3.1.	PPISEP inicial en términos matemáticos	85
6.4.	Escenarios estudiados	86
6.5.	Resultados del ejemplo numérico	89
6.5.1.	Escenario N°1	91
6.5.2.	Escenario N°2	94
6.5.3.	Escenario N°3	97

6.5.4. Escenario N°4	100
ANÁLISIS DE RESULTADOS	103
CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	108
Conceptos básicos de Ingeniería Económica	109
I.1. Capital e interés	109
I.2. Diagrama de flujo de efectivo	110
I.3. Costos fijos y variables	112
I.4. Tasa de retorno mínima atractiva	113
I.5. Método de Valor Presente (VP)	113
I.6. Inflación	114
Conceptos y fórmulas básicas para el análisis estadístico	116
II.1. Población	116
II.2. Muestra	116
II.3. Parámetros, estadísticos y estimadores	116
II.4. Intervalo de confianza	117
II.5. Desviación estándar	118
II.6. Estimación de la media	118
II.7. Estimación de la varianza	119
Conceptos básicos de Algoritmia	121
III.1. Definición de algoritmo	121
III.2. Representación de un algoritmo	122

Regulación y desregulación de la industria eléctrica	123
IV.1. Conceptos breves	123
IV.1.1. Regulación	123
IV.1.2. Desregulación	124
IV.2. Razones de la regulación de la industria eléctrica	124
IV.3. Características de la industria eléctrica regulada	124
IV.4. Estructura de la industria eléctrica regulada	125
IV.5. Causas de la desregulación de la industria eléctrica	126
IV.5.1. Cambio del escenario de la industria eléctrica	126
IV.5.2. Razones del inicio de la desregulación	127
IV.6. Estudio general de la industria eléctrica desregulada	129
IV.6.1. Desagregación de la industria eléctrica	129
IV.6.2. Estructura de la industria eléctrica desregulada	129
IV.6.3. Entidades presentes en el entorno desregulado	131
 Portafolios de inversión	 134
V.1. Definiciones previas	134
V.1.1. Inversionista	134
V.1.2. Categorías de inversión	135
V.1.3. Valor o producto de inversión	135
V.1.4. Tasa porcentual de retorno	135
V.1.5. Riesgo	136
V.2. Portafolio y diversificación del Portafolio	136
V.3. Niveles de decisión para la correcta selección del Portafolio	137
 Portafolios de Energía en la actualidad	 138

VI.1. Manejo del riesgo. Definición de Portafolio de Energía	138
VI.2. Optimización del Portafolio de Energía	139
VI.3. Instrumentos que componen al Portafolio de Energía	139
VI.4. Enfoques de optimización del Portafolio de Energía	141
Planificación en ambientes regulados y desregulados	143
VII.1. Planificación en ambientes regulados	143
VII.2. Planificación en ambientes desregulados	145
Planificación de acuerdo al horizonte de tiempo	152
Planificación de acuerdo a las incertidumbres	154
IX.1. Métodos de solución	155
IX.1.1. Modelos matemáticos de optimización	155
IX.1.2. Modelos heurísticos y metaheurísticos	161
IX.2. Enfoques no deterministas	167
IX.3. Estudios de planificación en ambientes desregulados	174
IX.3.1. Planificación del sistema de generación	174
IX.3.2. Planificación del sistema de transmisión	178
Aspectos relativos a la optimización mediante la simulación	181
X.1. Formulación en términos matemáticos del problema	181
X.2. Clasificación de la optimización mediante la simulación	183
X.2.1. Métodos de búsqueda basados en el gradiente	184
X.2.2. Optimización estocástica	187
X.2.3. Metodología de superficie de respuesta	188
X.2.4. Métodos heurísticos	188

X.2.5. Equipos asíncronos	191
X.2.6. Métodos estadísticos	191
Algoritmo Simplex Entero Mixto (ASEM)	193
XI.1. El Problema	193
XI.2. Definiciones	193
XI.2.1. Ejemplo	197
XI.3. Operaciones sobre la submatriz de elementos enteros	199
XI.4. Operaciones sobre la submatriz de elementos reales	201
XI.5. Procedimientos	203
XI.6. Funcionamiento del ASEM	207
XI.7. Valores sugeridos para los parámetros del ASEM	210
Código implementado en MATLAB	212
XII.1 Algoritmo general	212
XII.1.1. Operaciones del ASEM	220
XII.2 Función objetivo del ASEM	227
XII.2.1. Función para asignar la Carga	241
XII.2.2. Función para generar una distribución triangular	242
XII.2.3. Función para calcular el valor presente de una cantidad	242
Autorización de publicación de imagen	243
REFERENCIAS	247

LISTA DE FIGURAS

3.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia	15
3.2. Grafo no dirigido	21
3.3. Grafo dirigido	21
4.1. Etapas de trabajo	24
4.2. Modelo de simulación	27
4.3. Modelo de optimización mediante la simulación	28
6.1. Diagrama unifilar del SEP del ejemplo numérico	80
6.2. Red \mathcal{R} del ejemplo numérico	83
6.3. Demanda insatisfecha. Escenario N°1. PPISEP inicial	91
6.4. Balance económico. Escenario N°1. PPISEP inicial	91
6.5. Demanda insatisfecha. Escenario N°1. PPISEP mejorado	93
6.6. Balance económico. Escenario N°1. PPISEP mejorado	93
6.7. Demanda insatisfecha. Escenario N°2. PPISEP inicial	94
6.8. Balance económico. Escenario N°2. PPISEP inicial	94
6.9. Demanda insatisfecha. Escenario N°2. PPISEP mejorado	96
6.10. Balance económico. Escenario N°2. PPISEP mejorado	96
6.11. Demanda insatisfecha. Escenario N°3. PPISEP inicial	97
6.12. Balance económico. Escenario N°3. PPISEP inicial	97
6.13. Demanda insatisfecha. Escenario N°3. PPISEP mejorado	99
6.14. Balance económico. Escenario N°3. PPISEP mejorado	99
6.15. Demanda insatisfecha. Escenario N°4. PPISEP inicial	100

6.16. Balance económico. Escenario N°4. PPISEP inicial	100
6.17. Demanda insatisfecha. Escenario N°4. PPISEP mejorado	102
6.18. Balance económico. Escenario N°4. PPISEP mejorado	102
I.1. Diagrama de flujo de efectivo	111
IV.1. Estructura típica de la industria eléctrica integrada verticalmente	126
IV.2. Estructura típica de la industria eléctrica desregulada	130

LISTA DE TABLAS

6.1. Capacidades nominales de los generadores	81
6.2. Capacidades nominales máximas de las líneas de transmisión . . .	81
6.3. Valores de los parámetros asociados a la Red \mathcal{R}	86
6.4. Valores de los parámetros de consumo energético	87
6.5. Valores de los parámetros restantes del ejemplo numérico	88
6.6. Valores de los parámetros del ASEM	89
XI.1. Parámetros del ASEM con sus valores respectivos	211

LISTA DE ACRÓNIMOS

- AIMMS** Advanced Interactive Multidimensional Modeling System
- ASEM** Algoritmo Simplex Entero Mixto
- CHOPIN** Código Heurístico Orientado a la Planificación Interactiva
- CSEM** Construcción de un Simplex Entero Mixto
- DC** Direct Current
- GRASP** Greedy Randomized Adaptive Search Procedure
- IEEE** Institute of Electrical and Electronics Engineers
- INACAP** Instituto Nacional de Capacitación Profesional de Chile
- INEI** Instituto Nacional de Estadística e Informática de Perú
- IVIC** Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas
- LOLE** Loss Of Load Expectation
- MSEM** Mejoramiento de un Simplex Entero Mixto
- PPISEP** Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia
- SBIF** Superintendencia de Bancos e Instituciones Financieras de Chile
- SEP** Sistema Eléctrico de Potencia
- TREMA** Tasa de Retorno Mínima Atractiva
- VaR** Value at Risk
- VP** Valor Presente
- WSC** Winter Simulation Conference

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica ha representado un papel muy importante en el desarrollo de la humanidad, mejorando apreciablemente la calidad de vida del hombre. El proceso para transmitir la energía eléctrica desde las fuentes hasta los consumidores requiere de estructuras considerablemente complejas denominadas Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Debido al incremento de la demanda de energía eléctrica, estas estructuras son constantemente modificadas por la incorporación de nuevos proyectos que tienen como fin aumentar la energía generada o transmitida, así como mejorar el desempeño del SEP mediante el uso de nuevas tecnologías.

Un Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP) es considerado en el presente Trabajo de Grado como un conjunto de proyectos de ampliación de la capacidad instalada de un SEP. Estos proyectos de ampliación pueden consistir en incrementos de las capacidades de las plantas generadoras (proyectos de generación) o de las líneas de transmisión (proyectos de transmisión) del SEP.

El presente Trabajo de Grado tiene como alcance el diseño de una metodología que permita mejorar los PPISEP. Esta mejora consiste en determinar el momento de inicio en el cual los proyectos de inversión se deben comenzar a construir y la cantidad de energía activa promedio que cada proyecto de inversión introduce al SEP, de tal forma que se incremente el balance económico de la empresa poseedora del SEP y se disminuya el consumo pronosticado no cubierto de energía activa

promedio. Para ello, mediante el uso de la teoría de grafos, el SEP es considerado como un modelo de repartición de energía activa promedio, por periodos de tiempo, desde los generadores hasta las cargas mediante líneas de transmisión.

Debido a que la mejora del PPISEP entra dentro de un problema de optimización, el presente Trabajo de Grado hace uso de la técnica de optimización *Algoritmo Simplex Entero Mixto* (ASEM), desarrollada recientemente por Brea (2013), para plantear la resolución de este problema.

Además del ASEM, la propuesta metodológica expuesta en este trabajo tiene como fundamentos teóricos la teoría de simulación por Monte Carlo, la optimización mediante la simulación, la planificación de la expansión de los SEP, la teoría de grafos, así como varios conceptos de ingeniería económica, algoritmia y estadística.

El contenido del presente Trabajo de Grado se encuentra estructurado en nueve Capítulos. El Capítulo I contiene el planteamiento del problema y los objetivos del trabajo. En el Capítulo II se presenta el marco histórico, con una breve reseña del método de Monte Carlo y un estudio de antecedentes del trabajo. El marco teórico, expuesto en el Capítulo III, contiene los aspectos teóricos que fundamentan el trabajo. El marco metodológico es presentado en el Capítulo IV y en él se explican todas las etapas que fueron necesarias para cumplir los objetivos propuestos en el trabajo. El Capítulo V presenta la propuesta metodológica para mejorar los PPISEP, la cual representa un aporte inédito dentro de la planificación de la expansión de los SEP. El Capítulo VI expone la implementación de un ejemplo numérico en el cual se hace uso de la propuesta metodológica diseñada en el presente trabajo para determinar la mejora de un PPISEP. Los resultados del ejemplo numérico son analizados en el Capítulo VII. Finalmente, en los Capítulos VIII y IX se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente trabajo, respectivamente.

Además de los Capítulos antes descritos, el presente Trabajo de Grado contiene un total de trece Apéndices en los cuales se presenta toda la información adicional que fue necesaria para cumplir todos los objetivos propuestos.

1.1. Planteamiento del Problema

El presente Trabajo de Grado tiene como fin el diseño de una metodología que permita resolver el problema de la mejora de los PPISEP, considerando las aleatoriedades presentes en el SEP, específicamente las provenientes de las fallas y de las variaciones en el pronóstico del consumo de energía activa promedio por parte de las cargas.

Dicho problema consiste en determinar el periodo de tiempo de inicio de construcción (considerado como una variable de naturaleza entera) y la energía activa promedio (considerada como una variable de naturaleza real) que introduce cada uno de los proyectos de inversión que componen el PPISEP, de tal manera que se incremente el balance económico de la empresa poseedora del SEP y se disminuya el consumo pronosticado no cubierto de energía activa promedio.

Como se puede observar, en este problema no se plantea identificar en qué parte del SEP deben ejecutarse los proyectos de inversión, puesto que la ubicación de los mismos en el SEP se considera fija y previamente establecida.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Diseñar una metodología que permita mejorar los Portafolios de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP).

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Investigar y documentar diversos estudios relativos a la optimización de Portafolios de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP).
2. Analizar conceptos relativos a la optimización mediante la simulación.
3. Representar el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) considerando las fallas en el mismo y las aleatoriedades provenientes de la demanda.
4. Formular en términos matemáticos el problema de mejoramiento de Portafolios de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP), tomando en consideración el presupuesto destinado a tales proyectos.
5. Implementar mediante un ejemplo numérico la metodología diseñada.
6. Verificar la solución obtenida del ejemplo numérico.

CAPÍTULO II

MARCO HISTÓRICO

2.1. Breve reseña histórica del método de Monte Carlo

La simulación por Monte Carlo es un enfoque estadístico relacionado con experimentos que emplean números aleatorios (James et al., 2013a) que consiste en diseñar juegos de azar con estos números, esperando obtener de su observación conclusiones útiles para la resolución de problemas específicos (Rodríguez y Gámez, 2002).

Uno de los primeros experimentos documentados que hizo uso del enfoque de Monte Carlo para su resolución es el experimento de la *aguja de Buffon*, el cual fue sugerido por Laplace para aproximar el valor de π (Johansen y Evers, 2007). En el siglo XVIII, Georges Louis Leclerc, conde de Buffon, resolvió el problema de estimar la probabilidad de que una aguja de longitud l intercepte un conjunto de líneas rectas paralelas, las cuales están separadas por una distancia d , con $d > l$. Georges Louis Leclerc estimó que tal probabilidad es igual a $\frac{2l}{\pi d}$. Para el caso en que sean lanzadas n agujas, el número esperado de agujas que cruzan una línea es $\frac{2nl}{\pi d}$.

A partir de este razonamiento, se pudo estimar que el valor de π es:

$$\pi \approx \frac{2nl}{Xd},$$

donde X es el número de agujas que cruzan alguna línea (Johansen y Evers, 2007). De acuerdo con Rodríguez y Gámez (2002), el experimento anteriormente descrito fue lo que dio inicio a lo que hoy en día se conoce como el método de Monte Carlo.

En épocas posteriores, se presentaron distintos estudios aislados asociados al método de Monte Carlo (Cirrone, 2003), sin embargo, el nombre y el comienzo del desarrollo sistemático del método Monte Carlo no llegó hasta finales de la Segunda Guerra Mundial, cuando se realizaron las investigaciones asociadas a las primeras bombas atómicas en el Laboratorio Nacional de Los Álamos en EE.UU. (Rodríguez y Gámez, 2002). A partir del año 1945, luego de la construcción de la primera computadora electrónica y de la exitosa prueba Trinity en Alamogordo en EE.UU. (primera prueba atómica), el denominado actualmente como método de Monte Carlo tuvo un fuerte impulso en su desarrollo (Metropolis, 1987), (Rodríguez y Gámez, 2002), (Walker, 2005).

Los científicos John von Neuman y Stanislaw Ulam, quienes trabajaban para el Proyecto Manhattan en el Laboratorio Nacional de Los Álamos, fueron unos de los primeros en darse cuenta del potencial de la aparición de la primera computadora electrónica. En 1947, estos científicos propusieron un enfoque para resolver, con el uso de una simulación mediante una computadora, el problema de difusión de neutrones (Johansen y Evers, 2007), donde se establecía una secuencia de decisiones basadas en probabilidades estadísticas. Durante esta época, Nicholas Metropolis, científico que también laboraba en el Laboratorio Nacional de Los Álamos, sugirió el nombre de Monte Carlo para este método, inspirándose en la ciudad de Monte Carlo en Mónaco, famosa por sus casinos y juegos de azar (Metropolis, 1987). Es relevante comentar que aproximadamente quince años atrás, el científico italiano Enrico Fermi (quien luego también iba a trabajar en el Laboratorio Nacional de Los Álamos) ya había desarrollado de manera independiente el Método de Monte Carlo, sin haberle dado algún nombre ni haber

realizado alguna publicación al respecto (Metropolis, 1987).

En los años siguientes, los científicos que laboraban en el Laboratorio Nacional de Los Álamos iban a seguir desarrollando y empleando el método de Monte Carlo para simular problemas de mayor complejidad (Metropolis, 1987). Desde entonces, las aplicaciones de las técnicas de Monte Carlo se han convertido en una herramienta muy utilizada para resolver problemas en diversas áreas, entre las cuales se incluye la ingeniería, finanzas y negocios, informática, ciencias físicas, entre otras (James et al., 2013b).

2.2. Antecedentes

Existen diversos trabajos que han hecho uso del método de Monte Carlo para tomar en consideración distintas incertidumbres. En la escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela, se han desarrollado dos trabajos que han empleado el método de Monte Carlo para realizar análisis de riesgo bajo condiciones de incertidumbre.

El primero de ellos fue el Trabajo de Grado de Martínez (2009), el cual presenta una metodología para cuantificar los riesgos asociados a las inversiones realizadas por una operadora de telefonía móvil celular para la expansión de su red. Esta metodología se basa principalmente en las técnicas de simulación por Monte Carlo para recrear las condiciones de incertidumbre que rodean al sistema estudiado.

El segundo y último de estos estudios es el Trabajo de Grado de Ramos (2012), el cual plantea una metodología para estudiar el riesgo de realizar una inversión, producto de alguna expansión sobre un sistema eléctrico de potencia, utilizando el método de Monte Carlo. La propuesta metodológica expuesta en el Trabajo de

Grado de Ramos (2012) consiste en describir un sistema eléctrico de potencia como un grafo por el cual circula la energía consumida por los clientes en un período de tiempo. Las capacidades de transmisión en cada período y los consumos de energía de los usuarios son tratados como variables aleatorias, simulando las fallas ocurridas en las líneas de transmisión y las variaciones en el consumo.

La metodología planteada por Ramos (2012) es de importancia para el presente Trabajo de Grado puesto que la misma es utilizada para evaluar el rendimiento de los proyectos de expansión de la capacidad instalada de un sistema eléctrico de potencia.

Además del Trabajo de Grado de Ramos (2012), existe una gran diversidad de estudios que han empleado las técnicas de Monte Carlo para realizar análisis relacionados con los sistemas eléctricos de potencia, algunos de los cuales son descritos a continuación:

Hreinsson y Jónasson (2003) presentan un análisis de riesgo de la planificación de la expansión de los sistemas hidroeléctricos de potencia basado en la simulación por Monte Carlo. Este trabajo se enfoca en el problema de selección y secuencia de proyectos hidroeléctricos sujetos a diferentes tipos de riesgo e incertidumbre. En este estudio se consideran incertidumbres asociadas al crecimiento futuro de la demanda, a los costos de los proyectos y a la capacidad de los mismos, la cual está asociada a datos hidrológicos aleatorios.

Bresemi et al. (2003) hacen uso de la simulación por Monte Carlo para verificar los índices que buscan estimar la flexibilidad del sistema de transmisión de energía eléctrica. Dicha flexibilidad hace referencia a la capacidad del sistema de transmisión para mantener un nivel deseado de fiabilidad a costos razonables de operación, cuando los escenarios del sistema de generación presentan cambios (incertidumbre asociada a la expansión del sistema de generación).

Gu (2011) presenta una metodología para la planificación de la expansión de la capacidad de los sistemas eléctricos de potencia, en la cual la técnica de Monte Carlo es empleada para simular el efecto de las incertidumbres aleatorias en tales sistemas. Esta metodología busca identificar las mejores inversiones en el sistema de transmisión y de generación, basándose en beneficios económicos y en criterios de fiabilidad.

Su y Lii (1997) presentan un enfoque de la optimización de la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia, el cual hace uso de las técnicas de simulación por Monte Carlo para simular el estado (en funcionamiento o inactivo) de los generadores y de las líneas de transmisión. La expansión del sistema eléctrico de potencia es considerada como la adición de nuevas líneas de transmisión y/o generadores en un año específico. Para resolver el problema de optimización, este trabajo hace uso de algoritmos genéticos.

Así como el estudio anterior hace uso de los algoritmos genéticos para resolver el problema de optimización, el presente Trabajo de Grado hace uso de otro algoritmo heurístico de optimización denominado ASEM, desarrollado recientemente por Brea (2013), para arribar a la solución del problema planteado. Este algoritmo nuevo es una extensión del método algorítmico simplex de Nelder y Mead (1965) y está destinado a la identificación de al menos un óptimo local en problemas de optimización no lineales enteros mixtos. El método algorítmico ASEM se basa en una doble estructura de símplexes, la cual está compuesta de una estructura simplex real y otra estructura simplex entera. Las operaciones propuestas originalmente por Nelder y Mead (1965) son ejecutadas sobre el simplex real y un grupo de nuevas operaciones desarrolladas por Brea (2013) son empleadas en el simplex entero.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. Simulación por Monte Carlo

3.1.1. Conceptos previos

- Incertidumbre: expresión del grado de desconocimiento de una condición futura. La incertidumbre puede derivarse de una falta de información o incluso porque exista desacuerdo sobre lo que se sabe o lo que podría saberse (GreenFacts, 2009).
- Incertidumbres aleatorias: incertidumbres que se producen de forma repetitiva y cuyos patrones pueden ser modelados mediante funciones de distribución de probabilidad, basándose en el análisis de datos históricos. El resultado futuro de estas incertidumbres se puede predecir mediante el uso de sus funciones de distribución de probabilidad. Las incertidumbres en los precios de los combustibles y las interrupciones de las líneas de transmisión se incluyen en esta categoría (Gu, 2011).
- Incertidumbres no aleatorias: incertidumbres que nunca han ocurrido o no ocurren de forma seguida, por lo que no se pueden predecir matemáticamente. En otras palabras, sus comportamientos estadísticos no se pueden derivar de observaciones pasadas, aun cuando éstas existan. Las reglas del mercado y las políticas sobre energía son típicas incertidumbres no aleatorias (Gu,

2011).

- Números pseudoaleatorios: números generados a partir de una función o algoritmo determinista (basado en simples operaciones matemáticas) que buscan aproximarse lo más posible a los números aleatorios (Janke, 2002).

3.1.2. Definición de la simulación por Monte Carlo

Una simulación por Monte Carlo es un tipo de simulación que se basa en el muestreo aleatorio repetitivo y en el análisis estadístico para calcular los resultados. Este método de simulación está muy relacionado con los experimentos aleatorios, en los cuales el resultado específico no se conoce de antemano. En este contexto, la simulación por Monte Carlo puede ser considerada como una forma metodológica para realizar los denominados análisis *¿Qué pasaría si...?*.

Los modelos matemáticos son utilizados en las ciencias de la naturaleza, las ciencias sociales y en las disciplinas de ingeniería para describir las interacciones en un sistema mediante expresiones matemáticas. Estos modelos generalmente dependen de un número de parámetros de entrada, los cuales, al ser procesados a través de fórmulas matemáticas en el modelo, resultan en uno o más resultados.

Los parámetros de entrada de los modelos dependen de diversos factores externos. Debido a estos factores, los modelos realistas están sujetos al riesgo de la variación sistemática de los parámetros de entrada. Un modelo determinista, el cual no toma en cuenta estas variaciones, suele ser denominado como un *caso base*, debido a que, en este caso, se asignan los valores más probables a los parámetros de entrada.

Un modelo eficiente debe tomar en consideración los riesgos asociados a los diferentes parámetros de entrada. En la mayoría de las circunstancias, se suelen

desarrollar varias versiones de un modelo, las cuales incluyen al *caso base*, el mejor escenario posible y el peor escenario posible de las variables de entrada. Este enfoque tiene varias desventajas. En primer lugar, puede ser difícil evaluar el mejor y peor escenario para cada una de las variables de entrada. En segundo lugar, todas las variables de entrada pueden no tener sus mejores o peores niveles al mismo tiempo. En algunos casos, se suele probar con diversos valores de las variables de entrada (comúnmente llamado análisis *¿qué pasaría si...?*), sin embargo, no resulta práctico probar con todos los posibles valores de cada parámetro de entrada. La simulación por Monte Carlo permite investigar metódicamente la gama completa de los riesgos asociados a cada variable de entrada.

En la simulación por Monte Carlo, el primer paso consiste en identificar una distribución estadística para ser usada como fuente de cada uno de los parámetros de entrada. Para ello, se necesitan datos históricos de las variables de entrada¹. Luego de identificar las distribuciones estadísticas de las variables de entrada, se toman muestras aleatorias de cada distribución, las cuales representan valores de las variables de entrada. Con un conjunto de valores de las variables de entrada, se obtiene un conjunto de valores de las variables de salida. Este proceso se repite tomando muestras aleatorias de cada distribución de las variables de entrada y recopilando los diferentes conjuntos de los posibles valores de las variables de salida. Por último, se realiza un análisis estadístico de los valores de los parámetros de salida, el cual brinda mayor confianza en la toma de decisiones luego de la simulación.

Tal como se mencionó anteriormente, el último paso de la simulación por Monte Carlo consiste en realizar un análisis estadístico del conjunto de valores obtenidos de las variables de salida. El promedio de los valores obtenidos de las variables de salida es un análisis estadístico que brinda un valor esperado de cada

¹Existen procedimientos estadísticos estándar para identificar la distribución de las variables de entrada, léase el artículo de Raychaudhuri (2008).

una de dichas variables. Otro análisis estadístico es el denominado histograma, el cual consiste en juntar los valores de las variables de salida en grupos con un mismo rango o distancia (intervalos o clases), para luego determinar el número de veces que se obtuvieron, durante la simulación, los valores de las variables de salida pertenecientes a cada grupo. El histograma permite aproximar la forma de la función de densidad de probabilidades de una variable de salida. La precisión de los valores esperados y las aproximaciones de la funciones de densidad de probabilidad de las variables de salida mejoran a medida que se realizan más ejecuciones de simulación.

La definición de simulación por Monte Carlo antes descrita se obtuvo del artículo de Raychaudhuri (2008).

3.1.3. Análisis de riesgo

La simulación por Monte Carlo ha resultado ser muy útil en el análisis de riesgo en comparación con otros métodos o la intuición humana. En términos generales, el riesgo se puede definir como la probabilidad del advenimiento de un acontecimiento adverso, problema o daño y las consecuencias del mismo (EUFIC, 2003). En términos financieros, el riesgo se refiere a la probabilidad de que el rendimiento real de una inversión sea distinto al esperado, lo cual incluye la posibilidad de perder una parte o toda la inversión realizada (Investopedia, 2013). En el Apéndice V se explica de manera más amplia la definición de riesgo en términos financieros. Es importante destacar que el riesgo se debe a la incertidumbre, sin embargo, hay una diferencia entre riesgo e incertidumbre: el riesgo es algo que generalmente puede controlarse mientras que la incertidumbre no (Liu y Min, 2004). Por otra parte, el análisis de riesgo consiste en un estudio cuantitativo de la incertidumbre presente en un sistema, el cual permite calcular el impacto de los parámetros de incertidumbre y las consecuencias de las diferentes decisiones

tomadas bajo múltiples escenarios del sistema (Martínez, 2009).

En el ámbito de los sistemas eléctricos de potencia, el riesgo y la fiabilidad pueden ser consideradas dos facetas de un mismo hecho. Mayor riesgo implica menor fiabilidad y una menor fiabilidad implica mayor riesgo (Li, 2005).

El comportamiento probabilístico de los sistemas eléctricos de potencia es el origen del riesgo. Las fallas aleatorias de los equipos del sistema están generalmente fuera del control del personal del sistema eléctrico de potencia. La demanda eléctrica siempre tiene incertidumbres y es imposible obtener un pronóstico exacto de demanda. Las consecuencias de las fallas eléctricas varían desde interrupciones del suministro eléctrico en áreas locales a un apagón generalizado, trayendo como consecuencia, además de la pérdida del uso de la energía eléctrica por parte de los consumidores, considerables pérdidas de ingresos por parte de la empresa prestadora del servicio eléctrico (Li, 2005). Por todo lo antes dicho, el análisis de riesgo puede ser considerado de suma importancia en los sistemas eléctricos de potencia.

El análisis de riesgo en los sistemas eléctricos de potencia puede ser aplicado en una gran diversidad de áreas, tales como el manejo de las fallas de los equipos debido a su envejecimiento, evaluación del costo de los daños debido a las interrupciones en el servicio eléctrico, criterios probabilísticos en la planificación y operación del sistema eléctrico de potencia, entre otros (Li, 2005).

3.2. Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) son sistemas de suministro de energía en tiempo real. En tiempo real significa que la energía se genera, transporta y suministra al momento de ser solicitada. Los SEP no son sistemas de

almacenamiento como los sistemas de agua y de gas puesto que los generadores de energía eléctrica producen energía eléctrica a medida que ésta es requerida (Blume, 2007).

Tal como se observa en la Figura 3.1, los SEP se componen de unidades de generación de energía eléctrica, en las cuales la energía primaria es convertida en energía eléctrica, de redes de transmisión y de distribución que transportan esta energía eléctrica, y de los consumidores (también llamados “cargas”), donde la energía eléctrica es utilizada o consumida². Cada una de dichas partes integrantes del SEP es descrita a continuación.

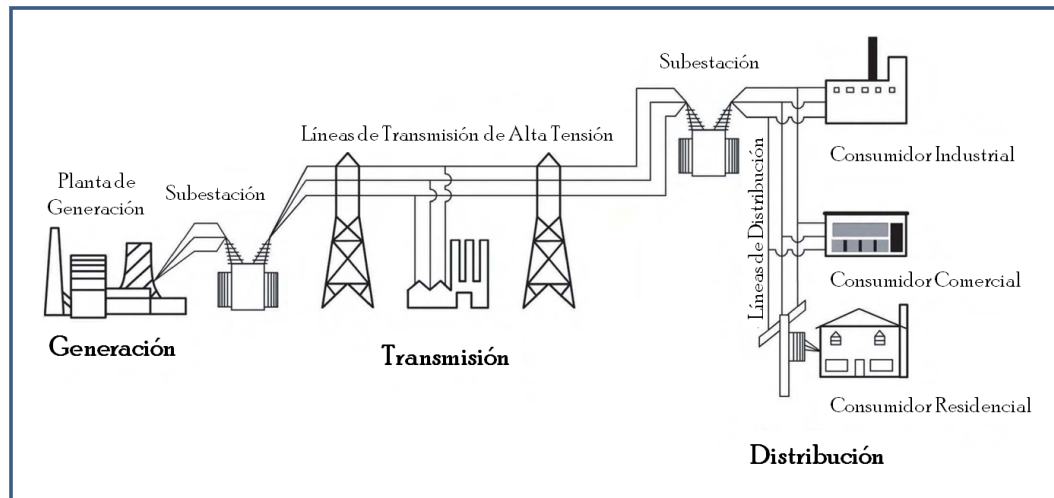


Figura 3.1. Estructura de un Sistema Eléctrico de Potencia

Generación

La energía eléctrica es producida por unidades de generación, las cuales convierten la energía primaria en energía eléctrica. La energía primaria proviene de varias fuentes, tales como los combustibles fósiles, energía nuclear, hidráulica, eólica y solar. El proceso utilizado para convertir esta energía primaria en energía

²Imagen reproducida con permiso de la editorial *WILEY* (ver el Apéndice XIII)

eléctrica depende del diseño de la unidad de generación, el cual en parte está determinado por la fuente de energía primaria (MIT Energy Initiative, 2011).

Transmisión

El sistema de transmisión transporta la energía eléctrica a larga distancia desde las unidades de generación al sistema de distribución. La red de transmisión está compuesta de líneas de transmisión y de subestaciones. Por lo general, las líneas de transmisión están sujetas mediante altas torres. Sin embargo, en algunas ciudades, a veces las líneas de transmisión están compuestas de cables aislados enterrados bajo tierra. En las subestaciones se encuentran los transformadores, equipos de desconexión, instrumentos de medición y equipos de comunicación. Los transformadores son empleados para cambiar el nivel de la tensión de transmisión. Los equipos de desconexión, tales como los interruptores y fusibles, son utilizados para desconectar partes de la red de transmisión para la protección o mantenimiento del sistema. Por su parte, los instrumentos de medición recopilan los valores de tensión, corriente y potencia con propósitos de control, monitoreo y medición. Por último, los equipos de comunicación transmiten dichos valores de tensión, corriente y potencia a los centros de control, permitiendo que la desconexión de alguna parte del sistema sea controlada de manera remota (MIT Energy Initiative, 2011).

Distribución

La red de distribución es la encargada de transportar la energía eléctrica de la red de transmisión a los consumidores. La energía es transportada a través de líneas sujetas por torres de transmisión o bajo tierra. Las redes de distribución se distinguen de las redes de transmisión por su nivel de tensión y topología. La

conexión entre las redes de transmisión y de distribución ocurre en las subestaciones de distribución, las cuales tienen transformadores para disminuir el nivel de tensión de los niveles de transmisión a los niveles de distribución. Al igual que las subestaciones de transmisión, las subestaciones de distribución también tienen equipos de desconexión y de monitoreo (MIT Energy Initiative, 2011).

Consumidores

El consumo de energía eléctrica es el uso de la energía eléctrica por parte de todas las cargas del SEP. La electricidad es consumida de forma distinta, dependiendo del tipo de consumidor, sea éste residencial, comercial o industrial.

En el consumo eléctrico residencial, las unidades de aire acondicionado, refrigeradores, equipos de cocina, calefactores, secadores de ropa, entre otros, son los equipos que consumen más energía eléctrica. El consumo comercial incluye la iluminación, calefacción y aire acondicionado a larga escala, aparatos de cocina y cargas de motor como los ascensores, entre otros. Entre las cargas comerciales, se pueden mencionar las oficinas comerciales y los establecimientos educativos, de salud, alimentos y servicios. Por último, las cargas industriales usualmente implican grandes motores, maquinaria de trabajo pesado, grandes sistemas de aire acondicionado, entre otros (Blume, 2007).

Es relevante comentar la diferencia entre demanda y consumo. La demanda se refiere a la tasa a la cual se usa la electricidad, por ejemplo, diez lámparas de 100 vatios consumen electricidad a una tasa de 1000 vatios ó 1 kW. Por otra parte, el consumo de energía eléctrica se refiere a la energía eléctrica realmente utilizada, por ejemplo, si se usan diez lámparas de 100 vatios durante dos horas, se tiene un consumo de 2kWh.

Para finalizar, resulta importante definir lo que se conoce como *demanda insatisfecha*. En el campo de la ingeniería eléctrica, la *demanda insatisfecha* se puede definir como la parte de la demanda proyectada que no puede ser cubierta mediante el suministro de energía eléctrica disponible. Ahora bien, para el presente Trabajo de Grado, se entenderá como demanda insatisfecha al consumo de energía pronosticado que no pudo ser cubierto debido a alguna limitación en el suministro de energía.

3.3. Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP)

Para el presente Trabajo de Grado, se considerará el Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP) como un conjunto de proyectos de ampliación de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), los cuales pueden ser representados como incrementos de las capacidades de las plantas generadoras o de las líneas de transmisión. Esta definición difiere de lo que en la actualidad se denomina *Portafolio de Energía* (también llamado *Portafolio de Potencia*). En el Apéndice VI se comenta de manera amplia lo que en la actualidad se define como *Portafolio de Energía*. Dicha definición recoge conceptos de lo que en el ámbito financiero se denomina *Portafolio de Inversión*, por lo que en el Apéndice V se mencionan algunos aspectos relativos a los *Portafolios de Inversión*.

Considerando la definición de PPISEP descrita anteriormente, la optimización del mismo consiste en determinar las características de los proyectos que lo componen, de tal forma que se cumplan diversos criterios y requisitos o restricciones económicas y operacionales. Este problema viene a constituir un problema de planificación de la expansión de la capacidad energética de un SEP (Unger, 2002).

3.4. Planificación de la expansión de los SEP

El problema de la planificación de la expansión de los SEP se puede dividir en dos subproblemas: la planificación en los sistemas de generación y de transmisión, y la planificación en el sistema de distribución. El subproblema de expansión de la generación y de la transmisión es un problema de largo plazo mientras que el subproblema de expansión de la distribución es un problema de más corto plazo (Urrutia, 1995). Desde el punto de vista del horizonte de tiempo en los SEP, se puede considerar como una planificación de largo plazo una planificación con un horizonte de tiempo superior a los veinte años (Teive et al., 1998). El presente Trabajo de Grado se centrará únicamente en la planificación de la expansión de los sistemas de generación y de transmisión (planificación a largo plazo). Dicha planificación consistirá en determinar el mejor conjunto de adiciones de unidades de generación y de líneas de transmisión, las cuales se caracterizarán por el momento o tiempo de inicio de construcción y la magnitud o capacidad energética de las mismas.

Existen diversos enfoques de la planificación de la expansión de los SEP. Para empezar, la planificación de los SEP que se desenvuelven en ambientes regulados difiere considerablemente de la planificación de los SEP que trabajan en ambientes desregulados. En el Apéndice VII se explican de manera amplia las principales características de estos dos tipos de planificación. Para entender de manera más clara las características y diferencias de los ambientes regulados y desregulados de los SEP, en el Apéndice IV se presenta un estudio breve sobre este tema. Por otra parte, la planificación de la expansión puede ser dinámica o estática. La diferencia entre ellas es que la planificación dinámica sí considera cuándo deben ser efectuados los proyectos de expansión, mientras que la planificación estática no. En el Apéndice VIII se explican las características más relevantes de estos dos tipos de planificación. Por último, los métodos de solución del problema de la

planificación difieren al considerar o no las incertidumbres presentes en los SEP. En el Apéndice IX se presentan algunos de estos métodos de solución y, a la vez, se realiza una documentación de diversos trabajos previos que han buscado dar respuesta al problema de la planificación de la expansión de los SEP que se desenvuelven en los ambientes regulados y en los ambientes desregulados.

El presente Trabajo de Grado se enfocará en la planificación dinámica de la expansión de un SEP que se desenvuelve en un ambiente regulado, tomando en consideración las incertidumbres presentes en el SEP.

3.5. Teoría de grafos

3.5.1. Definiciones

Un grafo no dirigido o simplemente grafo \mathcal{G} está definido por un par de conjuntos, $(\mathcal{N}, \mathcal{B})$, donde los elementos η_i , para todo $i = 1, 2, \dots, N$, del conjunto \mathcal{N} conforman todos los nodos o vértices del grafo \mathcal{G} , y los elementos β_k , para todo $k = 1, 2, \dots, B$ del conjunto \mathcal{B} definen todas las aristas del grafo \mathcal{G} , las cuales no tienen una orientación definida. A cada una de las aristas se le asigna dos nodos denominados *Nodos Finales* de arista. Cada arista β_k se escribe de la siguiente manera: $\beta_k = (\eta_i, \eta_j)$ ó $\beta_k = (\eta_j, \eta_i)$ y se dice que la arista β_k “conecta” los nodos η_i y η_j . En la Figura 3.2 se puede apreciar un grafo no dirigido donde $\mathcal{N} = \{1, 2, 3, 4\}$ y $\mathcal{B} = \{(1, 4), (1, 2), (1, 3), (2, 3), (4, 1), (2, 1), (3, 1), (3, 2)\}$.

Un grafo dirigido o dígrafo \mathcal{D} está definido por un par de conjuntos, $[\mathcal{N}, \mathcal{A}]$, donde los elementos η_i , para todo $i = 1, 2, \dots, N$, del conjunto \mathcal{N} conforman todos los nodos del grafo dirigido \mathcal{D} , y los elementos α_k , para todo $k = 1, 2, \dots, A$, del conjunto $\mathcal{A} \subset \mathcal{N}^2$ definen todos los arcos o aristas dirigidas del dígrafo \mathcal{D} , los cuales tienen una dirección definida (obsérvese que cada arco es un par ordenado

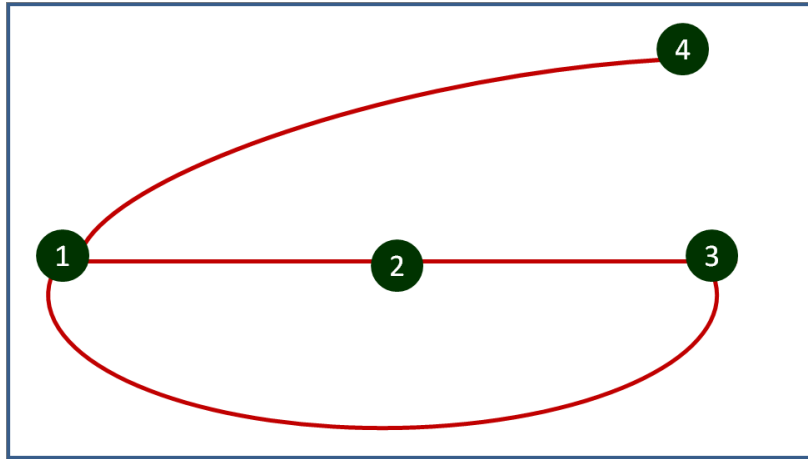


Figura 3.2. Grafo no dirigido

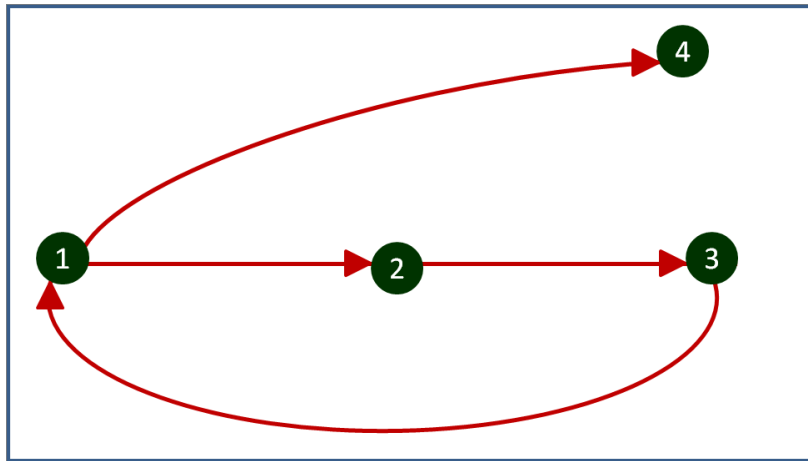


Figura 3.3. Grafo dirigido

de nodos). Cada arco $\alpha_k \in \mathcal{A}$ se escribe de la siguiente manera $\alpha_k = [\eta_i, \eta_j]$ donde $\eta_i \in \mathcal{N}$ y $\eta_j \in \mathcal{N}$ son denominados respectivamente el *Nodo de Cola* y el *Nodo de Cabeza* del arco α_k . Se dice entonces que el arco α_k “empieza” en el nodo η_i y “conduce” al nodo η_j . A cada nodo $\eta_j \in \mathcal{N}$ se le asocia una lista de predecesores, $P(j) = \{\eta_i \in \mathcal{N} \mid (i, j) \in \mathcal{A}\}$, y una lista de sucesores $S(j) = \{\eta_k \in \mathcal{N} \mid (j, k) \in \mathcal{A}\}$. En la Figura 3.3 se puede apreciar un grafo dirigido donde $\mathcal{N} = \{1, 2, 3, 4\}$; $\mathcal{A} = \{(1, 4), (1, 2), (2, 3), (3, 1)\}$; $P(1) = \{3\}$; $P(2) = \{1\}$; $P(3) = \{2\}$; $P(4) = \{1\}$; $S(1) = \{2, 4\}$; $S(2) = \{3\}$; $S(3) = \{1\}$; $S(4) = \{\emptyset\}$.

Un Grafo mixto $\mathcal{M} = (\mathcal{N}, \mathcal{B}, \mathcal{A})$ es un grafo que contiene arcos y aristas. Es

relevante comentar que, de acuerdo con la aplicación de los grafos, éstos pueden admitir la presencia de bucles. Un bucle es una arista que empieza y termina en un mismo nodo.

Si se le asigna un valor o factor de peso $c(\beta_k)$ ó $c(\alpha_k)$ a cada arista β_k o a cada arco α_k de un grafo o dígrafo, éste se denomina grafo valorado o ponderado. Algunos autores también denominan a este tipo de grafos como *Red* (Strang, 2005).

3.5.2. Representación de un grafo mediante la matriz de adyacencia

Existen varias estructuras de datos que pueden utilizarse para representar grafos y dígrafos. La elección de la estructura de datos adecuada depende del tipo de operaciones que se quieran aplicar al conjunto de nodos y aristas (o arcos) del grafo o dígrafo en cuestión. Una de las representaciones más comunes de los grafos es la matriz de adyacencia (Duch, 2007).

Supóngase un grafo $\mathcal{G}^{[a]}$ definido por el par de conjuntos $[\mathcal{N}, \mathcal{E}]$, donde los elementos η_i , para todo $i = 1, 2, \dots, N$, del conjunto \mathcal{N} , conforman todos los nodos del grafo $\mathcal{G}^{[a]}$, y los elementos α_k , para todo $k = 1, 2, \dots, E$, del conjunto \mathcal{E} , constituyen todas las aristas (dirigidas o no) del grafo $\mathcal{G}^{[a]}$. La matriz de adyacencia $A = [a_{ij}]$ de este grafo es una matriz cuadrada de orden N , en la cual a_{ij} es igual a 1 si $\alpha_k = [\eta_i, \eta_j] \in \mathcal{E}$ y es igual a 0 si $\alpha_k = [\eta_i, \eta_j] \notin \mathcal{E}$.

Para entender mejor el concepto de matriz de adyacencia antes mencionado, a continuación se presentan algunos ejemplos. La matriz de adyacencia del grafo no dirigido de la Figura 3.2 es la siguiente:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

La matriz de adyacencia del grafo dirigido de la Figura 3.3 es la siguiente:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Es relevante comentar que si un grafo no tiene bucles, los elementos de la diagonal principal de su matriz de adyacencia son iguales a 0. Por último, vale destacar que si un grafo no es dirigido, su matriz de adyacencia es simétrica (véase el ejemplo anterior).

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

El esquema de la Figura 4.1 muestra las etapas de trabajo que fueron tomadas en cuenta con el fin de cumplir los objetivos propuestos en el presente Trabajo de Grado. A continuación se explicará en qué consistió cada una de dichas etapas y cuál fue su aporte en el cumplimiento de los objetivos planteados.

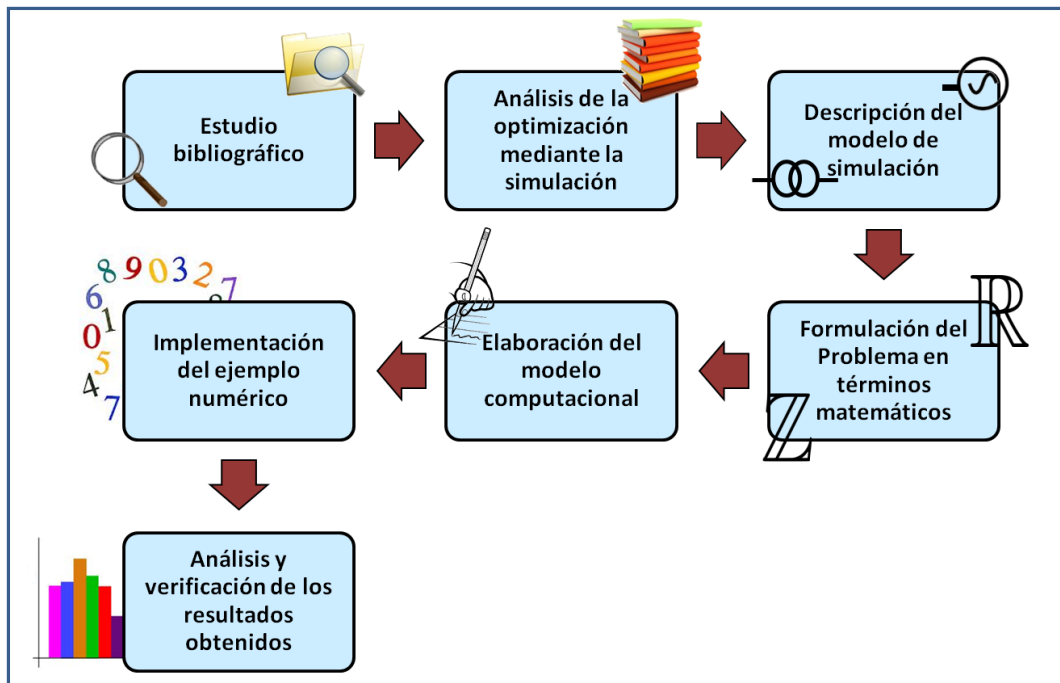


Figura 4.1. Etapas de trabajo

4.1. Estudio bibliográfico relativo a la optimización de PPISEP

Mediante esta primera etapa se pudo contextualizar el tema del presente Trabajo de Grado dentro de las investigaciones actuales relativas a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Para empezar, se procedió a buscar artículos de investigación publicados por *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* o extraídos de *Winter Simulation Conference (WSC)* que estuviesen relacionados con lo que en el presente trabajo se entiende como optimización de Portafolios de Proyectos de Inversión en Sistemas Eléctricos de Potencia (PPISEP). Se pudo constatar que en la actualidad el término *Portafolio* es empleado de manera distinta a la concebida en el presente Trabajo de Grado (véase el Apéndice VI) y el problema de planificación de la expansión de los SEP abarca lo que en el presente trabajo se define como optimización de PPISEP. Una vez contextualizado el tema del presente Trabajo de Grado, se pudo documentar una gran diversidad de artículos de investigación que buscaban dar respuesta al problema de la planificación de la expansión de los SEP (véanse los Apéndices VII, VIII y IX). La mayoría de los artículos de investigación se obtuvieron mediante la *Biblioteca Marcel Roche* del Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC) y a partir del archivo de artículos de WSC.

4.2. Análisis de conceptos relativos a la optimización mediante la simulación

La segunda etapa de trabajo resultó ser fundamental para el cumplimiento de los objetivos propuestos puesto que la misma brindó las bases esenciales para el cumplimiento del objetivo general del presente Trabajo de Grado.

4.2.1. Estudio general de la optimización mediante la simulación

El primer paso de esta etapa consistió en investigar en libros y en diversas publicaciones, pertenecientes al archivo de artículos de WSC, aspectos relativos a la optimización mediante la simulación. De esta manera se pudieron analizar los conceptos más importantes relativos a la optimización mediante la simulación, para luego entender el significado de este tipo de optimización.

Definición de optimización mediante la simulación

La optimización mediante la simulación es un campo de estudio emergente que integra el análisis de la simulación con las técnicas de optimización para resolver problemas de optimización, en los cuales la función objetivo correspondiente es una medida asociada a una simulación experimental (Deng, 2007).

Conceptos relativos a la optimización mediante la simulación

Cuando el modelo matemático de un sistema es estudiado mediante la simulación, se denomina *modelo de simulación*. El comportamiento del sistema, de acuerdo a valores específicos de entrada, es evaluado al ejecutar el modelo de simulación para un periodo fijo de tiempo. Un *experimento de simulación* puede ser definido como una prueba o un conjunto de pruebas en las que se hacen cambios significativos a las variables de entrada del modelo de simulación, de modo que se puedan observar e identificar las razones de los cambios en las variables de salida. Cuando el número de variables de entrada es largo y el modelo de simulación es complejo, el *experimento de simulación* se puede tornar computacionalmente prohibitivo. El proceso de encontrar los mejores valores de las variables de entrada dentro de todas sus posibilidades, sin tener que evaluar explícitamente

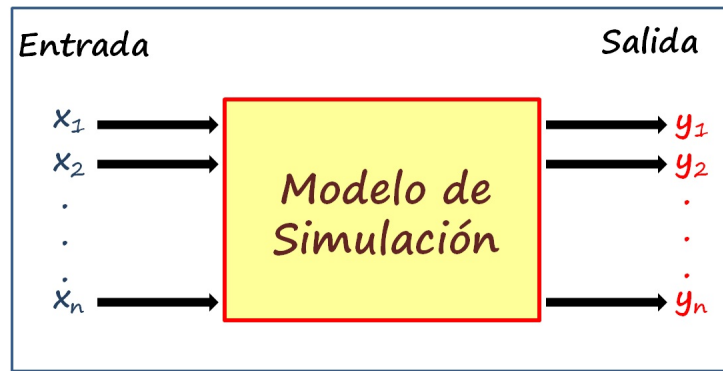


Figura 4.2. Modelo de simulación

cada posibilidad, se denomina *optimización mediante la simulación*. El objetivo de la *optimización mediante la simulación* es la minimización de los recursos computacionales y, al mismo tiempo, la maximización de la información obtenida en un *experimento de simulación* (Carson y Maria, 1997).

Formulación general del problema de optimización mediante la simulación

Un modelo de simulación consta de n variables de entrada (x_1, x_2, \dots, x_n) y m variables de salida $(f_1(x), f_2(x), \dots, f_m(x))$ ó (y_1, y_2, \dots, y_m) (veáse la Figura 4.2).

La optimización mediante la simulación implica encontrar los valores de las variables de entrada que optimicen la(s) variable(s) de salida. Este tipo de problema surge con frecuencia en los campos de ingeniería, como por ejemplo en la optimización de diseños, optimización de la fiabilidad, entre otros (Carson y Maria, 1997). Un modelo de optimización mediante la simulación se presenta en la Figura 4.3. Como se puede observar en la figura, la salida de un modelo de simulación es utilizada por una estrategia de optimización encargada de brindar nuevos valores de las variables de entrada, hasta arribar a la solución óptima. En el Apéndice X

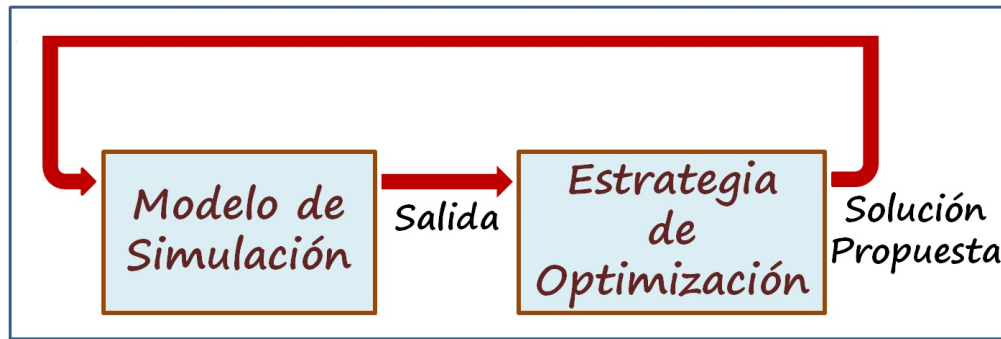


Figura 4.3. Modelo de optimización mediante la simulación

se presenta la formulación del problema de la optimización mediante la simulación en términos matemáticos.

4.2.2. Algoritmo Simplex Entero Mixto (ASEM)

Luego de estudiar los conceptos más importantes relativos a la optimización mediante la simulación, el siguiente paso consistió en investigar los métodos o técnicas más utilizadas de optimización mediante la simulación. En el Apéndice X se presenta un breve estudio acerca de dichas técnicas. Al investigar todas estas técnicas, se pudo constatar que la técnica de optimización ASEM, preconcebida para determinar la mejora del PPISEP, pertenece a los métodos heurísticos de optimización, específicamente a los métodos de búsqueda simplex de Nelder Mead.

El ASEM, denominado de esta manera por el autor Brea (2013), es una extensión del método algorítmico simplex de Nelder y Mead (1965) para la identificación de al menos un óptimo local, cuando es usado en problemas no lineales enteros mixtos irrestrictos. El ASEM se basa en una doble estructura de símplexes, la cual está compuesta de una estructura simplex real de dimensión n (simplex real), y otra estructura simplex entera de igual dimensión n (simplex entero).

Las operaciones propuestas originalmente por Nelder y Mead (1965) son ejecu-

tadas sobre el simplex real mientras que otro grupo de nuevas operaciones desarrolladas por Brea (2013) son empleadas en el simplex entero. Este conjunto de nuevas operaciones junto con las operaciones originales del método de Nelder y Mead (1965) garantizan que en cada iteración del ASEM se arroje un nuevo punto de prueba definido en el campo numérico de dimensión $2n$ enteros mixtos $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$, con el fin de garantizar la identificación del óptimo local entero mixto, sin convertir las variables enteras en variables reales. Para comprender de manera más amplia el funcionamiento del ASEM, en el Apéndice XI se describen las operaciones más importantes de este algoritmo.

Es relevante comentar que para que el ASEM pueda ser empleado como estrategia de optimización en problemas de optimización mediante la simulación, los valores de la función objetivo que este algoritmo necesita deben estar directamente asociados a los valores de las variables de salida del modelo de simulación.

Para finalizar, resulta importante añadir que la estrategia de optimización empleada en el presente Trabajo de Grado no sólo hizo uso del algoritmo ASEM sino también contempló el concepto general de la optimización por camino de muestra (véase el Apéndice X). La razón de esto se encuentra en que, debido a las incertidumbres aleatorias presentes en el modelo de simulación considerado, el valor de la función objetivo en cada punto se obtiene a partir del promedio de los valores de las variables de salida de un conjunto relativamente grande de ejecuciones o muestras independientes del modelo de simulación en dicho punto (camino de muestras).

4.3. Descripción general del modelo de simulación

La tercera etapa de trabajo resultó ser de vital importancia puesto que permitió describir las características más importantes del modelo de simulación des-

tinado a evaluar los PPISEP.

El primer paso de esta etapa consistió en representar el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) como un dígrafo valorado o *Red*. Esta representación brindó considerables facilidades para poder tomar en cuenta todas las características que se le querían asignar al SEP considerado para el presente Trabajo de Grado.

Luego de realizar esta representación, el paso siguiente abarcó la descripción del funcionamiento de la *Red* en el tiempo y la caracterización del PPISEP de acuerdo a dicha representación.

Una vez cumplidos los pasos antes mencionados, el último paso de esta etapa consistió en caracterizar el modelo de simulación destinado a evaluar el rendimiento de la aplicación de un PPISEP, describiendo sus variables de entrada y de salida, así como los supuestos que lo enmarcaban. Es importante destacar que un supuesto puede ser definido como una condición o suposición que no se expresa en la proposición del modelo de simulación, pero es aquello bajo lo cual depende, consiste o se funda la validez de la mismo.

4.4. Formulación del problema de optimización en términos matemáticos

La cuarta etapa de trabajo representó una parte significativa para el presente Trabajo de Grado puesto que permitió plantear el problema de la mejora de un PPISEP como un problema de optimización mediante la simulación.

Dentro del planteamiento del problema de optimización mediante la simulación, se describió cómo iba a ser empleado el ASEM para su resolución, identificando las variables de decisión, los parámetros, así como la función objetivo del

problema. Recuérdese que un parámetro es un valor numérico o dato fijo del cual no se desea estudiar algún tipo de relación de causa y efecto.

Luego de identificar la función objetivo del problema de optimización mediante la simulación, se procedió a denotar y describir todas las variables y parámetros asociados a la función objetivo. Las variables se clasificaron en dos tipos: aleatorias y deterministas. Las variables aleatorias son aquellas cuyos valores son determinados mediante un experimento aleatorio, es decir, están afectados por el azar. Dada una variable aleatoria, no es posible conocer con certeza el valor que tomará ésta al ser medida o determinada, aun cuando se conozca una distribución de probabilidad asociada al conjunto de posibles valores. Las variables deterministas, por su parte, son aquellas que representan cantidades cuyos valores no están sujetos a experimentos aleatorios, por lo que pueden ser obtenidos de manera predecible y sin error.

El paso siguiente de esta etapa consistió en describir las relaciones o interacciones entre las variables asociadas a la función objetivo. Este paso representó la culminación de la formulación matemática del problema de optimización y, de esta manera, brindó todas las herramientas necesarias para el desarrollo del modelo computacional.

4.5. Elaboración del modelo computacional

Una vez formulado el problema en términos matemáticos, la etapa siguiente consistió en construir el modelo computacional, el cual iba a culminar el diseño de la metodología planteada e iba a permitir la implementación del ejemplo numérico. La elaboración del modelo computacional se basó exclusivamente en la formulación de algoritmos representados en forma de pseudocódigo que representarían de manera clara, concisa y precisa las instrucciones necesarias para resolver el

problema de optimización.

La representación de los algoritmos en forma de pseudocódigo fue debida a la facilidad que esta representación tiene para escribir instrucciones complejas y para transferir dichas instrucciones a un lenguaje de programación (ver el Apéndice III).

4.6. Implementación del ejemplo numérico

Luego de culminar la elaboración del modelo computacional, se procedió a la implementación y ejecución del ejemplo numérico. Esta etapa brindó todas las herramientas necesarias para analizar y verificar el correcto funcionamiento de la metodología diseñada.

4.6.1. Datos del ejemplo numérico

El primer paso en la implementación del ejemplo numérico consistió en especificar, con claridad y exactitud, los datos que el modelo computacional requiere para su funcionamiento. Dicha especificación consistió en asignar valores a los parámetros fijados y en definir de manera explícita las distribuciones probabilísticas asociadas a las variables aleatorias relativas a la función objetivo del problema de optimización.

Ahora bien, debido a que el presente Trabajo de Grado no se propuso ejecutar la metodología diseñada en un SEP real, todos los parámetros y distribuciones probabilísticas requeridos por el modelo computacional fueron fijados sin hacer uso de datos históricos o registros de datos empíricos, de tal forma que la metodología pudiese ser estudiada de manera sencilla. Es relevante destacar que las características de tipo (generación o transmisión) y de ubicación o lugar en el

SEP de los proyectos de inversión que componen el PPISEP considerado para el ejemplo numérico, fueron fijadas de tal manera que se pudiese observar el correcto funcionamiento de la metodología diseñada. Por otra parte, se estableció tomar en cuenta un número escaso de proyectos de inversión del PPISEP considerado, puesto que a medida que este número aumenta, el número de iteraciones y de evaluaciones de la función objetivo por parte del algoritmo de optimización (ASEM) incrementa considerablemente, trayendo como consecuencia que la solución del problema de optimización se torne computacionalmente prohibitiva.

4.6.2. Ejecución del ejemplo numérico

Luego de establecer todos los datos del ejemplo numérico, se procedió a programar el modelo computacional en el software matemático *MATLAB 7*. La selección de este software para la ejecución del ejemplo numérico se debe esencialmente a que el mismo ofrece una herramienta computacional para resolver problemas de programación lineal, la cual resultó ser de mucha utilidad para las evaluaciones de la función objetivo por parte del algoritmo de optimización ASEM. Por otra parte, el lenguaje de programación de *Matlab 7* permite trabajar de manera sencilla con el uso de matrices, aspecto fundamental para programar los algoritmos previamente descritos. Por último, *Matlab 7* posee una función que permite generar números aleatorios con una distribución uniforme, la cual resultó ser de mucha utilidad para la asignación de los valores de las variables aleatorias asociadas a la función objetivo del problema de optimización.

4.7. Análisis y verificación de los resultados obtenidos

La última etapa del presente Trabajo de Grado consistió en realizar un análisis estadístico de los resultados obtenidos en el ejemplo numérico. Mediante el uso de

histogramas se pudo estudiar y analizar cada uno de los resultados obtenidos y, de esta manera, comprobar la validez de la metodología diseñada.

CAPÍTULO V

PROPUESTA METODOLÓGICA

El presente Capítulo explica en detalle la metodología que permite mejorar los PPISEP. Para ello, este Capítulo se encuentra dividido en tres secciones. En la primera sección se realiza una descripción general del modelo de simulación destinado a evaluar los PPISEP. La segunda sección presenta la formulación en términos matemáticos del problema de la mejora de los PPISEP como un problema de optimización mediante la simulación. Finalmente, en la tercera sección se describe el modelo computacional, el cual constituye la culminación de la metodología propuesta en el presente Trabajo de Grado.

5.1. Descripción general del modelo de simulación

5.1.1. Representación del SEP como una *Red*

La característica más importante del SEP es que el mismo es considerado como un modelo de repartición de energía activa promedio, por intervalos o periodos de tiempo, desde los generadores hasta las cargas mediante líneas de transmisión de energía. En este modelo se considera que los generadores tienen asociados capacidades energéticas nominales mientras que las líneas de transmisión, sujetas a fallas, tienen asociadas capacidades energéticas nominales máximas. Por otra parte, en este modelo se establece la existencia de tres tipos de cargas o consumidores:

residenciales, comerciales e industriales, cada uno con un consumo energético en el tiempo diferente. Finalmente, para estudiar un modelo más sencillo, se considera un solo conjunto de transformadores, ubicado entre los generadores y las cargas.

El primer paso para representar el SEP como una *Red* consiste en crear los *Nodos Iniciales*, *Nodos Intermedios* y *Nodos Terminales* de la *Red*, los cuales representan respectivamente la ubicación en la *Red* de los generadores, puntos de transformación o subestaciones y cargas en el SEP.

El siguiente y último paso se basa en la conversión de los generadores, líneas de transmisión de energía y cargas en arcos de generación, arcos de transmisión y arcos de consumo de la *Red*, respectivamente. Cada arco de generación está conectado entre un *Nodo Inicial* y un nodo común denominado *Nodo Fuente*, y tiene una dirección asignada hacia el *Nodo Inicial*. Por otra parte, cada arco de consumo está conectado entre un *Nodo Terminal* y un nodo común denominado *Nodo Hundido*, y tiene una dirección asignada hacia el *Nodo Hundido*. Por último, cada arco de transmisión puede estar conectado entre un *Nodo Inicial* y un *Nodo Intermedio* (con una dirección asignada hacia el *Nodo Intermedio*) o entre un *Nodo Intermedio* y un *Nodo Terminal* (con una dirección asignada hacia el *Nodo Terminal*), dependiendo de la ubicación de la línea de transmisión en el SEP.

Cada generador tiene asociado dos tipos de arcos de generación de igual ubicación en la *Red*: un arco cuyo valor hace referencia a su capacidad nominal de generación de energía activa promedio por periodo de tiempo (arco nominal de generación) y otro arco cuyo valor hace referencia a la energía efectivamente producida por el generador en cada periodo de tiempo (arco efectivo de generación).

Por otra parte, cada línea de transmisión de energía tiene asociada tres tipos de arcos de transmisión de igual ubicación en la *Red*: un arco cuyo valor hace referencia a su capacidad nominal máxima de transmisión por periodo de tiempo

(arco nominal máximo de transmisión), otro arco cuyo valor significa la capacidad nominal de transmisión por periodo de tiempo (arco nominal de transmisión), el cual considera el efecto de las fallas aleatorias asociadas a dicha línea de transmisión como una disminución en su capacidad de transmisión y, un último arco cuyo valor hace referencia a la energía activa promedio que efectivamente fluye por la línea de transmisión en cada periodo de tiempo (arco efectivo de transmisión).

Finalmente, cada carga tiene asociada dos tipos de arcos de consumo de igual ubicación en la *Red*: un arco cuyo valor hace referencia al consumo pronosticado o proyectado de energía activa promedio por periodo de tiempo del consumidor respectivo (arco nominal de consumo) y otro arco cuyo valor significa la energía activa promedio efectivamente entregada al consumidor (arco efectivo de consumo).

5.1.2. Alteraciones y funcionamiento de la *Red* en el tiempo

Para empezar, se considera que la *Red* funciona durante un conjunto de periodos de tiempo, los cuales constituyen el denominado Horizonte de Planificación. Dentro de este Horizonte de Planificación, se establece que el consumo pronosticado de energía activa promedio (valores de los arcos nominales de consumo) presenta variaciones sujetas a aleatoriedades en cada periodo de tiempo. Dichas variaciones pueden estar dirigidas hacia un crecimiento o disminución del consumo energético en el tiempo, y las tasas de cambio de las mismas difieren de acuerdo al tipo de consumidor. Por otra parte, para tomar en cuenta el efecto de las fallas aleatorias en las líneas de transmisión sobre el SEP, se considera que para cada periodo de tiempo las líneas de transmisión son representadas mediante los arcos nominales de transmisión. Los valores de dichos arcos se obtienen mediante una disminución aleatoria de los valores de los arcos nominales máximos respectivos.

El funcionamiento de la *Red* en el Horizonte de Planificación no sólo es alterado por los cambios en el consumo energético o por las fallas en las líneas de transmisión sino también por la incorporación de proyectos de inversión del PPISEP. Estos proyectos de inversión pueden consistir en un incremento de los valores de los arcos nominales de generación o de los arcos nominales máximos de transmisión (aumento de la capacidad instalada de los generadores o líneas de transmisión ya existentes en el SEP); o en la incorporación de nuevos arcos de generación o de transmisión (incorporación de nuevos generadores o líneas de transmisión al SEP).

Para cada periodo de tiempo del Horizonte de Planificación se deben calcular los valores de los arcos nominales de consumo (producto de las variaciones sujetas a aleatoriedades en el consumo energético pronosticado), los valores de los arcos nominales de transmisión (producto de las fallas aleatorias en las líneas de transmisión y de la incorporación del algún proyecto de inversión) y los valores de los arcos nominales de generación (producto de la incorporación del algún proyecto de inversión).

Luego de determinar los valores de cada uno de los arcos nominales de la *Red*, el paso siguiente consiste en determinar los valores de los arcos efectivos de la *Red* para cada periodo de tiempo, los cuales se obtienen mediante la resolución del problema de flujo máximo de la *Red* (Goberna y Jornet, 2004). Este problema radica en maximizar los valores de cada uno de los arcos efectivos de la Red, de tal manera que se cumplan con dos restricciones. La primera restricción consiste en que tales valores deben ser positivos pero no superiores a los valores de los arcos nominales respectivos. La segunda restricción está referida a cada uno de los *Nodos Iniciales*, *Nodos Intermedios* y *Nodos Terminales*: la suma de los valores de los arcos efectivos que tengan como *Nodo de Cola* a alguno de estos nodos debe ser igual a la suma de los valores de los arcos efectivos que tengan como *Nodo de*

Cabeza al mismo nodo.

Como se puede observar, el problema de flujo máximo antes descrito es un problema que puede ser resuelto mediante técnicas de programación lineal puesto que la función objetivo y las restricciones del mismo son expresiones lineales. El problema de flujo máximo recibe este nombre puesto que al determinar los valores de magnitud máxima de cada uno de los arcos efectivos de la *Red*, se obtiene el mayor flujo posible de energía activa promedio por periodo en la *Red*.

5.1.3. Descripción del PPISEP

Tal como se definió en el Capítulo III el PPISEP está constituido por un conjunto de proyectos de inversión que representan una ampliación de la capacidad instalada de un SEP. Los proyectos de inversión pueden ser de dos tipos: de generación o de transmisión. Los proyectos de generación pueden consistir en incrementos de las capacidades energéticas de las plantas generadoras ya existentes o en adiciones de nuevas plantas generadoras al SEP. De igual forma, los proyectos de transmisión pueden consistir en incrementos las capacidades energéticas de las líneas de transmisión ya existentes o en adiciones de nuevas líneas al SEP.

Considerando la representación del SEP como una *Red*, cada proyecto de inversión que compone al PPISEP debe tener especificado el periodo de tiempo en que el mismo se empieza a construir (tiempo de inicio de su construcción), la cantidad de energía activa promedio que introduce a la *Red* y el arco de la *Red* donde dicha cantidad de energía activa promedio es introducida. El periodo de tiempo en el que cada proyecto de inversión entra en funcionamiento (momento en el cual la *Red* es alterada) se considera asociado a la cantidad de energía activa promedio que el mismo introduce y al tiempo de inicio de su construcción. Por último, el costo de cada proyecto de inversión se considera dependiente exclusivamente de

la energía activa promedio que el mismo introduce a la *Red*.

5.1.4. Evaluación del PPISEP mediante el modelo de simulación

El modelo de simulación considerado está destinado a evaluar el rendimiento de la aplicación de un PPISEP para un Horizonte de Planificación establecido. Por esta razón se estableció calcular cómo la incorporación de un PPISEP afecta tanto a la demanda insatisfecha del SEP como al balance económico de la empresa prestadora del servicio eléctrico (poseedora del SEP).

Evaluación del balance económico de la empresa poseedora del SEP

La evaluación del balance económico de la empresa poseedora del SEP consiste en determinar los ingresos menos los egresos de la misma durante el Horizonte de Planificación establecido.

Los ingresos para cada periodo de tiempo se obtienen mediante tarifas aplicadas a la energía activa promedio efectivamente entregada en cada periodo a los consumidores, donde cada tipo de consumidor tiene su tarifa respectiva. Considerando la representación del SEP como una *Red*, los valores de los arcos efectivos de consumo representan la energía activa efectivamente entregada a los consumidores.

Por su parte, los egresos para cada periodo de tiempo se obtienen mediante la adición de los costos de los proyectos de inversión, los costos variables y los costos fijos. Los costos de los proyectos de inversión se consideran dependientes de manera lineal de la cantidad de energía activa promedio que los mismos introducen al SEP y son considerados únicamente en el periodo de tiempo de inicio de su construcción. Por otra parte, los costos variables dependen de la energía activa efectivamente generada por el SEP y están presentes en cada periodo de tiempo.

Considerando la representación del SEP como una *Red*, el cálculo de los costos variables para cada periodo se obtiene mediante la suma de la aplicación de un costo por unidad de energía activa generada a cada uno de los valores de los arcos efectivos generación. Por último, los costos fijos, los cuales representan los costos de operación y mantenimiento, los compromisos adquiridos y los cargos por depreciación, son constantes y están presentes en cada periodo de tiempo del Horizonte de Planificación.

Luego de determinar los ingresos y los egresos en cada uno de los periodos de tiempo que componen el Horizonte de Planificación, se debe realizar una suma aritmética de los mismos en valor presente tal como se indica en el Apéndice I, obteniéndose de esta manera el valor del balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación. El traslado de los ingresos y egresos a valor presente debe ser efectuado con valores predeterminados de tasas de interés mínima atractiva e inflación promedio por periodo de tiempo.

Evaluación de la demanda insatisfecha del SEP

La demanda insatisfecha para cada periodo de tiempo viene representada por la diferencia entre la energía activa promedio efectivamente entregada a los consumidores menos el consumo de energía activa promedio proyectado o pronosticado de los mismos. Considerando la representación del SEP como una *Red*, la diferencia de los valores de los arcos efectivos de consumo respecto a los valores de los arcos nominales de consumo representa la demanda insatisfecha.

Para poder representar el efecto que la demanda insatisfecha tiene sobre la empresa poseedora del SEP, su valor debe ser convertido en dinero mediante el uso de factores de penalización de demanda insatisfecha. Cada tipo de consumidor tiene asociado su respectivo factor de penalización de demanda insatisfecha. Para

cada periodo de tiempo se debe calcular el valor de demanda insatisfecha de cada consumidor (en términos de dinero) para luego sumarlos y, de esta manera, obtener el valor de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) de cada periodo de tiempo.

Los valores de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) de cada periodo de tiempo deben ser llevados a valor presente donde pueden ser sumados y, de esta forma, obtener el valor de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación. Al igual que para el cálculo del balance económico de la empresa poseedora del SEP, se deben utilizar valores predeterminados de tasas de interés mínima atractiva e inflación promedio por periodo al trasladar los valores de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) de cada periodo de tiempo a valor presente.

5.1.5. Variables de entrada y de salida del modelo de simulación

Tal como se indicó anteriormente, el modelo de simulación es empleado para evaluar un PPISEP, por esta razón las características de los proyectos de inversión que componen al PPISEP constituyen las variables de entrada del modelo de simulación.

Las variables de salida del modelo de simulación son el balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación y la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación. Los valores de estas variables representan el rendimiento del PPISEP.

5.1.6. Planteamiento de supuestos

A continuación se presenta la lista de supuestos que delimitan el alcance del modelo de simulación antes descrito.

1. Al representar el SEP como un modelo de repartición de energía activa promedio por periodo de tiempo dentro de un Horizonte de Planificación establecido, no se toma en consideración la energía reactiva.
2. Las líneas de transmisión de energía son los únicos elementos del SEP que presentan fallas, los generadores se consideran libres de fallas.
3. Las fallas en las líneas de transmisión de energía son representadas mediante una disminución en la capacidad de transmisión de energía activa promedio de las mismas para cada periodo de tiempo. Dicha disminución de energía activa promedio se considera sujeta a aleatoriedades, las cuales están regidas mediante una distribución de probabilidad tipo triangular.
4. El consumo pronosticado de energía activa promedio por parte de las cargas del SEP para cada periodo de tiempo está determinado por la suma de tres términos de consumo: uno que depende de forma lineal del periodo de tiempo, otro que es constante a lo largo de todo el Horizonte de Planificación y un último que está sujeto a aleatoriedades. El término de consumo que es constante debe ser positivo. El término de consumo que depende de forma lineal del periodo de tiempo puede aumentar o disminuir con el paso del tiempo. El término de consumo sujeto a aleatoriedades está regido por una distribución de probabilidad tipo triangular.
5. Se consideran tres tipos de consumidores: residenciales, industriales y comerciales. Cada uno de ellos puede tener valores de términos de consumo

distintos y, por ende, consumos pronosticados diferentes de energía activa promedio en el tiempo.

6. Los ingresos de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación dependen exclusivamente de las tarifas aplicadas a la energía activa promedio efectivamente entregada en cada periodo de tiempo a los consumidores, donde cada tipo de consumidor tiene una tarifa distinta. Dichas tarifas se consideran constantes para todo el Horizonte de Planificación.
7. Los egresos de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación se componen de los costos fijos, costos variables y costos de los proyectos de inversión de cada periodo de tiempo.
8. Los costos fijos abarcan los costos de operación y mantenimiento, los compromisos adquiridos y los cargos por depreciación, estos últimos se suponen constantes puesto que no se conoce la antigüedad de los equipos del SEP.
9. Los costos variables dependen de la producción de energía activa promedio por parte de los generadores. El costo por unidad de energía activa promedio producida se considera constante para todo el Horizonte de Planificación.
10. El costo de un proyecto de inversión es considerado solamente cuando el mismo empieza a construirse y depende exclusivamente de la energía activa promedio que dicho proyecto introduce al SEP.
11. No se consideran los costos asociados a la transmisión de energía activa promedio.
12. El tiempo de elaboración de un proyecto de inversión (tiempo o tardanza que se presenta entre el inicio de su construcción y la puesta en marcha o ejecución del mismo) depende exclusivamente de la energía activa promedio que dicho proyecto de inversión introduce al SEP.

13. La tasa de interés mínima atractiva por periodo de tiempo se considera constante para todo el Horizonte de Planificación.
14. La tasa de inflación promedio por periodo de tiempo se considera constante para todo el Horizonte de Planificación.
15. No se consideran las pérdidas técnicas (pérdidas de energía debido al consumo propio de los equipos del SEP) ni las pérdidas no técnicas (pérdidas de energía asociadas al uso clandestino de la misma y a errores administrativos y técnicos).

5.2. Formulación del problema de optimización mediante la simulación en términos matemáticos

5.2.1. Aspectos generales

El problema de determinar la mejora de un PPISEP es considerado en el presente Trabajo de Grado como un problema de optimización mediante la simulación, en el cual se hace uso del modelo de simulación antes descrito para evaluar los PPISEP. Dicho problema consiste en determinar el periodo de tiempo de inicio de construcción (considerado como una variable de naturaleza entera) y la energía activa promedio (considerada como una variable de naturaleza real) de cada uno de los proyectos de inversión que componen al PPISEP, de tal manera que se maximice tanto la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) como el balance económico de la empresa poseedora del SEP para un Horizonte de Planificación establecido (variables de salida del modelo de simulación). Recuérdese que para este Trabajo de Grado la demanda insatisfecha siempre tiene un valor menor o igual a cero. A medida que se maximicen los valores antes mencionados, se mejora el PPISEP. Como se puede observar, este problema de optimización no se plantea

determinar en qué parte del SEP deben introducirse los proyectos de inversión puesto que la ubicación de los mismos en el SEP se considera fija y previamente establecida, y solamente se busca calcular cuándo cada proyecto debe empezar a construirse y qué cantidad de energía activa promedio debe introducir al SEP.

Es relevante destacar que el problema de optimización antes señalado es un problema de optimización entero mixto puesto que los valores de las variables que buscan ser determinados son de naturaleza entera (periodo de tiempo de inicio de construcción de cada proyecto de inversión) y de naturaleza real (energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión al SEP).

Al igual que cualquier otro problema de optimización mediante la simulación, el problema antes descrito necesita de una estrategia de optimización para poder arribar a la solución del mismo. La estrategia de optimización que es utilizada para la resolución del presente problema de optimización mediante la simulación es el algoritmo ASEM (véase el Apéndice XI) puesto que el mismo permite considerar el campo numérico entero del periodo de tiempo de inicio de construcción y el campo numérico real de la cantidad de energía activa promedio de cada uno de los proyectos de inversión que constituyen el PPISEP. Es muy importante destacar que debido a que el ASEM es un algoritmo de minimización, la mejora del PPISEP es planteada como un problema de minimización del valor negativo tanto de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) como del balance económico de la empresa poseedora del SEP para un Horizonte de Planificación establecido.

Ahora bien, debido a que en el modelo de simulación antes descrito se toman en consideración incertidumbres aleatorias, se debe realizar un conjunto de ejecuciones o muestras independientes del modelo de simulación para evaluar cada PPISEP. De esta manera, para cada PPISEP que desee ser evaluado, se tiene una cantidad de valores de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) y de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de

Planificación considerado. El valor negativo de la suma ponderada de los valores promedio de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) y de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación considerado constituye la función objetivo del algoritmo de optimización ASEM (ver el Apéndice XI) y, de esta manera, representa, en una sola expresión, la estimación del rendimiento de la aplicación de un PPISEP. El valor de los factores de ponderación depende del peso que se le desee asignar a cada uno de los promedios en la evaluación del PPISEP.

Por otra parte, el periodo de tiempo de inicio de construcción y la cantidad de energía activa promedio de cada uno de los proyectos de inversión que conforman el PPISEP constituyen respectivamente las variables enteras y reales independientes del algoritmo ASEM (ver el Apéndice XI). Es importante destacar que el algoritmo ASEM necesita para su funcionamiento de valores iniciales de cada una de estas variables, los cuales constituyen al PPISEP inicial.

El algoritmo ASEM es ejecutado hasta que se identifique el óptimo local del problema o hasta que se cumpla con algún criterio de parada, como el número máximo de etapas, número máximo de iteraciones, número máximo de evaluaciones de la función objetivo, entre otros. Los valores de tiempo de inicio de construcción y de energía activa promedio de cada uno de los proyectos de inversión que componen el PPISEP obtenidos mediante algún criterio de parada brindan un PPISEP efectivamente mejor al inicial, mas no necesariamente el PPISEP óptimo.

El problema de mejoramiento del PPISEP planteado en el presente Trabajo de Grado contiene las siguientes restricciones: 1) la suma de los costos de los proyectos de inversión en valor presente no debe ser mayor a un presupuesto máximo disponible, 2) el periodo de tiempo de inicio de construcción de cada proyecto de inversión debe ser mayor o igual a cero, 3) el periodo de tiempo de ejecución o puesta en marcha de cada proyecto de inversión debe ser menor o igual

al total de periodos de tiempo que componen el Horizonte de Planificación, y 4) la cantidad de energía activa promedio que cada proyecto de inversión introduce al SEP debe ser mayor o igual a cero. Todas estas restricciones hacen referencia al PPISEP obtenido mediante la resolución del problema de optimización mediante la simulación.

Debido a que el algoritmo de optimización ASEM está destinado a ser empleado en problemas no lineales enteros mixtos irrestrictos, para evaluar un PPISEP cada una de estas restricciones debe ser considerada como una función de penalización, la cual es adicionada a la función objetivo antes descrita.

5.2.2. Definiciones previas

Definición 5.1 (t -ésimo periodo de tiempo) *Se dice que un t -ésimo periodo de tiempo de duración τ es el lapso comprendido entre los instantes $t\tau$ y $(t+1)\tau$, y su suma representa el Horizonte de Planificación H_p , es decir,*

$$H_p = \sum_{t=0}^{\hat{t}-1} [(t+1)\tau - t\tau] = \hat{t}\tau, \quad (5.1)$$

donde $\hat{t} \in \mathbb{N}$ es el número máximo de intervalos de tiempo τ que comprende el Horizonte de Planificación H_p .

Definición 5.2 (SEP como una Red \mathcal{R}) *Sea una Red \mathcal{R} que representa un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), la cual consta de un conjunto de Nodos Iniciales, Intermedios y Terminales, además de un Nodo Fuente y un Nodo Hundido.*

Cada i -ésimo Nodo es clasificado de la siguiente manera:

- *Nodo Fuente*, si $i = 1$;
- *Nodo Inicial*, si $i \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}$;
- *Nodo Intermedio*, si $i \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$;
- *Nodo Terminal*, si $i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$;
- *Nodo Hundido*, si $i = N_g + N_t + N_c + 2$,

donde N_g , N_t y N_c representan respectivamente el número de generadores, subestaciones o puntos de transformación y cargas presentes en el SEP, los cuales son iguales al número de Nodos Iniciales, Intermedios y Terminales respectivamente de la Red \mathcal{R} . Los Nodos Iniciales, Intermedios y Terminales son empleados en la Red \mathcal{R} para indicar la ubicación de los generadores, subestaciones o puntos de transformación y cargas en el SEP respectivamente. Adicionalmente, la Red \mathcal{R} consta de un conjunto de arcos que representan los generadores, líneas de transmisión y cargas del SEP de la siguiente manera:

- \widetilde{G}_{1j} : arco nominal de generación cuyo Nodo de Cola es el Nodo 1 (Nodo Fuente) y cuyo Nodo de Cabeza es j -ésimo Nodo Inicial, y su valor representa la capacidad nominal de generación de energía activa promedio en el periodo de tiempo t del generador asociado al j -ésimo Nodo Inicial, $\forall j \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}$;
- \widetilde{T}_{ij} : arco nominal máximo de transmisión cuyo Nodo de Cola es el i -ésimo Nodo Inicial ó el i -ésimo Nodo Intermedio y cuyo Nodo de Cabeza es el j -ésimo Nodo Intermedio ó el j -ésimo Nodo Terminal, y su valor representa la capacidad nominal máxima de transmisión de energía activa promedio en el periodo de tiempo t de la línea de transmisión ubicada entre dichos Nodos (sin considerar las fallas aleatorias asociadas a dicha línea), $\forall i \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$, $\forall j \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$;

- \widetilde{C}_{ih} : arco nominal de consumo cuyo Nodo de Cola es el i -ésimo Nodo Terminal y cuyo Nodo de Cabeza es el Nodo $h = N_g + N_t + N_c + 2$ (Nodo Hundido), y su valor representa el consumo pronosticado de energía activa promedio en el periodo t de la carga asociada al i -ésimo Nodo Terminal, $\forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$.

Definición 5.3 (q -ésimo proyecto de inversión de un SEP) *Un q -ésimo proyecto de inversión a ser ejecutado sobre un SEP representado por la Red \mathcal{R} , viene descrito por su clase o tipo $t_{p[q]}$ (proyecto de generación o de transmisión); el arco nominal $\alpha_{[q]} = (N_{i[q]}, N_{f[q]})$ de la Red \mathcal{R} al cual va a modificar, donde $N_{i[q]} = 1$, $N_{f[q]} \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}$ si es un proyecto de generación ó $N_{i[q]} \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$, $N_{f[q]} \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$ si es un proyecto de transmisión; la cantidad de energía activa promedio $e_{p[q]} \in \mathbb{R}$ que le añade al valor del arco nominal $\alpha_{[q]}$; y el periodo de tiempo $t_{i[q]} \in \mathbb{Z}$ en el cual se inicia su construcción. El costo asociado al q -ésimo proyecto de inversión es directamente proporcional a la cantidad de energía activa promedio $e_{p[q]}$. Por otra parte, los periodos de tiempo o la tardanza que se presenta entre el periodo de tiempo $t_{i[q]}$ y la puesta en marcha o ejecución del q -ésimo proyecto de inversión es igual al próximo entero por encima de un valor directamente proporcional a la energía activa promedio $e_{p[q]}$.*

Definición 5.4 (PPISEP) *Un g -ésimo Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP) es un conjunto finito \mathbf{P}_g de q -ésimos proyectos de inversión, de acuerdo a la Definición 5.3. Según las definiciones y notaciones empleadas previamente, un \mathbf{P}_g puede ser expresado en términos matemáticos como:*

$$\mathbf{P}_g = [t_p, N_i, N_f, e_p, t_i]_{n \times 5}, \quad (5.2)$$

donde:

- n : cantidad total de proyectos de inversión,
- $t_p = (t_{p_1}, t_{p_2}, \dots, t_{p_n})^t$: tipos o clases de cada uno de los proyectos de inversión (proyectos de generación o de transmisión),
- $N_i = (N_{i_1}, N_{i_2}, \dots, N_{i_n})^t \in \{1, 2, \dots, N_g + N_t + 1\}^n$: Nodos de Cola de los arcos nominales de la Red \mathcal{R} que son alterados por cada uno de los proyectos de inversión,
- $N_f = (N_{f_1}, N_{f_2}, \dots, N_{f_n})^t \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}^n$: Nodos de Cabeza de los arcos nominales de la Red \mathcal{R} que son alterados por cada uno de los proyectos de inversión,
- $e_p = (e_{p_1}, e_{p_2}, \dots, e_{p_n})^t \in \mathbb{R}^n$: energías activas promedio que introducen cada uno de los proyectos de inversión a la Red \mathcal{R} ,
- $t_i = (t_{i_1}, t_{i_2}, \dots, t_{i_n})^t \in \mathbb{Z}^n$: periodos de tiempo en los cuales se inicia la construcción de cada uno de los proyectos de inversión.

5.2.3. Variables de decisión y parámetros del problema

Las variables de decisión del presente problema de optimización son las energías activas promedio e_p que introducen cada uno de los proyectos de inversión a la red \mathcal{R} (conjunto de variables reales independientes) y los periodos de tiempos t_i en los cuales dichos proyectos se empiezan a construir (conjunto de variables enteras independientes).

La cantidad total n de proyectos de inversión, la clase o tipo t_p de los proyectos y los arcos (N_i, N_f) que son afectados o alterados por dichos proyectos, forman parte de los parámetros del problema puesto que sus valores no son modificados

por la estrategia de optimización. Además de los parámetros antes descritos, en el presente problema de optimización se tienen los siguientes parámetros:

- \widehat{c}_g : costo por unidad de energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión de generación;
- \widehat{c}_t : costo por unidad de energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión de transmisión;
- \widehat{f}_g : factor que multiplica la energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión de generación. El valor próximo entero por encima de cada uno de estos productos representa los periodos de tiempo o la tardanza entre el periodo de tiempo $t_{i[q]}$ y el periodo de tiempo de ejecución o puesta en marcha de cada proyecto de inversión de generación;
- \widehat{f}_t : factor que multiplica la energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión de transmisión. El valor próximo entero por encima de cada uno de estos productos representa los periodos de tiempo o la tardanza entre el periodo de tiempo $t_{i[q]}$ y el periodo de tiempo de ejecución o puesta en marcha de cada proyecto de inversión de transmisión;
- R_d : presupuesto que se dispone en valor presente para los proyectos de inversión;
- φ_p : coeficiente de las funciones de penalización.

5.2.4. El Problema

Problema 5.1 Sean $e_p \in \mathbb{R}^n$ el conjunto de n variables reales independientes que representan las energías activas promedio que introducen a la Red \mathcal{R} cada uno de los proyectos de inversión de un PPISEP, y $t_i \in \mathbb{Z}^n$ el conjunto de n variables enteras independientes que representan los periodos de tiempo

en los cuales se inicia la construcción de cada uno de los proyectos de inversión del PPISEP. Sean además \mathbf{B}_p el valor promedio de las muestras de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación H_p , y \mathbf{D}_p el valor promedio de las muestras de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación H_p , siendo este último menor o igual a cero. Entonces, el presente problema de optimización mediante la simulación puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\underset{e_p \in \mathbb{R}^n, t_i \in \mathbb{Z}^n}{\text{maximice}} [\xi_1 \mathbf{B}_p(e_p, t_i) + \xi_2 \mathbf{D}_p(e_p, t_i)], \quad (5.3)$$

donde $\xi_1 \in (0, 1)$, $\xi_2 \in (0, 1)$ son los factores de ponderación, tales que $\xi_1 + \xi_2 = 1$,

sujeto a:

$$0 \leq \sum_{q=1}^n (\widehat{c}_{[q]} e_{p[q]})|_p \leq R_d, \quad (5.4)$$

donde $(\widehat{c}_{[q]} e_{p[q]})|_p$ es el costo de inversión del q -ésimo proyecto de inversión referido a su valor presente y $\widehat{c}_{[q]} = \widehat{c}_g$ si el q -ésimo proyecto de inversión es de generación ó $\widehat{c}_{[q]} = \widehat{c}_t$ si el q -ésimo proyecto de inversión es de transmisión;

$$t_{i[q]} \geq 0, \quad \forall q \in \{1, 2, \dots, n\}; \quad (5.5)$$

$$t_{i[q]} + \lceil \widehat{f}_{[q]} e_{p[q]} \rceil \leq \widehat{t}, \quad \forall q \in \{1, 2, \dots, n\}, \quad (5.6)$$

donde $t_{i[q]} + \lceil \widehat{f}_{[q]} e_{p[q]} \rceil$ es el periodo de tiempo de puesta en marcha o ejecución del q -ésimo proyecto de inversión, $\widehat{f}_{[q]} = \widehat{f}_g$ si el q -ésimo proyecto de inversión es de generación ó $\widehat{f}_{[q]} = \widehat{f}_t$ si el q -ésimo proyecto de inversión es de transmisión, y el operador $\lceil \cdot \rceil$ aproxima el resultado a su próximo

superior entero;

$$e_{p[q]} \geq 0, \quad \forall q \in \{1, 2, \dots, n\}. \quad (5.7)$$

Con el propósito de redefinir el problema como un problema de minimización irrestricto y, de esta manera poder utilizar el algoritmo de optimización ASEM (ver el Apéndice XI), la Ecuación (5.3) es replanteada de la siguiente manera:

$$\underset{e_p \in \mathbb{R}^n, t_i \in \mathbb{Z}^n}{\text{minimice}} [(\xi_1 \mathbf{B}_p(e_p, t_i) + \xi_2 \mathbf{D}_p(e_p, t_i)) (-1)] \quad (5.8)$$

y cada una de las restricciones expresadas en las Ecuaciones (5.4), (5.5), (5.6) y (5.7) es replanteada como una función de penalización:

- $p_1(e_p, t_i) = \varphi_p \sum_{q=1}^n \text{máx}(-t_{i[q]}, 0);$
- $p_2(e_p, t_i) = \varphi_p \sum_{q=1}^n \text{máx}(t_{i[q]} + \lceil \widehat{f}_{[q]} e_{p[q]} \rceil - \widehat{t}, 0);$
- $p_3(e_p, t_i) = \varphi_p \sum_{q=1}^n \text{máx}(-e_{p[q]}, 0);$
- $p_4(e_p, t_i) = \varphi_p \left[\text{máx} \left(-\sum_{q=1}^n (\widehat{c}_{[q]} e_{p[q]})|_p, 0 \right) + \text{máx} \left(\sum_{q=1}^n (\widehat{c}_{[q]} e_{p[q]})|_p - R_d, 0 \right) \right].$

Considerando las funciones de penalización antes señaladas, el problema de optimización mediante la simulación se puede redefinir de la siguiente manera:

$$\underset{e_p \in \mathbb{R}^n, t_i \in \mathbb{Z}^n}{\text{minimice}} \left[(\xi_1 \mathbf{B}_p(e_p, t_i) + \xi_2 \mathbf{D}_p(e_p, t_i)) (-1) + \sum_{l=1}^4 p_l(e_p, t_i) \right]. \quad (5.9)$$

5.2.5. Identificación y notación de las variables y parámetros asociados a la función objetivo del problema

A continuación se identifican y denominan las variables aleatorias y deterministas, así como los parámetros asociados al modelo de simulación antes descrito,

los cuales son necesarios para evaluar la función objetivo del ASEM (ver Ecuación (5.9)).

Variabes deterministas

- m : contador de muestras;
- t : contador de periodos de tiempo;
- r : contador de proyectos de inversión;
- i : contador de los *Nodos de Cola* de los arcos de la Red \mathcal{R} ;
- j : contador de *Nodos de Cabeza* de los arcos de la Red \mathcal{R} ;
- k : contador de *Nodos de Cola* y *Nodos de Cabeza* de los arcos de la Red \mathcal{R} .

Variabes aleatorias

- b_m : balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente de la muestra m ;
- d_m : demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente de la muestra m ;
- \tilde{b}_p : sumador de balance económico de la empresa poseedora del SEP en valor presente de cada muestra m ;
- \tilde{d}_p : sumador de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) en valor presente de cada muestra m ;
- \widetilde{G}_{1j} : arco nominal de generación de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el *Nodo 1 (Nodo Fuente)* y cuyo *Nodo de Cabeza* es j -ésimo *Nodo Inicial*, y su valor representa la capacidad nominal de generación de energía activa promedio

en el periodo de tiempo t del generador asociado al j -ésimo *Nodo Inicial*, $\forall j \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}$. Si alguno de estos arcos es añadido a la Red \mathcal{R} por parte de algún proyecto de generación, su valor debe ser inicialmente igual a cero hasta que dicho proyecto de generación comience a ejecutarse, momento en el cual pasa a ser igual a la energía activa promedio que introduce el proyecto de generación;

- \widetilde{T}_{ij} : arco nominal máximo de transmisión de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el i -ésimo *Nodo Inicial* ó el i -ésimo *Nodo Intermedio* y cuyo *Nodo de Cabeza* es el j -ésimo *Nodo Intermedio* ó el j -ésimo *Nodo Terminal*, y su valor representa la capacidad nominal máxima de transmisión de energía activa promedio en el periodo de tiempo t de la línea de transmisión ubicada entre dichos *Nodos*, $\forall i \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$, $\forall j \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$. Si alguno de estos arcos es añadido a la Red \mathcal{R} por parte de algún proyecto de transmisión, su valor debe ser inicialmente igual a cero hasta que dicho proyecto de transmisión comience a ejecutarse, momento en el cual pasa a ser igual a la energía activa promedio que introduce el proyecto de transmisión;
- \widetilde{C}_{ih} : arco nominal de consumo de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el i -ésimo *Nodo Terminal* y cuyo *Nodo de Cabeza* es el *Nodo* $h = N_g + N_t + N_c + 2$ (*Nodo Hundido*), y su valor representa el consumo pronosticado de energía activa promedio en el periodo t de la carga asociada al i -ésimo *Nodo Terminal*, $\forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$;
- \widetilde{Y}_{ij} : arco nominal de transmisión de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el i -ésimo *Nodo Inicial* ó el i -ésimo *Nodo Intermedio* y cuyo *Nodo de Cabeza* es el j -ésimo *Nodo Intermedio* ó el j -ésimo *Nodo Terminal*, y su valor representa la capacidad nominal de transmisión de energía activa promedio en el periodo de tiempo t de la línea de transmisión ubicada entre dichos

Nodos (considerando las fallas aleatorias asociadas a dicha línea), $\forall i \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$, $\forall j \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$;

- x_{ij} : arco efectivo de generación, transmisión o consumo de la Red \mathcal{R} cuyo valor representa el mayor flujo de energía activa promedio (energía efectiva) entre el i -ésimo *Nodo* y el j -ésimo *Nodo* en cada periodo de tiempo t , $\forall i \in \{1, 2, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$, $\forall j \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 2\}$;
- i_{tipo} : sumador de los ingresos obtenidos por la empresa poseedora del SEP, de acuerdo al tipo de consumidor, en cada periodo de tiempo t ;
- i_g : ingresos totales obtenidos por la empresa poseedora del SEP en cada periodo de tiempo t ;
- \tilde{c}_p : sumador de los costos variables (costos que varían de acuerdo a la energía activa promedio generada por periodo de tiempo) que tiene la empresa poseedora del SEP en cada periodo de tiempo t ;
- e_c : sumador de los egresos de la empresa poseedora del SEP en cada periodo de tiempo t . Dichos egresos abarcan los costos fijos y los costos variables en el periodo de tiempo t , además de los costos de los proyectos de inversión, en el caso de que éstos inicien su construcción en el periodo de tiempo t ;
- b_p : balance económico en cada periodo de tiempo t de la empresa poseedora del SEP;
- d_{tipo} : sumador de demanda insatisfecha (en términos de dinero), de acuerdo al tipo de consumidor, en cada periodo de tiempo t ;
- d_p : demanda insatisfecha total (en términos de dinero) en cada periodo de tiempo t ;
- \tilde{l}_b : sumador de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente de cada muestra m ;

- \tilde{l}_d : sumador de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente de cada muestra m ;
- \mathbf{B}_p : promedio de los valores de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente obtenidos en cada una de las muestras m ;
- \mathbf{D}_p : promedio de los valores de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación H_p en valor presente obtenidos en cada una de las muestras m ;
- $\tilde{\theta}_1$: sumador de los valores absolutos de los periodos de tiempo de inicio de construcción de los proyectos de inversión, en caso de que dichos periodos de tiempo sean negativos;
- $\tilde{\theta}_2$: sumador de los periodos de tiempo de ejecución o puesta en marcha de los proyectos de inversión, en caso de que dichos periodos de tiempo sean mayores a \hat{t} ;
- $\tilde{\theta}_3$: sumador de los valores absolutos de las energías activas promedio que introducen a la Red \mathcal{R} los proyectos de inversión, en caso de que dichas energías sean negativas;
- R_s : sumador de los costos de los proyectos de inversión en valor presente;
- $\tilde{f}_1 = p_1(e_p, t_i)$: penalización asociada a valores negativos de periodo de tiempo de inicio de construcción de los proyectos de inversión;
- $\tilde{f}_2 = p_2(e_p, t_i)$: penalización asociada a valores de periodo de tiempo de ejecución de los proyectos de inversión superiores a \hat{t} ;
- $\tilde{f}_3 = p_3(e_p, t_i)$: penalización asociada a valores negativos de energía activa promedio de los proyectos de inversión;

- $\tilde{f}_4 = p_4(e_p, t_i)$: penalización asociada al valor de R_s , en caso de que éste sea superior a R_d o sea negativo.

Parámetros

- N_g : número de *Nodos Iniciales* de la Red \mathcal{R} , el cual incluye la posible adición de generadores al SEP por parte de los proyectos de generación;
- N_t : número de *Nodos Intermedios* de la Red \mathcal{R} , el cual incluye la posible adición de líneas de transmisión que involucran nuevas subestaciones o puntos de transformación al SEP, por parte de los proyectos de transmisión;
- N_c : número de *Nodos Terminales* de la Red \mathcal{R} ;
- G_{1j} : arco inicial de generación de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el Nodo 1 (*Nodo Fuente*) y cuyo *Nodo de Cabeza* es j -ésimo *Nodo Inicial*, y su valor representa la capacidad nominal inicial de generación de energía activa promedio del generador asociado al j -ésimo *Nodo Inicial*, $\forall j \in \{2, 3, \dots, N_g+1\}$. Si alguno de estos arcos es añadido a la Red \mathcal{R} por parte de algún proyecto de generación, su valor debe ser igual a cero;
- T_{ij} : arco inicial de transmisión de la Red \mathcal{R} cuyo *Nodo de Cola* es el i -ésimo *Nodo Inicial* ó el i -ésimo *Nodo Intermedio* y cuyo *Nodo de Cabeza* es el j -ésimo *Nodo Intermedio* ó el j -ésimo *Nodo Terminal*, y su valor representa la capacidad nominal inicial máxima de transmisión de energía activa promedio de la línea de transmisión ubicada entre dichos *Nodos*, $\forall i \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}$, $\forall j \in \{N_g + 2, N_g + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$. Si alguno de estos arcos es añadido a la Red \mathcal{R} por parte de algún proyecto de transmisión, su valor debe ser igual a cero;
- \hat{m} : número total de muestras o ejecuciones del modelo de simulación;

- \widehat{t} : número de periodos de tiempo que conforman el Horizonte de Planificación H_p ;
- n : número total de proyectos que componen el PPISEP;
- t_{ih} : tipo de cliente asociado a cada *Nodo Terminal* i de la Red \mathcal{R} , $\forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$;
- α_{tipo} : pendiente de la recta que define la tendencia del consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- β_{tipo} : término independiente de la recta que define la tendencia del consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- γ_{tipo} : constante que determina la magnitud de las aleatoriedades en el consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- mín_{tipo} : valor mínimo de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- mod_{tipo} : moda o valor más probable de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- máx_{tipo} : valor máximo de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al consumo pronosticado de un tipo de consumidor;
- $\text{mín}_{\text{falla}}$: valor mínimo de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al cálculo de las capacidades nominales de las líneas de transmisión de energía (valores de los arcos $\widetilde{\Upsilon}_{ij}$);
- $\text{mod}_{\text{falla}}$: moda o valor más probable de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al cálculo de las capacidades nominales de las líneas de transmisión de energía (valores de los arcos $\widetilde{\Upsilon}_{ij}$);

- $\text{máx}_{\text{falla}}$: valor máximo de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al cálculo de las capacidades nominales de las líneas de transmisión de energía (valores de los arcos $\widetilde{\Upsilon}_{ij}$);
- k_{tipo} : tarifa a la cual se factura la energía efectivamente entregada a los consumidores (valores de los arcos efectivos de consumo) según el tipo de consumidor;
- c_u : costo por unidad de energía activa promedio generada (valores de los arcos efectivos de generación) que tiene la empresa poseedora del SEP;
- c_f : costo fijo de cada periodo de tiempo que tiene la empresa poseedora del SEP, el cual incluye los costos de operación y mantenimiento, los compromisos adquiridos y los cargos por depreciación;
- l_{tipo} : factor de penalización de demanda insatisfecha según el tipo de consumidor;
- ξ_1 : factor de ponderación de \mathbf{B}_p ;
- ξ_2 : factor de ponderación de \mathbf{D}_p ;
- \widehat{i}_n : tasa de interés mínima atractiva por periodo de tiempo;
- \widehat{i}_f : tasa de inflación promedio por periodo de tiempo.

5.2.6. Relaciones o interacciones entre las variables asociadas a la función objetivo del problema

Las interacciones o relaciones entre las variables del modelo de simulación se presentan, en primer lugar, en la determinación de los valores de los arcos efectivos de la Red \mathcal{R} para cada periodo de tiempo t .

Una vez calculados los valores de los arcos nominales de consumo \widetilde{C}_{ih} (considerando las aleatoriedades en el consumo pronosticado mediante el uso de distribuciones de probabilidad tipo triangular), los valores de los arcos nominales de generación \widetilde{G}_{1j} (considerando la puesta en marcha de algún proyecto de generación) y los valores de los arcos nominales de transmisión \widetilde{Y}_{ij} (considerando las aleatoriedades de las fallas mediante el uso de una distribución de probabilidad tipo triangular y la puesta en marcha de algún proyecto de transmisión) para un periodo de tiempo, se procede a determinar los valores de los arcos efectivos mediante la solución del problema de flujo máximo de la Red \mathcal{R} .

Dicho problema, también denominado *despacho óptimo de energía activa promedio*, se puede plantear, en términos matemáticos, de la siguiente manera:

$$\underset{x_{ij}}{\text{maximice}} \sum_{i=1}^{h-1} \sum_{j \in S(i)} x_{ij}, \quad (5.10)$$

donde $h = N_g + N_t + N_c + 2$,

sujeto a:

$$x_{1j} \leq \widetilde{G}_{1j}, \quad \forall j \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}; \quad (5.11)$$

$$x_{ij} \leq \widetilde{Y}_{ij}, \quad \forall i \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + 1\}, \forall j \in S(i); \quad (5.12)$$

$$x_{ih} \leq \widetilde{C}_{ih}, \quad \forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}; \quad (5.13)$$

$$\sum_{i \in P(k)} x_{ik} - \sum_{j \in S(k)} x_{kj} = 0, \quad \forall k \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}. \quad (5.14)$$

Es muy importante destacar que si un arco nominal de generación o nominal máximo de transmisión es añadido por un proyecto de generación o de transmisión, éste debe tener un valor igual a cero hasta que dicho proyecto de inversión se ponga en marcha, periodo de tiempo a partir del cual su valor pasa a ser igual a la energía activa promedio que introduce el proyecto de inversión a la Red \mathcal{R} .

Luego de solucionar el problema de despacho óptimo de energía activa promedio y, de esta manera, obtener los valores de los arcos efectivos x_{ij} de la Red \mathcal{R} para un periodo de tiempo, se calculan los ingresos i_g y egresos e_c de la empresa poseedora del SEP para ese periodo de tiempo.

Los ingresos i_g del periodo de tiempo considerado (adición de los ingresos i_{tipo}) dependen de manera directa de los valores de los arcos efectivos de consumo (x_{ij} , $\forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$, $j = h$) y de las tarifas k_{tipo} asociadas a cada tipo de consumidor.

Los egresos e_c del periodo de tiempo considerado se obtienen mediante la adición de los costos fijos c_f , los costos variables \tilde{c}_p , los cuales son directamente proporcionales al costo por unidad c_u y a los valores de los arcos efectivos de generación (x_{ij} , $i = 1$, $\forall j \in \{2, 3, \dots, N_g + 1\}$), y los costos de los proyectos de inversión, en caso de que éstos inicien su construcción en dicho periodo de tiempo.

El balance económico del periodo de tiempo considerado b_p , se obtiene mediante la diferencia entre los ingresos i_g menos los egresos e_c de dicho periodo de tiempo ($b_p = i_g - e_c$).

De manera similar, la demanda insatisfecha total d_p (en términos de dinero) del periodo de tiempo considerado (adición de las demandas d_{tipo}) depende de manera directa de la diferencia entre los valores de los arcos efectivos de consumo x_{ij} menos los valores de los arcos nominales de consumo \tilde{C}_{ih} , $\forall i \in \{N_g + N_t + 2, N_g + N_t + 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}$, $j = h$, y de los factores de penalización de demanda insatisfecha l_{tipo} asociados a cada tipo de consumidor.

Los cálculos de b_p y d_p se deben realizar para todos los periodos de tiempo que componen el Horizonte de Planificación H_p (determinando previamente los valores de los arcos efectivos x_{ij} de cada periodo), para luego realizar la adición de cada

uno de ellos en valor presente y, de esta manera, obtener una muestra del balance económico para el Horizonte de Planificación en valor presente y de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación en valor presente.

El proceso antes descrito se repite \hat{m} veces de manera independiente, obteniéndose un conjunto de \hat{m} muestras de balance económico para el Horizonte de Planificación en valor presente y de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación en valor presente. Con dichas muestras, se determinan sus valores promedio respectivos, obteniéndose los valores de \mathbf{B}_p y de \mathbf{D}_p . El valor negativo de la suma ponderada de estos dos últimos valores junto con la adición de las evaluaciones de las funciones de penalización, constituye el valor de la función objetivo del ASEM para un PPISEP particular.

5.3. Modelo computacional

A continuación se presentan los algoritmos, procedimientos y funciones que conforman el modelo computacional.

Algoritmo 5.1 *Metodología que permite mejorar los Portafolios de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP)*. Este es el algoritmo principal, en el cual se presentan las instrucciones necesarias para emplear la metodología.

Algoritmo 5.1: Metodología que permite mejorar los PPISEP

Entrada:
 \mathcal{R} : Red que modela el SEP, y de la cual se tiene la siguiente información:

$$N_g, N_t, N_c, G_{ij}, T_{ij}, t_{ih};$$

 R_d : presupuesto que se dispone en valor presente para los proyectos de inversión;

 n : número de proyectos que componen el PPISEP considerado;

 \hat{t} : número de periodos de tiempo que componen el Horizonte de Planificación H_p ;

 $\mathbf{P}_i = [t_p, N_i, N_f, e_p, t_i]_{n \times 5}$: PPISEP inicial, donde:

 $t_p = (t_{p1}, t_{p2}, \dots, t_{pn})^t$: tipos o clases de cada uno de los proyectos de inversión (proyectos de generación o de transmisión);

$$N_i = (N_{i1}, N_{i2}, \dots, N_{in})^t \in \{1, 2, \dots, N_g + N_t + 1\}^n;$$

$$N_f = (N_{f1}, N_{f2}, \dots, N_{fn})^t \in \{2, 3, \dots, N_g + N_t + N_c + 1\}^n;$$

$$e_p = (e_{p1}, e_{p2}, \dots, e_{pn})^t \in \mathbb{R}^n;$$

$$t_i = (t_{i1}, t_{i2}, \dots, t_{in})^t \in \mathbb{Z}^n;$$

Salida:
 \mathbf{P}_m : PPISEP mejorado;

inicio
Declare

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_0 &= (v_{01}, \dots, v_{0n}, v_{0n+1}, \dots, v_{02n})^t \\ &= (e_{p1}, e_{p2}, \dots, e_{pn}, t_{i1}, t_{i2}, \dots, t_{in})^t \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n; \\ &\text{un vector inicial;} \end{aligned}$$

$$\mathbf{Z} = [z_{ij}]_{n \times 3} = [t_p, N_i, N_f]_{n \times 3};$$

Matriz de características fijas de proyectos de inversión;

Ejecute Algoritmo de optimización ASEM (Algoritmos XI.1 y XI.2 de las páginas 209 y 210, respectivamente) a partir del vector inicial \mathbf{v}_0 ;

Declare

$$\hat{e}_p = (v_{f1}, v_{f2}, \dots, v_{fn})^t \in \mathbb{R}^n;$$

$$\hat{t}_i = (v_{fn+1}, v_{fn+2}, \dots, v_{f2n})^t \in \mathbb{Z}^n;$$

$$\mathbf{P}_m = [t_p, N_i, N_f, \hat{e}_p, \hat{t}_i]_{n \times 5};$$

fin

Como se puede observar, este algoritmo agrupa en un solo vector $\mathbf{v}_0 \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$ las cantidades iniciales de energía activa promedio y de periodo de tiempo de inicio de construcción de cada uno de los proyectos inversión que componen el PPISEP inicial, y establece una Matriz \mathbf{Z} donde se representan todas las características fijas de cada uno de dichos proyectos de inversión. El vector \mathbf{v}_0 representa el vector inicial del algoritmo de optimización ASEM, el cual se encarga de determinar un vector final $\mathbf{v}_f \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$ que genere una disminución notoria en el valor de su función objetivo. Este último vector representa la energía activa promedio y

el periodo de tiempo de inicio de construcción de cada uno de los proyectos de inversión que conforman el PPISEP mejorado.

Algoritmo 5.2 *Metodología que permite evaluar la expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).* Este algoritmo constituye la función objetivo del algoritmo de optimización ASEM puesto que permite evaluar un PPISEP.

Algoritmo 5.2: Metodología que permite evaluar la expansión de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Función del ASEM

Entrada: $N_g, N_t, N_c, t_{ih}, G_{1j}, T_{ij}, R_d, \alpha_{\text{tipo}}, \beta_{\text{tipo}}, \gamma_{\text{tipo}}, k_{\text{tipo}}, c_f, c_u, \hat{i}_n, \hat{i}_f, \hat{c}_g, \hat{c}_t, \hat{f}_g, \hat{f}_t, l_{\text{tipo}}, \hat{m}, n, \xi_1, \xi_2, \hat{t}, \mathbf{Z}, \mathbf{v}, \varphi_p$

Salida: \mathbf{f}

inicio

Declare dos vectores

$$\mathbf{B} = [b_m]_{\hat{m} \times 1} = \underbrace{(0; \dots; 0)^t}_{\hat{m}}; \quad \mathbf{D} = [d_m]_{\hat{m} \times 1} = \underbrace{(0; \dots; 0)^t}_{\hat{m}};$$

Ejecute Procedimiento 5.1 *Construcción de la Matriz de Proyectos para $m=1$ a \hat{m} haga*

$$\widetilde{G}_{1j} = G_{1j}; \quad \widetilde{T}_{ij} = T_{ij}; \quad \widetilde{b}_p = 0; \quad \widetilde{d}_p = 0;$$

para $t = 0$ **a** \hat{t} **haga**

$$e_c = 0;$$

Ejecute Procedimiento 5.2 *Asignación de los valores de los arcos nominales de consumo \widetilde{C}_{ih} de la Red \mathcal{R} ;*

Ejecute Procedimiento 5.3 *Adición de los costos de los proyectos de inversión;*

Ejecute Procedimiento 5.4 *Modificación de los valores de los arcos nominales de generación \widetilde{G}_{1j} y de los arcos nominales máximos de transmisión \widetilde{T}_{ij} de la Red \mathcal{R} debido a la entrada en funcionamiento de los proyectos de inversión;*

Ejecute Procedimiento 5.5 *Determinación de los valores de los arcos nominales de transmisión \widetilde{Y}_{ij} de la Red \mathcal{R} ;*

Ejecute Procedimiento 5.6 *Determinación de los valores de los arcos efectivos x_{ij} de la Red \mathcal{R} ;*

Ejecute Procedimiento 5.7 *Contabilización de los ingresos;*

Ejecute Procedimiento 5.8 *Contabilización de los egresos;*

Ejecute Procedimiento 5.9 *Cálculo del balance económico en valor presente;*

Ejecute Procedimiento 5.10 *Cálculo de la demanda insatisfecha total en valor presente;*

fin para

$$b_m \leftarrow \widetilde{b}_p; \quad d_m \leftarrow \widetilde{d}_p;$$

fin para

Ejecute Procedimiento 5.11 *Cálculo de los valores promedio de balance económico y de demanda insatisfecha;*

Ejecute Procedimiento 5.12 *Cálculo de los valores de las funciones de penalización;*

$$\text{Calcula: } \mathbf{f} = (\xi_1 \mathbf{B}_p + \xi_2 \mathbf{D}_p) (-1) + \widetilde{f}_1 + \widetilde{f}_2 + \widetilde{f}_3 + \widetilde{f}_4 ;$$

fin

Como se puede observar en este Algoritmo, existen dos ciclos iterativos prin-

cipales, el primero calcula la cantidad de muestras que se deseen y el segundo simula el paso de los periodos de tiempo durante el Horizonte de Planificación considerado. Este algoritmo está compuesto de diversos procedimientos, los cuales están encargados de realizar algún proceso dentro del algoritmo. A continuación se explican dichos procedimientos:

Procedimiento 5.1 *Construcción de la Matriz de Proyectos.* Mediante este procedimiento se construye una Matriz \mathbf{W} en la que se guarda toda la información asociada a cada uno de los proyectos de inversión que componen al PPISEP que desea ser evaluado. En este procedimiento se emplea la notación $\mathbf{0}_n$ para representar un vector nulo de dimensión n , es decir, un vector de elementos todos nulos.

Procedimiento 5.1: Construcción de la Matriz de Proyectos

Entrada: \mathbf{Z} , \mathbf{v} , n , \hat{f}_g , \hat{c}_g , \hat{f}_t , \hat{c}_t

Salida: \mathbf{W}

inicio

Declare una matrix

$$\mathbf{W} = [w_{ij}]_{n \times 7} = \underbrace{[\mathbf{0}_n; \cdots; \mathbf{0}_n]}_7;$$

para $r = 1$ a n **haga**

seleccione según z_{r1} **haga**

caso $z_{r1} =$ Proyecto de generación

$$w_{r1} \leftarrow z_{r1};$$

$$w_{r2} \leftarrow v_r;$$

$$w_{r3} \leftarrow v_{(r+n)};$$

$$w_{r4} \leftarrow [\hat{f}_g w_{r2}] + w_{r3};$$

$$w_{r5} \leftarrow \hat{c}_g w_{r2};$$

$$w_{r6} \leftarrow z_{r2};$$

$$w_{r7} \leftarrow z_{r3};$$

caso $z_{r1} =$ Proyecto de transmisión

$$w_{r1} \leftarrow z_{r1};$$

$$w_{r2} \leftarrow v_r;$$

$$w_{r3} \leftarrow v_{(r+n)};$$

$$w_{r4} \leftarrow [\hat{f}_t w_{r2}] + w_{r3};$$

$$w_{r5} \leftarrow \hat{c}_t w_{r2};$$

$$w_{r6} \leftarrow z_{r2};$$

$$w_{r7} \leftarrow z_{r3};$$

fin seleccione

fin seleccione

fin para

fin

Procedimiento 5.2 *Asignación de los valores de los arcos nominales de consumo \widetilde{C}_{ih} de la Red \mathcal{R} .* Mediante este procedimiento se determinan los valores de los arcos nominales de consumo \widetilde{C}_{ih} para el periodo de tiempo considerado, de acuerdo a los tipos de clientes t_{ih} presentes en los *Nodos Terminales* de la Red \mathcal{R} . En este procedimiento se asocia una distribución de probabilidad tipo triangular (Función 5.1 de la página 78) a cada uno de los consumidores, la cual se adiciona al consumo lineal pronosticado de los mismos.

Procedimiento 5.2: Asignación de los valores de los arcos nominales de consumo \widetilde{C}_{ih} de la Red \mathcal{R}

Entrada: $N_g, N_t, N_c, t, \alpha_{\text{tipo}}, \beta_{\text{tipo}}, \gamma_{\text{tipo}}, \text{mín}_{\text{tipo}}, \text{mod}_{\text{tipo}}, \text{máx}_{\text{tipo}}, t_{ih}$

Salida: \widetilde{C}_{ih}

inicio

para $i = N_g + N_t + 2$ **a** $N_g + N_t + N_c + 1$ **haga**

seleccione según t_{ih} **haga**

caso $t_{ih} = \text{Consumidor residencial}$

$\widetilde{C}_{ih} = \alpha_{\text{res}} t + \beta_{\text{res}} + \gamma_{\text{res}} \psi(\text{mín}_{\text{res}}, \text{mod}_{\text{res}}, \text{máx}_{\text{res}});$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor comercial}$

$\widetilde{C}_{ih} = \alpha_{\text{com}} t + \beta_{\text{com}} + \gamma_{\text{com}} \psi(\text{mín}_{\text{com}}, \text{mod}_{\text{com}}, \text{máx}_{\text{com}});$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor industrial}$

$\widetilde{C}_{ih} = \alpha_{\text{ind}} t + \beta_{\text{ind}} + \gamma_{\text{ind}} \psi(\text{mín}_{\text{ind}}, \text{mod}_{\text{ind}}, \text{máx}_{\text{ind}});$

fin seleccione

fin seleccione

fin para

fin

Procedimiento 5.3 *Adición de los costos de proyectos de inversión.* Mediante este procedimiento se adicionan los costos de los proyectos de inversión que inicien su construcción en el periodo de tiempo considerado al costo de la empresa poseedora del SEP en dicho periodo.

Procedimiento 5.3: Adición de los costos de los proyectos de inversión

Entrada: W, t, e_c, n

Salida: e_c

inicio

para $r = 1$ **a** n **haga**

si $w_{r3} = t$ **entonces**

$e_c = e_c + w_{r5};$

fin de si

fin para

fin

Procedimiento 5.4 *Modificación de los valores de los arcos nominales de generación \widetilde{G}_{1j} y de los arcos nominales máximos de transmisión \widetilde{T}_{ij} de la Red \mathcal{R} debido a la entrada en funcionamiento de los proyectos de inversión.* Mediante este procedimiento se adiciona la energía activa promedio de cada uno de los proyectos

de inversión que se pongan en marcha en el periodo de tiempo considerado a los valores de los arcos nominales de generación \widetilde{G}_{1j} o a los valores de los arcos nominales máximos de transmisión \widetilde{T}_{ij} .

Procedimiento 5.4: Modificación de los valores de los arcos nominales de generación \widetilde{G}_{1j} y de los arcos nominales máximos de transmisión \widetilde{T}_{ij} de la Red \mathcal{R} debido a la entrada en funcionamiento de los proyectos de inversión

Entrada: $\mathbf{W}, t, \widetilde{G}_{1j}, \widetilde{T}_{ij}, n$

Salida: $\widetilde{G}_{1j}, \widetilde{T}_{ij}$

inicio

para $r = 1$ **a** n **haga**

si $w_{r4} = t$ **entonces**

seleccione según w_{r1} **haga**

caso $w_{r1} =$ Proyecto de generación

$\widetilde{G}_{1j} = \widetilde{G}_{1j} + w_{r2}$, para $j = w_{r7}$;

caso $w_{r1} =$ Proyecto de transmisión

$\widetilde{T}_{ij} = \widetilde{T}_{ij} + w_{r2}$, para $i = w_{r6}, j = w_{r7}$;

fin seleccione

fin seleccione

fin de si

fin para

fin

Procedimiento 5.5 *Determinación de los valores de los arcos nominales de transmisión \widetilde{T}_{ij} de la Red \mathcal{R} .* Mediante este procedimiento se calculan los valores de los arcos nominales de transmisión \widetilde{T}_{ij} de la Red \mathcal{R} para el periodo de tiempo considerado como una disminución aleatoria de los valores de los arcos nominales máximos de transmisión \widetilde{T}_{ij} , mediante el uso de una distribución de probabilidad tipo triangular (Función 5.1 de la página 78).

Procedimiento 5.5: Determinación de los valores de los arcos nominales de transmisión \widetilde{Y}_{ij} de la Red \mathcal{R}

Entrada: $N_g, N_t, \widetilde{T}_{ij}, \text{mín}_{\text{falla}}, \text{mod}_{\text{falla}}, \text{máx}_{\text{falla}}$

Salida: \widetilde{Y}_{ij}

inicio

para $i = 2$ **a** $N_g + N_t + 1$ **haga**

para cada $j \in S(i)$ **haga**

$\widetilde{Y}_{ij} = \widetilde{T}_{ij} \psi(\text{mín}_{\text{falla}}, \text{mod}_{\text{falla}}, \text{máx}_{\text{falla}});$

fin para cada

fin para

fin

Procedimiento 5.6 *Determinación de los valores de los arcos efectivos x_{ij} de la Red \mathcal{R} .* Mediante este procedimiento se resuelve el problema de flujo máximo (también denominado *despacho óptimo de energía activa promedio*) de la Red \mathcal{R} , obteniéndose los valores de los arcos efectivos x_{ij} para el periodo de tiempo considerado. Dicho problema es resuelto mediante programación lineal puesto que tanto la función objetivo como las restricciones del problema son expresiones lineales.

Procedimiento 5.6: Determinación de los valores de los arcos efectivos x_{ij} de la Red \mathcal{R}

Entrada: $N_g, N_t, N_c, \widetilde{G}_{1j}, \widetilde{\Upsilon}_{ij}, \widetilde{C}_{ih}$

Salida: x_{ij}

inicio

maximice $\sum_{x_{ij}} \sum_{i=1}^{h-1} \sum_{j \in S(i)} x_{ij}$, donde $h = N_g + N_t + N_c + 2$,

sujeto a:

para $j = 2$ **a** $N_g + 1$ **haga**

| $x_{1j} \leq \widetilde{G}_{1j}$;

fin para

para $i = 2$ **a** $N_g + N_t + 1$ **haga**

| **para cada** $j \in S(i)$ **haga**

| | $x_{ij} \leq \widetilde{\Upsilon}_{ij}$;

| **fin para cada**

fin para

para $i = N_g + N_t + 2$ **a** $N_g + N_t + N_c + 1$ **haga**

| $x_{ih} \leq \widetilde{C}_{ih}$

fin para

para $k = 2$ **a** $N_g + N_t + N_c + 1$ **haga**

| $\sum_{i \in P(k)} x_{ik} - \sum_{j \in S(k)} x_{kj} = 0$;

fin para

fin

Procedimiento 5.7 *Contabilización de los ingresos.* Mediante el uso de las tarifas k_{tipo} y la energía efectivamente entregada a cada uno de los consumidores, este procedimiento permite determinar los ingresos de la empresa poseedora SEP para el periodo de tiempo considerado.

Procedimiento 5.7: Contabilización de los ingresos

Entrada: $k_{\text{tipo}}, x_{ij}, t_{ih}, N_g, N_t, N_c$

Salida: i_g

inicio

$i_{\text{res}} = 0;$

$i_{\text{com}} = 0;$

$i_{\text{ind}} = 0;$

para $i = N_g + N_t + 2$ **a** $N_g + N_t + N_c + 1$ **haga**

seleccione según t_{ih} **haga**

caso $t_{ih} = \text{Consumidor residencial}$

$i_{\text{res}} = x_{ih} k_{\text{res}} + i_{\text{res}} ;$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor comercial}$

$i_{\text{com}} = x_{ih} k_{\text{com}} + i_{\text{com}} ;$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor industrial}$

$i_{\text{ind}} = x_{ih} k_{\text{ind}} + i_{\text{ind}} ;$

fin seleccione

fin seleccione

fin para

$i_g = i_{\text{res}} + i_{\text{com}} + i_{\text{ind}} ;$

fin

Procedimiento 5.8 *Contabilización de los egresos.* Considerando los costos fijos de la empresa poseedora del SEP, el costo unitario de generación de energía activa promedio y los costos de los proyectos de inversión que inicien su construcción en el periodo de tiempo considerado, este procedimiento permite calcular los egresos de la empresa poseedora del SEP para dicho periodo de tiempo.

Procedimiento 5.8: Contabilización de los egresos

Entrada: $c_u, c_f, x_{ij}, N_g, e_c$

Salida: e_c

inicio

$\tilde{c}_p = 0;$

para $j = 2$ **a** $N_g + 1$ **haga**

$\tilde{c}_p = \tilde{c}_p + x_{1j} c_u;$

fin para

$e_c = e_c + c_f + \tilde{c}_p;$

fin

Procedimiento 5.9 *Cálculo del balance económico en valor presente.* Mediante este procedimiento se determina el balance económico de la empresa poseedora

del SEP para el periodo de tiempo considerado, tomando en cuenta los ingresos y los egresos de la empresa en dicho periodo de tiempo. Además, este procedimiento contabiliza el balance económico de la empresa poseedora del SEP en valor presente mediante el uso de la Función 5.2 mostrada en la página 79.

Procedimiento 5.9: Cálculo del balance económico en valor presente

Entrada: $\hat{i}_n, \hat{i}_f, i_g, e_c, t$

Salida: \tilde{b}_p

inicio

$b_p = i_g - e_c;$
 $b_p = b_p + \lambda_0(b_p, t, \hat{i}_n, \hat{i}_f);$

fin

Procedimiento 5.10 *Cálculo de la demanda insatisfecha total en valor presente.*

Mediante este procedimiento se determina la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el periodo de tiempo considerado, tomando en cuenta los factores de penalización l_{tipo} , el consumo pronosticado de energía activa promedio y la energía activa promedio efectivamente entregada a cada consumidor. Además, este procedimiento contabiliza la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) en valor presente mediante el uso de la Función 5.2 mostrada en la página 79.

Procedimiento 5.10: Cálculo de la demanda insatisfecha total en valor presente

Entrada: $l_{\text{tipo}}, x_{ij}, \widetilde{C}_{ih}, N_g, N_t, N_c, t, \widehat{i}_n, \widehat{i}_f, t_{ih}$

Salida: \widetilde{d}_p

inicio

$d_{\text{res}} = 0;$

$d_{\text{com}} = 0;$

$d_{\text{ind}} = 0;$

para $i = N_g + N_t + 2$ **a** $N_g + N_t + N_c + 1$ **haga**

seleccione según t_{ih} **haga**

caso $t_{ih} = \text{Consumidor residencial}$

$d_{\text{res}} = (x_{ih} - \widetilde{C}_{ih}) l_{\text{res}} + d_{\text{res}} ;$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor comercial}$

$d_{\text{com}} = (x_{ih} - \widetilde{C}_{ih}) l_{\text{com}} + d_{\text{com}} ;$

caso $t_{ih} = \text{Consumidor industrial}$

$d_{\text{ind}} = (x_{ih} - \widetilde{C}_{ih}) l_{\text{ind}} + d_{\text{ind}} ;$

fin seleccione

fin seleccione

fin para

$d_p = d_{\text{res}} + d_{\text{com}} + d_{\text{ind}};$

$\widetilde{d}_p = \widetilde{d}_p + \lambda_0(d_p, t, \widehat{i}_n, \widehat{i}_f);$

fin

Procedimiento 5.11 *Cálculo de los valores promedio de balance económico y de demanda insatisfecha.* Mediante este procedimiento se determina el promedio de los valores de balance económico para el Horizonte de Planificación en valor presente y el promedio de los valores de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación en valor presente, obtenidos en cada una de las muestras m .

Procedimiento 5.11: Cálculo de los valores promedio de balance económico y de demanda insatisfecha

Entrada: \mathbf{B} , \mathbf{D} , \hat{m}

Salida: \mathbf{B}_p , \mathbf{D}_p

inicio

$$\tilde{l}_b = 0;$$

$$\tilde{l}_d = 0;$$

para $m = 1$ **a** \hat{m} **haga**

$$\tilde{l}_b = \tilde{l}_b + b_m;$$

$$\tilde{l}_d = \tilde{l}_d + d_m;$$

fin para

$$\mathbf{B}_p = \frac{\tilde{l}_b}{\hat{m}};$$

$$\mathbf{D}_p = \frac{\tilde{l}_d}{\hat{m}};$$

fin

Procedimiento 5.12 *Cálculo de los valores de las funciones de penalización.*

Este procedimiento permite evaluar cada una de las funciones de penalización asociadas al PPISEP que desee ser evaluado.

Procedimiento 5.12: Cálculo de los valores de las funciones de penalización

Entrada: $W, \hat{t}, n, \varphi_p, R_d, \hat{i}_n, \hat{i}_f$

Salida: $\tilde{f}_1, \tilde{f}_2, \tilde{f}_3, \tilde{f}_4$

inicio

$$\tilde{\theta}_1 = 0;$$

$$\tilde{\theta}_2 = 0;$$

$$\tilde{\theta}_3 = 0;$$

$$R_s = 0;$$

para $r = 1$ **a** n **haga**

$$\tilde{\theta}_1 = \max(-w(r, 3), 0) + \tilde{\theta}_1;$$

$$\tilde{\theta}_2 = \max(w(r, 4) - \hat{t}, 0) + \tilde{\theta}_2;$$

$$\tilde{\theta}_3 = \max(-w(r, 2), 0) + \tilde{\theta}_3;$$

$$R_s = R_s + \lambda_0(w(r, 5), w(r, 3), \hat{i}_n, \hat{i}_f);$$

fin para

$$\tilde{f}_1 = \varphi_p \tilde{\theta}_1;$$

$$\tilde{f}_2 = \varphi_p \tilde{\theta}_2;$$

$$\tilde{f}_3 = \varphi_p \tilde{\theta}_3;$$

$$\tilde{f}_4 = \varphi_p [\max(-R_s, 0) + \max(R_s - R_d, 0)];$$

fin

Como se puede apreciar, en algunos procedimientos se emplean distintas funciones, las cuales son enunciadas a continuación:

Funcion 5.1 *Generador de distribución triangular a partir de una uniforme.*

Función 5.1: Generador de distribución triangular a partir de una uniforme

Entrada: mín, mod, máx

Salida: $\psi(\text{mín}, \text{mod}, \text{máx})$

inicio

Asigne a: $u \leftarrow U(0, 1)$

si $u \geq \frac{\text{mod} - \text{mín}}{\text{máx} - \text{mín}}$ **entonces**

$$\psi(\text{mín}, \text{mod}, \text{máx}) = \text{máx} - \sqrt{(1 - u)(\text{máx} - \text{mín})(\text{máx} - \text{mod})};$$

si $u < \frac{\text{mod} - \text{mín}}{\text{máx} - \text{mín}}$ **entonces**

$$\psi(\text{mín}, \text{mod}, \text{máx}) = \text{mín} + \sqrt{u(\text{máx} - \text{mín})(\text{mod} - \text{mín})};$$

fin de si

fin

Funcion 5.2 *Cálculo del valor presente de una cantidad.*

Función 5.2: Cálculo del valor presente de una cantidad

Entrada: $\lambda_t, t, \hat{i}_n, \hat{i}_f$

Salida: $\lambda_0(\lambda_t, t, \hat{i}_n, \hat{i}_f)$

inicio

| $\lambda_0(\lambda_t, t, \hat{i}_n, \hat{i}_f) = \lambda_t \left(\frac{1+\hat{i}_f}{1+\hat{i}_n} \right)^t$

fin

Funcion 5.3 *Determinación del valor mayor de dos números.*

Función 5.3: Determinación del valor mayor de dos números

Entrada: a_1, a_2

Salida: $\text{máx}(a_1, a_2)$

inicio

| **si** $a_1 \geq a_2$ **entonces**

| | $\text{máx}(a_1, a_2) = a_1;$

| **si** $a_1 < a_2$ **entonces**

| | $\text{máx}(a_1, a_2) = a_2;$

| **fin de si**

fin

CAPÍTULO VI

IMPLEMENTACIÓN DEL EJEMPLO NUMÉRICO

6.1. Descripción del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

El ejemplo numérico considerado se basa en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) cuyo diagrama unifilar se presenta en la Figura 6.1

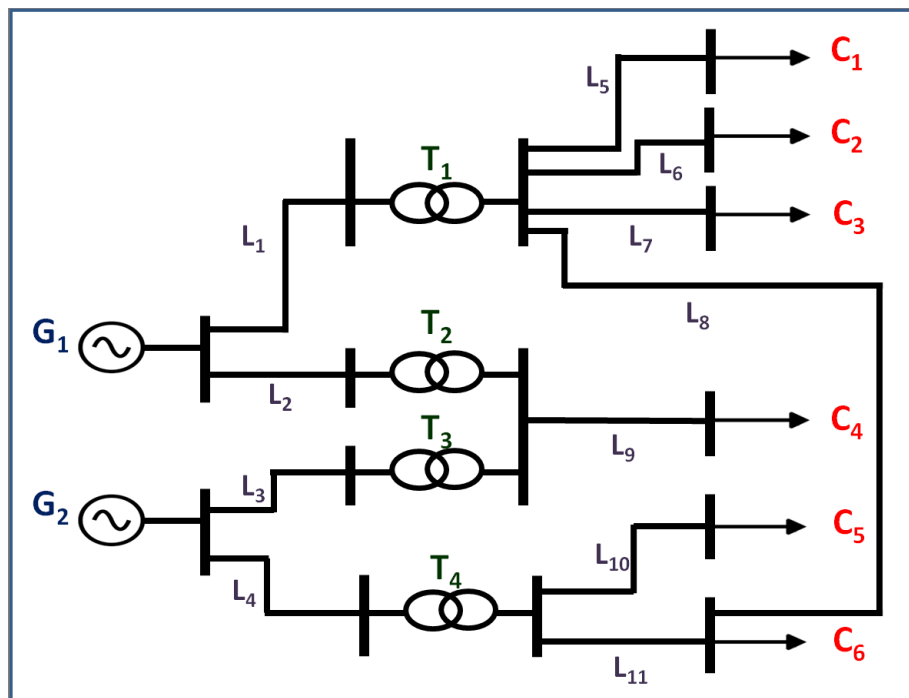


Figura 6.1. Diagrama unifilar del SEP del ejemplo numérico

Como se puede observar en la figura, se tienen dos generadores, once líneas de transmisión y seis cargas en el SEP considerado para el ejemplo numérico.

Tal como se explicó en el Capítulo V, el SEP es considerado como un modelo de repartición de energía activa promedio, por periodos de tiempo, desde los generadores hasta las cargas mediante las líneas de transmisión de energía. Para el presente ejemplo numérico, tales periodos de tiempo fueron establecidos de una duración igual a dos años.

A cada generador se le asignó un valor de capacidad nominal de generación de energía activa promedio por periodo de tiempo, mientras que a cada línea de transmisión de energía se le asignó un valor de capacidad nominal máxima de transmisión de energía activa promedio por periodo de tiempo. Dichos valores se presentan en las Tablas 6.1 y 6.2.

Tabla 6.1. Capacidades nominales de los generadores

Generador	Capacidad nominal
G_1	450
G_2	250

Tabla 6.2. Capacidades nominales máximas de las líneas de transmisión

Línea de transmisión	Capacidad nominal máxima
L_1	450
L_2	80
L_3	80
L_4	350
L_5	140
L_6	140
L_7	80
L_8	25
L_9	135
L_{10}	170
L_{11}	210

En cuanto a las líneas de transmisión, se estableció que éstas podían tener una capacidad nominal típica o más probable igual al 90 % de su capacidad nominal

máxima y una capacidad nominal mínima igual al 80 % de su capacidad nominal máxima. Estas relaciones brindan los valores de los parámetros de la distribución de probabilidad tipo triangular asociada al cálculo de las capacidades nominales de las líneas de transmisión de energía: $\text{mín}_{\text{falla}} = 0,8$; $\text{mod}_{\text{falla}} = 0,9$ y $\text{máx}_{\text{falla}} = 1$.

Finalmente, a cada una de las Cargas C_1 , C_2 y C_3 se le asignó un cliente residencial, mientras que a cada una de las Cargas C_4 y C_5 se le asignó un cliente comercial y a la Carga C_6 se le asignó un cliente industrial.

6.2. Descripción del PPISEP

Para el presente ejemplo numérico se estableció estudiar el SEP antes descrito durante un Horizonte de Planificación H_p de veinte años, compuesto de 10 periodos de tiempo de 2 años de duración ($\hat{t} = 10$, $\tau = 2$ años). Dentro de este Horizonte de Planificación, se consideró un PPISEP inicial de tres proyectos inversión ($n = 3$) los cuales son descritos a continuación:

1. Proyecto de transmisión N°1: incremento de la capacidad nominal máxima de transmisión de energía activa promedio por periodo de tiempo de la Línea de transmisión de energía L_7 en 10 unidades de energía. Periodo de tiempo de inicio de su construcción: N°2 (cuarto año).
2. Proyecto de transmisión N°2: construcción de una nueva Línea de Transmisión de energía que conecta el Transformador T_1 con la Carga C_4 y cuya capacidad nominal máxima de transmisión de energía activa promedio por periodo de tiempo es de 10 unidades de energía. Periodo de tiempo de inicio de su construcción: N°2 (cuarto año).
3. Proyecto de generación N°1: incremento de la capacidad nominal de generación de energía activa promedio por periodo de tiempo del Generador G_2

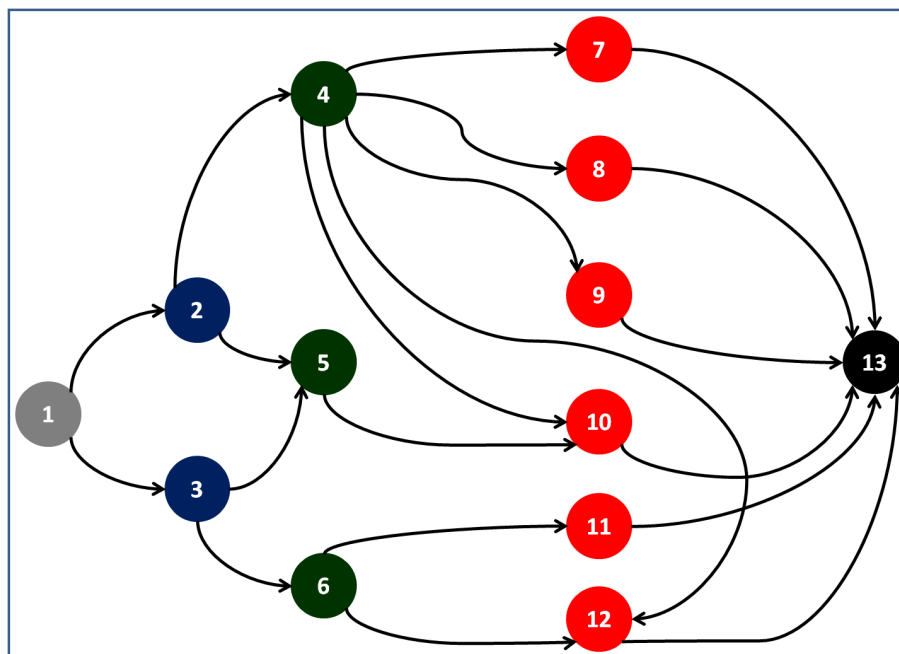


Figura 6.2. Red \mathcal{R} del ejemplo numérico

en 10 unidades de energía. Periodo de tiempo de inicio de su construcción: N°2 (cuarto año).

6.3. Construcción de la *Red*

La representación del SEP como una Red \mathcal{R} , considerando el PPISEP inicial antes descrito, se muestra en la Figura 6.2.

Como se puede observar en la *Red* \mathcal{R} de la Figura 6.2, se tienen dos *Nodos Iniciales* (Nodos de color azul), tres *Nodos Intermedios* (Nodos de color verde) y seis *Nodos Terminales* (Nodos de color rojo), debido a la presencia de dos generadores, tres puntos de transformación y seis cargas en el SEP, respectivamente (ver Figura 6.1). Además de los *Nodos* antes mencionados, en la *Red* \mathcal{R} de la Figura 6.2 se presentan el *Nodo Fuente* (Nodo de color gris) y el *Nodo Hundido* (Nodo de color negro). Todos estos *Nodos* se encuentran enumerados tal como se explicó

en el Capítulo V.

Por otra parte, en la Red \mathcal{R} considerada se tienen dos arcos de generación (arcos que unen al *Nodo Fuente* con los *Nodos Iniciales*), doce arcos de transmisión (arcos que unen a los *Nodos Iniciales* con los *Nodos Intermedios* y arcos que unen a los *Nodos Intermedios* con los *Nodos Terminales*) y seis arcos de consumo (arcos que unen a los *Nodos Terminales* con el *Nodo Hundido*). Todos estos arcos presentan una dirección establecida desde el *Nodo Fuente* hasta el *Nodo Hundido*.

Ahora bien, el arco de la Red \mathcal{R} que une al *Nodo Intermedio* 4 con el *Nodo Terminal* 10 no representa alguna línea de transmisión en el diagrama unifilar del SEP mostrado en la Figura 6.1. Esto se debe a que dicho arco hace referencia a la nueva línea de transmisión que puede introducir el Proyecto de transmisión N°2.

Para finalizar, la representación de la Red \mathcal{R} antes descrita se hizo mediante una matriz de adyacencia \mathcal{J} , la cual se muestra a continuación:

$$\mathcal{J} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

Considerando la notación presentada en el Capítulo V, en la Tabla 6.3 se presentan los parámetros asociados a la Red \mathcal{R} para el ejemplo numérico.

6.3.1. PPISEP inicial en términos matemáticos

Considerando la Red \mathcal{R} y el PPISEP antes descrito, a continuación se define el PPISEP inicial \mathbf{P}_i del ejemplo numérico de acuerdo a la notación presentada en el Capítulo V (ver Ecuación (5.2)). Es importante destacar que para definir un proyecto de generación, se seleccionó la variable $t_p = 1$, mientras que para definir un proyecto de transmisión, se seleccionó la variable $t_p = 2$.

Tabla 6.3. Valores de los parámetros asociados a la Red \mathcal{R}

Parámetro	Valor
G_{12}	450
G_{13}	250
T_{24}	450
T_{25}	80
T_{35}	80
T_{36}	350
T_{47}	140
T_{48}	140
T_{49}	80
T_{410}	0
T_{412}	25
T_{510}	135
T_{611}	170
T_{612}	210
N_g	2
N_t	3
N_c	6

$$\mathbf{P}_i = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 9 & 10 & 2 \\ 2 & 4 & 10 & 10 & 2 \\ 1 & 1 & 3 & 10 & 2 \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

6.4. Escenarios estudiados

La implementación del ejemplo numérico de la metodología diseñada se basó en cuatro escenarios distintos, en los cuales se presentan variaciones únicamente en el pronóstico del consumo de energía activa promedio por parte de los clientes y en las tasas de interés atractiva e inflación promedio por periodo de tiempo.

Tal como se señaló en el Capítulo V, el consumo pronosticado de energía activa promedio en el tiempo por parte de los clientes presentes en el SEP (\widetilde{C}_{ih}) viene descrito por una función lineal adicionada a una función de densidad de

Tabla 6.4. Valores de los parámetros de consumo energético

Parámetros	Escenario	
	Alza	Baja
α_{res}	5	-5
β_{res}	55	55
γ_{res}	1	1
mín_{res}	-4	-4
mod_{res}	0	0
máx_{res}	4	4
α_{com}	4	-4
β_{com}	80	80
γ_{com}	1	1
mín_{com}	-4	-4
mod_{com}	0	0
máx_{com}	4	4
α_{ind}	6	-6
β_{ind}	100	100
γ_{ind}	1	1
mín_{ind}	-7	-7
mod_{ind}	0	0
máx_{ind}	7	7

probabilidad tipo triangular:

$$\widetilde{C}_{ih} = \alpha_{\text{tipo}} t + \beta_{\text{tipo}} + \gamma_{\text{tipo}} \psi(\text{mín}_{\text{tipo}}, \text{mod}_{\text{tipo}}, \text{máx}_{\text{tipo}}). \quad (6.3)$$

Para el ejemplo numérico se consideraron dos tipos de escenarios en el pronóstico del consumo energético: consumo a la alza y consumo a la baja. En la Tabla 6.4 se presentan los valores de los parámetros α_{tipo} , β_{tipo} , γ_{tipo} , mín_{tipo} , mod_{tipo} y máx_{tipo} para cada tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial) en los escenarios antes mencionados.

Cada uno de los escenarios de consumo energético antes mostrados fueron estudiados en dos casos distintos. El primero de ellos tomaba en consideración una tasa de interés atractiva por periodo de tiempo (\widehat{i}_n) igual a 17% y una tasa

de inflación promedio por periodo de tiempo (\widehat{i}_f) igual a 10 %, mientras que en el segundo caso se consideró una tasa de interés atractiva por periodo de tiempo (\widehat{i}_n) igual a 10 % y una tasa de inflación promedio por periodo de tiempo (\widehat{i}_f) igual a 17 %. De esta manera, se estudiaron cuatro escenarios diferentes de la metodología diseñada.

Además de los valores de los parámetros antes señalados, en cada uno de los cuatro escenarios se establecieron valores fijos de los parámetros restantes. En la Tabla 6.5 se presentan dichos valores.

Tabla 6.5. Valores de los parámetros restantes del ejemplo numérico

Parámetros	Valor
k_{res}	165
k_{com}	425
k_{ind}	380
c_u	170
c_f	610
l_{res}	11000
l_{com}	10000
l_{ind}	12000
ξ_1	0,1
ξ_2	0,9
\widehat{c}_g	4000
\widehat{c}_t	2000
\widehat{f}_g	0,01538
\widehat{f}_t	0,02500
R_d	2000000
φ_p	10^8

Luego de definir los cuatro escenarios distintos se procedió a programar el ejemplo numérico en MATLAB 7 (véase el Apéndice XII), estableciendo un total de 30 muestras ($\widehat{m} = 30$) o ejecuciones del modelo de simulación para obtener los valores de la función objetivo del ASEM en cada punto.

El número de muestras o ejecuciones del modelo de simulación fue establecido en 30 para obtener una mínima muestra significativa de los población (ver el

Apéndice II) que fuera lo suficientemente pequeña para que se obtuviera la mejora del PPISEP inicial para cada escenario en un tiempo razonable.

Por último, para el algoritmo ASEM se consideró como criterio de parada un número máximo de etapas igual a 12 ($s = 12$), estableciendo de esta manera que los valores que brinda el ASEM de tiempo de inicio de construcción y de cantidad de energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión del PPISEP considerado constituyen unos valores mejores a los iniciales mas no los valores óptimos. En la Tabla 6.6 se presentan los valores de los parámetros del ASEM empleados en el ejemplo numérico.

Tabla 6.6. Valores de los parámetros del ASEM

Parámetros	Valor
ε	0,1
φ	0,8
$k_x^{[1]}$	1,3
ρ	0,9
α_r	1
β_r	2
γ_r	0,5
δ_r	0,5
$\Delta_r^{[1]}$	5
α_e	2
β_e	2
γ_e	1
δ_e	0,4
Δ_e	1

6.5. Resultados del ejemplo numérico

Tal como se mencionó en el Capítulo V, el tiempo de inicio de construcción de cada uno de los proyectos de inversión que constituyen el PPISEP inicial y la cantidad de energía activa promedio que introduce cada uno de dichos proyectos conforman el vector inicial del ASEM, es decir:

$$\mathbf{v}_0 = \begin{pmatrix} 10 \\ 10 \\ 10 \\ 2 \\ 2 \\ 2 \end{pmatrix}, \quad (6.4)$$

donde las primeras tres componentes de este vector hacen referencia a la energía activa promedio que introduce cada uno de los proyectos de inversión que constituyen el PPISEP inicial, mientras que las últimas tres componentes se refieren al periodo de tiempo de inicio de construcción de cada uno de dichos proyectos de inversión (véase el Capítulo V).

A continuación, para cada escenario planteado, se presenta la evaluación mediante un histograma de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) y del balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación al aplicar tanto el PPISEP inicial (ver Ecuación (6.2)) como el PPISEP mejorado (considerando los valores de las componentes del vector de la etapa 12 arrojado por el ASEM). Tales histogramas se basan en un total de 30 muestras o ejecuciones del modelo de simulación. Para cada medición asociada a algún histograma se presenta el intervalo de confianza al 95% ($\alpha = 0,05$) de la media poblacional μ (ver el Apéndice II). Es relevante comentar que para el cálculo de la media muestral se hace uso de la varianza muestral s^2 como estimador puntual de la varianza poblacional σ^2 . Por otra parte, también se presenta, para cada uno de los escenarios planteados, el vector de salida arrojado por el ASEM en la etapa 12 ($\hat{\mathbf{v}}^{[12]}$), el PPISEP mejorado (\mathbf{P}_m), el número total de evaluaciones de la función objetivo y el valor del parámetro delta (Δ) obtenido en la etapa 12 del ASEM.

6.5.1. Escenario N°1: Consumo en alza. Interés mayor que inflación

PPISEP inicial

En el primer escenario, al evaluar el rendimiento del PPISEP inicial se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a: $-935962,0786 \leq \mu_d \leq -860796,7742$ y un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a: $507973,82 \leq \mu_b \leq 509406,7842$.

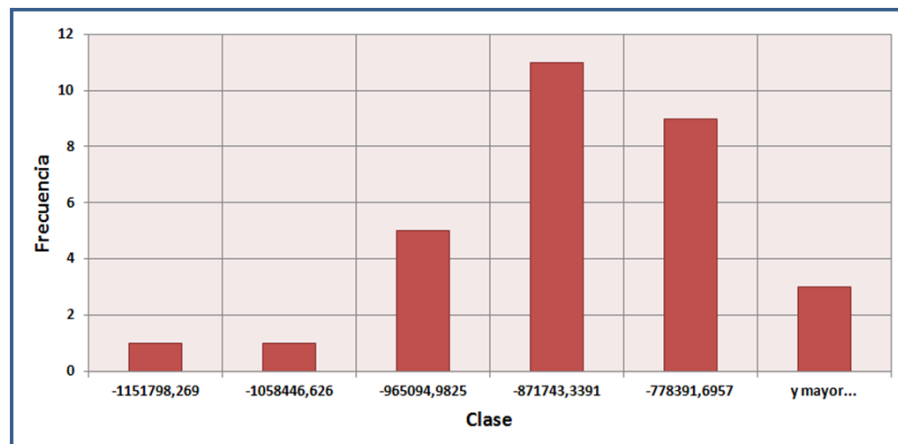


Figura 6.3. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°1

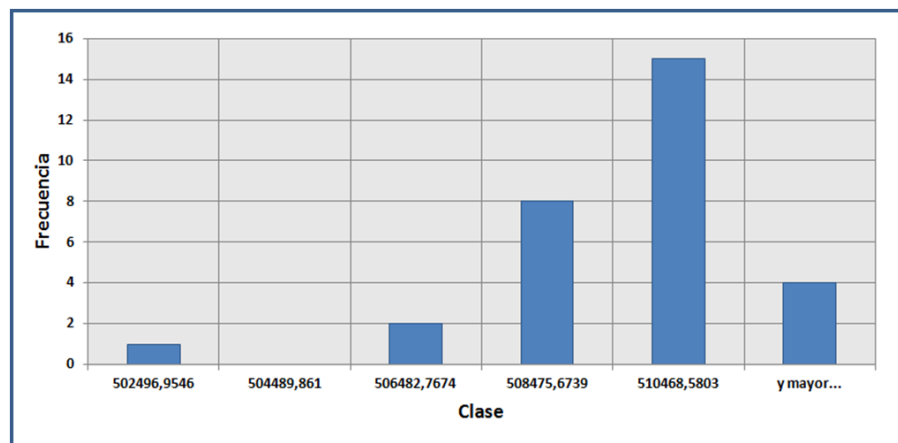


Figura 6.4. Balance económico al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°1

PPISEP mejorado

A continuación se presentan los valores de las variables y parámetros de interés arrojados por el ASEM para el primer escenario:

- Vector de salida de la etapa 12:

$$\hat{\mathbf{v}}^{[12]} = \begin{pmatrix} 38,4732 \\ 29,2109 \\ 33,5787 \\ 1 \\ 5 \\ 7 \end{pmatrix} \quad (6.5)$$

- Portafolio mejorado:

$$\mathbf{P}_m = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 9 & 38,4732 & 1 \\ 2 & 4 & 10 & 29,2109 & 5 \\ 1 & 1 & 3 & 33,5787 & 7 \end{bmatrix} \quad (6.6)$$

- Número de evaluaciones de la función objetivo: 1024.
- Delta: $\Delta = 1,6948$.

Al evaluar el rendimiento del PPISEP mejorado antes mostrado se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a: $-18017,25506 \leq \mu_d \leq -3782,208917$ y un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a $385369,923 \leq \mu_b \leq 386862,6541$.

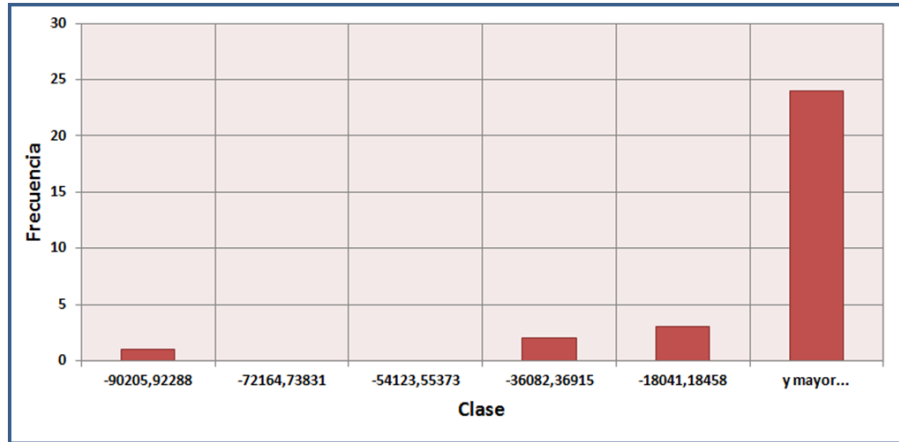


Figura 6.5. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°1

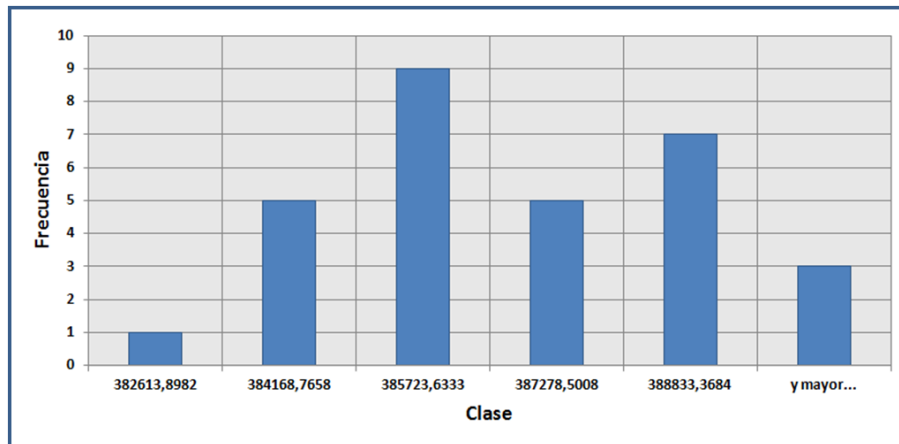


Figura 6.6. Balance económico al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°1

6.5.2. Escenario N°2: Consumo en alza. Inflación mayor que interés

PPISEP inicial

En el segundo escenario, al evaluar el rendimiento del PPISEP inicial se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a: $-2843822,939 \leq \mu_d \leq -2629141,657$ y un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a $1029475,9 \leq \mu_b \leq 1032349,327$.

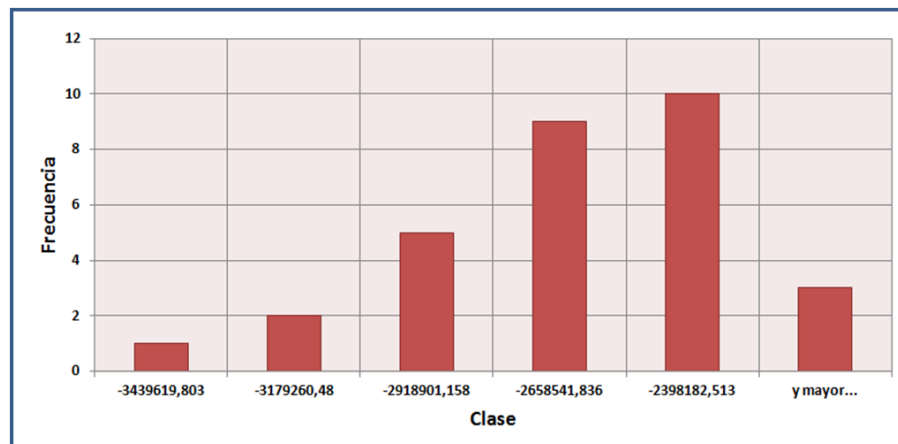


Figura 6.7. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°2

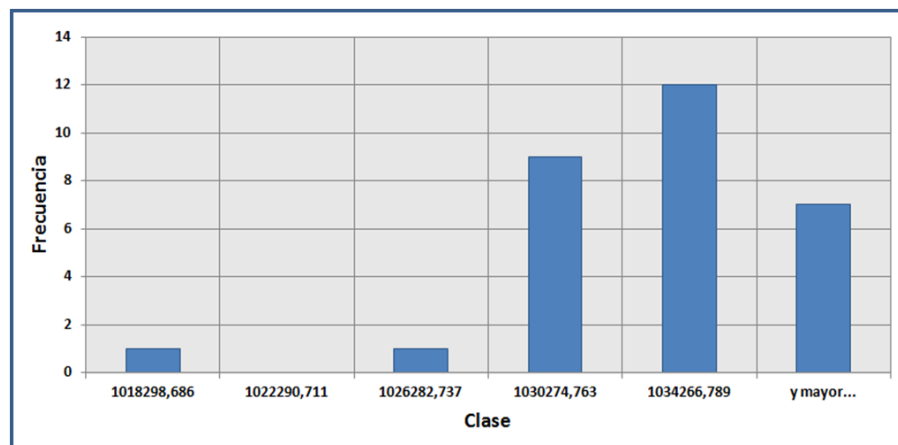


Figura 6.8. Balance económico al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°2

PPISEP mejorado

A continuación se presentan los valores de las variables y parámetros de interés arrojados por el ASEM para el segundo escenario:

- Vector de salida de la etapa 12:

$$\hat{\mathbf{v}}^{[12]} = \begin{pmatrix} 51,8507 \\ 43,8111 \\ 26,3909 \\ 0 \\ 0 \\ 2 \end{pmatrix} \quad (6.7)$$

- Portafolio mejorado:

$$\mathbf{P}_m = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 9 & 51,8507 & 0 \\ 2 & 4 & 10 & 43,8111 & 0 \\ 1 & 1 & 3 & 26,3909 & 2 \end{bmatrix} \quad (6.8)$$

- Número de evaluaciones de la función objetivo: 1424.
- Delta: $\Delta = 18,1641$.

Al evaluar el rendimiento del PPISEP mejorado antes mostrado se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a 837336, $4542 \leq \mu_b \leq 840096,5465$ y una media de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a cero.

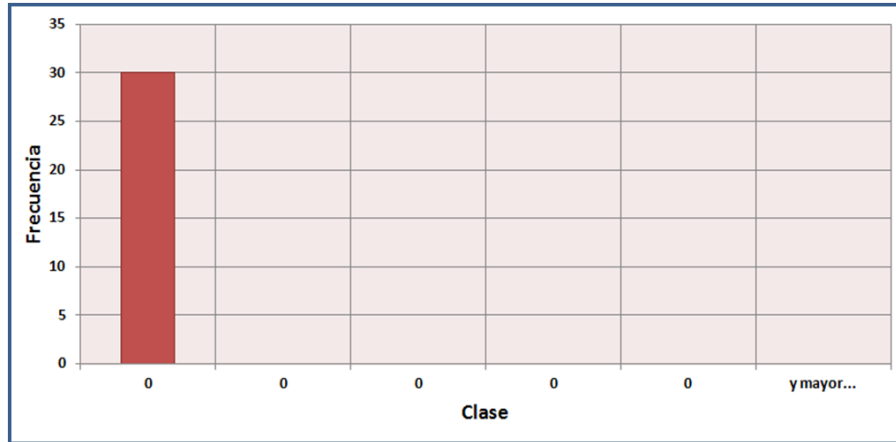


Figura 6.9. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°2

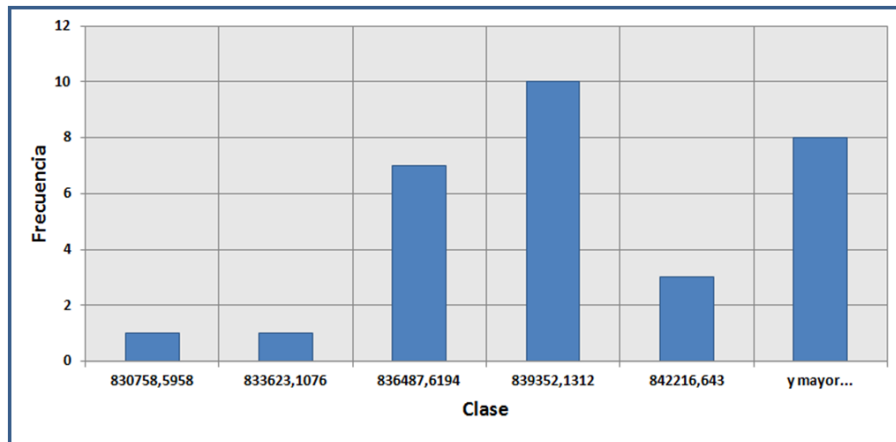


Figura 6.10. Balance económico al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°2

6.5.3. Escenario N°3: Consumo en baja. Interés mayor que inflación

PPISEP inicial

En el tercer escenario, al evaluar el rendimiento del PPISEP inicial se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a $289651,5326 \leq \mu_b \leq 290879,8434$ y una media de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a cero.

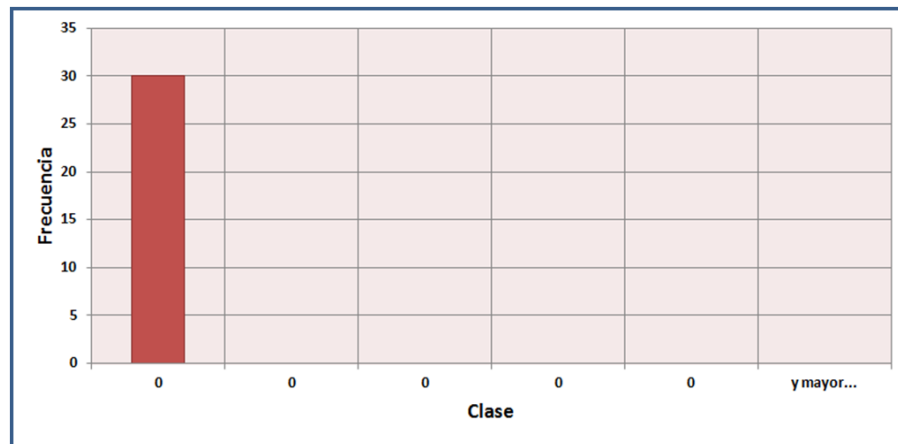


Figura 6.11. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°3

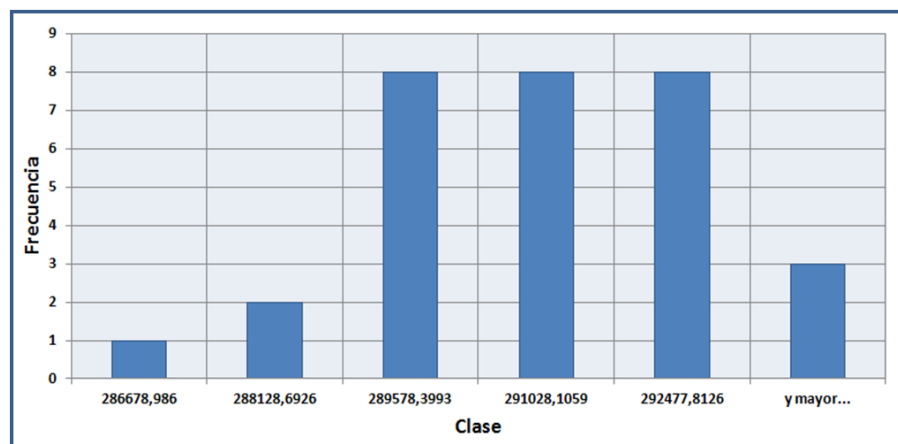


Figura 6.12. Balance económico al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°3

PPISEP mejorado

A continuación se presentan los valores de las variables y parámetros de interés arrojados por el ASEM para el tercer escenario:

- Vector de salida de la etapa 12:

$$\hat{\mathbf{v}}^{[12]} = \begin{pmatrix} 0,6178 \\ 0,4142 \\ 0,3398 \\ 9 \\ 9 \\ 9 \end{pmatrix} \quad (6.9)$$

- Portafolio mejorado:

$$\mathbf{P}_m = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 9 & 0,6178 & 9 \\ 2 & 4 & 10 & 0,4142 & 9 \\ 1 & 1 & 3 & 0,3398 & 9 \end{bmatrix} \quad (6.10)$$

- Número de evaluaciones de la función objetivo: 914.
- Delta: $\Delta = 4,0141$.

Al evaluar el rendimiento del PPISEP mejorado antes mostrado se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a $358809,9059 \leq \mu_b \leq 360311,2778$ y una media de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a cero.

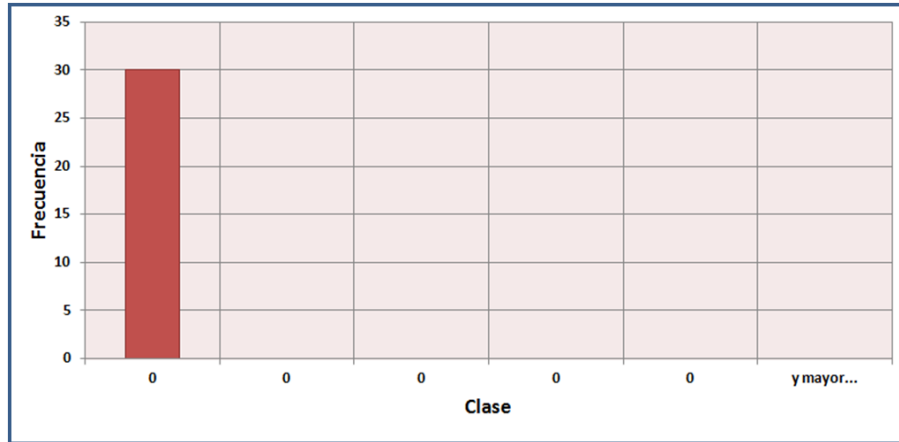


Figura 6.13. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°3



Figura 6.14. Balance económico al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°3

6.5.4. Escenario N°4: Consumo en baja. Inflación mayor que interés

PPISEP inicial

En el cuarto escenario, al evaluar el rendimiento del PPISEP inicial se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a $519407,3798 \leq \mu_b \leq 522511,927$ y una media de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a cero.

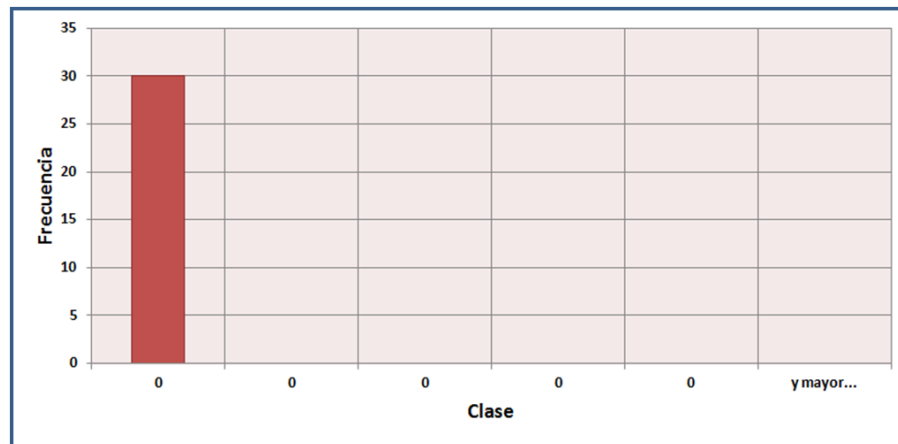


Figura 6.15. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°4

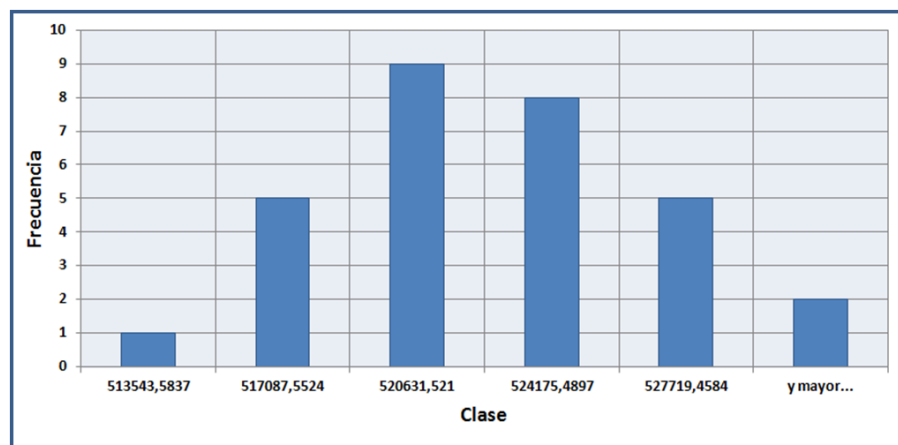


Figura 6.16. Balance económico al aplicar el PPISEP inicial. Escenario N°4

PPISEP mejorado

A continuación se presentan los valores de las variables y parámetros de interés arrojados por el ASEM para el cuarto escenario:

- Vector de salida de la etapa 12:

$$\hat{\mathbf{v}}^{[12]} = \begin{pmatrix} 0,1986 \\ 0,0487 \\ 0,1144 \\ 8 \\ 9 \\ 8 \end{pmatrix} \quad (6.11)$$

- Portafolio mejorado:

$$\mathbf{P}_m = \begin{bmatrix} 2 & 4 & 9 & 0,1986 & 8 \\ 2 & 4 & 10 & 0,0487 & 9 \\ 1 & 1 & 3 & 0,1144 & 8 \end{bmatrix} \quad (6.12)$$

- Número de evaluaciones de la función objetivo: 555.
- Delta: $\Delta = 1,0006$.

Al evaluar el rendimiento del PPISEP mejorado antes mostrado se obtuvo un intervalo de confianza al 95 % para la media del balance económico μ_b igual a 607763,3748 $\leq \mu_b \leq$ 610903,5784 y una media de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) μ_d igual a cero.

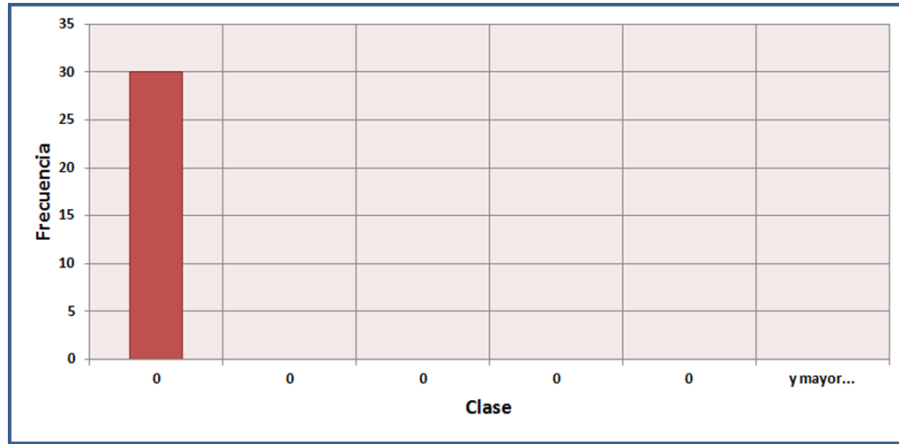


Figura 6.17. Demanda insatisfecha total al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°4



Figura 6.18. Balance económico al aplicar el PPISEP mejorado. Escenario N°4

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios planteados permitieron comprobar el correcto funcionamiento de la metodología diseñada. A continuación se analizan los aspectos más importantes de los resultados arrojados por el ASEM en los escenarios anteriormente formulados.

En el escenario N°1 se puede constatar que las muestras obtenidas al evaluar el PPISEP mejorado presentan valores absolutos de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación notablemente menores a los valores obtenidos al evaluar el PPISEP inicial (véanse los histogramas de las Figuras 6.5 y 6.3). Por otra parte, las muestras asociadas al PPISEP mejorado presentan valores de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación levemente superiores a los valores obtenidos al evaluar el PPISEP inicial (véanse los histogramas de las Figuras 6.6 y 6.4). Este último resultado era de esperar puesto que en la estrategia de optimización se estableció una mayor importancia a la disminución del valor negativo de la demanda insatisfecha que al aumento del balance económico ($\xi_2 > \xi_1$). En cuanto a los intervalos de confianza resulta interesante comentar la notable amplitud del intervalo asociado a la media de la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación obtenida al evaluar el PPISEP mejorado. Esta amplitud se debe a la gran diferencia entre los valores de las muestras obtenidas al evaluar el PPISEP mejorado puesto que existen muestras (la mayoría) con valores muy pequeños

de demanda insatisfecha total mientras que se tienen otras muestras con valores de demanda insatisfecha total de mayor magnitud. Para finalizar, es importante destacar que el valor del parámetro delta (Δ) arrojado por el ASEM para este escenario ($\Delta = 1,6948$) es relativamente cercano al valor sugerido por el autor del algoritmo para la identificación del óptimo local (véase el Apéndice XI) por lo que se puede decir que el PPISEP mejorado obtenido está relativamente cercano al PPISEP óptimo.

Para el escenario N°2 se puede observar que las muestras obtenidas al evaluar el PPISEP mejorado presentan valores nulos de demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación, lo cual representa una absoluta mejora en comparación con los valores obtenidos al evaluar el PPISEP inicial (véanse los histogramas de las Figuras 6.9 y 6.7). Al igual que en el escenario anterior, debido a los valores considerados de ξ_1 y de ξ_2 , las muestras asociadas al PPISEP mejorado presentan valores de balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación levemente superiores a los valores obtenidos al evaluar el PPISEP inicial (véanse los histogramas de las Figuras 6.8 y 6.10). Si se detalla el PPISEP mejorado obtenido en este escenario con el obtenido en el escenario anterior, se puede constatar que los periodos de tiempo de inicio de construcción de los proyectos de inversión del PPISEP mejorado del escenario N°2 son menores a los del PPISEP mejorado del escenario N°1. Este resultado era de esperar puesto que al presentarse una tasa promedio de inflación superior a la tasa de interés resulta más rentable económicamente invertir antes. Finalmente, resulta interesante comentar que para este escenario el valor del parámetro delta (Δ) arrojado por el ASEM ($\Delta = 18,1641$) es apreciablemente superior al obtenido en el escenario anterior; esto significa que el resultado arrojado por el algoritmo no es muy cercano al óptimo (los valores de energía activa promedio que introducen los proyectos de inversión todavía son levemente elevados en comparación con los del PPISEP mejorado obtenido en el escenario N°1).

Los escenarios N°3 y N°4 resultaron ser de mucha utilidad para verificar el funcionamiento de la metodología diseñada puesto que al establecer un pronóstico de consumo de energía activa promedio a la baja por parte de los clientes presentes en el SEP, la demanda insatisfecha total (en términos de dinero) para el Horizonte de Planificación, como era de esperar, resultó ser nula (véanse los histogramas de las Figuras 6.11, 6.13, 6.15 y 6.17). Si se detallan los PPISEP mejorados obtenidos tanto en el escenario N°3 como en el escenario N°4, se puede percibir que la energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión es muy cercana a cero, lo cual quiere decir que no es necesario ejecutar algún proyecto de inversión en el SEP, siendo esto un resultado lógico puesto que al no existir demanda insatisfecha no hace falta poner en funcionamiento algún proyecto de inversión. Por otra parte, debido a que el PPISEP mejorado presenta valores considerablemente inferiores de energía activa promedio que introduce cada proyecto de inversión en comparación con los valores del PPISEP inicial, el balance económico de la empresa poseedora del SEP para el Horizonte de Planificación aumenta notablemente (véanse los histograma de las Figuras 6.12, 6.14, 6.16 y 6.18). Para finalizar, resulta relevante añadir que debido a que el PPISEP mejorado presenta valores casi nulos de energía activa promedio que introduce cada uno de sus proyectos de inversión, los periodos de tiempo de inicio de construcción de estos proyectos arrojados por el ASEM no tienen alguna relevancia.

CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES

La propuesta metodológica desarrollada en el presente Trabajo de Grado constituye un aporte inédito dentro del campo de la planificación de la expansión de los SEP. Esta propuesta metodológica permite mejorar un Portafolio de Proyectos de Inversión en un Sistema Eléctrico de Potencia (PPISEP) de acuerdo al consumo pronosticado no cubierto de energía activa promedio y al balance económico de la empresa poseedora del SEP. Partiendo de un PPISEP inicial, esta metodología identifica unos valores mejores de tiempo de inicio de construcción y de energía activa promedio introducida al SEP de cada uno de los proyectos de inversión que componen el PPISEP. Estos valores constituyen una disminución del consumo pronosticado no cubierto de energía activa promedio y un incremento del balance económico de la empresa poseedora del SEP.

Un aspecto relevante de esta metodología es el de permitir considerar el campo numérico entero del tiempo de inicio de construcción y el campo numérico real de la energía activa promedio introducida al SEP de cada uno de los proyectos de inversión que componen el PPISEP. Por otra parte, mediante el uso de la simulación por Monte Carlo, la metodología diseñada toma en cuenta las incertidumbres aleatorias asociadas al consumo energético y las fallas en las líneas de transmisión del SEP.

Por último, la virtud más importante de la propuesta metodológica desarrollada en el presente Trabajo de Grado es la de permitir considerar diferentes topo-

logías de SEP puesto esta metodología no está planteada para un SEP particular. De igual forma, esta propuesta metodológica no está restringida a un PPISEP particular, es decir, puede ser utilizada para mejorar distintos tipos de PPISEP, con diferente cantidad y tipos de proyectos de inversión.

CAPÍTULO IX

RECOMENDACIONES

1. Tomar en consideración los siguientes aspectos en la propuesta metodológica del presente Trabajo de Grado:
 - Flujo de energía reactiva en el SEP.
 - Pérdidas técnicas y no técnicas en el SEP.
 - Costo de transmisión de energía, con el fin de tomar en cuenta la longitud de las líneas de transmisión.
 - Años de vida de los equipos que forman parte del SEP, de forma tal que se pueda evaluar los costos por depreciación.
2. Diseñar una metodología que identifique en qué parte del SEP deben ser ejecutados los proyectos de inversión de un SEP, de tal forma que se maximice el balance económico de la empresa poseedora del SEP y se minimice el consumo pronosticado no cubierto de energía activa promedio.
3. Implementar la propuesta metodológica del presente Trabajo de Grado en un SEP real, en el cual se tenga un registro histórico de aspectos técnicos (consumo energético, fallas en las líneas de transmisión) y económicos, de forma tal que se puedan asignar valores a los parámetros establecidos, permitiendo corroborar la validez de la metodología diseñada.

Apéndice I

Conceptos básicos de Ingeniería Económica

Los individuos, los propietarios de pequeños negocios, los presidentes de grandes corporaciones y los dirigentes de agencias gubernamentales se enfrentan rutinariamente al desafío de tomar decisiones significativas al seleccionar una alternativa sobre otra. Éstas son decisiones de cómo invertir en la mejor forma los fondos, o el capital, de la compañía y sus propietarios. La Ingeniería Económica, en forma bastante simple, hace referencia a la determinación de los factores y criterios económicos utilizados cuando se considera una selección entre una o más alternativas (Blank y Tarquin, 2000). A continuación se presentan algunos conceptos básicos relativos a la Ingeniería Económica.

I.1. Capital e interés

Existen muchas definiciones de capital, pero, desde un punto de vista sencillo y práctico, se puede decir que el capital es una parte de la riqueza (suma de dinero o propiedades) destinada a producir más riqueza (Sullivan et al., 2004). Sea cual sea la forma que adopte el capital (dinero o propiedades), éste tiene como fin producir un excedente: el interés, el cual viene a representar el rendimiento del capital.

El interés se puede definir como el incremento entre una cantidad inicial de capital poseída (o invertida) y la cantidad final acumulada, o entre una cantidad

inicial de capital prestado y la cantidad final debida. Cuando el interés se expresa como un porcentaje de la cantidad de capital inicial por unidad de tiempo, el resultado es una tasa de interés. El periodo de tiempo en el cual se expresa una tasa de interés se denomina periodo de interés (Blank y Tarquin, 2000).

El interés puede ser simple o compuesto. Se dice que el interés y la tasa correspondiente son simples si el interés total que se obtiene o se cobra es una proporción lineal de la cantidad inicial de capital, de la tasa de interés y del número de periodos de interés. En la práctica comercial contemporánea no es común que se utilice el interés simple (Sullivan et al., 2004). Por otra parte, para el interés compuesto, el interés acumulado para cada periodo de interés se calcula sobre el capital inicial más el monto total del interés acumulado en todos los periodos anteriores. Por esta razón, a diferencia del interés simple, el interés compuesto significa un interés sobre el interés, es decir, el efecto del valor del dinero en el tiempo se refleja también sobre el interés (Blank y Tarquin, 2000). En la práctica, el interés compuesto es mucho más común que el interés simple (Sullivan et al., 2004), y es el tipo de interés utilizado en este Trabajo de Grado.

I.2. Diagrama de flujo de efectivo

Un diagrama de flujo de efectivo es una representación gráfica de los flujos de efectivo (ingresos o egresos) trazados en una escala de tiempo (Blank y Tarquin, 2000). A continuación se presentan las convenciones empleadas en los diagramas de flujo de efectivo:

1. La línea horizontal es una escala de tiempo, con el avance del tiempo de izquierda a derecha. Téngase en cuenta que el final del período t coincide con el comienzo del periodo $t + 1$. Cuando se utiliza la convención de final de periodo de los flujos de efectivo, los números de los periodos se colocan

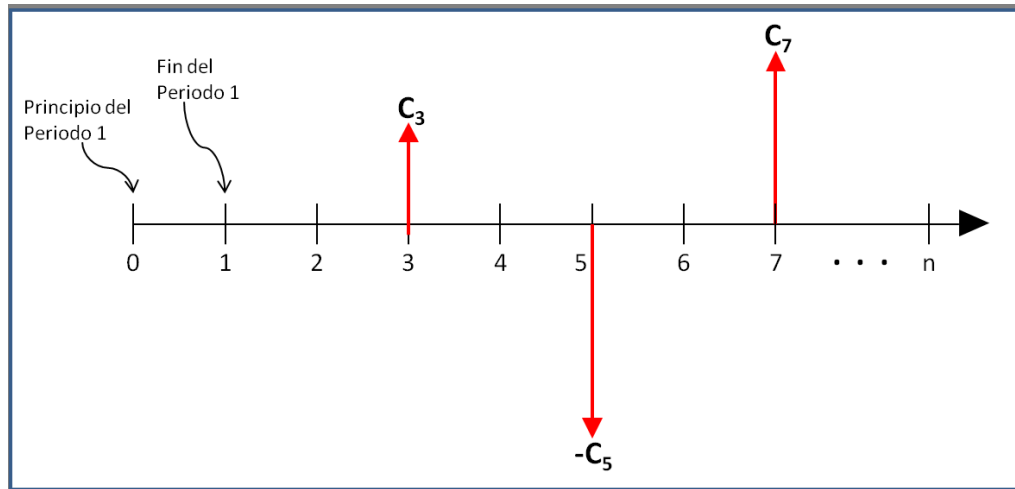


Figura I.1. Diagrama de flujo de efectivo

al final de cada intervalo de tiempo, como se observa en la Figura I.1 (Sullivan et al., 2004).

2. Las flechas significan flujo de efectivo y se colocan al final del periodo (véase la Figura I.1). Si fuera necesario hacer una distinción, las flechas que apuntan hacia abajo representan egresos (flujos de efectivo negativos) y las flechas hacia arriba representan ingresos (flujos de efectivo positivos) (Sullivan et al., 2004). La longitud de las flechas está asociada a su correspondiente cantidad de dinero.

Una cantidad de dinero en un periodo de tiempo determinado tiene un valor equivalente de dinero en otro periodo de tiempo. Para trasladar una cantidad de dinero C_k de un periodo de tiempo k a un periodo de tiempo futuro t ($t > k$), considerando una tasa de interés por periodo \hat{i} , se emplea la siguiente ecuación:

$$C_t = C_k (1 + \hat{i})^{(t-k)}, \quad \forall t > k \quad (\text{I.1})$$

donde C_t es el equivalente de la cantidad C_k en el periodo futuro t . Si en cambio se quisiera trasladar una cantidad de dinero C_t de un periodo de tiempo t a un

periodo de tiempo pasado k ($t > k$), considerando una tasa de interés por periodo i , se emplea la siguiente ecuación:

$$C_k = C_t \left(\frac{1}{1+i} \right)^{(t-k)}, \quad \forall t > k \quad (1.2)$$

I.3. Costos fijos y variables

El costo o coste es el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio.

De acuerdo a la variación de los costos en función del nivel de actividad de una empresa, se puede distinguir principalmente entre *costos fijos* y *costos variables*.

Los *costos fijos* son aquellos que no resultan afectados por cambios en el nivel de actividad de las operaciones, dentro de un rango de la capacidad de producción o de la capacidad instalada. Los costos fijos típicos incluyen seguros e impuestos de bienes inmuebles, administración general y salarios administrativos, tarifas de licencias y costos de interés sobre capital prestado (Sullivan et al., 2004).

Los *costos variables* son aquellos que están asociados con la operación y varían en relación con la cantidad total de producción u otras medidas del nivel de actividad. Por ejemplo, los costos del material y la mano de obra que se usan en un producto o servicio son costos variables pues su total varía con el número de unidades que se producen, aun cuando permanezcan los mismos costos por unidad (Sullivan et al., 2004).

I.4. Tasa de retorno mínima atractiva

La Tasa de Retorno Mínima Atractiva (TREMA) o tasa efectiva de interés es la tasa de rentabilidad mínima aceptable que los proyectos deben ofrecer para ser tomados en cuenta en el proceso de decisión respecto a una inversión. La TREMA varía de acuerdo con el área en la que se desarrolla el proyecto (de salud, de educación, agrícola, etcétera); por lo tanto, las empresas, organizaciones o instituciones deben establecer un parámetro (una TREMA) para seleccionar sus futuros proyectos y, sobre esta base, definir la estrategia financiera que seguirá con cada uno (Rosales, 2005).

I.5. Método de Valor Presente (VP)

El método de *Valor Presente (VP)* es uno de los criterios económicos más utilizados en la evaluación de inversiones por parte de una empresa o persona. Este método consiste en trasladar todos los gastos e ingresos futuros a un mismo punto del tiempo conocido como presente (Blank y Tarquin, 2000). Por lo general, al hacer el traslado en el tiempo de los flujos de dinero, se suele emplear la TREMA (Sullivan et al., 2004).

Para comprender mejor la definición anterior, a continuación se muestra la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos de dinero generados en una inversión:

$$VP = \sum_{k=0}^{\hat{n}} \frac{R_k - T_k}{(1 + i)^k}, \quad (I.3)$$

donde R_k y T_k son respectivamente los ingresos y egresos de capital en un k -ésimo periodo de tiempo, \hat{n} es el total de periodos considerados de la inversión e i es la tasa de interés por periodo que, por lo general, suele ser la TREMA. El criterio de

este método consiste en que si el valor presente de los flujos de efectivo es igual o mayor a cero, la inversión se justifica económicamente. En caso de presentarse un valor presente menor a cero, se considerará que la realización de dicha inversión ocasionaría un balance económico negativo o ruina en la empresa.

I.6. Inflación

El término inflación, en economía, se refiere al aumento de precios de bienes y servicios en un periodo de tiempo. Otra forma de definir este término es la disminución del valor del dinero respecto a la cantidad de bienes o servicios que se pueden comprar con dicho dinero (Nieto, 2008). Una medida frecuente de la inflación es la *tasa de inflación*, que es la tasa a la que crece el nivel general de precios.

Para analizar la disminución del valor del dinero en el tiempo debido a la inflación, considérese que en el periodo de tiempo presente se tiene una cantidad de capital igual a C_0 , la cual al trasladarla en el tiempo al periodo futuro t , mediante la tasa de interés periódica i , se transforma en C_t . En el periodo de tiempo presente, el capital C_0 puede comprar q_0 bienes o servicios al precio p_0 ($q_0 = \frac{C_0}{p_0}$), mientras que en el periodo de tiempo t , el capital C_t podrá comprar q_t bienes o servicios al precio p_t ($q_t = \frac{C_t}{p_t}$). El aumento de los precios de los bienes o servicios viene regido por la tasa promedio de inflación por periodo α mediante la siguiente expresión:

$$p_t = p_0 (1 + \alpha)^t. \quad (\text{I.4})$$

Ahora bien, si se quisiera comparar el número de bienes o servicios q_t que se pueden adquirir con el capital C_t con el número de bienes o servicios q_0 que se pueden adquirir con el capital C_0 , se puede constatar que q_t es afectado por la

tasa promedio de inflación $\acute{\alpha}$ puesto que ésta disminuye el poder adquisitivo del capital C_t :

$$q_t = \frac{C_t}{p_t} = \frac{C_0 (1 + \acute{i})^t}{p_0 (1 + \acute{\alpha})^t} = q_0 \left(\frac{1 + \acute{i}}{1 + \acute{\alpha}} \right)^t = q_0 \left(1 + \frac{\acute{i} - \acute{\alpha}}{1 + \acute{\alpha}} \right)^t. \quad (I.5)$$

El término $\frac{\acute{i} - \acute{\alpha}}{1 + \acute{\alpha}}$ es la denominada *tasa de interés real* y es la que debe emplearse para reflejar la inflación en el poder adquisitivo de los capitales, al trasladarlos en el tiempo.

Apéndice II

Conceptos y fórmulas básicas para el análisis estadístico

II.1. Población

Es cualquier conjunto de unidades o elementos claramente definido, en el espacio y en el tiempo, donde los elementos pueden ser personas, granjas, hogares, manzanas, condados, escuelas, hospitales, empresas, y cualquier otro, sobre el cual se estudia una determinada característica (Beneito et al., 2013), (INEI, 2006).

II.2. Muestra

Es un subconjunto representativo de la población a partir del cual se pretende realizar inferencias respecto a la población de donde procede (INEI, 2006). El número de elementos que componen la muestra se denomina *tamaño muestral*.

II.3. Parámetros, estadísticos y estimadores

Un *parámetro* es cualquier valor característico de la población, como la media o la desviación típica de la población. Sin embargo, estos valores son desconocidos puesto que no siempre se tienen todos los datos de la población para calcularlos (INEI, 2006).

Un *estadístico* es una medida usada para describir alguna característica de una muestra, como la media o la desviación típica. Cuando el *estadístico* se calcula en una muestra con el fin de estimar un *parámetro*, se le llama *estimador* (Beneito et al., 2013). Al valor numérico particular de un *estimador* se le denomina *estimación*. Es relevante comentar que un *estimador* es una variable aleatoria.

Para que un *estimador* pueda ser considerado efectivo, éste debe cumplir, al menos, las siguientes propiedades (Montgomery, 2004):

1. El *estimador* debe ser *insesgado*, es decir, el *parámetro* que se está estimando debe ser el promedio o valor esperado a la larga del *estimador puntual*.
2. El *estimador* debe tener varianza mínima.

La estimación de un *parámetro* de la población puede darse en forma de *estimación puntual* o de *estimación por intervalo*. La *estimación puntual* consiste en la estimación del valor del *parámetro* mediante un sólo valor, obtenido mediante una fórmula determinada. Por otra parte, la *estimación por intervalo* de un *parámetro* es un intervalo de anchura finita, centrado en la estimación puntual del *parámetro*, que se espera contenga el verdadero valor del *parámetro* (Walpole y Myers, 1984).

II.4. Intervalo de confianza

Es un rango de valores en el cual se encontraría el valor de un *parámetro* (INEI, 2006). Para definir un intervalo de confianza, suponga que θ es un *parámetro* desconocido. Para obtener una estimación por intervalo de θ , es necesario encontrar los estadísticos L y U que cumplan la siguiente declaración de probabilidad:

$$P(L \leq \theta \leq U) = 1 - \alpha, \quad 0 \leq \alpha \leq 1 \quad (\text{II.1})$$

Al intervalo

$$L \leq \theta \leq U \tag{II.2}$$

se le denomina intervalo de confianza del $100(1 - \alpha)\%$ para el *parámetro* θ . La interpretación de este intervalo es que si, en muestreos aleatorios repetidos, se construye un gran número de estos intervalos, $100(1 - \alpha)\%$ de ellos contendrán el verdadero valor de θ . A los estadísticos L y U se les llama los *límites de confianza inferior* y *superior*, respectivamente, y a $1 - \alpha$ se le denomina *coeficiente de confianza* (Montgomery, 2004). Es relevante añadir que L y U son variables aleatorias puesto que distintas muestras producen distintos valores de L y de U .

II.5. Desviación estándar

La desviación estándar, conocida también como desviación típica, es una medida de dispersión que se obtiene como la raíz cuadrada de la varianza (INEI, 2006).

II.6. Estimación de la media

La media es una medida de tendencia central de la muestra. La media muestral \bar{x} es un *estimador puntual* de la media poblacional μ y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \tag{II.3}$$

El cálculo del intervalo de confianza al $100(1 - \alpha)\%$ para μ con σ (desviación

estándar) conocida, se obtiene mediante la siguiente desigualdad:

$$\bar{x} - z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} < \mu < \bar{x} + z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} , \quad (\text{II.4})$$

donde \bar{x} es la media de una muestra de tamaño n , tomada de una población con varianza σ^2 conocida, y $z_{\alpha/2}$ es el valor de la distribución normal estándar que deja un área de $\alpha/2$ hacia la derecha (Walpole y Myers, 1984).

Para muestras de tamaño $n \geq 30$, independientemente de la forma de la mayoría de las poblaciones, la teoría del muestreo garantiza buenos resultados. Como generalmente no se conoce la desviación estándar de la población σ , en su lugar se puede hacer uso de la desviación estándar muestral s (Walpole y Myers, 1984).

II.7. Estimación de la varianza

La varianza muestral s^2 es un *estimador puntual* de la varianza poblacional σ^2 . Es una medida de dispersión de la información y se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1} . \quad (\text{II.5})$$

El cálculo del intervalo de confianza al $100(1 - \alpha)\%$ para σ^2 , se obtiene mediante la siguiente desigualdad:

$$\frac{(n - 1) \cdot s^2}{\chi^2_{\alpha/2}} < \sigma^2 < \frac{(n - 1) \cdot s^2}{\chi^2_{1-\alpha/2}} , \quad (\text{II.6})$$

donde s^2 es la varianza de la muestra aleatoria de tamaño n , y $\chi^2_{\alpha/2}$ y $\chi^2_{1-\alpha/2}$ son los valores de una distribución ji cuadrada con $\nu = n - 1$ grados de libertad, que

deja áreas de $\alpha/2$ y $1 - \alpha/2$ respectivamente, hacia la derecha (Walpole y Myers, 1984).

Apéndice III

Conceptos básicos de Algoritmia

III.1. Definición de algoritmo

Un *algoritmo* es una serie finita de pasos para resolver un problema (INACAP, 2003). A continuación se presentan las características más relevantes de los algoritmos (Barrueto, 2013), (INACAP, 2003):

1. Finito. Un algoritmo debe terminar siempre después de un número finito de pasos.
2. Decisivo o no ambiguo. Cada paso de un algoritmo debe ser definido de forma precisa. Las operaciones que se van a efectuar deben ser especificadas de manera rigurosa y clara.
3. Eficaz. Un algoritmo debe lograr el resultado para el que fue creado y todas las operaciones deben poder realizarse de modo exacto y en un tiempo finito.

Además, los algoritmos pueden tener entradas y deben poseer una o más salidas. Las entradas son cantidades o datos que le son proporcionados inicialmente al algoritmo o de manera dinámica mientras el algoritmo se encuentra en funcionamiento. Las salidas, por su parte, son cantidades que tienen una relación específica con las entradas y son el resultado final del algoritmo (Barrueto, 2013), (INACAP, 2003).

III.2. Representación de un algoritmo

Existen diversas formas de representar un algoritmo. Entre las más conocidas se encuentran la descripción narrativa, el diagrama de flujo y el pseudocódigo (INACAP, 2003). En el presente Trabajo de Grado se hace uso de un pseudocódigo para representar los pasos que se deben ejecutar para hacer uso de la metodología propuesta. Un pseudocódigo describe un algoritmo de manera similar a un lenguaje de programación pero sin su rigidez, de forma más parecida al lenguaje natural. Los pseudocódigos presentan la ventaja de ser más compactos que los diagramas de flujo, más fáciles de escribir para las instrucciones complejas y más fáciles de transferir a un lenguaje de programación (Universidad de Sevilla, 2009).

Apéndice IV

Conceptos relativos a la regulación y desregulación de la industria eléctrica

IV.1. Conceptos breves

IV.1.1. Regulación

Regulación significa que el gobierno ha establecido leyes y normas que ponen límites y definen cómo una determinada industria o empresa debe operar. Casi todas las industrias en todas las naciones están reguladas hasta cierto punto. Negocios muy competitivos, como la fabricación de automóviles, aerolíneas y bancos están fuertemente regulados por una cantidad de requisitos impuestos por el gobierno que les definen lo que deben, pueden, y no pueden hacer, así como qué, para quién y cuándo deben informar sobre sus actividades.

La regulación de los servicios eléctricos no es la única forma que tiene el gobierno para controlar la industria de energía eléctrica dentro de su jurisdicción. Otra forma consiste en poseer y operar la empresa eléctrica directamente, como un servicio del gobierno.

IV.1.2. Desregulación

Desregulación es el proceso por el cual los gobiernos eliminan algunas regulaciones específicas sobre alguna actividad económica para favorecer, en teoría, la operación eficiente del mercado. La desregulación de la industria eléctrica es una reestructuración de las reglas e incentivos económicos creados por el gobierno para controlar y manejar la industria de la energía eléctrica.

IV.2. Razones de la regulación de la industria eléctrica

En líneas generales, durante los primeros días de la industria eléctrica, tanto el gobierno como las empresas defendían la regulación de la industria eléctrica. A continuación se presentan las razones:

- La regulación ofrecía una manera libre de riesgo para financiar la creación de la industria eléctrica.
- La regulación legitimaba las empresas de servicios eléctricos.
- Las empresas eléctricas recibían reconocimiento y apoyo del gobierno.
- Se establecía un monopolio local. Los líderes de las empresas podían centrarse en el fortalecimiento de sus sistemas sin tener que preocuparse de posibles competidores.

IV.3. Características de la industria eléctrica regulada

- Producción y venta de energía eléctrica comercial por parte de la empresa local de electricidad dentro de su territorio de servicio (monopolio).

- Obligación de servir: la empresa eléctrica debe proporcionar el servicio eléctrico a todos los consumidores dentro de su territorio de servicio, no sólo a los que son rentables económicamente.
- Supervisión reguladora: los negocios y las prácticas de operación de la empresa eléctrica deben ajustarse a las directrices y normas establecidas en las regulaciones del gobierno.
- Tarifas reguladas: las tarifas de la empresa eléctrica se establecen de acuerdo con las normas y directrices de regulación del gobierno.
- Tasa de retorno asumida: la empresa eléctrica tiene asegurada una rentabilidad “razonable” de su inversión si se ajusta a las prácticas y lineamientos normativos.

IV.4. Estructura de la industria eléctrica regulada

En los últimos años, la industria de energía eléctrica ha estado dominada por grandes empresas de servicios con una autoridad general sobre todas las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica dentro de su dominio o ámbito de operación. Dichas empresas han sido a menudo denominadas empresas de servicios integradas verticalmente y se desempeñaban como las únicas proveedoras de electricidad en la región, suministrando electricidad a todos los consumidores.

Una estructura típica de una industria eléctrica verticalmente integrada se muestra en la Figura IV.1. En esta figura, el flujo de dinero es unidireccional, es decir, desde el consumidor hasta la compañía eléctrica. De manera similar, el flujo de información sólo existe entre el sistema de generación y el sistema de transmisión. Para las empresas integradas verticalmente a menudo les es difícil

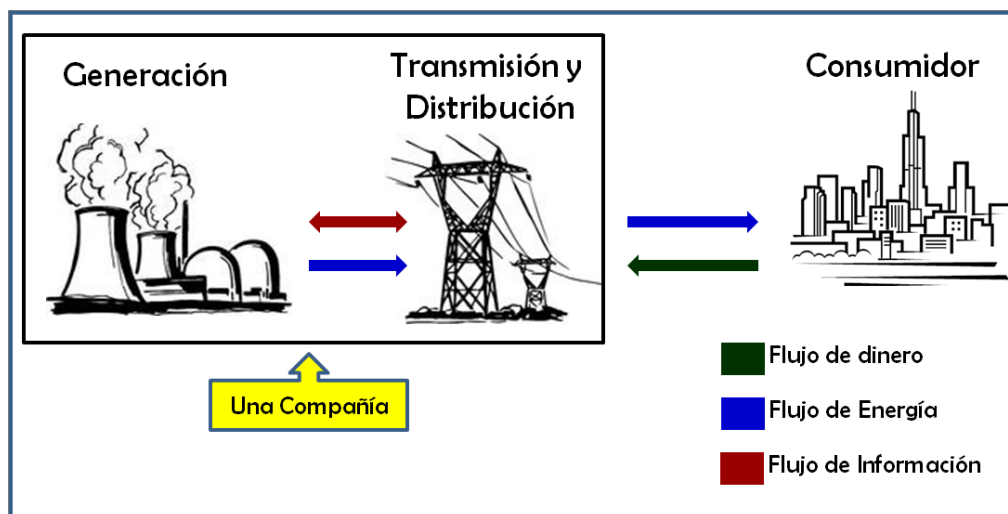


Figura IV.1. Estructura típica de la industria eléctrica integrada verticalmente para separar los costos relativos a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Por esta razón, dichas empresas suelen cobrarles a sus consumidores una tarifa promedio en función de sus costos agregados (inversiones adicionales) durante un periodo.

IV.5. Causas de la desregulación de la industria eléctrica

IV.5.1. Motivación elemental: cambio del escenario de la industria eléctrica

Existen distintas razones que condujeron a la desregulación de la industria eléctrica. Para los países en vías de desarrollo, los principales problemas que tenían las compañías eléctricas que se desenvolvían en un ambiente regulado eran el gran crecimiento de la demanda junto con el manejo o gestión ineficiente del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), además de las políticas tarifarias irracionales. Estos problemas afectaron la disponibilidad de recursos económicos para financiar inversiones en la mejora de las capacidades de generación y de

transmisión de energía eléctrica. Por otra parte, en los países desarrollados, los motivos fundamentales que hicieron trasladar las compañías o entidades eléctricas hacia ambientes desregulados fueron la búsqueda tanto de la reducción de los precios de la electricidad como del ofrecimiento a los consumidores de mayores oportunidades de selección de compra de energía eléctrica económica.

IV.5.2. Razones del inicio de la desregulación

Las razones del inicio de la desregulación de la industria eléctrica son varias. A continuación se presentan las principales razones:

- Cambio en la necesidad de regulación.

Las necesidades o razones básicas de la regulación de la industria eléctrica se habían extinguido antes del final del siglo veinte. En primer lugar, la necesidad original de la regulación, la cual era la de proporcionar financiamiento sin riesgo para la construcción de infraestructuras, ya no existía. En segundo lugar, la mayor parte de la infraestructura eléctrica fue pagada décadas atrás. Los ingresos obtenidos por las empresas eléctricas se invirtieron en la renovación de sus sistemas, y el nivel de riesgo en ello era menor en comparación al existente en la época inicial. La electricidad ya podía ser considerada como un bien esencial, el cual podía ser comprado y vendido en el mercado de manera competitiva al igual que otras materias primas.

- La privatización.

Por lo general, los gobiernos tenían la convicción firme de que la industria privada podía hacer un mejor trabajo en la dirección de la industria eléctrica. Esta convicción se basó en la observación de buenas experiencias de privatización de otras industrias. La desregulación casi siempre acompaña a la privatización, aun cuando no necesariamente tiene que ser parte de ella.

- Deseo de caída de costos.

La desregulación de la industria eléctrica trae como consecuencia la competencia de las empresas de servicios eléctricos. Mediante la competencia, se busca traer innovación, eficiencia y reducción de costos.

- Mejora en la atención al cliente.

En un monopolio, la empresa tiene la obligación de atender a todos sus clientes, escuchándolos cuando expresan sus necesidades para luego responderles. Por otra parte, una empresa competitiva de servicio eléctrico se anticipa a las necesidades de los clientes, respondiéndoles por adelantado. La ganancia más importante de la competencia en el mercado de la electricidad es el Valor para el Cliente³ en lugar de la reducción del costo.

- Fomento de la innovación.

El proceso de regulación y la falta de competencia no les dio a las empresas eléctricas incentivos para mejorar el desempeño de tomar riesgos en nuevas ideas que pudieran mejorar el Valor para el Cliente. Si una nueva idea tenía éxito en reducir los costos, la empresa seguía teniendo la misma tasa de retorno regulada; si no tenía éxito, la empresa tenía que asumir el intento fallido como un gasto imprudente. Además, ¿por qué razón una empresa pública regulada quisiera emplear nuevas ideas para reducir sus costos bajo un esquema de rentabilidad regulado?

En el ambiente desregulado, se considera que la empresa eléctrica debe tratar de realizar innovaciones para mejorar el servicio y, al mismo tiempo, reducir costos y aumentar la ganancia. Por medio de estas innovaciones, la empresa puede mantener su base de clientes a pesar de la competencia.

³El Valor para el Cliente es el beneficio que recibe un consumidor de un producto o servicio en comparación con su costo (wiseGEEK, 2013).

IV.6. Estudio general de la industria eléctrica desregulada

IV.6.1. Desagregación de la tradicional industria eléctrica integrada verticalmente

Una de las principales características de la estructura de una industria desregulada es la identificación y separación de las distintas tareas que normalmente se llevan a cabo dentro de la organización tradicional, de modo que estas tareas pueden estar abiertas a la competencia siempre que sea factible y rentable. Este proceso se denomina *separación*. La estructura separada o desagregada de una industria desregulada contrasta con la estructura de la industria integrada verticalmente, en la cual todas las tareas son coordinadas conjuntamente con un objetivo común: la reducción del costo total de operaciones de la empresa.

En virtud de la desregulación, la industria integrada verticalmente, empresa gigante que genera, transmite, distribuye y comercializa la energía eléctrica, deja de existir. Para funcionar en un sistema de libre acceso tales empresas deben reorganizar sus operaciones de manera que sean acordes con las funciones desagregadas que deben desempeñar. Cada parte de la empresa tiene que trabajar en su nueva configuración. La generación tiene que competir en el mercado de generación, mientras que la transmisión y la distribución tienen que operar como proveedores abiertos de servicios de entrega de energía eléctrica.

IV.6.2. Estructura de la industria eléctrica desregulada

La Figura IV.2 muestra la estructura típica de una industria eléctrica desregulada con enlaces de información y de flujo de dinero entre las diferentes partes. La configuración de la Figura IV.2 no es universal, existiendo variaciones de la

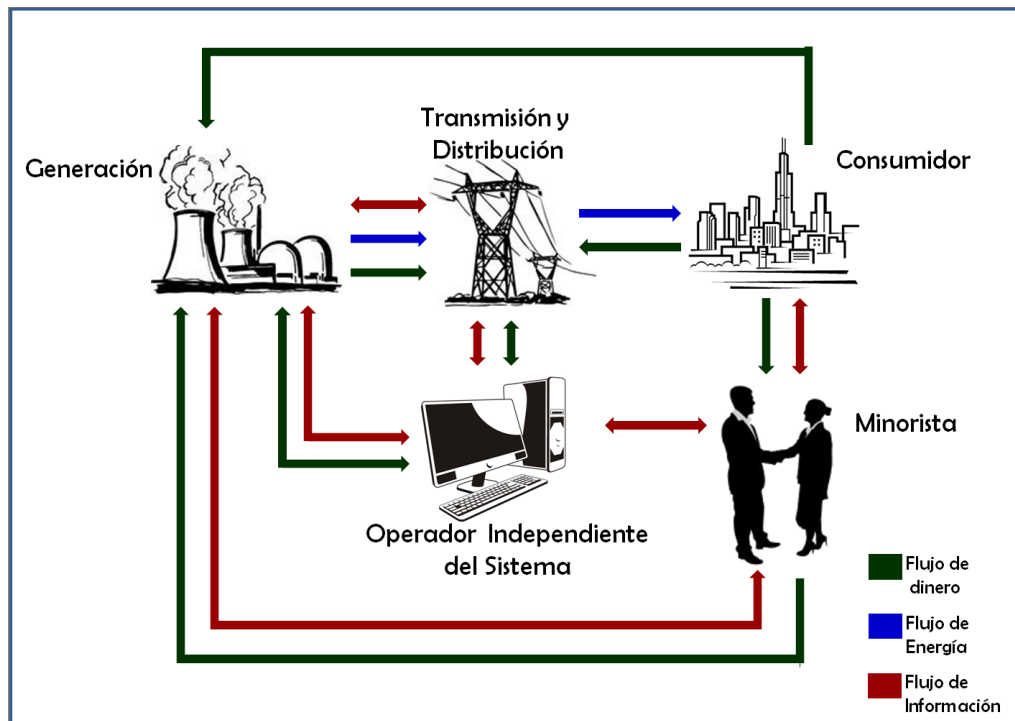


Figura IV.2. Estructura típica de la industria eléctrica desregulada

misma de acuerdo a los países y sistemas.

Haciendo referencia a la Figura IV.2, no hay ningún cambio en comparación con la Figura IV.1 respecto al flujo de energía. En cuanto al flujo de dinero y de información, los clientes realizan sus transacciones a través de un minorista o negocian directamente con una empresa de generación. Por lo general, el cliente o consumidor se comunica con el minorista exigiendo energía. El minorista contacta a la Compañía de Generación y le compra energía para luego hacer que ésta sea transferida a la zona del consumidor a través de líneas controladas por el sistema de transmisión y de distribución. Los generadores, las empresas de transmisión, las empresas de distribución y los minoristas están en constante comunicación con el *Operador Independiente del Sistema*. El *Operador Independiente del Sistema* es el responsable de hacer seguimiento a las transacciones que tienen lugar entre las distintas entidades.

Es relevante añadir que en los ambientes regulados de la industria eléctrica, la factura de electricidad consiste en un único monto que se debe cancelar debido a los costos de generación, transmisión, entre otros. Por otra parte, en los ambientes reestructurados, el precio de la electricidad es separado de la siguiente manera:

- Precio de la energía eléctrica.
- Precio de la energía transmitida.
- Precio de otros servicios (reguladores de frecuencia, controladores de tensión, entre otros)

IV.6.3. Entidades presentes en el entorno desregulado

La desregulación ha introducido nuevas entidades en el mercado eléctrico y, a la vez, ha redefinido el alcance de las actividades de los participantes en el mercado. Existen variaciones acerca de cómo es definida cada entidad y sobre el papel que desempeñan en el SEP. A continuación se presentará una definición general de cada una de ellas.

- **Compañía de Generación:** propietario y dueño que ejecuta uno o más generadores y oferta la energía dentro del mercado competitivo. Las Compañías de Generación venden energía en sus plantas de la misma forma que una empresa minera de carbón puede vender carbón en granel en su mina.
- **Compañía de Transmisión:** las Compañías de Transmisión trasladan grandes cantidades de energía eléctrica desde donde se produce hasta donde se entrega. Estas compañías son dueñas y mantienen las instalaciones del sistema de transmisión. De igual forma pueden desempeñar funciones de gestión y de ingeniería necesarias para garantizar que el sistema pueda

seguir prestando su servicio. En los esquemas industriales más desregulados las Compañías de Transmisión poseen y mantienen las líneas de transmisión bajo un monopolio, pero no están encargadas de la operación de las mismas; dicha labor es realizada por el Operador Independiente del Sistema y se le paga a la Compañía de Transmisión por el uso de sus líneas.

- Compañía de Distribución: Compañía operadora y dueña del sistema local de entrega de energía eléctrica, encargada de entregar energía a comercios individuales y a propietarios de viviendas. En algunas regiones, la labor de distribución se combina con la función de venta al por menor, es decir, estas empresas compran energía al por mayor a través de contratos directos con Compañías de Generación u otros medios, para suministrar electricidad a los consumidores finales. Sin embargo, en muchos otros casos, la Compañía de Distribución no vende energía eléctrica, sólo tiene y opera el sistema de distribución local, obteniendo sus ingresos mediante el “alquiler” de espacios en dicho sistema o mediante la facturación de la entrega de energía eléctrica.
- Compañía de servicios de energía al por menor: es el minorista o comerciante al por menor de energía eléctrica. Las Compañías de servicios de energía compran energía eléctrica a las Compañías de Generación y la venden directamente a los consumidores.
- Operador Independiente del Sistema: es una entidad encargada de garantizar la fiabilidad y la seguridad de todo el SEP. Es una autoridad independiente que no participa en las operaciones del mercado eléctrico y, por lo general, no posee recursos de generación, salvo un poco de capacidad energética de reserva en determinados casos.
- Consumidor: entidad que consume energía eléctrica. En los mercados desregulados el consumidor tiene varias opciones para comprar electricidad (compra directa a una Compañía de Generación o a una Compañía de

Distribución, entre otras).

La información expuesta en este Apéndice se obtuvo del artículo *Introduction to Deregulation in Power Industry* de Abhyankar y Khaparde (s/f).

Apéndice V

Portafolios de inversión

V.1. Definiciones previas

V.1.1. Inversionista

El término inversionista es usado para una persona (o institución) que atesora una cantidad de dinero o capital. Existen diversos tipos de inversionistas, tales como inversionistas privados, inversionistas institucionales (fondos de pensiones, bancos o compañías de seguros), gobiernos, etc. Cada inversionista tiene una visión personal de riesgo y de ganancia o retorno. Por ejemplo, el punto de vista del gerente de un fondo de pensiones es distinto al de un inversionista privado. El gerente de un fondo de pensiones invierte para un largo grupo de empleados de una compañía (o grupo de compañías) que esperan recibir el pago de su pensión en su debido tiempo. En vista de esta obligación, el gerente del fondo de pensiones tiene que ser extremadamente adverso al riesgo. Por otra parte, el inversionista privado sólo es responsable de sus propias acciones y tiene el control total sobre la política de inversión. Él decidirá la cantidad de riesgo que está dispuesto a considerar, de acuerdo a sus circunstancias personales, tales como su edad, situación familiar, planes futuros, etc.

V.1.2. Categorías de inversión

Existen diversas categorías de inversión. Ejemplos típicos son los depósitos, cuentas de ahorro, bonos, acciones, bienes raíces, materias primas (oro, plata, petróleo), divisas, etc. Cada categoría de inversión tiene sus propias características de riesgo y beneficio.

V.1.3. Valor o producto de inversión

El término *valor* (en inglés *security*) es usado para denotar un producto de inversión particular dentro de una categoría de inversión. Por ejemplo, las acciones de las compañías como *IBM* o *ABN AMRO* son ejemplos de *valores* dentro de la categoría de acciones.

V.1.4. Tasa porcentual de retorno

La tasa porcentual de retorno (Te) es una medida ampliamente aceptada de rendimiento de una inversión. Es adimensional y simplifica la comparación o ponderación de un *valor* o producto particular de inversión respecto a otro. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Te = 100 \frac{R_a - R_p}{R_p} , \quad (V.1)$$

donde R_a es el retorno actual y R_p es el retorno previo. La selección del tamaño de paso de tiempo entre sucesivos retornos de inversión tiene su propio efecto en valores particulares de tasa de retorno. Los movimientos de los retornos de inversión entre observaciones de tiempo subsiguientes tienden a ser diferentes si se consideran cambios por hora, días o meses en los valores de retorno de inversión.

V.1.5. Riesgo

Naturalmente, a los inversionistas les gustaría ver altas tasas de retorno de sus inversiones. Sin embargo, tener *valores* o productos de inversión es arriesgado. El valor del producto de inversión puede revalorizarse o devaluarse en el mercado, provocando un rendimiento o retorno de inversión positivo o negativo respectivamente. En general, se puede describir el riesgo como la incertidumbre asociada a la tasa real de retorno de inversión. Debido a que la mayoría de los inversionistas son adversos al riesgo, sólo están dispuestos a aceptar un mayor grado de riesgo si la tasa esperada de rendimiento correspondiente a dicha inversión es relativamente alta.

V.2. Portafolio y diversificación del Portafolio

En lugar de invertir en un *valor* específico, la mayoría de los inversionistas distribuye sus fondos en varias inversiones. Un grupo de *valores* es conocido como *Portafolio*. La ventaja de invertir en un *Portafolio* en lugar de invertir en un *valor* único es que distintos *valores* actúan de forma diferente en el tiempo. Las pérdidas en un *valor* podrían verse compensadas por las ganancias en otro. Por esta razón, la construcción de un *Portafolio* permite a un inversionista reducir su riesgo global, manteniendo al mismo tiempo un nivel deseado de rendimiento esperado. El concepto de invertir en una serie de *valores* diferentes se llama diversificación. Este concepto y su formulación matemática fue introducido por H.Markowitz a principios de los años cincuenta.

V.3. Niveles de decisión para la correcta selección del Portafolio

La decisión de dónde y en cuánto invertir tiene lugar en dos niveles distintos. En el nivel estratégico, el presupuesto total que se desea invertir se divide en distintas categorías de inversión, mientras que en el nivel táctico, el presupuesto para una categoría particular de inversión se divide en diversos *valores* o productos de inversión. La selección estratégica del *Portafolio* sugiere cómo distribuir un presupuesto sobre varias categorías de inversión. Una vez que se distribuye este presupuesto, las decisiones de inversión en el nivel táctico deben ser realizadas considerando los *valores* de inversión dentro de cada categoría de inversión. La selección del *Portafolio* consiste en determinar la combinación de categorías o instrumentos de inversión que sea la menos riesgosa para cumplir un determinado límite inferior de rendimiento esperado.

Los conceptos antes descritos se obtuvieron del libro de Bisschop (2012).

Apéndice VI

Portafolios de Energía en la actualidad

VI.1. Manejo del riesgo. Definición de Portafolio de Energía

La aparición del mercado de electricidad debido a la desregulación de la industria eléctrica en varios países (Noruega, Chile, Estados Unidos, Nueva Zelanda, Australia, Gran Bretaña, Canadá, entre otros) ha traído como consecuencia la inestabilidad de los precios de la electricidad, lo cual ha provocado el aumento del nivel de riesgo de los inversionistas y demás entidades que hacen vida en el mercado eléctrico. Por esta razón, dichas entidades han empleado métodos para controlar y evaluar el riesgo al cual están sometidas (Liu y Min, 2004).

El manejo del riesgo se puede definir como el proceso para lograr el equilibrio deseado entre riesgo y rentabilidad a través de una estrategia particular de inversión o comercio. En la literatura financiera, el manejo del riesgo incluye al menos dos aspectos: control de riesgo y evaluación de riesgo. Una de las formas para controlar el riesgo es a través de la diversificación. En términos de inversión, diversificación significa realizar inversiones en una amplia variedad de *valores* o productos de inversión (ver el Apéndice V), de tal manera que la exposición al riesgo de un *valor* o producto de inversión particular sea limitado. Aplicando este concepto dentro del comercio de energía en el mercado de electricidad, diversificación significa comercializar la energía eléctrica a través de instrumentos *físicos* y de instrumentos *financieros*. En los instrumentos *físicos* se comercia energía

real mientras que los instrumentos *financieros* solamente implican acuerdos financieros. De esta manera, el *Portafolio de Energía* se puede definir como una combinación de los instrumentos *físicos* y *financieros* disponibles. En cuanto a la evaluación del riesgo, existen distintos métodos para medir el riesgo al cual se expone un *Portafolio de Energía*, entre los cuales se puede mencionar el Valor en riesgo o VaR (por sus siglas en inglés *Value at Risk*) (Liu y Min, 2004).

VI.2. Optimización del Portafolio de Energía

La optimización del *Portafolio de Energía* consiste en seleccionar de forma correcta las características de los instrumentos disponibles, de tal manera que se maximice la ganancia de la compañía o entidad a la cual se le aplicará dicho *Portafolio de Energía*, y se disminuya el riesgo asociado a los instrumentos utilizados (Liu y Min, 2004).

Es relevante comentar que los *Portafolios de Energía* no sólo suelen consistir de contratos *físicos* y *financieros* (llamados comúnmente *Portafolios de contratos*) sino también de los denominados *Portafolios de producción*. La optimización del *Portafolio de producción* consiste en encontrar la estrategia óptima de despacho económico de las plantas de energía eléctrica existentes así como encontrar la mejor venta o compra de nuevas plantas de generación eléctrica (Unger, 2002).

VI.3. Instrumentos que componen al Portafolio de Energía

1. Compra o venta en el mercado directo o de contado (mercado *spot*)

En los mercados directos las mercancías son compradas y vendidas por dinero y entregadas inmediatamente. Los contratos de este tipo de mercado le dan al comprador la obligación de recibir una cantidad de electricidad

(en MW) durante un periodo (generalmente de una hora de duración) y al vendedor la obligación de entregar la misma cantidad de energía en un lugar específico de la red eléctrica. Debido a la complejidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), en el mercado de electricidad, el denominado mercado directo o de contado es en realidad un mercado de un día de antelación (Unger, 2002). Es importante comentar que debido a las características propias de este tipo de mercado, los precios de los contratos del mismo son muy variables (Jun et al., 2006).

2. Contrato a plazo

En este tipo de contrato, una parte está obligada a comprar y la otra a vender a un precio establecido, una cantidad específica de energía eléctrica (en MW) en una fecha futura. Al término de este contrato, el vendedor entregará la energía y el comprador pagará el precio de la compra. Si al término de este contrato, el precio de la energía en el mercado de electricidad es más alto que el precio establecido en el contrato, el comprador tendrá una ganancia. Si por el contrario, el precio de la energía en el mercado es inferior al precio establecido en el contrato, entonces el comprador sufrirá una pérdida de dinero (Liu y Min, 2004), (Jun et al., 2006).

3. Opciones

La opción es un contrato entre dos partes en el cual una de ellas tiene el derecho pero no la obligación de efectuar una operación de compra o venta de energía eléctrica de acuerdo a condiciones previamente convenidas. Las opciones que otorgan el derecho a comprar se llaman *call* y las que otorgan el derecho a vender se llaman *put*. Adicionalmente, se denominan opciones europeas las que sólo se pueden ejercer en la fecha de expiración del derecho contenido en la opción, y se denominan opciones americanas las que pueden ejercerse en cualquier momento durante la vida del contrato (SBIF, 2013). A diferencia de los contratos a plazo, el comprador de la opción paga una

prima (desembolso inicial) por el derecho (no la obligación) de comprar o vender la energía eléctrica (Liu y Min, 2004).

VI.4. Enfoques utilizados para la optimización del Portafolio de Energía

1. Métodos basados en modelos financieros existentes

Varios modelos financieros actuales han sido empleados para evaluar los instrumentos de suministro de energía eléctrica. Uno de estos modelos es el basado en el Valor en riesgo o VaR, el cual es utilizado para estimar el costo mínimo esperado de un portafolio dentro de un intervalo de confianza. Este modelo fue empleado para evaluar un *Portafolio de Energía* en Denton et al. (2003). El problema presentado en este trabajo es el de minimizar el costo del *Portafolio de Energía* sujeto a restricciones financieras y operacionales. El problema resultante es no lineal, entero mixto y de optimización estocástica (Jun et al., 2006).

2. Métodos basados en el modelo de media-varianza de Markowitz

El modelo de media-varianza de Markowitz ha sido ampliamente empleado en la optimización de portafolios. El problema consiste en minimizar el riesgo (definido como la varianza del portafolio) para una ganancia o retorno específico. La programación cuadrática es usada para resolver el problema. El modelo de media-varianza ha sido extendido a la optimización de *Portafolios de Energía* en distintos estudios (Jun et al., 2006). El problema de optimizar un *Portafolio de Energía* considerando contratos a plazo y unidades de generación fue presentado en Yu (2002). El problema consistió en minimizar la varianza del costo del *Portafolio de Energía*, sujeto a los límites de los costos de las transacciones, a las restricciones de las unidades de generación y a limitaciones financieras. Debido a las variables de decisión de las unidades

de generación (encendido/apagado), el problema formulado es un problema de programación entero mixta.

3. Métodos de programación estocástica

Un modelo de programación estocástica fue utilizado en Sen et al. (2002). Los instrumentos considerados en este trabajo para el suministro de energía eléctrica incluyen contratos a plazo, unidades de generación y transacciones en el mercado directo o de contado. El problema consiste en maximizar la ganancia mientras se cumple con la carga demandada. Para resolver el problema, un número elevado de escenarios fueron generados a través de modelos estadísticos. Para seleccionar el *Portafolio de Energía* más adecuado se utilizó el análisis de escenarios basado en una técnica de descomposición (Jun et al., 2006).

Apéndice VII

Planificación de la expansión de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) en ambientes regulados y desregulados

VII.1. Planificación de la expansión de los SEP en ambientes regulados

La planificación de la expansión de los SEP que se desenvuelven en ambientes regulados no se considera riesgosa aun cuando es un proceso complejo (Dyner y Larsen, 2001). El proceso de planificación y de inversión en los ambientes regulados consta de tres etapas principales. La primera de ellas consiste en la elaboración del pronóstico de la demanda; la segunda etapa se centra en el análisis de los requisitos del sistema de generación, tales como la fiabilidad y la magnitud y el tiempo o momento de las nuevas inversiones; y por último, la tercera etapa consiste en el uso de los estudios de flujo de potencia y del análisis de fiabilidad para decidir dónde y/o cuándo las expansiones en el sistema de transmisión deben ser construidas (Dyner y Larsen, 2001).

En los ambientes regulados de la industria eléctrica, una entidad integrada verticalmente es la encargada de tomar las decisiones de planificación de la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transmisión de acuerdo a criterios de fiabilidad y a los gastos incurridos, de tal manera que se puedan recuperar dichos gastos a través de distintas estructuras de tarifas (Gu, 2011).

A continuación se comentan las características más importantes de la planificación de la expansión de los sistemas de generación y de transmisión de los SEP que se desenvuelven en ambientes regulados.

- Planificación de la expansión de los sistemas de generación en ambientes regulados

El problema de la planificación de la expansión del sistema de generación consiste en determinar la mejor capacidad, tiempo y tipo de las unidades de generación que se construirán en el horizonte de planificación a largo plazo, de tal manera que se pueda satisfacer la demanda eléctrica (Gu, 2011). El criterio utilizado en la planificación de la expansión del sistema de generación en un ambiente regulado consiste en la minimización del costo total (suma de capital invertido y costos de operación) o en la maximización de la fiabilidad sujeta a diferentes tipos de restricciones. Dichas restricciones suelen estar asociadas a la capacidad de generación o a la operación del sistema (Zhu y Chow, 1997).

- Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en ambientes regulados

El principal propósito de la planificación de la expansión del sistema de transmisión consiste en determinar, sobre la base del menor costo, la capacidad, el momento y el lugar de las adiciones al sistema de transmisión (nuevas líneas o conexiones), de tal manera que se satisfaga la demanda y se tenga la mayor fiabilidad posible. La adición de nuevas líneas puede ayudar a mejorar la fiabilidad del SEP, así como habilitar el uso de nuevas unidades de generación e incrementar la capacidad de transmisión de larga distancia. La expansión del sistema de transmisión se justifica cuando existe la necesidad de construir nuevas líneas para conectar al SEP generadores más económicos, de tal manera que se pueda satisfacer la demanda actual y

estimada a futuro; o cuando se necesita mejorar la fiabilidad del SEP, de forma tal que se logren cumplir determinados criterios de fiabilidad. El problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión en los ambientes regulados normalmente se formula como un problema de minimización de costo sujeto a diversas restricciones de fiabilidad (Gu, 2011).

VII.2. Planificación de la expansión de los SEP en ambientes desregulados

Los mercados desregulados introducen la competencia en los SEP. En los ambientes desregulados, las empresas de generación de energía compiten para vender energía a los minoristas y éstos compiten para vender energía a los consumidores. El cambio en la estructura del mercado introduce un nivel elevado de incertidumbre en el entorno de la planificación de la expansión de los SEP que incluye a los precios actuales y futuros, la demanda, los niveles de regulación y las acciones de los competidores dentro del mercado. La reducción en la cooperación y en la transferencia de información de las industrias eléctricas junto con el incremento de la incertidumbre, ha convertido la planificación de la expansión de los SEP que se desenvuelven en ambientes desregulados en un problema mucho más complejo (Gu, 2011).

Uno de los objetivos de la reestructuración del mercado de energía eléctrica es el aumento de las posibilidades de elección de precio, fiabilidad y proveedor de energía eléctrica por parte de los consumidores. La competencia entre los minoristas le permite a los consumidores elegir cómo y a qué precio se les va a suministrar la energía eléctrica. Los consumidores también tienen la posibilidad de escoger el distribuidor minorista de su preferencia. Por otra parte, el desarrollo

de tecnologías de pequeña escala destinadas a disminuir la demanda, tales como la energía micro eólica y la energía solar, junto con el conocimiento cada vez mayor del impacto humano sobre el medio ambiente, ha traído como consecuencia el aumento de las inversiones para reducir la demanda eléctrica por parte de los consumidores. La participación activa de los consumidores en el mercado de energía eléctrica trae como consecuencia que el pronóstico a largo plazo de la demanda sea más incierto que en el mercado regulado. La elección y participación del consumidor tiene un efecto en los precios puesto que el precio del mercado de contado (ver el Apéndice VI) es el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda. Cuando la demanda futura es incierta debido a la participación de los consumidores en el mercado, el precio futuro también es incierto (Gu, 2011).

Si bien los mercados reestructurados a menudo se denominan “desregulados”, este nombre es engañoso puesto que los mercados desregulados por lo general operan bajo alguna forma de regulación o regla de mercado. La regulación experimentada por los mercados reestructurados está en continua evolución, siendo inciertas las futuras estructuras de regulación o intervenciones. La imprevisibilidad de los cambios regulatorios y sus posibles efectos sobre el precio de la electricidad incrementan la incertidumbre de los precios y, por lo tanto, los ingresos futuros de los inversionistas (Gu, 2011).

Los inversionistas también se enfrentan a la incertidumbre de los competidores. Las nuevas inversiones realizadas por los competidores tienen la capacidad de alterar el precio de la electricidad, disminuyendo con ello los ingresos de una inversión existente o la rentabilidad de una inversión prevista. La incertidumbre competitiva significa que los inversionistas deben tratar de predecir los movimientos de sus competidores y/o tratar de restringir el acceso de los competidores al mercado (Gu, 2011).

La eliminación de la integración vertical entre la generación, transmisión y

venta al consumidor, junto con el entorno del mercado competitivo, ha reducido la transparencia de la información y la cooperación entre los agentes o entidades que participan en el mercado. Las inversiones ya no son planificadas o coordinadas de manera central. Cualquier inversionista puede construir una nueva planta de generación con la capacidad, ubicación y momento de inicio de operaciones de su preferencia. Una consecuencia de esta circunstancia es el aumento de la incertidumbre para la planificación de la expansión del sistema de transmisión. Sin una coordinación entre las inversiones en el sistema de generación y las del sistema de transmisión, las inversiones en este último sistema podrían ser retrasadas. Esta falta de coordinación entre ambos sistemas requiere que la planificación de la expansión del sistema de transmisión en los SEP que se desenvuelven en ambientes desregulados sea flexible, y de esta manera pueda adaptarse a los cambios imprevistos en las inversiones en el sistema de generación y en el crecimiento de la demanda (Gu, 2011).

A continuación se comentan las características más importantes de la planificación de la expansión de los sistemas de generación y de transmisión de los SEP que se desenvuelven en ambientes desregulados.

- Planificación de la expansión de los sistemas de generación en ambientes desregulados

El problema de la planificación de la expansión de los sistemas de generación que se desenvuelven en ambientes desregulados tiene mayor complejidad que el mismo problema en los ambientes regulados. En primer lugar, el problema de planificación en los ambientes desregulados está expuesto a incertidumbres mucho mayores, tales como el precio y disponibilidad de los combustibles, previsión de la demanda, características técnicas y económicas de las nuevas técnicas de generación, regulaciones gubernamentales y proyectos de expansión en el sistema de transmisión. En segundo lugar, el proceso

de planificación de la expansión del sistema de generación en los ambientes desregulados debe cumplir varios objetivos conflictivos. Dichos objetivos podrían ser la maximización de la ganancia del sistema, la maximización de la fiabilidad del sistema, la minimización de los gases de efecto invernadero o la minimización de los riesgos de inversión. Estos objetivos son difíciles de coordinar y hasta conflictivos entre sí. En tercer lugar, la integración a gran escala de la energía renovable tiene un impacto profundo en la fiabilidad y en el rendimiento económico de las futuras operaciones del SEP, lo cual requiere de nuevas herramientas para la simulación de los costos de producción y la evaluación de la fiabilidad. En cuarto lugar, como resultado de la creciente competencia en el mercado desregulado, existen grandes interacciones entre regiones vecinas. Las frecuentes transacciones inter-regionales tienen que estar representadas en el modelo de planificación. En quinto lugar, el cambio de la estructura de mercado implica un cambio en la forma en que las compañías aseguran su inversión. En el ambiente desregulado, las Compañías de Generación (ver el Apéndice IV) presentan un alto nivel de riesgo asociado a las inversiones, puesto que necesitan asegurar sus inversiones por medio de la venta de energía eléctrica o servicios auxiliares en el mercado eléctrico. De esta manera, el objetivo de la planificación de la expansión de los sistemas de generación podría dejar de ser la minimización del costo total para convertirse en la maximización de la diferencia: ganancia obtenida menos costo de inversión (Gu, 2011).

- Planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en ambientes desregulados

En el ambiente desregulado de la industria eléctrica, la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión abarca muchos temas económicos y de ingeniería. Para empezar, el criterio tradicional del menor costo de inversión para la selección de los planes de expansión deja de ser válido en

el ambiente desregulado. Al igual que en la planificación de la expansión del sistema de generación, en la planificación relativa al sistema de transmisión se presenta el debate sobre cuál criterio u objetivo debe ser asumido para resolver el problema. Sobre la base de los intereses de la entidad encargada de tomar las decisiones de la planificación, la función objetivo puede ser la minimización de los costos de congestión y de inversión, la minimización del riesgo de inversión, la minimización de los costos de producción y de inversión, la maximización de la diferencia: excedente social menos costo de inversión, la maximización de la diferencia: ingresos esperados de las Compañías de Transmisión (ver el Apéndice IV) menos el costo de inversión, o la evaluación de múltiples objetivos al mismo tiempo. Estos distintos tipos de objetivos son un reflejo de los intereses que las diferentes partes del mercado quieren ganar de la resolución del problema de planificación. La perspectiva de las entidades gubernamentales consiste en construir las líneas de transmisión necesarias para mantener la fiabilidad del SEP. Por otra parte, las Compañías de Transmisión, además de buscar la minimización de su riesgo financiero, desean que su inversión sea devuelta mediante ingresos o planes de asignación de costos. Por su parte, los Operadores Independientes del Sistema (ver el Apéndice IV) buscan garantizar que el SEP opere de manera fiable. Además, estas entidades buscan estimular la inversión en el sistema de transmisión para mantener o aumentar la capacidad del SEP, reducir los costos de congestión, promover la competencia en el mercado eléctrico y reducir el costo de producción del SEP y el pago del consumidor. Por último, las Compañías de Generación (ver el Apéndice IV) desean planes de inversión en el sistema de transmisión que faciliten el transporte de su energía generada. Como se puede observar, resulta bastante difícil satisfacer todas las necesidades anteriores; esto genera problemas en la determinación de la función objetivo del problema de planificación de la expansión de los sistemas de transmisión (Gu, 2011).

Tal como se mencionó previamente, en los ambientes desregulados, la autoridad encargada de realizar la planificación de la expansión del sistema de transmisión no es propietaria de las Compañías de Generación por lo que le resulta difícil obtener información detallada sobre la generación y la demanda eléctrica. La información imperfecta puede producir planes de expansión imperfectos. Además, como los proyectos de generación tienen un tiempo de elaboración (tiempo o tardanza que se presenta entre el inicio y la ejecución del proyecto) más corto que el de los proyectos de transmisión, nuevos proyectos de generación podrían ser construídos después de que un plan de proyectos de transmisión esté finalizado, pero antes de que dichos proyectos estén listos para operar. En dicho caso, debido a que el plan inicial de transmisión no toma en consideración tales proyectos de generación, la inversión en el sistema de transmisión podría no ser justificada en cuanto a su valor económico o a los requisitos de fiabilidad (Gu, 2011).

En los ambientes regulados, el plan de inversiones en el sistema de transmisión a menudo tiene que ser aprobado por comisiones estatales de servicios públicos y el costo asociado a dicho plan puede ser reembolsado a través de cargos adicionales en las facturas de los clientes. Por el contrario, en los ambientes desregulados, existe una mayor incertidumbre asociada al retorno de la inversión. Esto es debido a que las inversiones en el sistema de transmisión pueden ser clasificadas en varias categorías de acuerdo a su objetivo principal y cada una de estas categorías tiene un plan de asignación de costos diferente. Aun cuando cada plan de asignación de costos debe ser discutido y aprobado por todas las partes (participantes en la inversión o inversionistas), siempre han existido debates sobre si el plan de asignación de costos empleado es justo para todas las partes o no. De las categorías de inversión en el sistema de transmisión antes mencionadas se pueden nombrar los proyectos de prestación de servicios de transmisión, encargados

de conectar nuevos generadores al SEP, y los proyectos de interconexión de generación, encargados de realizar mejoras en la red eléctrica para garantizar la fiabilidad del SEP cuando nuevas unidades de generación son conectadas a la red (Gu, 2011).

Apéndice VIII

Planificación de la expansión de los Sistemas de Eléctricos Potencia (SEP) de acuerdo a las características del horizonte de tiempo de la planificación

Los problemas de planificación de la expansión de los SEP pueden ser clasificados en dos amplias categorías: planificación estática y planificación dinámica. La planificación estática tiene como objetivo encontrar un estado óptimo del SEP para un único período de tiempo en el futuro. El problema no consiste en determinar cuándo las inversiones deben ser hechas sino en decidir cuáles inversiones son necesarias y en dónde deben ser hechas (Lee et al., 2006) para tener un SEP óptimo en el periodo de tiempo futuro. Por otra parte, la planificación dinámica es utilizada cuando múltiples periodos de tiempo son considerados y una secuencia óptima de las inversiones es necesaria para todo el horizonte de tiempo de planificación. Este tipo de problemas debe considerar no sólo el tamaño y el tipo de las inversiones sino también el momento de la mismas (Newham, 2008). Esto trae como consecuencia que un número elevado de variables y restricciones debe ser considerado, requiriéndose un enorme esfuerzo computacional para obtener la solución óptima, especialmente en SEP reales (Latorre et al., 2003).

En el ambiente desregulado, la planificación dinámica presenta una relevancia mucho mayor (Newham, 2008). La desregulación de la industria eléctrica ha incrementando de forma notoria el número de factores que deben ser considerados en las decisiones de inversión y de planificación. Estos factores incluyen las inversiones

de los competidores, restricciones medioambientales, controles de regulación y de ganancia, además de las consideraciones más tradicionales de costo, ubicación, tamaño y tiempo de las expansiones de los sistemas de generación y de transmisión. El ambiente en el cual las decisiones de planificación son realizadas puede cambiar rápidamente y las inversiones (o no inversiones) pueden tener un efecto directo en los precios, en las decisiones de inversión de los competidores y en la demanda de los consumidores. Para optimizar de manera exitosa un plan de inversión que considere estos factores de decisión típicos de los ambientes desregulados, el modelo de planificación debe ser dinámico (Newham, 2008).

Apéndice IX

Planificación de la expansión de los Sistemas de Eléctricos Potencia (SEP) de acuerdo a las incertidumbres presentes en los mismos

La consideración o no de las incertidumbres presentes en los SEP permite dividir el estudio de la planificación de la expansión de tales sistemas en dos enfoques: el determinista y el no determinista o estocástico. Los enfoques deterministas sólo consideran el peor de los casos del SEP, sin tomar en cuenta la probabilidad de ocurrencia o grado de importancia de tales casos (Buygi et al., 2003). Por otra parte, los enfoques estocásticos o no deterministas consideran diversos casos mediante la asignación de una probabilidad de ocurrencia o un grado de importancia para cada uno de ellos, y de esta manera, permiten modelar la experiencia pasada, las expectativas futuras y las incertidumbres presentes en el SEP.

Debido a que los SEP en ambientes regulados presentan poco riesgo (Newham, 2008), los algoritmos de optimización deterministas para dar respuesta al problema de la planificación de la expansión han sido más utilizados en este ambiente (Buygi et al., 2003). Por el contrario, debido al incremento de las incertidumbres en los SEP en ambientes desregulados, los métodos de solución no deterministas presentan una mayor relevancia para solucionar el problema de la planificación de la expansión (Buygi et al., 2003), (Newham, 2008).

En el presente Apéndice se comentan diversos métodos de solución utilizados tanto en el enfoque estocástico como en el enfoque determinista, y se hace un es-

tudio breve sobre los enfoques estocásticos más relevantes. Al abarcar los métodos de solución se mencionan de manera breve algunos trabajos de investigación que han hecho uso de estos métodos para solucionar el problema de la planificación de la expansión de los SEP. Ahora bien, dichos trabajos no consideran el gran número de incertidumbres de los ambientes desregulados y la gran mayoría de los mismos consideran características típicas de las estructuras o ambientes regulados. Por otra parte, al realizar el estudio acerca de los enfoques estocásticos de solución, se comentan distintos trabajos que hacen uso de estos enfoques para brindar respuesta al problema de la planificación de la expansión de los SEP en ambientes desregulados.

IX.1. Métodos de solución del problema de la planificación de la expansión de los SEP

IX.1.1. Modelos matemáticos de optimización

Los modelos matemáticos de optimización se utilizan para encontrar un plan de expansión óptimo mediante el uso de un procedimiento de cálculo que resuelve el problema matemático formulado. Debido a la imposibilidad de tomar en cuenta todas las características o aspectos del problema de la planificación de la expansión, el plan obtenido con estos modelos es óptimo dentro de un conjunto amplio de simplificaciones y debe ser verificado desde distintos puntos de vista (técnico, financiero, ambiental, entre otros), antes de asumir o llevar a la realidad el plan obtenido (Latorre et al., 2003).

En la formulación de estos modelos, el problema de la planificación de la expansión se plantea como un problema de optimización con una función objetivo (criterio para medir de la misma manera las distintas opciones de expansión),

sujeta a un conjunto de restricciones. Estas restricciones tratan de modelar una gran parte de los criterios técnicos, económicos y de fiabilidad impuestos en la expansión de los SEP (Latorre et al., 2003).

Varias técnicas o métodos matemáticos han sido propuestos para resolver el problema de la planificación de la expansión de los SEP. A continuación se comentan algunos de estos métodos.

La programación lineal fue una de las primeras técnicas utilizadas para resolver el problema de la planificación de la expansión de los SEP (Delson y Shahidehpour, 1992), (Newham, 2008). Esta técnica funciona bien en sistemas simplificados pero falla para modelar problemas de planificación más complejos y SEP más detallados (Newham, 2008).

Existen diversos estudios que han utilizado la programación lineal para resolver el problema de la planificación de la expansión de los SEP (Lee et al., 2006), (Latorre et al., 2003), entre tales estudios se puede mencionar el de Giraldo et al. (2011) y el de Kaltenbach et al. (1970). En el trabajo de Giraldo et al. (2011) se plantea la planificación de la expansión del sistema de generación como un problema de optimización lineal. En dicho trabajo se busca determinar el tipo de tecnología (nuclear, eólica, solar, hidráulica, etc), dimensionamiento, ubicación y momento en el cual nuevas plantas de generación deben ser integradas al SEP, en un horizonte de tiempo de planificación dado, de tal manera que se satisfaga la demanda de energía pronosticada. El modelo desarrollado por Giraldo et al. (2011) toma en consideración las siguientes políticas medioambientales: impuestos sobre las emisiones de CO_2 , reducción anual de emisiones en todo el SEP y el retiro gradual de plantas de generación ineficientes. La función objetivo de este trabajo consiste en la minimización del costo total, el cual incluye los costos de inversión, el costo asociado al retiro de plantas de generación viejas, los costos de operación y de mantenimiento, el costo de combustible y el costo asociado a las emisiones de

CO_2 . Además, algunas restricciones son consideradas en este modelo tales como el cumplimiento con la demanda pronosticada, la reducción de las emisiones anuales de CO_2 , el retiro de plantas viejas que sean ineficientes de acuerdo con su tiempo de vida, capacidad mínima de reserva y la máxima capacidad de generación anual que puede ser instalada. Por otra parte, Kaltenbach et al. (1970) hacen uso de un procedimiento que consta de programación lineal y programación dinámica para resolver el problema de la planificación dinámica de la expansión de un sistema de transmisión. Este estudio utiliza un modelo simplificado de flujo de potencia lineal en el cual se omiten las consideraciones de tensión y de potencia reactiva. El plan óptimo de expansión considerado en este trabajo es la secuencia de adiciones (o en algunos casos sustracciones) de líneas de transmisión al SEP que genere el menor costo y que satisfaga todas las restricciones de fiabilidad. La función objetivo que se busca minimizar es el valor presente de todos los costos de operación y costos de inversión durante el período de planificación. Además de las consideraciones antes mencionadas, en este trabajo se toman en cuenta las características de las líneas de transmisión de acuerdo a su nivel de tensión. Los valores de entrada requeridos por esta metodología son las magnitudes de la demanda y de la generación de energía eléctrica de cada año, la red inicial de transmisión, el costo de las pérdidas y el costo por milla de las nuevas líneas.

La programación no lineal también ha sido utilizada para resolver el problema de la planificación de la expansión de los SEP. Youssef y Hackam (1989) presentan un modelo no lineal para la optimización de la planificación de la expansión del sistema de transmisión. En este trabajo, se formula una función de costo no lineal, la cual incluye los costos fijos y variables asociados a las líneas planificadas junto con los costos relativos a las pérdidas de energía. Dicha función de costo, sujeta a un conjunto de restricciones, como el cumplimiento con la demanda pronosticada y la no sobrecarga de las líneas de transmisión, es minimizada mediante una rutina de optimización no lineal para obtener el plan de expansión óptimo. En

este modelo se hace uso del flujo de carga de corriente alterna, tomando en consideración restricciones asociadas a la magnitud de tensión en las barras y a los ángulos de oscilación de las mismas. Es relevante destacar que las restricciones relativas a la potencia reactiva están también incluidas en este modelo. La metodología desarrollada en este trabajo se puede aplicar tanto en el modelo de planificación estático como dinámico. De manera similar, Al-Hamouz y Al-Faraj (2003) formulan el problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, basándose en un algoritmo de programación no lineal. En este trabajo, la función objetivo y las restricciones de operación incluyen las pérdidas de potencia por efecto corona. Esta función objetivo consta de tres términos: costo de inversión de las nuevas líneas de transmisión, pérdidas óhmicas de potencia de las líneas nuevas y de las líneas ya existentes, y las pérdidas por efecto corona de las líneas nuevas. La combinación de estos términos forma una función objetivo no lineal. Por otra parte, Ramos et al. (1989) hacen uso del enfoque de programación no lineal para determinar el conjunto de adiciones de capacidad al sistema de generación que minimice el costo total asociado (suma de costos fijos y costos variables) en un año específico y que cumpla con la demanda pronosticada para dicho año (no se considera en qué momento o tiempo deben ser efectuadas las adiciones de capacidad). El costo total es considerado como una función no lineal y todas las restricciones son consideradas como funciones lineales. El problema de optimización es resuelto mediante el solucionador *MINOS*, el cual es un paquete de programas para resolver principalmente problemas de programación lineal y problemas con una función objetivo no lineal y un conjunto de restricciones lineales.

La programación dinámica ha sido otra técnica empleada en la planificación de la expansión de los SEP. Uno de los trabajos que hace uso de la programación dinámica es el de El-Abiad y Dusonchet (1973). En este trabajo se introduce el método de optimización dinámica discreta, el cual combina el procedimiento

determinista de búsqueda dinámica con la optimización discreta, para dar respuesta al problema de la planificación dinámica de la expansión de los sistemas de transmisión. En el modelo desarrollado por El-Abiad y Dusonchet (1973), las decisiones de inversión son realizadas en intervalos fijos de tiempo y el horizonte de planificación es dividido en tales intervalos (años, meses, etc.). En este estudio se consideran valores deterministas de demanda y de generación eléctrica durante todo el periodo de planificación. El criterio empleado para considerar un plan como aceptable es que el mismo no debe constituir una red eléctrica que tenga líneas sobrecargadas pero debe conformar una red eléctrica que logre sostener la contingencia de perder la mayor línea de transmisión sin sobrecargar cualquier otra línea. El modelo de flujo de carga DC o modelo lineal de flujo de potencia es considerado en este estudio.

Existen también diversos trabajos que plantean la planificación de la expansión de los SEP como un problema entero mixto. Entre tales trabajos se puede mencionar el de Alguacil et al. (2003), en el cual los autores hacen uso de la programación lineal entera mixta para resolver el problema de la planificación estática de la expansión de los sistemas de transmisión, considerando las pérdidas de las líneas de transmisión, las cuales son modeladas mediante expresiones lineales. En este trabajo se considera un único escenario de demanda, el cual se corresponde con el pronóstico de demanda más elevado. La función objetivo representa la suma del costo de inversión de las nuevas líneas con el costo de operación de las unidades de generación, y está sujeta a un conjunto de restricciones tales como los límites de capacidad de generación y de transmisión. Para plantear el problema de la planificación de la expansión como un problema entero mixto, este trabajo hace uso de un modelo linealizado de flujo de carga para aproximar las pérdidas de potencia. La resolución del problema de la planificación es obtenida mediante el programa computacional *CPLEX*. De igual forma, Lisboa et al. (2008) presentan el problema de la planificación de la expansión de la generación de los

sistemas hidrotérmicos como un problema de programación entero mixto. Para determinar el plan de expansión que genere el menor costo y que cumpla con un conjunto de restricciones (cumplimiento con la demanda pronosticada, niveles máximos y mínimos de producción de las plantas térmicas e hidráulicas, entre otras), se hace uso del algoritmo de ramificación y corte. Lisboa et al. (2008) aplican esta metodología en el sistema interconectado de Brazil para un horizonte de planificación de 25 años. La solución del problema de planificación es obtenida mediante el programa de optimización ILOG CPLEX 9.0.

Por otra parte, se tienen también otros trabajos que hacen uso de la descomposición de Benders para resolver el problema de la planificación de la expansión de los SEP. Entre tales trabajos, se puede mencionar el de Pereira et al. (1985). En este trabajo se presenta un modelo para expandir de manera óptima el sistema de generación y el sistema de transmisión. En esta metodología, la red eléctrica puede ser representada como un modelo de transporte (tomando en consideración solamente la primera Ley de Kirchhoff) o como un modelo lineal de flujo de potencia (considerando las dos Leyes de Kirchhoff). El objetivo de la metodología desarrollada en este trabajo es conseguir el plan de expansión que minimice la suma de los costos de inversión y de operación, sujeto a un conjunto de restricciones relativas a las decisiones de inversión (restricciones financieras), restricciones de operación y restricciones de fiabilidad. Para ello, se descompone el problema de la planificación de la expansión en los subproblemas de operación y de inversión, utilizando la técnica de descomposición de Benders. El subproblema de operación consiste en la minimización del total de cargas o demandas insatisfechas en el SEP, mientras que el subproblema de inversión consiste en la minimización de los costos de inversión. La metodología desarrollada en este trabajo es empleada en una versión reducida del sistema de transmisión del sur de Brazil para un año específico y con un pronóstico de carga determinado.

IX.1.2. Modelos heurísticos y metaheurísticos

Los métodos heurísticos son la alternativa actual a los modelos matemáticos de optimización para la resolución del problema de la planificación de la expansión de los SEP. El término *heurístico* es usado para describir todas aquellas técnicas que, en lugar de usar el enfoque clásico de optimización, van paso a paso generando, evaluando y seleccionando opciones o planes de expansión, con o sin la ayuda del usuario (interactivos o no interactivos). Para ello, los modelos heurísticos realizan búsquedas locales mediante el uso de reglas lógicas o empíricas. Estas reglas son empleadas para generar y clasificar las opciones durante la búsqueda. El proceso heurístico se lleva a cabo hasta que el algoritmo generador de opciones, en este caso planes de expansión, no es capaz ya de encontrar un mejor plan, considerando criterios de evaluación establecidos. Tales criterios generalmente incluyen los costos de inversión y de operación, las sobrecargas del SEP y la demanda insatisfecha (Latorre et al., 2003).

El término *metaheurístico* proviene de la combinación de la palabra *heurística* con el sufijo *meta* (más allá o de un nivel más alto) y, aun cuando no existe una definición formal del término *metaheurístico*, a continuación se presentan dos propuestas que brindan una noción clara del término metaheurístico (Dewani et al., 2012):

- Proceso iterativo de generación que guía a una heurística subordinada, combinando de manera inteligente distintos conceptos para explorar y explotar el espacio de búsqueda.
- Proceso iterativo principal que guía y modifica las operaciones heurísticas subordinadas para producir de manera eficiente buenas soluciones.

Los métodos metaheurísticos son una alternativa importante para resolver los

problemas de planificación de la expansión de los SEP y suelen brindar buenas soluciones con poco esfuerzo o tiempo computacional (Lee et al., 2006). El problema con los métodos heurísticos y metaheurísticos es que no son lo suficientemente eficientes desde el punto de vista matemático, pudiendo brindar resultados insatisfactorios ya que suelen no determinar una solución global sino local del problema (Lee et al., 2006). A continuación se comentan distintos métodos heurísticos y metaheurísticos que han sido aplicados al problema de la planificación de la expansión de los SEP.

Villasana et al. (1985) emplearon la programación lineal junto con una de las primeras técnicas heurísticas desarrolladas (Lee et al., 2006) para identificar dónde existen limitaciones en la capacidad de transmisión de un SEP, dónde se deben añadir nuevos circuitos y qué capacidad debe ser instalada al sistema de transmisión. Este modelo propone la creación de una red ficticia (“red de sobrecarga”) donde se presentan las adiciones de capacidad que deben ser instaladas (“camino de sobrecarga”) para impedir que las líneas de transmisión se excedan de su capacidad instalada. La técnica heurística utilizada consiste en ir formando y sugiriendo planes de expansión del sistema de transmisión paso a paso (instalando un circuito simple a la vez en la red real) a partir de la “red de sobrecarga”. Cuando ya no existan “camino de sobrecarga” en la red ficticia, el problema de planificación habrá finalizado. En este trabajo se hace uso del modelo de transporte como del modelo lineal o DC de flujo de potencia para la representación de la red eléctrica. El problema de planificación que se plantea en este estudio es determinista (todos los datos son conocidos) y estático (un horizonte de planificación de un año). La metodología desarrollada es aplicada en un ejemplo, el cual es resuelto mediante el programa computacional MPSX/370.

El análisis de sensibilidad es uno de los enfoques heurísticos más utilizados en el problema de la planificación de la expansión de los SEP. Bennon et al. (1982)

hacen uso del análisis de sensibilidad para determinar, en un año específico, los circuitos adicionales de transmisión que puedan evitar las sobrecargas de las líneas de transmisión ya existentes en un SEP. Este estudio necesita como valores de entrada o conocidos las líneas sobrecargadas y las zonas donde pueden ser construidas nuevas líneas de transmisión. En este trabajo se hace uso de conceptos asociados al flujo de carga lineal o DC. Por otra parte, Latorre-Bayona y Perez-Arriaga (1994) propusieron un modelo heurístico denominado CHOPIN (Código Heurístico Orientado a la Planificación Interactiva) para resolver el problema de la planificación estática de la expansión del sistema de transmisión de un SEP. En este modelo, la expansión de la red es formulada como un problema de optimización estática que consiste en la minimización del costo global anual de la producción eléctrica, el cual es la suma del costo anual de inversión en la red, el costo de operaciones y el costo de fiabilidad (relativo a la energía no servida). La red puede ser representada por el modelo de flujo de carga lineal o DC, por el modelo de transporte y por dos modelos híbridos. Este trabajo hace uso de la descomposición del problema de expansión en los subproblemas de inversión y de operación. El subproblema de operación es resuelto mediante el paquete computacional *MINOS*, considerando diversos escenarios caracterizados por la demanda, condiciones hidráulicas y otros factores, mientras que el subproblema de inversión es resuelto mediante un procedimiento de búsqueda heurística. Dicha búsqueda comienza a partir de una solución inicial brindada por el usuario, la cual es sistemáticamente mejorada a través de modificaciones que pueden ser guiadas mediante el uso de sensibilidades y de reglas lógicas, las cuales se obtienen a partir de la experiencia con el propio algoritmo. La búsqueda se organiza en un formato de árbol que evita las repeticiones. Monticelli et al. (1982) también hacen uso del análisis de sensibilidad para resolver el problema de la planificación dinámica de la expansión de los sistemas de transmisión mediante la resolución de una secuencia de problemas estáticos, considerando un pronóstico de carga y empleando el modelo lineal de flujo de potencia. La metodología desarrollada

le permite al usuario o planificador añadir o remover circuitos dentro de la red para luego evaluar el impacto que esta alteración tiene en el rendimiento del SEP (interacción).

En cuanto a los procedimientos metaheurísticos, existe una gran variedad de técnicas que han sido empleadas en la planificación de la expansión de los SEP. A continuación se comentan algunas de ellas.

- Sistemas expertos

El trabajo de Teive et al. (1998) describe un sistema experto cooperativo para resolver el problema de la planificación estática de la expansión del sistema de transmisión. El uso de un sistema experto en este estudio se propone crear un entorno de planificación que pueda no sólo emular el razonamiento humano sino también representar adecuadamente todo el conocimiento heurístico relacionado con este problema. La importancia principal del sistema experto en este trabajo es que es capaz de definir alternativas factibles para la expansión del sistema de transmisión para luego determinar el plan de costo mínimo de expansión que cumpla con la demanda pronosticada y con diversas restricciones operacionales. Adicionalmente, el ambiente de planificación desarrollado le permite al planificador seguir e interferir en el desarrollo de la planificación del sistema de transmisión. Esta metodología hace uso del modelo DC de flujo de potencia y considera únicamente la potencia activa.

- Algoritmo recocido simulado

Romero et al. (1996) hacen uso del algoritmo recocido simulado para resolver el problema de la planificación estática de la expansión del sistema de transmisión. En este trabajo, el problema de la planificación es formulado como un problema de programación no lineal entero mixto, el cual es trans-

formado en un problema de programación lineal para probar las soluciones tentativas. La red eléctrica es representada mediante el modelo DC de flujo de potencia. Mediante el uso del algoritmo recocido simulado, a partir de un plan inicial de expansión, se generan una serie de configuraciones que eventualmente conducen a la configuración o plan de expansión de menor costo que cumpla con un valor de demanda insatisfecha máximo.

- Algoritmos genéticos

Fukuyama y Chiang (1996) hacen uso de un algoritmo genético paralelo para resolver el problema de la planificación de la expansión del sistema de generación. El problema es formulado como un problema de optimización combinatoria que busca determinar el número óptimo de nuevas unidades de generación de distinta tecnología o características que deben ser construidas durante diferentes intervalos de tiempo y bajo distintos escenarios, de forma tal que se genere el menor costo de inversión y de operación asociado y, se cumpla con la demanda pronosticada.

Su y Lii (1997) utilizan los algoritmos genéticos para resolver el problema de la planificación de la expansión de un SEP, en el cual dicha expansión es considerada como la adición de nuevas líneas de transmisión y/o generadores en un año específico (planificación estática). Para determinar las mejores alternativas de expansión, este trabajo hace uso de la simulación por Monte Carlo.

Por último, Escobar et al. (2004) hacen uso de un algoritmo genético particular para resolver el problema de la planificación dinámica de la expansión de los sistemas de transmisión, el cual es planteado como un problema de programación no lineal entero mixto. Haciendo uso del modelo DC para representar la red eléctrica, este estudio busca determinar dónde, cuándo y qué tipo de inversiones deben ser realizadas en el sistema de transmisión para que el SEP opere adecuadamente en el horizonte de planificación, de

tal manera que el crecimiento considerado tanto de la demanda como de la generación sea siempre asimilado por el sistema de transmisión de una manera óptima. Dicho horizonte de planificación es dividido en varias etapas, en las cuales son añadidos los nuevos circuitos. El plan óptimo obtenido es el que genera el menor valor presente de la suma de todos los costos de inversión y de operación.

- Búsqueda tabú

La búsqueda tabú fue empleada por da Silva et al. (2001) para resolver el problema de la planificación estática de la expansión de un sistema de transmisión, teniendo como objetivo la minimización de la suma de los costos de las inversiones en nuevas instalaciones de transmisión con el costo relativo a la demanda insatisfecha en un año futuro. Este trabajo hace uso del modelo lineal de flujo de potencia y, mediante un conjunto de restricciones operacionales y el uso de un factor de penalización asociado a la demanda insatisfecha, obtiene un plan de expansión que genera la menor demanda insatisfecha.

- GRASP (por sus siglas en inglés *Greedy Randomized Adaptive Search Procedure*)

Binato et al. (2001) utilizaron el método GRASP para resolver el problema de la planificación estática de la expansión del sistema de transmisión. La solución óptima de este problema consiste en la búsqueda del conjunto de adiciones de circuitos de menor costo que debe ser instalado al sistema de transmisión para suministrar la demanda prevista, considerando limitaciones técnicas y operativas.

IX.2. Enfoques no deterministas del problema de la planificación de la expansión de los SEP

A diferencia del enfoque determinista, en el enfoque estocástico o no determinista se consideran diversos casos mediante la asignación de una probabilidad de ocurrencia o un grado de importancia para cada uno de ellos, y de esta manera, se pueden modelar la experiencia pasada, las expectativas futuras y las incertidumbres presentes en el SEP. A continuación se presentan algunos de los enfoques no deterministas más utilizados en la planificación de la expansión de los SEP: flujo de carga probabilístico, criterio probabilístico de fiabilidad, técnicas de escenario y análisis de decisión. Los primeros dos enfoques son capaces de tomar en consideración las incertidumbres aleatorias mientras que los dos últimos toman en cuenta las incertidumbres no aleatorias (Buygi et al., 2003).

- Flujo de carga probabilístico

El flujo de carga probabilístico fue propuesto por primera vez en 1973 por Borkowska (1973) y desde ese momento ha sido desarrollado y aplicado en el estudio del funcionamiento de los SEP, planificación de la expansión a corto y largo plazo y demás áreas (Chen et al., 2008).

A diferencia del flujo de carga, el flujo de carga probabilístico considera las funciones de densidad de probabilidad de las cargas como entrada, y calcula las funciones de densidad de probabilidad de las variables de salida, utilizando la simulación por Monte Carlo. Las funciones de densidad de probabilidad pueden ser estimadas sobre la base de la predicción de la carga y el análisis de la incertidumbre. Para reducir el número de operaciones, las ecuaciones de flujo de potencia son linealizadas alrededor de la región de valores esperados y la técnica de convolución es utilizada para calcular las funciones de densidad de probabilidad de los valores de salida. El algoritmo

de la planificación de la expansión del sistema de transmisión usando el enfoque de flujo de carga probabilístico se muestra a continuación (Buygi et al., 2003), (da Silva et al., 1990):

- Ejecutar el flujo de carga probabilístico en la red existente considerando las funciones de densidad de probabilidad de la carga para el horizonte o tiempo de planificación.
- Calcular los índices de fiabilidad tales como la probabilidad de infringir los límites de flujo de las líneas o límites de tensión.
- Sugerir planes de expansión basados en los índices de fiabilidad calculados.
- Añadir cada uno de los planes sugeridos a la red de manera independiente.
- Ejecutar el flujo de carga probabilístico.
- Calcular los índices de fiabilidad.
- Seleccionar el mejor plan de acuerdo a los índices de fiabilidad y a los costos de cada uno de ellos.

Chen et al. (2008) presentan un amplio estudio acerca de la importancia e historia del flujo de carga probabilístico. De igual forma, en este trabajo se presentan diferentes enfoques utilizados para mejorar la eficiencia y exactitud del flujo de carga probabilístico, y se comenta acerca de la aplicación de este método en la planificación de la expansión de los SEP.

■ Criterio probabilístico de fiabilidad

El algoritmo para la resolución del problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión mediante el criterio probabilístico de fiabilidad se muestra a continuación (Buygi et al., 2003), (Li et al., 1995):

- Sugerir una serie de planes de expansión del sistema de transmisión mediante el análisis de la red existente.
- Añadir por separado cada uno de los planes sugeridos a la red y calcular los criterios de fiabilidad tales como la cantidad esperada de energía no suministrada, número esperado de reducción de carga, duración prevista de reducción de carga, entre otros, usando la simulación por Monte Carlo.
- Seleccionar el plan final en base a los criterios de fiabilidad y análisis económicos.

Existen diversos trabajos que han utilizado criterios probabilísticos de fiabilidad en la planificación de la expansión de los SEP. Entre ellos se puede mencionar la metodología desarrollada por Choi et al. (2005) para la planificación estática de la expansión del sistema de transmisión, en la cual se utiliza el criterio probabilístico de confiabilidad LOLE (por sus siglas en inglés *Loss Of Load Expectation*)⁴ para el sistema de transmisión y para las barras. Dicho criterio es considerado como una restricción en el proceso de minimización del costo total de construcción, el cual está asociado a la inversión de nuevas líneas de transmisión. El problema de expansión del sistema de transmisión es considerado en este trabajo como un problema de programación entera y la solución del mismo es obtenida mediante el método de ramificación y poda.

- Técnicas de escenario

Las técnicas de escenarios y el análisis de decisión son más generales que los dos métodos previos y pueden ser utilizados para la planificación de cualquier sistema (Buygi et al., 2003). El algoritmo de planificación de la

⁴En líneas generales, el criterio LOLE se puede definir como una medida de cuánto tiempo, en promedio, la capacidad de generación disponible puede ser inferior a la demanda eléctrica, siendo expresada como horas al año o días al año (Konidena, 2010).

expansión del SEP mediante las técnicas de escenario se muestra a continuación (Buygi et al., 2003):

- Determinar un conjunto de posibles escenarios futuros. Un escenario es un conjunto de resultados o materialización de todas las incertidumbres. Los escenarios deben ser definidos de tal manera que cubran o abarquen las incertidumbres.
- Asignar a cada k -ésimo escenario futuro un valor de probabilidad o grado de ocurrencia (w_k).
- Determinar el conjunto de posibles soluciones (planes de expansión).
- Especificar una función de costo para medir el comportamiento de cada plan (supóngase que f_{ik} es el costo del plan i en el escenario k).
- Usar uno de los siguientes criterios para seleccionar el plan final:

- Criterio del costo esperado (selección probabilística).

En la selección probabilística, el plan que minimice el costo esperado ($\sum_k w_k f_{ik}$) es el mejor plan (Miranda y Proenca, 1998a). Este criterio es utilizado y estudiado en Bisschop (2012) para la expansión estática de un SEP. En este estudio se busca determinar cuál debe ser la nueva capacidad de diseño de tres tipos de centrales eléctricas (nucleares, termoeléctricas e hidroeléctricas) para satisfacer la demanda eléctrica proyectada. Es relevante destacar que en este estudio se considera también la opción de importar electricidad cuando la capacidad disponible no es suficiente para satisfacer la demanda eléctrica.

- Criterio del *minimax regret* (análisis de riesgo).

En el análisis de riesgo, la mejor solución se determina mediante la minimización del *regret*. El *regret* es una medida de riesgo y se define como la diferencia entre el costo de la solución seleccionada

y el costo de la solución óptima que habría sido seleccionada si se hubiese sabido de antemano cuál de los futuros escenarios iba a ocurrir (Miranda y Proenca, 1998b). Si el costo de la solución óptima para el escenario k es f_k^{op} , el *regret* de la solución i en el escenario futuro k es $f_{ik} - f_k^{op}$. En este método, el plan que minimice el máximo *regret* ponderado en todos los futuros escenarios es seleccionado como el plan final: $\min_i(\max_k(w_k(f_{ik} - f_k^{op})))$ (Miranda y Proenca, 1998a). El criterio del *minimax regret* es utilizado por Arroyo et al. (2010) para resolver el problema de la planificación estática de la expansión de un sistema de transmisión considerando interrupciones intencionales en la red de transmisión. El problema de la planificación basado en el análisis de riesgo propuesto en este trabajo es modelado como un problema de programación lineal entero mixto, y su solución óptima global es obtenida mediante el método de ramificación y corte. El modelo de flujo DC es empleado para representar la red eléctrica. Otro estudio que hace uso del criterio del *minimax regret* es el de la Torre et al. (1999). En este trabajo se toman en cuenta incertidumbres en el crecimiento de la demanda, en los planes de expansión en el sistema de generación y en el costo de construcción de las líneas. Estas consideraciones son plasmadas en diversos escenarios. El resultado de este estudio es el plan de transmisión (tipo de línea, lugar de la línea y momento o tiempo de construcción) que sea robusto en cuanto a las incertidumbres. Se define como plan robusto el que tiene *regret* cero para todos los escenarios futuros que se consideren. Si no existe un plan robusto y se debe tomar una decisión entre un conjunto de posibles planes, esta metodología plantea la utilización del criterio del *minimax regret*, minimización del *regret* promedio o maximización del beneficio o ganancia, dependiendo

de la tolerancia admisible de riesgo.

Los trabajos de Miranda y Proenca (1998a) y Miranda y Proenca (1998b) analizan y estudian de manera muy amplia las diferencias entre los dos criterios antes mencionados.

- Criterio de Laplace.

En este método, el plan que minimice la suma de los costos de todos los escenarios es seleccionado como el plan final.

- Criterio de Von Neumann-Morgenstern.

Este es un método extremadamente pesimista donde se considera que el escenario más desfavorable está destinado a ocurrir. De acuerdo a este método, el plan que minimice el costo máximo sobre todos los escenarios es escogido como el plan final: $\min_i(\max_k(f_{ik}))$. Por otra parte, un método extremadamente optimista también puede ser utilizado para seleccionar el plan final: $\min_i(\min_k(f_{ik}))$.

- Criterio de Hurwicz.

En este método, el plan que minimice una combinación convexa de la solución extremadamente pesimista y la solución extremadamente optimista es seleccionado como el plan final.

- Criterio de optimalidad de Pareto.

Un plan es un óptimo de Pareto si no es dominado por algún otro plan. El plan X es dominado por el plan Y si sus costos son mayores a los costos del plan Y en cada escenario. Esta solución no es siempre única.

- Criterio de Robustez β

De acuerdo con este criterio, un plan es considerado aceptable si en cada escenario su costo en exceso respecto al plan óptimo relativo no excede el $\beta\%$.

- Análisis de decisión.

En el análisis de decisión, los planificadores tratan de encontrar el plan más flexible. La flexibilidad se define como la capacidad de un plan para adaptarse al sistema de manera rápida y con un costo razonable a cualquier cambio en las condiciones presentes en su tiempo de planificación. En este método, el conjunto completo de escenarios en los diferentes períodos del horizonte de planificación se presenta mediante un árbol de eventos. Este árbol tiene dos tipos de nodos: nodos de decisión y nodos de eventos. El árbol de eventos empieza con un nodo de decisión, en el cual son tomadas las decisiones. Las ramas que emanan de cada nodo de decisión muestran las posibles decisiones que pueden ser tomadas en este nodo. Cada una de estas ramas es asociada con el costo correspondiente de la decisión y termina en un nodo de evento. Las ramas que emanan de cada nodo de evento muestran los eventos probables que pueden ocurrir y tienen asociadas la probabilidad de ocurrencia de tales eventos. De hecho, un escenario es un camino completo entre la raíz de árbol y el nodo final. El procedimiento para encontrar la decisión óptima en el período de planificación es un problema clásico de programación estocástica dinámica. Comenzando desde el final del árbol de eventos, se calcula el costo esperado detrás de cada nodo de evento y se selecciona el camino o estrategia de costo mínimo; dicho proceso se continúa hasta alcanzar el nodo inicial.

IX.3. Estudios o trabajos previos de planificación de la expansión en ambientes desregulados

IX.3.1. Planificación de la expansión del sistema de generación

Los mercados de electricidad en ambientes desregulados se basan en las señales de los precios de mercado para indicar la necesidad de nuevas inversiones. Una oportunidad de inversión se vuelve atractiva cuando el precio de mercado es lo suficientemente alto para asegurar la rentabilidad de la inversión. Los inversionistas deben tomar en cuenta tanto la incertidumbre del ambiente del mercado como la competencia de otros inversionistas para la toma de decisiones de inversión. Estos dos factores son nuevos en la planificación de los SEP (Newham, 2008). Dos áreas de activa investigación respecto a este tema son la teoría de juegos y la teoría de opciones reales. A continuación se describirán brevemente cada una de ellas.

- Teoría de opciones reales.

La teoría de opciones reales tuvo un origen puramente financiero y se utiliza para evaluar el aplazamiento de la inversión que está sujeta a incertidumbre. Mediante esta teoría se evalúa el tiempo adicional en esperar que se revele la incertidumbre, de modo que el inversionista pueda retrasar la realización de una inversión irreversible (Newham, 2008). De acuerdo con esta teoría, los proyectos de inversión pueden ser considerados opciones. El momento óptimo de una inversión no ocurre hasta que el valor del proyecto en sí mismo excede el valor de mantener la opción de invertir en el futuro (Botterud et al., 2005). Existen diversos estudios que utilizan la teoría de opciones reales para la planificación de la expansión de los sistemas de generación. Entre tales estudios se puede mencionar el de Botterud et al. (2005), en el cual se utiliza la teoría de opciones reales para estudiar las decisiones óptimas de inversión

cuando el crecimiento de la demanda y, por lo tanto, los precios son inciertos. Los autores de este trabajo hacen uso de un modelo explícito de mercado que utiliza curvas de demanda y oferta lineales para calcular el precio de la electricidad. Este modelo desarrollado es usado para estudiar las inversiones tanto en ambientes regulados como en ambientes reestructurados e identifica el valor de la opción de retrasar la inversión.

La teoría de opciones reales es una técnica útil y prometedora que le permite a un inversionista individual evaluar el valor de una inversión y el valor de diferir una inversión. La aplicación de las opciones reales en la planificación de la expansión de los SEP ha demostrado cómo la incertidumbre tiene una tendencia a retrasar las decisiones de inversión en cualquier tipo de estructura de mercado (Newham, 2008).

- Teoría de juegos.

Un aspecto que contribuye a la volatilidad de los precios es la competencia entre los participantes del mercado. El comportamiento competitivo afecta tanto a los precios de corto plazo, donde las Compañías de Generación compiten en el mercado de contado o tiempo real, como a los precios de largo plazo, donde los inversionistas en el sistema de generación pueden influir en dicho precio de electricidad por el tamaño, tipo y el momento de las nuevas inversiones. La competencia hace que los inversionistas enfrenten mayores riesgos y, por lo tanto, busquen mayores retornos de inversión. Además, la competencia da lugar a que las decisiones de un inversionista afecten los beneficios y decisiones de otros inversionistas (Chuang et al., 2001). La interacción, competencia y demás resultados de la desregulación de los mercados de electricidad han sido estudiados utilizando la teoría de juegos (Newham, 2008). A continuación se presentan algunos trabajos que han hecho uso de la teoría de juegos en la planificación de la expansión del sistema de generación.

Chuang et al. (2001) utilizan el modelo de *Cournot de Oligopolio* para modelar la expansión del sistema de generación en un mercado eléctrico competitivo. El modelo incorpora consideraciones operacionales como la limitación en las capacidades de las plantas eléctricas. El algoritmo de solución utiliza un procedimiento iterativo para encontrar el equilibrio de Cournot. El equilibrio de Cournot es alcanzado cuando un inversionista no puede mejorar su situación financiera mediante el cambio de su decisión de inversión respecto a las decisiones de inversión de sus competidores (Newham, 2008). Este modelo asume que todos los inversionistas toman las decisiones de manera simultánea y proporcionan esta información a una autoridad central independiente. La autoridad central luego transmite esta información a todos los competidores, quienes ajustan sus propias decisiones de inversión en base a la información actualizada. De acuerdo con Newham (2008), la simultaneidad asumida del momento en que se toman las decisiones de inversión y la difusión de la información es poco realista y el algoritmo de solución no parece tomar en cuenta la variabilidad e incertidumbre de la demanda prevista.

Murphy y Smeers (2005) utilizan la teoría de juegos para estudiar tres modelos de inversión en el sistema de generación que difieren por sus suposiciones económicas y por el grado en que se apartan de las representaciones antiguas de la expansión de la capacidad de generación. El primer modelo asume un ambiente similar al de la planificación tradicional de la expansión. El segundo modelo asume un ambiente de mercado oligopólico⁵ donde la capacidad de generación es simultáneamente construída y vendida en contratos de largo plazo, donde no existe el mercado de contado. El tercer modelo asume un mercado de contado donde se separan las inversiones de las ventas. De acuerdo con Newham (2008), este trabajo es un enfoque interesante para

⁵El oligopolio es un mercado dominado por un pequeño número de participantes quienes son capaces de ejercer colectivamente el control sobre la oferta y los precios del mercado.

el estudio de las inversiones en el sistema de generación pero no evalúa el efecto de la incertidumbre en las decisiones de inversión y, debido a la complejidad computacional, utiliza un modelo muy simplificado.

Smit y Ankum (1993) utilizan una combinación de las opciones reales y la teoría de juegos para estudiar las interacciones entre los inversionistas competitivos cuando se considera la incertidumbre. Trabajos previos han demostrado que la competencia puede obligar a un inversionista a invertir temprano, provocando que el valor de la opción de diferir la inversión se pierda. Smit y Ankum (1993) consideran la reducción del valor de la inversión para diferentes escenarios de mercado. Los autores demuestran que en un oligopolio puede ser beneficioso para todos los inversionistas aplazar la inversión si el valor del proyecto es bajo y la demanda es incierta. Por otra parte, en un entorno muy competitivo, las empresas tienden a invertir inmediatamente con el fin de anticiparse a una inversión de otra empresa. Esto puede resultar en una solución subóptima (Newham, 2008).

La teoría de juegos se ha utilizado para estudiar una serie de temas relativos a la competencia en los SEP. Sin embargo, el uso de la teoría de juegos en la planificación de la expansión de los SEP parece centrarse en la identificación de acciones específicas de los inversionistas en un momento del tiempo, siendo menos adecuada para ser aplicada en la planificación de la expansión de los SEP desde una perspectiva mucho más amplia (Newham, 2008).

Si se quiere tener más información acerca de estudios centrados en la planificación de la expansión de los sistemas de generación en ambientes desregulados, se puede consultar el trabajo de Newham (2008).

IX.3.2. Planificación de la expansión del sistema de transmisión

Durante los últimos años ha habido un creciente interés en el área de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en ambientes desregulados. Este interés se debe principalmente a la reestructuración en varios países de la industria eléctrica (Latorre et al., 2003). A continuación se presentan algunos trabajos que han buscado dar respuesta al problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión en ambientes desregulados.

En el mercado desregulado, el enfoque basado en el mercado es un método ampliamente utilizado. El concepto de la planificación basada en el mercado es la integración de los análisis financieros y de ingeniería que considera la economía así como las leyes físicas de la generación, transmisión y carga eléctrica (Lee et al., 2006). Buygi et al. (2004) presentan un estudio de la planificación de la expansión del sistema de transmisión en ambientes desregulados de acuerdo a un enfoque basado en el mercado. En este trabajo de investigación, se introduce una nueva herramienta probabilística para el cálculo de las funciones de densidad de probabilidad de los precios nodales⁶. Las incertidumbres aleatorias y no aleatorias de los SEP son consideradas en este estudio y el plan final de expansión es seleccionado luego de la evaluación del riesgo de todas las soluciones.

Además de los enfoques basados en el mercado, los métodos metaheurísticos de optimización, tales como los algoritmos genéticos, sistemas expertos, teoría de los conjuntos difusos, entre otros, han sido utilizados para resolver el problema de la planificación de la expansión del sistema de transmisión (Lee et al., 2006). Entre estos métodos se puede comentar el algoritmo genético avanzado que fue utilizado por Lu y Saha (2005) para plantear una estructura de planificación óptima de la

⁶El precio nodal es definido como el costo de suministrar el siguiente MW de carga en un lugar (o nodo) específico, considerando el costo marginal o variable de generación, el costo de congestión en la transmisión y las pérdidas (Buygi et al., 2004).

expansión del sistema de transmisión. Este trabajo se plantea obtener una estructura de planificación que minimice la cantidad esperada de energía no suministrada y el costo de inversión, y maximice la relación beneficio-costos. El problema de planificación de la expansión del sistema de transmisión es planteado en este trabajo como un problema de optimización multi-objetivo con restricciones, el cual es resuelto mediante un algoritmo genético. Debido a que no hay garantía de que el algoritmo genético pueda encontrar la solución óptima absoluta y debido a las incertidumbres presentes en el proceso de planificación, el análisis de riesgo es utilizado para ayudar al planificador a tomar la decisión final. El plan de expansión final es seleccionado mediante el criterio de *minimax regret*.

La teoría de juegos también es utilizada para resolver el problema de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión (Lee et al., 2006). Uno de los trabajos que ha empleado este enfoque es el de Contreras (1997). En este trabajo se presenta un esquema que hace uso de la teoría de juegos cooperativa para estudiar la expansión de la red de transmisión. Este estudio modela el SEP como un sistema multiagente⁷ donde los jugadores son capaces de tomar decisiones autónomas que beneficien al sistema. Se establecen las reglas del juego cooperativo y se determina cómo las coaliciones de los jugadores se forman y la manera en que el costo total puede ser repartido entre ellos. En la teoría de juegos, un juego cooperativo es un juego en el que grupos de jugadores (coaliciones) pueden tomar comportamientos cooperativos, pues el juego es una competencia entre coaliciones de jugadores, en lugar de ser una competencia entre jugadores.

Si se quiere tener mayor información acerca de los estudios desarrollados con el fin de optimizar la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión en ambientes desregulados, se recomienda la lectura de las obras de Lee et al. (2006),

⁷Un sistema multiagente es un sistema consistente de varias entidades autónomas llamadas agentes, que interactúan entre sí para fomentar sus propios intereses (competencia) o en la búsqueda de una meta común (cooperación) (Tercero, 2009).

Buygi et al. (2003) y Latorre et al. (2003). Por otra parte, el trabajo de Lee et al. (2006) presenta diversas sugerencias de cómo se debe enfocar la planificación de la expansión del sistema de transmisión en los próximos años.

Apéndice X

Aspectos relativos a la optimización mediante la simulación

X.1. Formulación general del problema de optimización mediante la simulación en términos matemáticos

Al igual que en cualquier problema de optimización, en el problema de la optimización mediante la simulación existen los siguientes componentes:

- variables de entrada y de salida;
- función objetivo;
- restricciones.

La función objetivo y las restricciones pueden involucrar tanto a las variables de entrada (o de decisión) como a las variables de salida y, cualquiera de las dos (o ambas), puede incluir factores estocásticos. Debido a que las variables de salida son medidas de rendimiento del modelo de simulación, éstas tienen una naturaleza cuantitativa (número de máquinas necesarias para una línea de fabricación, nivel de inventario en un almacén, duración de una luz de tráfico, etc). Sin embargo, las variables de entrada pueden ser de naturaleza cuantitativa o cualitativa (tipo de máquinas que se deben comprar, procedimiento de rutina de producción, configuración o disposición de un espacio o sector de oficinas, etc) (Fu, 2001), (Azadivar, 1999). Por otra parte, es importante comentar que, por lo general, en

este tipo de problemas existe una única función objetivo. Múltiples medidas de rendimiento son combinadas en dicha función objetivo mediante ponderaciones o incluyéndolas como restricciones (Fu, 2001).

A menudo, la formulación de los problemas de optimización mediante la simulación se realiza para maximizar o minimizar el valor esperado de la función objetivo de un sistema. Sin embargo, no siempre es así. La operación de un sistema puede ser considerada óptima si el riesgo de exceder un cierto umbral es minimizado. En otras situaciones se busca minimizar la dispersión de la respuesta en lugar de su valor esperado (Azadivar, 1999). En este Apéndice se planteará brevemente el problema de la optimización mediante la simulación como un problema de optimización del valor esperado de la función objetivo.

Las dos formas para plantear el problema general de optimización mediante la simulación son las siguientes (Azadivar, 1999):

$$\underset{\mathbf{x} \in \theta}{\text{minimice}} f(\mathbf{x}) = E[z(\mathbf{x})], \quad (\text{X.1})$$

sujeto a:

$$g(\mathbf{x}) = E[r(\mathbf{x})] < 0; \quad (\text{X.2})$$

$$h(\mathbf{x}) < 0, \quad (\text{X.3})$$

donde z y r son vectores aleatorios que representan varias respuestas del modelo de simulación para un \mathbf{x} específico el cual es un vector de dimensión p de las variables de decisión o de entrada. f y g son los valores esperados desconocidos de estos vectores los cuales sólo pueden ser estimados mediante observaciones ruidosas de z y de r . Por último, h es un vector de restricciones deterministas de las variables de decisión y θ es el conjunto de posibles valores del vector \mathbf{x} .

Otra forma alternativa de formular el problema es la siguiente:

$$\underset{\mathbf{x} \in \theta}{\text{minimice}} f(\mathbf{x}) = E[z(\mathbf{x})], \quad (\text{X.4})$$

sujeto a:

$$Pr[g(\mathbf{x}) < 0] > 1 - \hat{\alpha}; \quad (\text{X.5})$$

$$h(\mathbf{x}) < 0, \quad (\text{X.6})$$

donde Pr es el vector de probabilidades de violación de las restricciones y $\hat{\alpha}$ es el vector de los riesgos de estas violaciones que el usuario está dispuesto a aceptar.

X.2. Clasificación del problema de optimización mediante la simulación

Existen distintas maneras de clasificar el problema de la optimización mediante la simulación. Cada clasificación puede ser considerada como un caso especial de la formulación general hecha anteriormente. Si $f(\mathbf{x})$ es un vector unidimensional, el problema se reduce a un único objetivo de optimización, aun cuando, en su forma general, es un problema multi-objetivo. Si los elementos de \mathbf{x} son variables continuas, el problema es a menudo más fácil de resolver por métodos de búsqueda estocásticos; si por el contrario, dichos elementos son variables discretas pero cuantitativas, el problema puede ser resuelto mediante técnicas de programación entera. Por otra parte, si \mathbf{x} representa un vector de decisiones cualitativas, la optimización se vuelve un problema más difícil de resolver debido a la falta de herramientas analíticas para tratar este tipo de problemas. Además, para este tipo de problemas es necesario una generación automática de modelos de simulación de acuerdo con un proceso sistemático (problemas de optimización no paramétricos,

véase Azadivar (1999)).

A continuación se presentan y comentan las seis categorías más importantes de los métodos de optimización mediante la simulación de acuerdo a Carson y Maria (1997).

X.2.1. Métodos de búsqueda basados en el gradiente

Los métodos que se encuentran en esta categoría estiman la respuesta del gradiente (Δf) para determinar la forma de la función objetivo y emplear técnicas deterministas de optimización matemática (Carson y Maria, 1997). Dos factores importantes para determinar el éxito de estos métodos son la fiabilidad y la eficiencia. La fiabilidad es importante puesto que las respuestas de la simulación son estocásticas y un error elevado en la estimación del gradiente puede resultar en un movimiento de búsqueda hacia una dirección completamente equivocada. La eficiencia es el otro factor importante puesto que los experimentos de simulación también son computacionalmente costosos, por lo que es deseable estimar los gradientes con el menor número de evaluaciones de la función objetivo (Azadivar, 1999). Los métodos de estimación del gradiente frecuentemente utilizados se describen a continuación.

Estimación de las diferencias finitas

En este método las derivadas parciales de $f(\mathbf{x})$ son estimadas de la siguiente manera:

$$\frac{\partial f}{\partial \mathbf{x}_i} = \frac{f(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_i + \Delta \mathbf{x}_i, \dots, \mathbf{x}_p) - f(\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p)}{\Delta \mathbf{x}_i}. \quad (\text{X.7})$$

Como resultado, para estimar el gradiente en cada valor específico de \mathbf{x} se necesitan, al menos, $p + 1$ evaluaciones del modelo de simulación. Además, para obtener una estimación más fiable del gradiente pueden ser necesarias múltiples evaluaciones para cada derivada parcial, aumentando aún más el costo computacional (Azadivar, 1999).

Análisis de perturbación infinitesimal

En el análisis de perturbación infinitesimal todos los gradientes parciales de la función objetivo son estimados a partir de una sola corrida o ejecución de la simulación (Carson y Maria, 1997). El principio fundamental detrás del análisis de perturbación es que si un parámetro de decisión (parámetro de entrada) de un sistema es perturbado por una cantidad infinitesimal, la sensibilidad de la respuesta del sistema a ese parámetro puede ser estimada trazando su patrón de propagación a través del sistema. Éste será una función de la fracción de las propagaciones que desaparecen antes de tener un efecto significativo sobre la respuesta de interés (Azadivar, 1999). El análisis infinitesimal de perturbación asume que una perturbación infinitesimal en una variable de entrada no afecta a la secuencia de eventos, pero sólo hace que sus tiempos de ocurrencia se deslicen suavemente (Carson y Maria, 1997). El hecho de que todas las derivadas se puedan obtener a partir de una sola corrida o ejecución de la simulación representa una ventaja significativa para este método en términos de eficiencia. Sin embargo, algunas condiciones restrictivas deben ser satisfechas para que este método sea aplicable. Por ejemplo, si como consecuencia de la perturbación de un parámetro dado, la secuencia de eventos que rigen el comportamiento del sistema cambia, los resultados obtenidos por el análisis de perturbación pueden no ser fiables (Azadivar, 1999).

Análisis en el dominio de la frecuencia

En un experimento en el dominio de la frecuencia los parámetros de entrada seleccionados se hacen oscilar de manera sinusoidal a distintas frecuencias durante una larga corrida o ejecución de la simulación. Los valores de las variables de salida son sometidos a un análisis espectral (Fourier). Si la variable de salida es sensible a un parámetro de entrada, la oscilación sinusoidal de dicho parámetro debería inducir oscilaciones correspondientes (amplificadas) en la respuesta (Carson y Maria, 1997).

Los gradientes son estimados mediante el análisis espectral de potencia de la función de salida de la simulación, la cual es afectada por la inducción de oscilaciones sinusoidales específicas a los parámetros de entrada. Es relevante comentar que en algunos casos puede no ser posible inducir oscilaciones sinusoidales a algunos parámetros de entrada de interés (Azadivar, 1999).

Relaciones de probabilidad

En el método de la relación de probabilidad, el gradiente del valor esperado de una variable de salida respecto a una variable de entrada se expresa como el valor esperado de una función de los parámetros de entrada y de los parámetros de simulación, tales como la duración de la corrida de la simulación y el valor de la variable de salida. Mejores estimaciones pueden ser obtenidas mediante la realización de múltiples ejecuciones o corridas de simulación. Este método es adecuado para la resolución de problemas transitorios y regenerativos de optimización mediante la simulación. Para un proceso regenerativo, el valor en estado estacionario de una variable de salida puede ser expresado como una relación de dos valores esperados, la cual se denomina *relación de probabilidad*. La construcción de una *relación de probabilidad* que tenga características computacionales y de

variabilidad deseables es un asunto importante en el desarrollo de los estimadores de gradiente (Carson y Maria, 1997).

X.2.2. Optimización estocástica

La optimización estocástica consiste en encontrar el valor óptimo local de una función objetivo cuyos valores no son conocidos analíticamente pero pueden ser estimados o medidos. Los algoritmos clásicos de optimización estocástica son procesos iterativos basados en la estimación del gradiente. Propuestos en la década de 1950, *Robin-Monro* y *Kiefer-Wolfowitz* son los dos algoritmos más utilizados en la optimización estocástica sin restricciones. Entre otras dificultades, estos algoritmos no presentan buenas reglas de parada ni un buen manejo de las restricciones (Carson y Maria, 1997).

En la optimización estocástica homóloga (también conocida como optimización por camino de muestra) el valor esperado de la función objetivo se calcula mediante el valor promedio de una muestra relativamente grande de observaciones en cada punto (camino de muestras) (Carson y Maria, 1997), (Azadivar, 1999), para luego hacer uso de métodos deterministas de programación no lineal (Carson y Maria, 1997). De esta manera se incorpora la estadística en el algoritmo de optimización, resolviéndose la mayoría de los problemas de optimización estocástica e incrementando la eficiencia del método (Carson y Maria, 1997). El problema de este método para resolver problemas de optimización mediante la simulación es el número elevado de evaluaciones del sistema que debe ser realizado (Azadivar, 1999).

X.2.3. Metodología de superficie de respuesta

El objetivo de la metodología de superficie de respuesta es obtener una relación funcional aproximada entre las variables de entrada y las variables de salida de la función objetivo. Cuando se hace esto en todo el dominio de interés, el resultado suele ser llamado un *metamodelo*. Este *metamodelo* puede ser obtenido de varias maneras, dos de las más comunes son la regresión y las redes neurales. En principio, una vez que se obtiene el *metamodelo* se pueden aplicar procedimientos deterministas de optimización para obtener una estimación del valor óptimo de la función objetivo. Sin embargo, la optimización no es generalmente el principal motivo para la construcción de un *metamodelo* y, en la práctica, cuando el objetivo es la optimización, se utiliza alguna forma secuencial de metodología de superficie de respuesta. Una superficie de respuesta más localizada es obtenida y luego es usada para determinar una estrategia de búsqueda (como moverse en la dirección estimada del gradiente). Nuevamente, la regresión y las redes neurales son los dos métodos más comunes (Fu, 2001). Por lo general, el uso de la metodología de superficie de repuesta en los problemas de optimización mediante la simulación requiere un menor número de experimentos de simulación en comparación con diversos métodos basados en el gradiente (Carson y Maria, 1997).

X.2.4. Métodos heurísticos

Los métodos heurísticos descritos a continuación representan los últimos avances en el campo de los métodos de búsqueda directa que son frecuentemente empleados en la optimización mediante la simulación (Carson y Maria, 1997).

Algoritmos genéticos

Un algoritmo genético es una estrategia de búsqueda que utiliza la elección al azar. Esta estrategia es análoga a la evolución biológica. Desde una perspectiva biológica se dice que la estructura de un organismo y su capacidad de sobrevivir en su medio ambiente (*aptitud*) están determinados por su ADN. Un hijo, que es una descendencia de ambos padres, hereda rasgos de ambos y, debido a la recombinación, otros rasgos que los padres pueden no tener. Estos rasgos pueden incrementar la aptitud de los hijos, generando una mayor probabilidad de sobrevivencia. Con el tiempo, la aptitud promedio de la población mejora.

La aptitud de un miembro de una población es determinada mediante una función objetivo. Los miembros de la población están sometidos a operadores con el fin de producir una descendencia (hijos). Los operadores comúnmente usados son la selección, reproducción, cruzamiento y mutación. Antes de observar alguna mejora significativa en la función objetivo, varias generaciones pueden tener que ser evaluadas (Carson y Maria, 1997).

Estrategias evolutivas

Similar a los algoritmos genéticos, las estrategias evolutivas son algoritmos que imitan los principios de la evolución natural como método para resolver problemas de optimización (Carson y Maria, 1997).

Recocido simulado

El recocido simulado es un método de búsqueda estocástico análogo al proceso termodinámico conocido como *recocido*. Este proceso consiste en elevar la tempera-

tura de un sólido cristalino con defectos hasta una temperatura determinada, que por lo general suele ser alta. Posteriormente, se permite que el material se enfríe muy lentamente en un *baño térmico*. Con el proceso de enfriamiento se pretende que el sólido alcance una configuración de red cristalina lo más regular posible, eliminando durante este proceso los posibles defectos que tuviese originalmente. La nueva estructura cristalina se caracteriza por tener un estado mínimo de energía correspondiente al equilibrio térmico (Duarte et al., 2007). El método recocido simulado evita quedarse atrapado en óptimos locales y mantiene un seguimiento del mejor valor de la función objetivo (Carson y Maria, 1997).

Búsqueda tabú

El método de búsqueda tabú es un procedimiento de optimización cuya característica distintiva es el uso de memoria adaptativa y de estrategias especiales de resolución de problemas (Glover y Melián, 2003). Este algoritmo mantiene un registro histórico de posibles soluciones recientes (conocido como *lista tabú*) y evita regresar a esas posibles soluciones repetidas veces (Luke, 2009). Además, el método de búsqueda tabú tiene la capacidad de utilizar muchos otros métodos, tales como algoritmos de programación lineal y métodos heurísticos especializados que buscan superar las limitaciones de quedarse atrapado en óptimos locales (Carson y Maria, 1997).

Método de búsqueda simplex de Nelder y Mead

La búsqueda comienza a partir de la evaluación de los puntos de un simplex consistente de $p + 1$ vértices (p es la dimensión del vector \mathbf{x} de las variables de entrada) en la región factible. Se procede de manera continua descartando el peor de los puntos del simplex y añadiendo un nuevo punto que es determinado

mediante la reflexión del peor punto a través del centroide de los vértices restantes. Uno de los principales problemas en la aplicación de este procedimiento en los modelos de simulación es la determinación del peor punto. Debido a que las respuestas del sistema son estocásticas, un aparente peor punto puede ser en realidad uno de los mejores puntos, por lo que su eliminación del simplex puede alejar la búsqueda de la región óptima (Azadivar, 1999).

X.2.5. Equipos asíncronos

Un equipo asíncrono (en inglés *A-Team*) es un proceso que implica la combinación de diferentes estrategias de resolución de problemas, de forma tal que puedan interactuar sinérgicamente. Los equipos asíncronos representan una de las áreas de investigación de la optimización mediante la simulación de mayor crecimiento (Carson y Maria, 1997).

X.2.6. Métodos estadísticos

Métodos de muestreo de importancia

La idea básica del muestreo de importancia consiste en simular el sistema bajo una diferente medida de probabilidad, con el fin de aumentar la probabilidad de los caminos de muestra típicos del evento de interés. Para cada camino de muestra durante la simulación, la medida estimada es multiplicada por un factor de corrección para obtener una estimación no sesgada de la medida en el sistema original (Carson y Maria, 1997).

Procedimientos de ranking y selección

Los métodos de ranking y selección son frecuentemente empleados para la resolución de problemas prácticos, como por ejemplo la búsqueda de la mejor combinación de piezas fabricadas en varias máquinas para maximizar el rendimiento o productividad, o la búsqueda de la mejor ubicación de una nueva instalación para minimizar los costos. En estos problemas de optimización, se dispone de un cierto conocimiento de la relación entre las alternativas. Estos métodos tienen la capacidad de tratar el problema de optimización como un problema de decisión de criterios múltiples. Cuando la decisión consiste en seleccionar el mejor diseño de sistema, se puede emplear la técnica de ranking de la zona de indiferencia (nivel de precisión, véase Fu (2002)). Por otra parte, cuando la decisión consiste en seleccionar un subconjunto de los diseños del sistema que contiene el mejor diseño, se puede utilizar la técnica de selección de subconjuntos. En cualquier caso, se garantiza que las decisiones sean correctas con una probabilidad especificada previamente (Carson y Maria, 1997).

Comparaciones múltiples con el mejor

Si el problema consiste en seleccionar el mejor de un conjunto finito de diseños de sistemas, la comparación múltiple con el mejor es una alternativa al método de ranking y selección. En este tipo de métodos, se proporciona una inferencia sobre el rendimiento relativo de todas las alternativas analizadas. Tal inferencia es fundamental si la medida de rendimiento de interés no es el único criterio para la toma de decisiones, por ejemplo el rendimiento esperado de un sistema de fabricación puede ser la medida de desempeño de interés pero el costo de mantenimiento del sistema también es importante (Carson y Maria, 1997).

Apéndice XI

Algoritmo Simplex Entero Mixto (ASEM)

XI.1. El Problema

Problema XI.1 Sean $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ el conjunto de n variables reales independientes e $\mathbf{y} \in \mathbb{Z}^m$ el conjunto de m variables enteras independientes. Entonces, el problema de minimización irrestricto entero mixto puede ser expresado por:

$$\underset{\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n, \mathbf{y} \in \mathbb{Z}^m}{\text{minimice}} f(\mathbf{x}, \mathbf{y}), \quad (\text{XI.1})$$

donde $f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) : \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m \rightarrow \mathbb{R}$ es una función objetivo no lineal.

XI.2. Definiciones

Definición 1 (Espacio euclidiano entero mixto) Se entenderá por espacio euclidiano entero mixto de dimensión $n + m$, al conjunto de puntos definidos por el producto cartesiano $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m$, donde \mathbb{R} es el conjunto de los números reales y \mathbb{Z} es el conjunto de los números enteros. Es importante señalar que debido a la naturaleza del problema, el espacio de exploración donde deben ejecutarse las operaciones matemáticas es el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m$, y cuya dimensión corresponde a $n + m$, indicando respectivamente así el número de variables reales y enteras que conforman el problema.

Definición 2 (Vector precedente) Sea una función $f(\mathbf{w}) : \mathcal{W} \rightarrow \mathbb{R}$ y sean \mathbf{a} y

\mathbf{b} dos vectores cualesquiera definidos en un dominio \mathcal{W} . Se dice que \mathbf{a} precede o es igualmente precedente a \mathbf{b} , y se denota mediante $\mathbf{a} \preceq \mathbf{b}$, si $f(\mathbf{a}) \leq f(\mathbf{b})$. La Definición 2 puede ser también entendida en el sentido estricto, esto es: un vector precede estrictamente a otro, si la relación entre los valores de la función es estrictamente menor, es decir, $\mathbf{a} \prec \mathbf{b}$ si $f(\mathbf{a}) < f(\mathbf{b})$.

Definición 3 (Vector subsecuente) Sea una función $f(\mathbf{w}) : \mathcal{W} \rightarrow \mathbb{R}$ y sean \mathbf{a} y \mathbf{b} dos vectores cualesquiera definidos en un dominio \mathcal{W} . Se dice que \mathbf{a} es subsecuente o es igualmente subsecuente a \mathbf{b} , y se denota mediante $\mathbf{a} \succeq \mathbf{b}$, si $f(\mathbf{a}) \geq f(\mathbf{b})$. También, la Definición 3 puede ser entendida en su sentido estrictamente subsecuente. En este caso se dice que el vector \mathbf{a} es estrictamente subsecuente al vector \mathbf{b} , y se denota como $\mathbf{a} \succ \mathbf{b}$, si $f(\mathbf{a}) > f(\mathbf{b})$.

Definición 4 (Vector entero mixto) Sean $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ e $\mathbf{y} \in \mathbb{Z}^m$ dos subvectores que conforman un vector $\mathbf{v} = [\mathbf{x}^t \mathbf{y}^t]^t$. Se dice que el vector \mathbf{v} es un vector entero mixto en el espacio euclidiano entero mixto de dimensión $n+m$, para indicar respectivamente la dimensión de las componentes reales y enteras, si el vector $\mathbf{v} \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m$.

Definición 5 (Subvector real) Sea $\mathbf{v} \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m$ un vector entero mixto. Se dice entonces que $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ es el subvector real de dimensión n , si sus componentes representan las cantidades reales del vector entero mixto \mathbf{v} .

Definición 6 (Subvector entero) Sea $\mathbf{v} \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^m$ un vector entero mixto. Se dice que $\mathbf{y} \in \mathbb{Z}^m$ es el subvector entero de dimensión m , si sus componentes representan cantidades enteras del vector entero mixto \mathbf{v} .

Observación 1 El presente algoritmo requiere que se ejecuten de forma independiente operaciones sobre cada subvector, evitándose de esta manera que éstos cambien sus condiciones en cuanto al espacio numérico que los definen. Como consecuencia de las exigencias impuestas, se estudiará el caso particular

donde $n = m$, quedando entonces las siguientes definiciones en el espacio euclidiano $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$.

Definición 7 (Centroide) Sea un conjunto de k puntos $\mathbf{p}_i = (\mathbf{x}_i^t, \mathbf{y}_i^t)^t$ definidos en el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$ para cada $i = 1, \dots, k$. Se dice que el centroide $\bar{\mathbf{p}}$ es el centro de masa de los k puntos, si a cada uno de los puntos se le ha considerado una masa m_i . En el caso de que la masa de cada uno de los puntos \mathbf{p}_i sean iguales, el centroide es determinado por

$$\bar{\mathbf{p}} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \mathbf{p}_i. \quad (\text{XI.2})$$

Es relevante comentar que el punto $\bar{\mathbf{p}}$ no necesariamente pertenece al espacio euclidiano $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$. Más aún, $\bar{\mathbf{p}} = (\bar{\mathbf{x}}^t, \bar{\mathbf{y}}^t)^t$, donde

$$\bar{\mathbf{x}} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \mathbf{x}_i, \quad \bar{\mathbf{y}} = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \mathbf{y}_i. \quad (\text{XI.3})$$

Definición 8 (Simplex entero mixto) Se dice que un q -ésimo simplex entero mixto en el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$ es un conjunto de diferentes puntos $\mathbf{v}_i = [\mathbf{x}_i^t, \mathbf{y}_i^t]^t$ para todo $i = 1, \dots, \nu$, donde $\mathbf{x}_i \in \mathbb{R}^n$ corresponde al i -ésimo subvector real de dimensión n , $\mathbf{y}_i \in \mathbb{Z}^n$ denota cada i -ésimo subvector entero de dimensión n , $\nu = n + 1$ representa el número de vértices del simplex entero mixto, los cuales no todos pertenecen a la misma hipercara definida en el espacio euclidiano $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$, y cada uno es representado por un vector de dimensión $n + n$. El q -ésimo simplex entero mixto puede entonces ser representado en notación matricial como $\mathbf{S}_\nu^{[q]} = [\mathbf{v}_1^{[q]}; \mathbf{v}_2^{[q]}; \dots; \mathbf{v}_\nu^{[q]}]$.

De acuerdo a la Definición 8, se establece que

$$\mathbf{S}_\nu^{[q]} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_\nu^{[q]} \\ \mathbf{Y}_\nu^{[q]} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{x}_1^{[q]} & \mathbf{x}_2^{[q]} & \cdots & \mathbf{x}_\nu^{[q]} \\ \mathbf{y}_1^{[q]} & \mathbf{y}_2^{[q]} & \cdots & \mathbf{y}_\nu^{[q]} \end{bmatrix}, \quad (\text{XI.4})$$

donde $\mathbf{X}_\nu^{[q]} \in \mathbb{R}^{n \times (n+1)}$ y $\mathbf{Y}_\nu^{[q]} \in \mathbb{Z}^{n \times (n+1)}$, representan respectivamente el simplex real y el simplex entero.

Definición 9 (Aristas de $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$) Una p -ésima matriz de aristas de un q -ésimo simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ en el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$, se define como una matriz de dimensión $2n \times n$, cuya j -ésima columna representa la arista del simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ entre un vértice referencial \mathbf{v}_p y \mathbf{v}_j para todo $j = 1, \dots, \nu$ y $j \neq p$, es decir,

$$\mathbf{A}_p^{[q]} = [\mathbf{v}_1 - \mathbf{v}_p; \cdots; \mathbf{v}_{j \neq p} - \mathbf{v}_p; \cdots; \mathbf{v}_\nu - \mathbf{v}_p], \quad \forall p = 1, \dots, \nu. \quad (\text{XI.5})$$

Nótese que de acuerdo a la Definición 9, una matriz $\mathbf{A}_p^{[q]}$ representa el conjunto de aristas del q -ésimo simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ que comparten un mismo p -ésimo vértice, es decir, son todas las aristas que se intersectan en el p -ésimo vértice del q -ésimo simplex $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$.

Definición 10 (Aristas de $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$) Una p -ésima submatriz de aristas de un q -ésimo simplex real $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ en el espacio euclidiano \mathbb{R}^n , se define como una matriz de dimensión $n \times n$, cuya j -ésima columna representa la arista del simplex real $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ entre un vértice referencial \mathbf{x}_p y \mathbf{x}_j para todo $j = 1, \dots, \nu$ y $j \neq p$, es decir,

$$\mathbf{A}_{x_p}^{[q]} = [\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_p; \cdots; \mathbf{x}_{j \neq p} - \mathbf{x}_p; \cdots; \mathbf{x}_\nu - \mathbf{x}_p], \quad \forall p = 1, \dots, \nu. \quad (\text{XI.6})$$

De igual manera puede ser definida la matriz de aristas del simplex entero, la cual puede ser enunciada como:

Definición 11 (Aristas de $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$) Una p -ésima submatriz de aristas de un q -ésimo simplex entero $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ en el espacio euclidiano \mathbb{Z}^n , se define como una matriz de dimensión $n \times n$, cuya j -ésima columna representa la arista del simplex entero $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ entre un vértice referencial \mathbf{y}_p e \mathbf{y}_j para todo $j = 1, \dots, \nu$ y $j \neq p$, es decir,

$$\mathbf{A}_{y_p}^{[q]} = [\mathbf{y}_1 - \mathbf{y}_p; \dots; \mathbf{y}_{j \neq p} - \mathbf{y}_p; \dots; \mathbf{y}_\nu - \mathbf{y}_p], \quad \forall p = 1, \dots, \nu. \quad (\text{XI.7})$$

Definición 12 (Simplex $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ jerarquizado) Se dice que un q -ésimo simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ es jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, si $\mathbf{v}_1 \preceq \mathbf{v}_2 \preceq \dots \preceq \mathbf{v}_\nu$, lo que significa que $f(\mathbf{v}_1) \leq f(\mathbf{v}_2) \leq \dots \leq f(\mathbf{v}_\nu)$, en el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$. Cuando el simplex no esté jerarquizado según algún criterio, esto se indica con el símbolo tilde, es decir, como $\tilde{\mathbf{Y}}_\nu^{[q]}$. Por otra parte, nótese que cuando un q -ésimo simplex mixto está jerarquizado, tanto su correspondiente simplex real $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ como su simplex entero $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ están jerarquizados de acuerdo a $f(\mathbf{v})$.

Definición 13 (Función signo de un entero) Sea un número entero $k \in \mathbb{Z}$. Entonces, la función signo entero de k , denotada por $\text{sgnd}(k)$, adquiere el valor de 1, si $k > 0$; 0, si $k = 0$; ó -1, si $k < 0$.

XI.2.1. Ejemplo

Para comprender mejor las definiciones previas, a continuación se presenta un ejemplo. Supóngase que se tiene la siguiente función objetivo:

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = x_1^2 + x_2^2 + y_1^2 + y_2^2, \quad \forall \mathbf{x} \in \mathbb{R}^2, \mathbf{y} \in \mathbb{Z}^2 \quad (\text{XI.8})$$

Esta función objetivo no lineal es cuadrática entera mixta, donde $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^2$ es el conjunto de las dos variables reales independientes e $\mathbf{y} \in \mathbb{Z}^2$ es el conjunto de las dos variables enteras independientes.

Para el presente ejemplo, el espacio de exploración donde se ejecutan las operaciones matemáticas es el espacio euclidiano entero mixto $\mathbb{R}^2 \times \mathbb{Z}^2$, cuya dimensión corresponde a $2 + 2$. Un vector entero mixto en el espacio euclidiano entero mixto antes definido debe estar compuesto por un subvector real de dimensión 2 y otro subvector entero de dimensión 2. Por otra parte, un simplex entero mixto en el mismo espacio euclidiano antes definido debe tener un total de 3 vértices ($\nu = 2 + 1$) y cada vértice debe venir representado por un vector de dimensión $2 + 2$. A continuación se muestra un j -ésimo simplex entero mixto cualquiera $\mathbf{S}_3^{[j]} = [\mathbf{v}_1^{[j]}; \mathbf{v}_2^{[j]}; \mathbf{v}_3^{[j]}]$ representado en forma matricial, definido para el espacio euclidiano de dimensión $2 + 2$:

$$\mathbf{S}_3^{[j]} = \begin{bmatrix} 10,98 & 15,43 & 19,34 \\ 8,02 & 11,99 & 9,31 \\ 4 & 10 & 8 \\ 2 & 3 & 1 \end{bmatrix}$$

donde $\mathbf{X}_3^{[j]} = \begin{bmatrix} 10,98 & 15,43 & 19,34 \\ 8,02 & 11,99 & 9,31 \end{bmatrix}$ es el Simplex real y $\mathbf{Y}_3^{[j]} = \begin{bmatrix} 4 & 10 & 8 \\ 2 & 3 & 1 \end{bmatrix}$ es el Simplex entero. Cada una de las columnas o vértices del simplex $\mathbf{S}_3^{[j]}$ son vectores enteros mixtos definidos en el espacio euclidiano de dimensión $2 + 2$ y cada una de las componentes de dichos vértices representan valores de las variables de entrada (x_1, x_2, y_1, y_2) .

La jerarquización del simplex se basa en los valores de la función objetivo evaluada en cada uno de los vértices del simplex. Al evaluar cada uno de los

vértices del simplex $\mathbf{S}_3^{[j]}$, se tiene que $f(\mathbf{v}_1) = 204,88$, $f(\mathbf{v}_2) = 490,85$, $f(\mathbf{v}_3) = 525,71$. Como se puede observar, el simplex $\mathbf{S}_3^{[j]}$ ya está jerarquizado puesto que $f(\mathbf{v}_1) \leq f(\mathbf{v}_2) \leq f(\mathbf{v}_3)$.

Si se quisiera conocer el valor de la matriz de aristas del simplex $\mathbf{S}_3^{[j]}$ respecto al primer vértice ($\mathbf{v}_1^{[j]}$), ésta tendría el siguiente valor:

$$\mathbf{A}_1^{[j]} = \begin{bmatrix} 4,45 & 8,36 \\ 3,97 & 1,29 \\ 6 & 4 \\ 1 & -1 \end{bmatrix}$$

como se puede observar, $\mathbf{A}_1^{[j]}$ es una matriz de dimensión 4×2 . Es importante comentar que para el simplex $\mathbf{S}_3^{[j]}$ se puede también calcular la matriz de aristas respecto al segundo y tercer vértice del simplex ($\nu = 3$).

XI.3. Operaciones que son aplicadas sobre la submatriz de elementos enteros

Debido a que el ASEM requiere contar con un conjunto de operaciones diseñadas para ser aplicadas sobre la submatriz de elementos enteros $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$, a continuación se presenta un conjunto de proposiciones que conforman los operadores que actuarán sobre el simplex entero mixto jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, junto con las ya conocidas operaciones de Nelder y Mead (1965), las cuales son aplicadas sobre el simplex real $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$. Las demostraciones matemáticas de cada una de las siguientes proposiciones se encuentran en Brea (2013).

Proposición 1 (Punto reflejado entero) Sea un q -ésimo simplex entero jerarquizado $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, en el espacio euclidiano entero \mathbb{Z}^n . Si el

punto reflejado entero \mathbf{v}_r a través del centroide de su hipercara $H_\nu^{[q]} = \{\mathbf{v}_i \in \mathbf{Y}_\nu^{[q]} \mid i = 1, \dots, \nu - 1\}$ opuesta al ν -ésimo vértice \mathbf{v}_ν es calculado por

$$\mathbf{y}_r = \mathbf{y}_\nu + \alpha_e \mu \operatorname{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu), \quad (\text{XI.9})$$

donde para un $\alpha_e \in \mathbb{N}(\geq 2)$, el cual es el denominado *coeficiente de reflexión entero*, $\mu = \lceil \|\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu\| \rceil$ es el valor entero próximo superior de la distancia entre \mathbf{y}_ν e $\bar{\mathbf{y}}$, dado que el operador $\lceil \cdot \rceil$ aproxima el resultado a su próximo superior entero, e $\bar{\mathbf{y}}$ es determinado por $\bar{\mathbf{y}} = \frac{1}{\nu-1} \sum_{i=1}^{\nu-1} \mathbf{y}_i$. Entonces, se cumple que:

1. \mathbf{y}_r es un vector definido en el espacio entero \mathbb{Z}^n ;
2. \mathbf{y}_r e \mathbf{y}_ν están a sendos lados de la hipercara $H_\nu^{[q]}$.

Proposición 2 (Punto expandido entero) Sea $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ un q -ésimo simplex entero jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido exclusivamente en el espacio euclidiano entero \mathbb{Z}^n . Si el punto expandido entero \mathbf{y}_e es definido por

$$\mathbf{y}_e = \mathbf{y}_r + \beta_e \mu \operatorname{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu), \quad (\text{XI.10})$$

donde $\beta_e \in \mathbb{N}(> 0)$ representa el *coeficiente de expansión entero* e \mathbf{y}_r es determinado por (XI.9). Entonces, se cumple que:

1. \mathbf{y}_e es un punto en el espacio de los números enteros \mathbb{Z}^n ;
2. con respecto al vértice \mathbf{y}_ν , \mathbf{y}_e nunca está más cerca de \mathbf{y}_ν , de lo que está \mathbf{y}_r de \mathbf{y}_ν .

Proposición 3 (Punto contraído entero) Sea un q -ésimo simplex entero jerarquizado $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido únicamente en el espacio euclidiano entero \mathbb{Z}^n . Si el punto contraído entero \mathbf{y}_c es determinado por

$$\mathbf{y}_c = \mathbf{y}_r - \gamma_e \mu \operatorname{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu), \quad (\text{XI.11})$$

donde $\gamma_e \in \mathbb{N}(> 0)$ es el llamado *coeficiente de contracción entero*, \mathbf{y}_r es determinado por (XI.9). Entonces, se tiene que:

1. \mathbf{y}_c es un punto en el espacio de los números enteros \mathbb{Z}^n .
2. con respecto al vértice \mathbf{y}_ν , \mathbf{y}_c está más cerca, de lo que está \mathbf{y}_r de \mathbf{y}_ν .

Proposición 4 (Simplex entero encogido) Sea un q -ésimo simplex entero jerarquizado $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido solamente en el espacio euclidiano entero \mathbb{Z}^n . Si $0 < \delta_e < 1$ es el *coeficiente de encogimiento entero*, y además,

$$\mathbf{D}^{[q]} = [\mathbf{d}_1^{[q]}; \mathbf{d}_2^{[q]}; \dots; \mathbf{d}_{\nu-1}^{[q]}] = \lceil \delta_e \mathbf{A}_1^{[q]} \rceil, \quad (\text{XI.12})$$

donde $\mathbf{A}_1^{[q]}$ es la matriz de arista de $\mathbf{S}_\nu^{[q]}$ con respecto al vértice $\mathbf{y}_1^{[q]}$, y el operador $\lceil \cdot \rceil$ aproxima cada elemento de la matriz $\mathbf{A}_1^{[q]}$ al próximo entero por encima. Entonces, se cumple que:

1. la matriz formada por

$$\tilde{\mathbf{S}}_\nu^{[q+1]} = [\mathbf{y}_1^{[q]}; \mathbf{y}_1^{[q]} + \mathbf{d}_1^{[q]}; \dots; \mathbf{y}_1^{[q]} + \mathbf{d}_{\nu-1}^{[q]}]; \quad (\text{XI.13})$$

es un simplex compuesto de elementos enteros.

2. las aristas del simplex $\tilde{\mathbf{Y}}_\nu^{[q+1]}$ con respecto al vértice $\mathbf{y}_1^{[q]}$ nunca son mayores a las aristas del simplex $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ con respecto al vértice $\mathbf{y}_1^{[q]}$, en consecuencia el nuevo simplex es igual o menor en tamaño.

XI.4. Operaciones que son aplicadas sobre la submatriz de elementos reales

Las operaciones que son aplicadas sobre la submatriz de elementos reales son las ya conocidas operaciones de Nelder y Mead (1965). A continuación se

presentan de manera breve las mismas operaciones definidas anteriormente para la submatriz de elementos enteros $\mathbf{Y}_\nu^{[q]}$ pero esta vez definidas para la submatriz de elementos reales $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$.

Proposición 5 (Punto reflejado real) Sea $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ un q -ésimo simplex real jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido exclusivamente en el espacio euclidiano real \mathbb{R}^n . El punto reflejado real \mathbf{x}_r es definido mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{x}_r = \bar{\mathbf{x}} + \alpha_r (\bar{\mathbf{x}} - \mathbf{x}_\nu), \quad (\text{XI.14})$$

donde $\alpha_r \in \mathbb{R}(> 0)$ es el denominado *coeficiente de reflexión real*.

Proposición 6 (Punto expandido real) Sea $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ un q -ésimo simplex real jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido exclusivamente en el espacio euclidiano real \mathbb{R}^n . El punto expandido real \mathbf{x}_e es definido mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{x}_e = \mathbf{x}_r + \beta_r (\mathbf{x}_r - \bar{\mathbf{x}}), \quad (\text{XI.15})$$

donde $\beta_r \in \mathbb{R}(> 0)$ es el denominado *coeficiente de expansión real*.

Proposición 7 (Punto contraído real) Sea $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ un q -ésimo simplex real jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido exclusivamente en el espacio euclidiano real \mathbb{R}^n . El punto contraído real \mathbf{x}_c es definido mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{x}_c = \mathbf{x}_r - \gamma_r (\mathbf{x}_r - \bar{\mathbf{x}}), \quad (\text{XI.16})$$

donde $\gamma_r \in \mathbb{R}(> 0)$ es el denominado *coeficiente de contracción real*, el cual se considerará igual a un valor real entre 0 y 1.

Proposición 8 (Simplex real encogido) Sea $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$ un q -ésimo simplex real jerarquizado de acuerdo a $f(\mathbf{v})$, definido solamente en el espacio euclidiano real \mathbb{R}^n . Los vértices del nuevo simplex real encogido se determinan mediante

la siguiente expresión:

$$\mathbf{x}_i = (1 - \delta_r) \mathbf{x}_1 + \delta_r \mathbf{x}_i, \quad \forall i = 2, \dots, \nu, \quad (\text{XI.17})$$

donde $0 < \delta_r < 1$ es el *coeficiente de encogimiento real*.

XI.5. Procedimientos

El ASEM se basa, entre otros pasos, en dos procedimientos principales, los cuales son presentados a continuación.

Procedimiento XI.1: Construcción de un Simplex Entero Mixto (CSEM)

inicio

Dado:

n : dimensión del subvector real igual a la del subvector entero;
 Δ_r : parámetro de tamaño de paso de la componente real;
 Δ_e : parámetro de tamaño de paso de la componente entera;
 $\mathbf{v}_0 = (v_1, \dots, v_n, v_{n+1}, \dots, v_{2n})^t$
 $= (x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_n)^t \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$:
 un vector inicial;

Declare una matrix

$$\mathbf{S} = [s_{ij}]_{2n \times (n+1)} = \underbrace{[\mathbf{0}_{2n}; \dots; \mathbf{0}_{2n}]}_{n+1};$$

para $j = 1$ a $n + 1$ haga

para $i = 1$ a $2n$ haga $s_{ij} \leftarrow v_i$;

fin para

para $j = 1$ a n haga

Asigne a: $s_{j(j+1)} \leftarrow s_{j(j+1)} + \Delta_r$;

Asigne a: $s_{(j+n)(j+1)} \leftarrow s_{(j+n)(j+1)} + \Delta_e$;

fin para

retorne

fin

El Procedimiento XI.1, denominado Construcción de un Simplex Entero Mixto (CSEM), permite construir un simplex entero mixto, basándose entre otros parámetros, en los valores Δ_r y Δ_e que son definidos inicialmente por el usuario

del ASEM a los efectos de tener control de los parámetros del algoritmo. Note que en la figura se emplea la notación $\mathbf{0}_{2n}$, la cual representa un vector nulo de dimensión $2n$, es decir, un vector de elementos todos nulos.

Otro procedimiento empleado en el ASEM es el Procedimiento XI.2, denominado Mejoramiento de un Simplex Entero Mixto (MSEM), el cual tiene como propósito redefinir el simplex entero mixto inicial a través de la orientación de sus aristas. El propósito de este procedimiento es buscar la mejor orientación del simplex construido por el Procedimiento CSEM.

Procedimiento XI.2: Mejoramiento de un Simplex Entero Mixto (MSEM)

Entrada:

n : dimensión del subvector real igual a la del subvector entero;
 Δ_e : parámetro de tamaño de paso de la componente entera;
 Δ_r : parámetro de tamaño de paso de la componente real;
 $\mathbf{v}_0 = (v_1, \dots, v_n, v_{n+1}, \dots, v_{2n})^t$
 $\quad = (x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_n)^t \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$;
 Simplex construido por el Procedimiento XI.1: CSEM, denotado
 como $\mathbf{S} = [s_{ij}]$;

Salida: simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu^{[0]}$ eventualmente modificado

inicio

Dado:

$2n$: dimensión del vector entero mixto;
 Δ_r : parámetro de tamaño de paso de la componente real;
 Δ_e : parámetro de tamaño de paso de la componente entera;
 y el simplex $\mathbf{S}_\nu^{[0]} = [s_{ij}] = [\mathbf{X}^t \mathbf{Y}^t]^t$,
 donde $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^{n \times (n+1)}$ e $\mathbf{Y} \in \mathbb{Z}^{n \times (n+1)}$;

para $j = 2$ **a** $n + 1$ **haga**

si $v_j \succ v_1$ **entonces**

Asigne a: $s_{(j-1)j} \leftarrow s_{(j-1)j} - 2\Delta_r$;

si $v_j \succ v_1$ **entonces**

Asigne a: $s_{(n+j-1)j} \leftarrow s_{(n+j-1)j} - 2\Delta_e$;

fin para

fin

Además de los dos procedimientos principales antes mencionados, el ASEM hace uso de los siguientes procedimientos durante su funcionamiento:

Procedimiento XI.3: Evaluación del Simplex

Entrada: $\tilde{\mathbf{S}}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto que desea ser evaluado

Salida: \tilde{f}

inicio

para $a = 1$ a ν **haga**

$\tilde{f}_a = f(\mathbf{v}_a)$;

fin para

fin

Procedimiento XI.4: Ordenamiento del Simplex

Entrada:

$\tilde{\mathbf{S}}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto que desea ser jerarquizado;

\tilde{f} : valor de la función f en los vértices del Simplex $\tilde{\mathbf{S}}_\nu$;

Salida: Simplex entero mixto \mathbf{S}_ν jerarquizado de acuerdo a f

inicio

 Ordene los vértices del simplex $\tilde{\mathbf{S}}_\nu$, de tal forma que

$\mathbf{v}_1 \preceq \mathbf{v}_2 \preceq \dots \preceq \mathbf{v}_{\nu-1} \preceq \mathbf{v}_\nu$;

fin

Procedimiento XI.5: Cálculo del vector reflejado

Entrada:

$\mathbf{S}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto jerarquizado;

α_e : coeficiente de reflexión entero

α_r : coeficiente de reflexión real

Salida: Vector entero mixto reflejado \mathbf{v}_r

inicio

Calcule:

$\mathbf{x}_r = \bar{\mathbf{x}} + \alpha_r (\bar{\mathbf{x}} - \mathbf{x}_\nu)$;

$\mathbf{y}_r = \mathbf{y}_\nu + \alpha_e \mu \text{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu)$;

fin

Procedimiento XI.6: Cálculo del vector expandido

Entrada:

$\mathbf{S}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto jerarquizado;

\mathbf{v}_r : vector entero mixto reflejado;

β_e : coeficiente de expansión entero;

β_r : coeficiente de expansión real;

Salida: Vector entero mixto expandido \mathbf{v}_e

inicio

Calcule:

$\mathbf{x}_e = \mathbf{x}_r + \beta_r (\mathbf{x}_r - \bar{\mathbf{x}})$;

$\mathbf{y}_e = \mathbf{y}_r + \beta_e \mu \text{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu)$;

fin

Procedimiento XI.7: Cálculo del vector contraído

Entrada:

$\mathbf{S}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto jerarquizado;
 \mathbf{v}_r : vector entero mixto reflejado;
 γ_e : coeficiente de contracción entero;
 γ_r : coeficiente de contracción real;

Salida: Vector entero mixto contraído \mathbf{v}_c

inicio

Calcule:

$\mathbf{x}_c = \mathbf{x}_r - \gamma_r (\mathbf{x}_r - \bar{\mathbf{x}})$;
 $\mathbf{y}_c = \mathbf{y}_r - \gamma_e \mu \text{sgnd}(\bar{\mathbf{y}} - \mathbf{y}_\nu)$;

fin

Procedimiento XI.8: Cálculo del Simplex encogido

Entrada:

$\mathbf{S}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto jerarquizado;
 δ_e : coeficiente de encogimiento entero;
 δ_r : coeficiente de encogimiento real;

Salida: Simplex entero mixto \mathbf{S}_ν encogido

inicio

para $a = 2$ **a** ν **haga**

Asigne a: $\mathbf{x}_a \leftarrow (1 - \delta_r) \mathbf{x}_1 + \delta_r \mathbf{x}_a$;

fin para

 Construya un Simplex entero \mathbf{Y}_ν encogido de acuerdo con la Proposición 4 de las operaciones que son aplicadas sobre la submatriz de elementos enteros;

fin

Procedimiento XI.9: Cálculo de la Calidad del Simplex

Entrada: Simplex entero mixto $\mathbf{S}_\nu = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_\nu \\ \mathbf{Y}_\nu \end{bmatrix} = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$

Salida: Diámetro l_x del Simplex real \mathbf{X}_ν

inicio

Calcule: $l_x = \max_{a \neq \acute{a}} \|\mathbf{x}_a - \mathbf{x}_{\acute{a}}\|, \quad \forall a, \acute{a} \in \{1, 2, \dots, \nu\}$

fin

XI.6. Funcionamiento del ASEM

Para comenzar la búsqueda de un mínimo local del Problema XI.1, el ASEM, presentado en los Algoritmos XI.1 y XI.2, arranca con sus parámetros definidos por el usuario, el número de la etapa $s = 1$ y un punto de inicio $\mathbf{v}_0 \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$. Con el punto de inicio \mathbf{v}_0 y los parámetros definidos por el usuario, el algoritmo construye un simplex entero mixto mediante la ejecución del Procedimiento XI.1: CSEM. Si el ASEM es ejecutado bajo la modalidad de selección del mejor simplex entero mixto construido, el cual es indicado con $m_0 = 1$, el algoritmo ejecuta el Procedimiento XI.2: MSEM, e inicia el contador de iteraciones $q^{[s]}$ en cero.

Una vez construido un simplex entero mixto inicial, el ASEM evalúa la función objetivo (Procedimiento XI.3) para cada uno de los vértices del simplex actual para luego determinar el orden de precedencia de sus vértices (Procedimiento XI.4).

Luego de jerarquizar el simplex, se puede determinar el punto de prueba reflejado \mathbf{v}_r (Procedimiento XI.5). Al final de este último paso, el ASEM selecciona uno de los cuatro posibles casos, en función de la precedencia del punto de prueba reflejado \mathbf{v}_r respecto a los puntos \mathbf{v}_1 , $\mathbf{v}_{\nu-1}$ y \mathbf{v}_ν . Si $\mathbf{v}_r \prec \mathbf{v}_1$, es decir, si $f(\mathbf{v}_r) < f(\mathbf{v}_1)$, el ASEM ejecuta una operación de expansión (Procedimiento XI.6), calculándose el punto de prueba expandido \mathbf{v}_e , para luego decidir si el vértice \mathbf{v}_ν será sustituido por el punto de prueba reflejado \mathbf{v}_r (en el caso de que el $\mathbf{v}_r \preceq \mathbf{v}_e$) o por el punto de prueba expandido \mathbf{v}_e (en el caso de que $\mathbf{v}_e \prec \mathbf{v}_r$).

Por otra parte, si $\mathbf{v}_1 \preceq \mathbf{v}_r \preceq \mathbf{v}_{\nu-1}$, el ASEM reemplaza el vértice \mathbf{v}_ν por el punto de prueba \mathbf{v}_r . Si, en cambio, $\mathbf{v}_{\nu-1} \prec \mathbf{v}_r \prec \mathbf{v}_\nu$, el algoritmo sustituye el vértice \mathbf{v}_ν del simplex actual por el punto de prueba \mathbf{v}_r para luego ejecutar la operación de contracción (Procedimiento XI.7). Por último, en el caso de que $\mathbf{v}_\nu \preceq \mathbf{v}_r$, el ASEM ejecuta una contracción del simplex actual (Procedimiento

XI.7).

Mediante la operación de contracción, se calcula el punto de prueba contraído \mathbf{v}_c para luego decidir si se debe reemplazar el vértice \mathbf{v}_ν por \mathbf{v}_c (en el caso de que $\mathbf{v}_c \preceq \mathbf{v}_\nu$) o se debe realizar una operación de encogimiento del simplex (Procedimiento XI.8), en el caso de que $\mathbf{v}_\nu \prec \mathbf{v}_c$.

Después de que el ASEM tome una de las opciones de acuerdo a la precedencia de \mathbf{v}_r con relación a \mathbf{v}_1 , $\mathbf{v}_{\nu-1}$ y \mathbf{v}_ν , el algoritmo determina la cualidad del nuevo simplex de acuerdo al diámetro del simplex real $\mathbf{X}_\nu^{[q]}$, el cual se define como la mayor distancia entre cada uno de los vértices que componen el simplex real y es denotado por l_x (Procedimiento XI.9). El valor de l_x es comparado con un criterio de parada $k_x^{[s]}$ de la s -ésima etapa, el cual adquiere distintos valores según la etapa que se esté ejecutando. Si $l_x \geq k_x^{[s]}$, el ASEM ejecuta una nueva iteración. En caso contrario, el algoritmo detiene las iteraciones dentro de la etapa actual, para decidir si continúa la búsqueda o no, de acuerdo al valor de $\Delta = \|\hat{\mathbf{v}}^{[s]} - \hat{\mathbf{v}}^{[s-1]}\|$. Si $\Delta \geq \varepsilon$, el ASEM asigna a $k_x^{[s]} = \varphi k_x^{[s-1]}$; $\Delta_r^{[s]} = \rho \Delta_r^{[s-1]}$ y con \mathbf{v}_1 comienza nuevamente a construir un nuevo simplex entero mixto mediante los procedimientos CSEM y MSEM (opcional) con el fin de rearrancar una nueva etapa. En caso contrario, el ASEM reporta a $\hat{\mathbf{v}}^{[s]} = \hat{\mathbf{v}}_1 = \mathbf{v}_f$ como el mínimo.

Es relevante señalar que a mientras más grande sea el valor inicial del criterio de parada $k_x^{[s]}$ ($k_x^{[1]}$), mayor es el número de etapas del ASEM, por lo que el algoritmo expande aún más su búsqueda del mínimo local. De manera similar, mientras más grande sea el valor inicial del parámetro de tamaño paso real ($\Delta_r^{[1]}$) o el valor del parámetro ρ , el algoritmo incrementa considerablemente su búsqueda de los valores óptimos de las variables reales del problema de optimización.

Para finalizar, es importante comentar que si se deseara detener el funcionamiento del algoritmo ASEM mediante algún criterio establecido (número máximo

de evaluaciones de la función objetivo, número máximo de etapas, número máximo de iteraciones totales, entre otros), el vector $\hat{\mathbf{v}}^{[s]} = \mathbf{v}_f$ representa un vector mejor al vector inicial \mathbf{v}_0 , mas no el óptimo local del problema de optimización.

Algoritmo XI.1: Algoritmo de Optimización (ASEM)

Entrada:

Parámetros del ASEM (ver Tabla XI.1);
 $\mathbf{v}_0 = (v_1, \dots, v_n, v_{n+1}, \dots, v_{2n})^t = (x_1, \dots, x_n, y_1, \dots, y_n)^t \in \mathbb{R}^n \times \mathbb{Z}^n$:
 un vector inicial;
 m_0 : variable lógica;

Salida: vector \mathbf{v}_f que representa el mínimo local

inicio

Declare $s = 1$; $\Delta = \epsilon + 1$

Asigne a: $\hat{\mathbf{v}}^{[s]} \leftarrow \mathbf{v}_0$;

mientras $\Delta \geq \epsilon \vee \Delta = 0$ haga

si $s > 1$ entonces

Asigne a:

$\mathbf{v}_0 \leftarrow \mathbf{v}_1$;
 $k_x^{[s]} \leftarrow \varphi k_x^{[s-1]}$;
 $\Delta_r^{[s]} \leftarrow \rho \Delta_r^{[s-1]}$;

fin de si

Ejecute Procedimiento XI.1: CSEM, basándose en \mathbf{v}_0 , $\Delta_r = \Delta_r^{[s]}$
 y Δ_e ;

si $m_0 = 1$ entonces

Ejecute Procedimiento XI.2: MSEM, basándose en
 $\Delta_r = \Delta_r^{[s]}$, Δ_e y el Simplex $\mathbf{S}_\nu^{[0]}$ obtenido mediante el
 Procedimiento XI.1: CSEM;

fin de si

Declare

$q^{[s]} = 0$;
 $l_x = k_x^{[s]} + 1$;

mientras $l_x \geq k_x^{[s]}$ haga

$q^{[s]} = q^{[s]} + 1$;

Ejecute Algoritmo XI.2: *Modificación de un Simplex.*
Operaciones de una iteración del ASEM;

Ejecute Procedimiento XI.9: *Cálculo de la Calidad del Simplex;*

fin mientras

Asigne a:

$s \leftarrow s + 1$;
 $\hat{\mathbf{v}}^{[s]} \leftarrow \mathbf{v}_1$;

Determine: $\Delta = \|\hat{\mathbf{v}}^{[s]} - \hat{\mathbf{v}}^{[s-1]}\|$

fin mientras

Reporte: $\hat{\mathbf{v}}^{[s]} = \mathbf{v}_f = (v_{f_1}, \dots, v_{f_n}, v_{f_{n+1}}, \dots, v_{f_{2n}})^t$ como el mínimo;

fin

Algoritmo XI.2: Modificación de un Simplex. Operaciones de una iteración del ASEM

Entrada:

$\tilde{S}_\nu = [\mathbf{v}_1; \mathbf{v}_2; \dots; \mathbf{v}_\nu]$: Simplex entero mixto al inicio de la iteración;
Parámetros del ASEM (ver Tabla XI.1);

Salida: S_ν : Simplex entero mixto luego de la iteración
inicio

Ejecute Procedimiento XI.3: *Evaluación del Simplex*;
Ejecute Procedimiento XI.4: *Ordenamiento del Simplex*;
Ejecute Procedimiento XI.5: *Cálculo del vector reflejado*;
si $\mathbf{v}_r \prec \mathbf{v}_1$ entonces
 Ejecute Procedimiento XI.6: *Cálculo del vector expandido*
 si $\mathbf{v}_e \prec \mathbf{v}_r$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_e$
 si $\mathbf{v}_r \preceq \mathbf{v}_e$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_r$
 fin de si
si $\mathbf{v}_1 \preceq \mathbf{v}_r \preceq \mathbf{v}_{\nu-1}$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_r$;
si $\mathbf{v}_{\nu-1} \preceq \mathbf{v}_r \preceq \mathbf{v}_\nu$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_r$;
 Ejecute Procedimiento XI.7: *Cálculo del vector contraído*;
 si $\mathbf{v}_\nu \prec \mathbf{v}_c$ entonces
 Ejecute Procedimiento XI.8: *Cálculo del Simplex encogido*
 si $\mathbf{v}_c \preceq \mathbf{v}_\nu$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_c$
 fin de si
si $\mathbf{v}_\nu \succeq \mathbf{v}_r$ entonces
 Ejecute Procedimiento XI.7: *Cálculo del vector contraído*;
 si $\mathbf{v}_\nu \prec \mathbf{v}_c$ entonces
 Ejecute Procedimiento XI.8: *Cálculo del Simplex encogido*
 si $\mathbf{v}_c \succeq \mathbf{v}_\nu$ entonces
 Asigne a: $\mathbf{v}_\nu \leftarrow \mathbf{v}_c$
 fin de si
fin de si
fin

XI.7. Valores sugeridos para los parámetros del ASEM

A continuación se presentan todos los parámetros del ASEM, con sus respectivos valores, sugeridos por el autor del algoritmo, Brea (2013).

Tabla XI.1. Parámetros del ASEM con sus valores respectivos

Parámetro	Valor
ε	0,1
φ	0,3
$k_x^{[1]}$	1
ρ	0,8
α_r	1
β_r	2
γ_r	0,5
δ_r	0,5
$\Delta_r^{[1]}$	1
α_e	2
β_e	2
γ_e	1
δ_e	0,4
Δ_e	1

Apéndice XII

Código implementado en MATLAB

XII.1. Algoritmo general

Todo lo que esté detrás del símbolo "%" es un comentario.

```
***** Caracterización del Sistema Eléctrico
de Potencia (SEP) como una Red
```

```
Ng = 2; Nt=3; Nc=6; % Número de Nodos Iniciales, Intermedios
y Terminales del SEP.
```

```
Nc_tipo(1) = 1; Nc_tipo(2) = 1; Nc_tipo(3) =1;
```

```
Nc_tipo(6)=2; Nc_tipo(4) = 3; Nc_tipo(5) = 3;
```

```
% Tipo de cliente asociado a cada Nodo Terminal,
```

```
donde 1: Cliente residencial, 2: Cliente industrial,
```

```
3: Clientes comercial.
```

```
In = [ 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
```

```
0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
```

```
0 0 0 0 1 1 0 0 0 0 0 0 0 0;
```

```
0 0 0 0 0 0 1 1 1 0 0 1 0;
```

```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 0 0 0;
```

```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 1 1 0];
```

```

In(7:12, :) = 0;
In(7:12, 13) = 1;
% Construcción de la Matriz de adyacencia de la Red
sin considerar los proyectos de inversión.

Pot_In = In;
Pot_In (1,2) =450; Pot_In (1,3) = 250; Pot_In (2,4) = 450;
Pot_In(2,5) = 80; Pot_In(3,5) = 80; Pot_In(3,6) = 350;
Pot_In(4,7) = 140; Pot_In(4,8) = 140; Pot_In(4,9) = 80;
Pot_In(4,12)=25; Pot_In(5,10) = 135; Pot_In(6,11) = 170;
Pot_In(6,12) = 210;
%Valores de los arcos nominales de generación y de
los arcos nominales máximos de transmisión.

***** Valores de los parámetros
del Problema

C_destinado = 2000000; % Presupuesto destinado para la
ampliación del SEP.

N_proyectos = 3; % Número de proyectos que componen
el PPISEP considerado.

Tipo_de_proyecto = [2 4 9; 2 4 10; 1 1 3];
% Matriz de características fijas de los proyectos
de inversión del PPISEP considerado.

Iteraciones2(1,:) = {'Iteraciones', 'C1', 'C2','C3','C4'};

```

```

cont_ite =0;
% Contador de iteraciones del ASEM.

s=1;
% Contador de etapas del ASEM.

alpha_r = 1;
alpha_e = 2;
% Valores de los coeficientes de reflexión del ASEM.

kx=1.3;
% Criterio de parada.

Delta_r = 5;
Delta_e= 1;
% Parámetros de tamaño de paso real y entero.

m=1; % Indicación de que se desea ejecutar
el Procedimiento MSEM.

Beta_r=2;
Beta_e=2;
% Valores de los coeficientes de expansión
del ASEM

delta_r=0.5;
delta_e=0.4;
% Valores de los coeficientes de
encogimiento del ASEM.

```



```

Gamma_r = 0.5;
Gamma_e = 1;
% Valores de los coeficientes de
contracción del ASEM.

Ro=0.9; % Valor del coeficiente de
disminución del tamaño de paso
real.

sigma2=0.8; % Valor del coeficiente
de disminución del criterio de parada.

***** Comienzo del Algoritmo

for i=1:N_proyectos
    disp (['Ingrese el valor de la energía activa
          promedio asociada al Proyecto N°', num2str(i)]);
    V0(1,i) = input('Por favor ');
end

for i = 1:N_proyectos
    disp (['Ingrese el periodo de tiempo de inicio
          del Proyecto N°', num2str(i)]);
    V0(1,(N_proyectos+i)) = input ('Por favor ');
end

% Construcción del vector inicial del ASEM.

```

```

Vs(:,s) = V0;
Epsilon = 0.1;
Delta = Epsilon + 1;
Guaicai = Delta;

while (Delta >= Epsilon | Guaicai ==0) & s<12

if s >1
    Delta_r = Delta_r*Ro
    kx = kx*sigma2
    V0 = S(:,1)';
end
C11 =0; C22=0;
C33=0; C44=0;
% Contadores de las distintas operaciones que
realiza el ASEM en cada etapa.

S = CSEM(N_proyectos,V0,Delta_r,Delta_e);

q=-1;
% Contador de iteraciones en cada etapa.

if m ==1
    S = MSEM(S,N_proyectos,Delta_r,Delta_e, Tipo_de_proyecto,
            Ng, Nt, Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
    cont_ite = cont_ite + 4;
end

```

```

lx= kx+1;

while (lx >= kx)
    q=q+1;
    f = evaluacion(S,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                  Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
    cont_ite = cont_ite + 1;

    S = ordenamiento2(f,N_proyectos,S);

vr = reflexion(S,N_proyectos,alpha_r,alpha_e);
VR = funcionnueva(vr,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                  Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
cont_ite = cont_ite + 1;

v1 = S(:,1);
vn = S(:,N_proyectos);
vn1 = S(:,(N_proyectos+1));
V1 = funcionnueva(v1,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                  Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
cont_ite = cont_ite + 1;

VN = funcionnueva(vn,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                  Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
cont_ite = cont_ite + 1;

VN1 = funcionnueva(vn1,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                  Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
cont_ite = cont_ite + 1;

```

```

if V1 > VR
    ve = expansion(S,N_proyectos, vr, Beta_r, Beta_e);
    VE = funcionnueva(ve, N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                    Nc, Nc_tipo, In, Pot_In, C_destinado);
    cont_ite = cont_ite + 1;
    C11 = C11 + 1;
    if VE < VR
        S(:,(N_proyectos+1)) = ve;
    elseif VR <= VE
        S(:,(N_proyectos+1)) = vr;
    end

elseif V1 <= VR & VR <= VN
    S(:,(N_proyectos+1)) = vr;
    C22 = C22 + 1;
elseif VN < VR & VR < VN1
    S(:,(N_proyectos+1)) = vr;
    C33 = C33+1;
    vc = contraccion (S,N_proyectos, vr, Gamma_r, Gamma_e);
    VC = funcionnueva(vc, N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                    Nc, Nc_tipo, In, Pot_In, C_destinado);
    cont_ite = cont_ite + 1;

    if VN1 < VC
        S = encogimiento (S,N_proyectos,delta_r,delta_e);
    elseif VC <= VN1
        S(:,(N_proyectos+1)) = vc;
    end
end

```

```

elseif VN1 <= VR
    C44 = C44 +1;
    vc = contraccion (S,N_proyectos,vr,Gamma_r,Gamma_e);
    VC = funcionnueva(vc,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                    Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
    cont_ite = cont_ite + 1;

    if VN1 < VC
        S = encogimiento (S,N_proyectos,delta_r,delta_e);
    elseif VC <= VN1
        S(:,(N_proyectos+1)) = vc;
    end
end

f = evaluacion(S,N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
              Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
cont_ite = cont_ite + 1;

S = ordenamiento2(f,N_proyectos,S);
X = S(1:(N_proyectos),:);
lx = diametro(X,N_proyectos);

end

s = s+1;

Vs(:,s) = S(:,1);
funcionnueva((Vs(:,s)),N_proyectos, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
            Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado);
V_delta = Vs(:,s) - Vs(:,(s-1));

```

```

Del = ((V_delta)')*((V_delta));
Delta = sqrt(Del);
Iteraciones((s-1),:) = [(q+1) C11 C22 C33 C44]
Iteraciones2(s,:) = {(q+1) C11 C22 C33 C44};
Guaicai = Delta;

end

xlswrite('Tesis1.xls', Vs, 'Simplex', 'A1');
xlswrite('Tesis1.xls', Iteraciones2, 'Iteraciones', 'A1');
xlswrite('Tesis1.xls', cont_ite, 'Evaluaciones', 'A1');
xlswrite('Tesis1.xls', Delta, 'Delta', 'A1');
% Almacenamiento de los resultados del ASEM en EXCEL.

```

XII.1.1. Operaciones del ASEM

Procedimiento CSEM

```

function S = CSEM (n,V0,Delta_r,Delta_e)

S = zeros((n*2),(n+1));
for j = 1:(n+1)
    for i=1:(2*n)
        S(i,j)=V0(1,i);
    end
end
end

```

```

for j =1:n
    S(j,(j+1)) = S(j,(j+1)) + Delta_r;
    S((j+n),(j+1)) = S((j+n),(j+1)) + Delta_e;
end
S;

```

Procedimiento MSEM

```

function [Sm] = MSEM (S,n,Delta_r,Delta_e, Tipo_de_proyecto,
                    Ng, Nt, Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,
                    C_destinado)
for j = 2:(n+1)
    if funcionnueva (S(:,j),n, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt, Nc,
                    Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado)>
        funcionnueva (S(:,1),n,
                    Tipo_de_proyecto, Ng, Nt, Nc,
                    Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado)
        S((j-1),j) = S((j-1),j) - (2*(Delta_r));
    end
    if funcionnueva (S(:,j),n, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,
                    Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,
                    C_destinado)> funcionnueva (S(:,1),
                    n, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt, Nc,
                    Nc_tipo, In, Pot_In,C_destinado)
        S((n+j-1),j) = S((n+j-1),j) - (2*(Delta_e));
    end
end
Sm = S;

```

Función evaluación

```
function f = evaluacion (S,n, Tipo_de_proyecto, Ng, Nt,  
                        Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,  
                        C_destinado)  
  
for i=1:(n+1)  
    f(i) = funcionnueva(S(:,i),n, Tipo_de_proyecto, Ng,  
                       Nt, Nc, Nc_tipo, In, Pot_In,  
                       C_destinado);  
  
end
```

Función ordenamiento2

```
function [S]= ordenamiento2(f,n,S)  
  
S1=S;  
  
for k=1:(n+1)  
    pt(1,k) = f(k);  
    pt(2,k) =k;  
  
end  
  
swag = 1;  
  
while swag >=1  
    swag=0;  
    for j=1:n  
        if pt(1,j) > pt(1,(j+1))
```



```

        tempt = pt(:,(j));
        pt(:,(j)) = pt(:,(j+1));
        pt(:,(j+1)) = tempt;
        swag=swag+1;
    end
end
end
min = pt(2,1);
max = pt(2,(n+1));
ntw = pt(2,n);
    for i=1:(n+1)
        S(:,i) = S1(:,(pt(2,i)));
    end
end

```

Función reflexión

```

function vr = reflexion (S,n, alpha_r, alpha_e)
xr = valor_promedio_real (S,n) +
    ((alpha_r)*((valor_promedio_real (S,n))
        - S(1:(n),(n+1):(n+1))));
B1 =((valor_promedio_entero (S,n)) - S((n+1):(2*n),(n+1)));

for i=1:n
    C1 (i,1) = sgnd(B1(i,1));
end
u = sqrt (dot(B1,B1'));
yr = S((n+1):(2*n),(n+1)) + (alpha_e)*ceil(u)* C1;
vr = [xr;yr];

```

Función expansión

```
function ve = expansion (S,n, vr,Beta_r,Beta_e)
yr = vr ((n+1):(2*n),:);
xr = vr ((1):(n),:);
xe = (xr) + ((Beta_r)*((xr)-valor_promedio_real (S,n)));
B1 =((valor_promedio_entero (S,n)) - S((n+1):(2*n),(n+1)));
for i=1:n
    C1 (i,1) = sgnd(B1(i,1));
end
u = sqrt (dot(B1,B1'));
ye = (yr) + ((Beta_e)*ceil(u)*C1);
ve = [xe;ye];
```

Función contracción

```
function vc = contraccion (S,n,vr,Gamma_r,Gamma_e)
yr = vr ((n+1):(2*n),:);
xr = vr ((1):(n),:);
xc = (xr) - ((Gamma_r)*((xr)-valor_promedio_real (S,n)));
B1 =((valor_promedio_entero (S,n)) - S((n+1):(2*n),(n+1)));
for i=1:n
    C1 (i,1) = sgnd(B1(i,1));
end
u = sqrt (dot(B1,B1'));
yc = (yr) - ((Gamma_e)*ceil(u)*C1);
vc= [xc;yc];
```

Función encogimiento

```
function S = encogimiento (S,n,delta_r,delta_e)
for i=1:(n+1)
    S (1:n,i) = ((1-delta_r)*(S(1:n,1))) + ((delta_r)*S (1:n,i));
end

R1 = S ((n+1):(2*n),1:(n+1));

y1 = S((n+1):(2*n),1);

for i=2:(n+1)
    A1((n+1):(2*n),i) = S ((n+1):(2*n),i) - y1;
end
A1 ((n+1):(2*n),1) = zeros((n),1);

D = ceil((delta_e) * A1);

for i=1:(n+1)
    S ((n+1):(2*n),i) = S ((n+1):(2*n),1) + D ((n+1):(2*n),i);
end
```

Función diámetro

```
function d = diametro(X,n)

d=0;
for i = 1:(n)
```

```

K = zeros((n),(n));
T = zeros((1),(n));
    for k = (i+1):(n+1)
        K(:,(k)) = (X(:,k)) - (X(:,i));
        T(:,(k)) = (K(:,(k)))' * K(:,(k));
    end
dmax = sqrt( (max(T)));
d = max(d,dmax);
end

```

Función valor promedio real

```

function a = valor_promedio_real (S,n)
for j=1:n

    A1 (j,1) =S (j,1);
for i=2:n
    A1(j,1) = S(j,i) + A1(j,1);
end
end
a = (1/(n))* (A1);

```

Función valor promedio entero

```

function a = valor_promedio_entero (S,n)
for j=(n+1):(2*n)

```

```

        A1 (j-n,1) =S (j,1);
for i=2:n
        A1(j-n,1) = S(j,i) + A1(j-n,1);
end
end
a = (1/(n))* (A1);

```

Función signo

```

function f = sgnd(x)

if x > 0
        f=1;
elseif x < 0
        f= -1;
elseif x == 0
        f = 0;
end

```

XII.2. Función objetivo del ASEM

```

function funcion_final = funcionnueva(vector,N_proyectos,
                                     Tipo_de_proyecto,
                                     Ng, Nt, Nc,
                                     Nc_tipo, In1,
                                     Pot_In1,C_destinado)

```

```

coeficiente1 = 0.1;
coeficiente2=0.9;
% Factores de ponderación del Problema.

tasa_residencial = 165;
tasa_industrial = 425;
tasa_comercial =380;
% Tarifas a las cuales se factura la energía
entregada de acuerdo al tipo de consumidor.

costo_por_unidad = 170;
% Costo por unidad de energía activa promedio
generada.

costo_fijo = 610;
% Costo fijo por periodo de tiempo.

tasa_insat_residencial = 11000;
tasa_insat_industrial = 10000;
tasa_insat_comercial = 12000;
% Factor de penalización de demanda insatisfecha
según el tipo de consumidor.

***** Procedimiento para construir la Matriz de Proyectos

for i=1:N_proyectos
    if Tipo_de_proyecto(i,1) ==1

```

```

Clase_proyecto (i,1) =1;
Clase_proyecto(i,2) = vector(i);
Clase_proyecto(i,3) = vector(i + (N_proyectos));
Clase_proyecto(i,4) = (ceil(((Clase_proyecto(i,2))/65)))
                    + Clase_proyecto(i,3);
Clase_proyecto(i,5) = 4000*(Clase_proyecto(i,2));
Clase_proyecto(i,6) = Tipo_de_proyecto(i,2);
Clase_proyecto(i,7) = Tipo_de_proyecto(i,3);
elseif Tipo_de_proyecto(i,1)==2
Clase_proyecto(i,1) =2;
Clase_proyecto(i,2) = vector(i);
Clase_proyecto(i,3) = vector(i + (N_proyectos));
Clase_proyecto(i,4) = (ceil(((Clase_proyecto(i,2))/40)))
                    + Clase_proyecto(i,3);
Clase_proyecto(i,5) = 2000*(Clase_proyecto(i,2));
Clase_proyecto(i,6) = Tipo_de_proyecto(i,2);
Clase_proyecto(i,7) = Tipo_de_proyecto(i,3);
end
end

for hurra=1:30
% hurra: contador del número de muestras.

In = (In1);
Pot_In = (Pot_In1);
b_balance_presente = 0;
%Sumador de balance económico en valor presente de cada muestra.
c_total = 0;

```

```
%Sumador de demanda insatisfecha total en valor presente  
de cada muestra.
```

```
for t=0:10  
% t: contador de periodos de tiempo.  
e_costo=0;
```

```
***** Procedimiento para determinar los valores de  
los arcos nominales de consumo de la Red
```

```
a_res = -5;  
b_res = 55;  
a_com = -4;  
b_com = 80;  
a_ind = -6;  
b_ind = 100;  
g_res = 1;  
g_com = 1;  
g_ind = 1;  
min_res = -4;  
min_com = -4;  
min_ind = -7;  
mod_res = 0;  
mod_com = 0;  
mod_ind = 0;  
max_res = 4;  
max_com =4;  
max_ind =7;
```



```
% Valores de los parámetros asociados al consumo de energía  
activa promedio.
```

```
%Asignación de la Carga:
```

```
b = asignar_carga (t,Nc,Nc_tipo,a_res, b_res, g_res,  
                  a_com, b_com, g_com, a_ind, b_ind,  
                  g_ind, min_res, mod_res, max_res,  
                  min_com, mod_com, max_com, min_ind,  
                  mod_ind, max_ind);
```

```
for i=1:Nc
```

```
    Pot_In((1 + Ng + Nt + i), Ng + Nt + Nc + 2)=b(i);
```

```
end
```

```
% Como se puede observar, este procedimiento hace uso  
de la función asignar_carga, la cual se presenta más  
adelante.
```

```
***** Procedimiento para modificar los valores  
de los arcos nominales de generación y de  
los arcos nominales máximos de transmisión  
de la Red, y para considerar los costos  
de los proyectos de inversión
```

```
for i=1:N_proyectos
```

```
    if Clase_proyecto(i,4) ==t
```

```

In((Clase_proyecto(i,6)), (Clase_proyecto(i,7))) = 1;
Pot_In ((Clase_proyecto(i,6)), (Clase_proyecto(i,7))) =
Pot_In ((Clase_proyecto(i,6)), (Clase_proyecto(i,7)))
        + Clase_proyecto(i,2) ;

end

if Clase_proyecto(i,3) ==t
    e_costo = e_costo + Clase_proyecto(i,5) ;
end

end

***** Procedimiento para determinar los valores
        de los arcos nominales de transmisión

Pot_funcionamiento = Pot_In;

[go,ku] = find (In(:,((Ng+2):(Ng + Nt + Nc +1))) ==1);
giga = [go,ku];
[te,tu] = size(giga);
for k=1:te
    giga(k,2) = (giga(k,2)) + (Ng +1);
end
giga_ordenado = sortrows (giga);

```

```

[filas_giga_ordenado, kouy] = size (giga_ordenado);

for k=1: filas_giga_ordenado
Pot_funcionamiento ((giga_ordenado(k,1)),
                    (giga_ordenado(k,2))) =
                    (Pot_funcionamiento((giga_ordenado(k,1)),
                    (giga_ordenado(k,2)))) *
                    (dis_triangular3(0.8, 0.9, 1));
end

```

***** Procedimiento para determinar los valores de
los arcos efectivos

```

a = 0;
alpha_desordenado = 0;
alpha=0;
f_pl=0;
u_pr1 =0;
u_pl=0;
l_pl=0;
Aeq_pl=0;
beq_pl=0;
deb=0;
dex=0;
quinn=0;

```

```

joey=0;

sit_ex1 = 0;
sit_ex2 = 0;
sit_ex3 = 0;
sit_ex4 = 0;
sit_ex5 = 0;

a = length(find(In==1));
[fil, col] = find(In==1);
alpha_desordenado = [fil, col];
alpha = sortrows(alpha_desordenado);
f_pl = (-1)*(ones(a,1));

for i=1:a
    u_prl(i) = Pot_funcionamiento((alpha(i,1)), (alpha(i,2)));
end
u_pl = (u_prl)';

l_pl = zeros(a,1);

for i=2:(Ng + Nt + Nc +1)
    cont = i-1;
    deb = find((alpha(:,2)) ==i);
    dex = length (deb);
    for k =1:dex
        Aeq_pl(cont, deb(k))=1;
    end
end

```

```

    quinn = find((alpha(:,1)) ==i);
    joey = length(quinn);
    for j=1:joey
        Aeq_pl(cont, quinn(j))=-1;
    end
end

beq_pl = zeros((Ng + Nt + Nc),1);

A_pl = zeros(1,a);
b_pl = 0;

[sit_ex1, sit_ex2] = size(find(u_pl < 0));
    if sit_ex1 >0
        [sit_ex3, sit_ex4] = find(u_pl < 0);
        sit_ex5 = length (sit_ex3);
        for ksit =1: sit_ex5
            u_pl(sit_ex3(ksit), sit_ex4(ksit)) =0;
        end
    end

x_report = linprog (f_pl, A_pl, b_pl, Aeq_pl, beq_pl,
                    l_pl, u_pl);

```

***** Procedimiento para contabilizar los ingresos

```
i_residencial = 0;
i_industrial = 0;
i_comercial = 0;

for i=1:Nc
    if Nc_tipo(i)== 1
        i_residencial = (x_report((a - Nc + i))
            * (tasa_residencial)) + (i_residencial);
    elseif Nc_tipo(i)== 2
        i_industrial = (x_report((a - Nc + i))
            * (tasa_industrial)) + (i_industrial);
    elseif Nc_tipo(i)== 3
        i_comercial = (x_report((a - Nc + i))
            * (tasa_comercial)) + (i_comercial);
    end
end

ingreso_total = i_residencial + i_industrial +
                i_comercial ;
```

```
***** Procedimiento para contabilizar los egresos
```

```
costo_periodo = 0;
```

```
for i=1:Ng
```

```
    costo_periodo = (costo_periodo) +  
                    ((x_report(i)) * (costo_por_unidad));
```

```
end
```

```
e_costo = (e_costo) + (costo_fijo) + (costo_periodo);
```

```
***** Procedimiento para calcular el balance económico  
de la empresa en valor presente
```

```
int = 0.1;
```

```
inf = 0.17;
```

```
% Valores de las tasas de interés e inflación promedio  
por periodo.
```

```
b_balance = ingreso_total - e_costo ;
```

```
b_balance_presente = valor_presente(b_balance,t,int,inf) +  
                    b_balance_presente;
```

```
***** Procedimiento para calcular la demanda
        insatisfecha total en valor presente
```

```
c_residencial = 0;
c_industrial = 0;
c_comercial = 0;
for i=1:Nc
    if abs (((x_report((a - Nc + i)) - (b(i)))) > 0.001
    if Nc_tipo(i)== 1
        c_residencial = ((x_report((a - Nc + i)) - (b(i)))
        * (tasa_insat_residencial)) + (c_residencial) ;
    elseif Nc_tipo(i)== 2
        c_industrial = ((x_report((a - Nc + i)) - (b(i)))
        * (tasa_insat_industrial)) + (c_industrial) ;
    elseif Nc_tipo(i)== 3
        c_comercial = ((x_report((a - Nc + i)) - (b(i)))
        * (tasa_insat_comercial)) + (c_comercial) ;
    end
end
end

c_suma = (c_residencial) + (c_industrial) + (c_comercial);
c_total = (c_total) + (valor_presente(c_suma, t,int, inf));

t = t+1;
end
```



```

Matriz_balance(hurra) = b_balance_presente;
Matriz_insatisfecha(hurra) = c_total;
% Matrices que guardan los valores de balance económico
y de demanda insatisfecha total de las muestras.

hurra = hurra+1;

end

***** Procedimiento para calcular los valores promedio
de balance económico y de demanda insatisfecha

[f_balance, c_balance] = size(Matriz_balance);
[f_insatisfecha, c_insatisfecha] =
size(Matriz_insatisfecha);

Promedio_balance = (sum(Matriz_balance))/(c_balance);
Promedio_insatisfecha =
(sum(Matriz_insatisfecha))/(c_insatisfecha);

```

***** Procedimiento para calcular los valores de las funciones
de penalización

```
f_pre1 = 0;
f_pre2 = 0;
f_pre3 = 0;
Ck_previo = 0;
for i=1:N_proyectos
f_pre1 = (max(-(Clase_proyecto(i,3)),0)) + f_pre1;
f_pre2 = ( max(((Clase_proyecto(i,4)) - 10),0 ) ) + f_pre2;
f_pre3 = (max(-(Clase_proyecto(i,2)),0)) + f_pre3;
Ck_previo = Ck_previo +
    (valor_presente(( Clase_proyecto(i,5)),
    (Clase_proyecto(i,3)),int, inf));
end
f_pn1 = (10^8)*(f_pre1);
f_pn2 = (10^8)*( f_pre2);
f_pn3 = (10^8)*( f_pre3);

f_pn4 = (10^8)*( max((-Ck_previo),0) +
    max(((Ck_previo) - C_destinado),0));
```

***** Cálculo del valor de la función objetivo

```
funcion_pre_final =  
        (((coeficiente1)* (Promedio_balance)) +  
        ((coeficiente2)* (Promedio_insatisfecha)))*(-1);  
funcion_final = (funcion_pre_final) + (f_pn1) + (f_pn2 ) +  
                (f_pn3) + (f_pn4);
```

XII.2.1. Función para asignar la Carga

```
function [b] = asignar_carga (t,Nc,Nc_tipo,a_res, b_res, g_res,  
                             a_com, b_com, g_com, a_ind, b_ind,  
                             g_ind, min_res, mod_res, max_res,  
                             min_com, mod_com, max_com, min_ind,  
                             mod_ind, max_ind)  
  
for i=1:Nc  
    if Nc_tipo (i) == 1  
        %Caso N°1: Cliente Residencial  
        T_res = dis_triangular3(min_res, mod_res, max_res);  
        d_res = ((a_res)*t) + (b_res) + ((g_res)*(T_res));  
        b(i) = d_res;  
    elseif Nc_tipo(i) == 3  
        %Caso N°2: Cliente Comercial  
        T_com = dis_triangular3(min_com, mod_com, max_com);  
        d_com = ((a_com)*t) + (b_com) + ((g_com)*(T_com));  
        b(i) = d_com;
```

```

elseif Nc_tipo(i) == 2
%Caso N°3: Cliente Industrial
T_ind = dis_triangular3(min_ind, mod_ind, max_ind);
d_ind = ((a_ind)*t) + (b_ind) + ((g_ind)*(T_ind));
b(i) = d_ind;
end
end

```

XII.2.2. Función para generar una distribución triangular a partir de una uniforme

```

function T = dis_triangular3(min,mod,max)
u1=rand(1);
if u1 < ((mod - min)/(max - min))
    T = min + (sqrt((u1)*(max-min)*(mod-min))) ;
elseif u1 >= ((mod - min)/(max - min))
    T = max - (sqrt(((1-u1))*(max-min)*(max-mod)));
end

```

XII.2.3. Función para calcular el valor presente de una cantidad

```

function Co = valor_presente(Cn,n,int,inf)

Co = Cn* (((1+(inf))/(1 + int))^n) ;

```

Apéndice XIII

Autorización de publicación de imagen



Daniel Manfre <daniman28@gmail.com>

your permission request

Campbell, Brenton - Hoboken <brenton.campbell@wiley.com>
To: "daniman28@gmail.com" <daniman28@gmail.com>

Wed, Mar 6, 2013 at 12:19 PM

Dear Mr. Manfre,

I am pleased to grant permission to republish the content you requested.

Kind regards,

Brent

WILEY

Mr. Brenton R. Campbell
Operations Coordinator, Global Rights
111 River St., MS 4-02, Hoboken, NJ 07030-5774
ph: [201-748-5825](tel:201-748-5825) - fax: [201-748-6008](tel:201-748-6008)

 **Manfre - Universidad Central de Venezuela.pdf**
35K

Campbell, Brenton - Hoboken


From: Safdar, Sheik - Hoboken
Sent: Monday, March 04, 2013 2:40 PM
To: Campbell, Brenton - Hoboken
Subject: FW: Information
Attachments: image001.jpg

Categories: Permissions

Brent,

Another thesis request.

Thanks

PERMISSION GRANTED
BY: 
Global Rights Dept., John Wiley & Sons, Inc.

NOTE: No rights are granted to use content that appears in the work with credit to another source

WILEY

Sheik Safdar | Permissions Coordinator | P: 201-748-6512 | F: 201-748-6008
John Wiley & Sons, Inc. | 111 River Street | Hoboken, NJ | 07030 | Mailstop: 4-02

From: Taylor, Simone - Hoboken
Sent: Monday, March 04, 2013 2:38 PM
To: Daniel Manfre
Cc: Safdar, Sheik - Hoboken
Subject: RE: Information

Dear Daniel Manfre

Thanks for your message. My colleague, Sheik Safdar, copied above, is our Permissions Coordinator and will be able to answer your query.

Best wishes
Simone

From: Daniel Manfre [<mailto:daniman28@gmail.com>]
Sent: Monday, March 04, 2013 1:32 PM
To: Taylor, Simone - Hoboken
Subject: Information

WILEY
Author Services.

Dear Sir or Madam

My name is Daniel Manfre and I am an electrical engineering student of Universidad Central de Venezuela. I'm writing to you because I would like to use the Figure 1.1 from the book *Electric Power System Basics. For the Nonelectrical professional* in my Thesis.

Yours Faithfully

Daniel Manfre.

REFERENCIAS

- A. Abhyankar, y S. Khaparde, "Introduction to Deregulation in Power Industry," s/f.
- Z. M. Al-Hamouz, y A. S. Al-Faraj, "Transmission-expansion planning based on a non-linear programming algorithm," *Applied Energy*, vol. 76, no. 1 – 3, pp. 169 – 177, 2003.
- N. Alguacil, A. L. Motto, y A. J. Conejo, "Transmission expansion planning: A mixed-integer LP approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1070 – 1077, agosto 2003.
- J. M. Arroyo, N. Alguacil, y M. Carrion, "A Risk Based Approach for Transmission Network Expansion Planning Under Deliberate Outages," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 3, pp. 1759 – 1766, agosto 2010.
- F. Azadivar, "Simulation Optimization Methodologies," *Proceedings of the 1999 Winter Simulation Conference*, pp. 93 – 100, 1999.
- E. Barrueto, *Material de Apoyo al curso de Algoritmos* [en línea]. Disponible en: <http://enriquebarrueto0.tripod.com/algoritmos/algor01.pdf> [Consulta: marzo 2013].
- M. M. Beneito, P. Botella-Rocamora, y M. Alacreu-García, *Introducción a la Inferencia estadística (intervalos de confianza y p-valor)* [en línea]. Disponible en: <http://maphysco.ceuuch.es/pbotella/IntroduccionalaInferenciaEstadisticaconR-Commander.pdf>. [Consulta: marzo 2013].

- R. J. Bennon, J. A. Juves, y A. P. Meliopoulos, "Use of Sensitivity Analysis in Automated Transmission Planning," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 101, no. 1, pp. 53 – 59, enero 1982.
- S. Binato, G. C. de Oliveira, y J. L. de Araujo, "A greedy randomized adaptive search procedure for transmission expansion planning," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 2, pp. 247 – 253, mayo 2001.
- J. Bisschop, *AIMMS. Optimization Modeling*. Paragon Decision Technology, 2012.
- L. Blank y A. Tarquin, *Ingeniería Económica*, 4ta ed. McGraw-Hill, 2000.
- S. Blume, *Electric Power System Basics. For the Nonelectrical Professional*. Estados Unidos de América: Wiley-Interscience, 2007.
- B. Borkowska, "Probabilistic Load Flow," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 93, no. 3, pp. 752 – 759, 1973.
- A. Botterud, M. D. Ilic, y I. Wangensteen, "Optimal investments in power generation under centralized and decentralized decision making," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 1, pp. 254 – 263, febrero 2005.
- E. Brea, "Una extensión del método de Nelder Mead a problemas de optimización no lineales enteros mixtos," *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería*, vol. 29, no. 3, 2013, aceptado para su publicación.
- P. Bresesti, A. Capasso, M. C. Falvo, y S. Lauria, "Power system planning under uncertainty conditions. Criteria for transmission network flexibility evaluation," *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 2, junio 2003.
- M. O. Buygi, H. M. Shanechi, G. Balzer, y M. Shahidehpour, "Transmission planning approaches in restructured power systems," in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, vol. 2, junio 2003.

- M. O. Buygi, G. Balzer, H. M. Shanechi, y M. Shahidehpour, “Market-based transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 2060 – 2067, noviembre 2004.
- Y. Carson y A. Maria, “Simulation Optimization: Methods and Applications,” *Proceedings of the 1997 Winter Simulation Conference*, pp. 118 – 126, 1997.
- P. Chen, Z. Chen, y B. Bak-Jensen, “Probabilistic load flow: A review,” *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT 2008*, pp. 1586 – 1591, 2008.
- J. Choi, T. Tran, A. A. El-Keib, R. Thomas, H. Oh, y R. Billinton, “A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 3, pp. 1606 – 1615, agosto 2005.
- A. S. Chuang, F. Wu, y P. Varaiya, “A game-theoretic model for generation expansion planning: Problem formulation and numerical comparisons,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 885 – 891, noviembre 2001.
- G. P. Cirrone, “Medical Applications of the $GEANT4$ Toolkit: Monte Carlo Simulation of a Proton Therapy Beam Line,” Ph.D. dissertation, Catania: Italia: Università degli Studi di Catania. Dipartimento di Fisica e Astronomia, 2003.
- J. Contreras, “A Cooperative Game Theory Approach to Transmission Planning in Power Systems,” Ph.D. dissertation, Berkeley: Estados Unidos de América: University of California, Berkeley, 1997.
- A. M. L. da Silva, S. M. P. Ribeiro, V. L. Arienti, R. N. Allan, y M. B. D. C. Filho, “Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 4, pp. 1047 – 1053, 1990.

- E. L. da Silva, J. M. A. Ortiz, G. C. de Oliveira, y S. Binato, "Transmission network expansion planning under a Tabu Search approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp. 62 – 68, febrero 2001.
- J. K. Delson y S. M. Shahidehpour, "Linear programming applications to power system economics, planning and operations," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 3, pp. 1155 – 1163, agosto 1992.
- G. Deng, "Simulation-based Optimization," Ph.D. dissertation, Wisconsin: Estados Unidos de América: University of Wisconsin - Madison, 2007.
- M. Denton, A. Palmer, R. Masiello, y P. Skantze, "Managing market risk in energy," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 494 – 502, 2003.
- B. Dewani, M.B. Daigavane, y A.S. Zadgaonkar, "Application of Metaheuristics in Transmission network expansion planning. An overview," *International Journal of Advances in Engineering & Technology*, vol. 5, no. 1, pp. 555 – 561, 2012.
- A. Duarte, J. Pantrigo, y M.Gallego, *Metaheurísticas*. Madrid: Universidad Rey Juan Carlos, 2007.
- A. Duch, "Grafos," Barcelona: España: Universitat Politècnica de Catalunya, octubre 2007.
- I. Dyner y E. R. Larsen, "From planning to strategy in the electricity industry," *Energy Policy*, vol. 29, no. 13, pp. 1145 – 1154, 2001.
- A. El-Abiad y Y. Dusonchet, "Discrete optimization and the planning of electric power networks," *IEEE Transactions on Circuit Theory*, vol. 20, no. 3, pp. 230 – 238, mayo 1973.
- A. H. Escobar, R. A. Gallego, y R. Romero, "Multistage and coordinated

- planning of the expansion of transmission systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 735 – 744, mayo 2004.
- EUFIC, *¿qué es un análisis de riesgos?* [en línea]. Disponible en: <http://www.eufic.org/article/es/artid/analisis-de-riesgos/> [Consulta: febrero 2013].
- M. Fu, “Simulation Optimization,” *Proceedings of the 2001 Winter Simulation Conference*, pp. 53 – 61, 2001.
- , “Optimization for Simulation: Theory vs. Practice,” *INFORMS Journal on Computing*, vol. 14, no. 3, pp. 192 – 215, 2002.
- Y. Fukuyama y H.-D. Chiang, “A parallel genetic algorithm for generation expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 955 – 961, mayo 1996.
- D. M. Giraldo, J. L. Lezama, y L. G. Pareja, “Energy generation expansion planning model considering emissions constraints,” *Revista DYNA*, vol. 77, no. 163, 2011. Disponible en: <http://www.revista.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/25539> [Consulta: marzo 2013].
- F. Glover y B. Melián, “Búsqueda Tabú,” *Inteligencia artificial: Revista Iberoamericana de Inteligencia Artificial*, vol. 7, no. 19, pp. 29 – 48, 2003.
- R. M. Goberna y V. Jornet, *Optimización lineal. Teoría, Métodos y Modelos*, 1ra ed. Madrid: McGraw-Hill, 2004.
- GreenFacts, *Glosario de greenfacts* [en línea]. Disponible en: <http://www.greenfacts.org/es/glosario/ghi/incertidumbre.htm>. [Consulta: marzo 2013].

- Y. Gu, “Long-term power system capacity expansion planning considering reliability and economic criteria,” Ph.D. dissertation, Iowa: Estados Unidos de América: Iowa State University, 2011.
- E. Hreinsson y K. Jónasson, “Monte Carlo based risk analysis in Hydroelectric Power System Expansion Planning in the presence of uncertainty in project cost and capacity,” *38th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, University of Thessaloniki, septiembre 2003.
- INACAP, *Manual de Análisis y Diseño de Algoritmos*. Chile: Instituto Nacional de Capacitación, 2003.
- INEI, “Glosario básico de términos estadísticos,” Lima: Peru, mayo 2006.
- Investopedia, *Risk* [en línea]. Disponible en: <http://www.investopedia.com> [Consulta: febrero 2013].
- T. James, D. Reeve, y S. Dehghan, *A brief history. Monte Carlo simulation* [en línea]. Disponible en: <http://www.lancs.ac.uk/jamest/Group/intro2.html>. [Consulta: marzo 2013].
- . *What is monte carlo?. Monte Carlo simulation* [en línea]. Disponible en: <http://www.lancs.ac.uk/jamest/Group/intro1.html>. [Consulta: marzo 2013].
- W. Janke, “Pseudo Random Numbers: Generation and Quality Checks,” *Quantum Simulations of Complex Many-Body Systems: From Theory to Algorithms, Lecture Notes, John von Neumann Institute for Computing*, vol. 10, pp. 447 – 458, 2002.
- A. M. Johansen y L. Evers, *Monte Carlo Methods, Lecture Notes*. Bristol: Reino Unido: University of Bristol. Department of Mathematics, 2007.
- X. Jun, P. B. Luh, F. B. White, E. Ni, y K. Kasiviswanathan, “Power Portfolio Optimization in Deregulated Electricity Markets With Risk Management,”

- IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1653 – 1662, noviembre 2006.
- J.-C. Kaltenbach, J. Peschon, y E. H. Gehrig, “A Mathematical Optimization Technique for the Expansion of Electric Power Transmission Systems,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 89, no. 1, pp. 113 – 119, enero 1970.
- R. Konidena, *Reliability (LOLE) Evaluation for Generation and Transmission Adequacy*. MidwestISO, 2010.
- T. D. la Torre, J. W. Feltes, T. G. S. Roman, y H. M. Merrill, “Deregulation, privatization, and competition: Transmission planning under uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 2, pp. 460 – 465, mayo 1999.
- G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, y A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938 – 946, mayo 2003.
- G. Latorre-Bayona y I. J. Perez-Arriaga, “CHOPIN, a heuristic model for long term transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 1886 – 1894, noviembre 1994.
- C. W. Lee, S. K. K. Ng, J. Zhong, y F. F. Wu, “Transmission Expansion Planning From Past to Future,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*, pp. 257 – 265, noviembre 2006.
- W. Li, *Risk Assessment of Power Systems*. Estados Unidos de América: Wiley-Interscience, 2005.
- W. Li, Y. Mansour, J. K. Korczynski, y B. J. Mills, “Application of transmission reliability assessment in probabilistic planning of BC Hydro Vancouver South

- Metro system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 2, pp. 964 – 970, 1995.
- M.L.V. Lisboa, L.G. Marzano, C.H.M. Sabóia, M.E.P. Maceira y A.C.G. Melo, “A mixed-integer programming model for long term generation expansion planning of the brazilian system,” *16th Power Systems Computation Conference, Glasgow, Scotland*, pp. 1 – 7, julio 2008.
- Liu y Min, “Energy allocation with risk management in electricity markets,” Ph.D. dissertation, Pokfulam: Hong Kong, 2004.
- Z. D. M. Lu y T. Saha, “A Framework for Transmission Planning in a Competitive Electricity Market,” *2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition. Asia and Pacific. Dalian, China*, 2005.
- S. Luke, *Essentials of Metaheuristics* [en línea]. Lulu. Disponible en: <http://Cs.Gmu.Edu/~sean/book/metaheuristics/>. [Consulta: marzo 2013]
- R. Martínez, *Diseño de una metodología para el análisis de riesgo en la expansión de los servicios de llamada y mensajería de texto en un sistema móvil celular*. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, abril 2009.
- N. Metropolis, “The beginning of the Monte Carlo Method,” *Los Alamos Science Special Issue*, pp. 125 – 130, 1987.
- V. Miranda y L. M. Proenca, “Probabilistic choice vs. Risk analysis-conflicts and synthesis in power system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 1038 – 1043, agosto 1998.
- , “Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 643 – 648, mayo 1998.

- MIT Energy Initiative, *The Future of the Electric Grid. An Interdisciplinary MIT Study* [en línea]. Massachusetts Institute of Technology. Disponible en: <http://mitei.mit.edu>. [Consulta: febrero 2013].
- D. Montgomery, *Diseño y Análisis de Experimentos*, 2da ed. Mexico: Editorial Limusa, 2004.
- A. Monticelli, A. Santos, M. V. F. Pereira, S. H. Cunha, B. J. Parker, y J. C. G. Praca, “Interactive Transmission Network Planning Using a Least-Effort Criterion,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 101, no. 10, pp. 3919 – 3925, 1982.
- F. Murphy y Y. Smeers, “Generation Capacity Expansion in Imperfectly Competitive Restructured Electricity Markets,” *Operations Research*, vol. 4, no. 53, pp. 646 – 661, 2005.
- J. Nelder y R. Mead, “A simplex method for function minimization,” *The Computer Journal*, vol. 7, pp. 308 – 313, 1965.
- N. Newham, “Power System Investment Planning using Stochastic Dual Dynamic Programming,” Ph.D. dissertation, Christchurch: Nueva Zelanda: University of Canterbury, abril 2008.
- A. Nieto, *¿qué es la inflación?* [en línea]. Disponible en: <http://www.elblogsalmon.com/conceptos-de-economia/que-es-la-inflacion>. [Consulta: marzo 2013].
- M. V. F. Pereira, L. M. V. Pinto, S. H. F. Cunha, y G. C. Oliveira, “A Decomposition Approach To Automated Generation/Transmission Expansion Planning,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 104, no. 11, pp. 3074 – 3083, noviembre 1985.

- M. Ramos, *Diseño de una metodología para evaluar la expansión de un sistema de potencia*. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela, mayo 2012.
- A. Ramos, I. J. Perez-Arriaga, y J. Bogas, “A nonlinear programming approach to optimal static generation expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 1140 – 1146, agosto 1989.
- S. Raychaudhuri, “Introduction to Monte Carlo Simulation,” *Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference*, 2008.
- R. Rodríguez y A. Gámez, *Investigación Operativa. Teoría, Ejercicios y Prácticas con Ordenador*, septiembre 2002.
- R. Romero, R. A. Gallego, y A. Monticelli, “Transmission system expansion planning by simulated annealing,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 1, pp. 364 – 369, febrero 1996.
- R. Rosales, *La Formulación y la Evaluación de Proyectos con énfasis en el sector agrícola*, 1ra ed. Editorial de la Universidad Estatal a Distancia, 2005.
- SBIF, *¿qué son las opciones?* [en línea]. Disponible en: <http://www.bancafacil.cl/bancafacil/>. [Consulta: marzo 2013].
- S. Sen, L.Yu, y T. Genc, “Decision Aids for Scheduling and Hedging (DASH) in Deregulated Electricity Markets: A Stochastic Programming Approach to Power Portfolio Optimization,” *Proceedings of the 2002 Winter Simulation Conference*, 2002.
- H. Smit y L. Ankum, “A real options and game-theoretic approach to corporate investment strategy under competition,” *Financial Management*, vol. 3, no. 22, pp. 241 – 250, 1993.
- G. Strang, *Linear Algebra and its Applications*, 4ta ed. Brooks Cole India, 2005.

- C. T. Su y G. R. Lii, "Power System Capacity Expansion Planning Using Monte Carlo Simulation and Genetic Algorithm," *MODSIM 1997 International Congress on Modelling and Simulation. Modelling and Simulation Society of Australia and New Zealand.*, pp. 1450 – 1455, diciembre 1997.
- W. Sullivan, E. Wicks, y J. Luxhoj, *Ingeniería Económica de DeGarmo*, 12ma ed., Pearson Educación, 2004.
- R. C. G. Teive, E. L. Silva, y L. G. S. Fonseca, "A cooperative expert system for transmission expansion planning of electrical power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, pp. 636 – 642, mayo 1998.
- F. Tercero, *Sistemas multiagente* [en línea]. Disponible en: archivo de <http://coevolucion.net>. [Consulta: febrero 2013].
- G. Unger, *Hedging Strategy and Electricity Contract Engineering*. Zurich: Swiss Federal Institute of Technology Zürich, a dissertation submitted to the Swiss Federal Institute of Technology Zürich for the degree of Technical Sciences (DScTech), 2002.
- Universidad de Sevilla, *Guía del Departamento de Ecuaciones Diferenciales y Análisis Numérico. Asignatura Programación Científica*, 2009.
- J. Urrutia, *Planificación de la Expansión de Sistemas Eléctricos vía Descomposición de Benders*. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias Mención en Electricidad, 1995.
- R. Villasana, L. L. Garver, y S. J. Salon, "Transmission Network Planning Using Linear Programming," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS - 104, no. 2, pp. 349 – 356, febrero 1985.

- G.Walker, *The first atomic search. trinity atomic web site* [en línea]. Disponible en: <http://www.cddc.vt.edu/host/atomic/trinity/trinity1.html>. [Consulta: febrero 2013].
- R. Walpole y R. Myers, *Probabilidad y Estadística para Ingenieros*, 2da ed. Interamericana, 1984.
- wiseGEEK, *What is customer value?* [en línea]. Disponible en: <http://www.wisegeek.com/what-is-customer-value.htm>. [Consulta: marzo: 2013].
- H. K. Youssef y R. Hackam, “New transmission planning model,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 1, pp. 9 – 18, febrero 1989.
- Z. Yu, “A spatial mean-variance MIP model for energy market risk analysis,” *Energy Economics*, vol. 25, pp. 255 – 268, 2002.
- J. Zhu y M.-Y. Chow, “A review of emerging techniques on generation expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 4, pp. 1722 – 1728, noviembre 1997.