



---

---

**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**  
**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE  
LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN  
AMBIENTES DESREGULADOS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD  
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**P R E S E N T A:**

**SERGIO DÍAZ TELLO**



**MÉXICO D.F., ENERO DE 2006**



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**  
COORDINACION GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACION

**CARTA CESION DE DERECHOS**

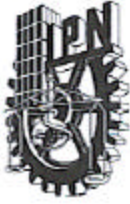
En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 10 del mes de Enero del año 2006, el (la) que suscribe Sergio Díaz Tello alumno(a) del Programa de Maestría en Ciencias con Especialidad en Ingeniería Eléctrica con número de registro B011081, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor(a) intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Ricardo O. Mota Palomino y cede los derechos del trabajo intitulado: HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Éste puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: Ahuehuete, 69-404, Valle de Ecatepec, Ecatepec de Morelos, Estado de México, C.P. 55119.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

---

Sergio Díaz Tello  
Nombre y firma



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
SECRETARIA DE INVESTIGACION Y POSGRADO**

*ACTA DE REVISION DE TESIS*

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 25 del mes de Noviembre del 2005 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E. para examinar la tesis de grado titulada:

**“HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN  
EN AMBIENTES DESREGULADOS”**

Presentada por el alumno:

**DÍAZ**

Apellido paterno

**TELLO**

Apellido materno

**SERGIO**

Nombre(s)

Con registro: 

B	0	1	1	0	8	1
---	---	---	---	---	---	---

Aspirante al grado de:

**MAESTRO EN CIENCIAS**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACION DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

**LA COMISION REVISORA**

Director de tesis

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO  
Segundo Vocal

M. EN C. MIGUEL ANGEL ÁVILA ROSALES  
Secretario

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SADRAS  
Tercer Vocal

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER  
Suplente

M. EN C. JESUS REYES GARCÍA

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

*[Signature]*

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



# AGRADECIMIENTOS

## RESUMEN

La desregulación del sector eléctrico introduce una serie de incertidumbres que dificultan el proceso de planeación de la transmisión. En esta tesis se desarrolla una herramienta para la determinación de alternativas óptimas de expansión de la red, ante la existencia de incertidumbres en la ubicación y en la capacidad de nuevas unidades generadoras.

La herramienta consiste en la generación de un módulo de análisis para la comparación de alternativas de expansión, definidas con base a la identificación de nodos y derechos de vía débiles. Las alternativas de expansión son analizadas en un conjunto de escenarios de generación estratégicos definidos en forma aleatoria, que reflejan la evolución del mercado eléctrico. Se asume que cada escenario de generación tiene la misma probabilidad de ocurrencia.

La comparación de las alternativas de expansión se realiza mediante la evaluación de la confiabilidad del sistema por medio de simulación Monte Carlo. Se utiliza la técnica de muestreo de transición de estados del sistema, la cual permite obtener exactamente los índices de frecuencia y duración. Se incorpora el análisis de costos y la evaluación de la confiabilidad de manera cuantitativa en una misma estructura, a través de la determinación de los costos por interrupción. El análisis del impacto de las interrupciones del servicio en los usuarios se realiza mediante la utilización de Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF), que son incluidas en un algoritmo de aplicación de medidas correctivas para simular tiro de carga en forma controlada, con el objetivo de aliviar sobrecargas en líneas de transmisión. El costo global de los planes de expansión se calcula como la suma de los costos por interrupción, los costos de generación y los costos de inversión.

Finalmente, los costos globales de cada alternativa de expansión en cada escenario de generación, son filtrados por medio de un esquema de análisis denominado modelo de *arrepentimientos*, que permite minimizar el riesgo de las alternativas propuestas y determinar un plan de expansión óptimo.

La aplicación de la herramienta propuesta es ilustrada mediante la utilización de dos sistemas de prueba: el sistema de prueba modificado por el autor (MSDT) y el Sistema de Prueba para Estudios de Confiabilidad del IEEE Modificado (MRTS). Ambos sistemas han sido desarrollados a partir del Sistema de Prueba para Estudios de Confiabilidad del IEEE (IEEE RTS).

# ABSTRACT

Deregulation of the electric sector introduces a series of uncertainties that make the transmission planning process hard to do. In this thesis, a tool for determination of optimal expansion plans which considers the existence of uncertainties in the location and size of new generating units is developed.

The tool consists on the generation of an analysis module for comparison of expansion plans, defined through the identification of weak nodes and rights of way. The expansion plans are analyzed in a group of strategic generation scenarios randomly defined, which reflect the evolution of the electric market. It is assumed that each generation scenario has the same occurrence probability.

The comparison of the expansion plans is carried out through the reliability assessment of the power system using Monte Carlo simulation. A system state transition sampling technique is used, which allows to obtain the indexes of frequency and duration exactly. The analysis of costs and quantitative reliability evaluation are incorporated in oneself structure, through the determination of interruption costs. The analysis of the impact of service interruptions is carried out by means of the use of Bus Composite Customer Damage Functions (CCDF), which are included in a corrective actions algorithm to simulate controlled load curtailment to eliminate overloads in transmission lines. The global cost of the expansion plans is calculated as the sum of the interruption costs, the generation costs and the investment costs.

Finally, the global costs of each expansion plan in each generation scenario are filtered using an analysis scheme called regrets model, which allows to minimize the risk of proposed plans and to determine an optimal expansion plan.

The application of the proposed tool is illustrated using two test systems: the test system modified by the author (MSDT) and the Modified IEEE Reliability Test System (MRTS). Both systems have been developed starting from the IEEE Reliability Test System (IEEE RTS).

# TABLA DE CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1. GENERALIDADES</b>	<b>15</b>
1.1	INTRODUCCIÓN. 15
1.2	OBJETIVO. 17
1.3	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA. 17
1.4	JUSTIFICACIÓN. 18
1.5	ESTADO DEL ARTE. 19
1.5.1	MODELOS DETERMINÍSTICOS. 19
1.5.2	MODELOS PROBABILÍSTICOS. 20
1.5.3	PLANEACIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS. 21
1.6	APORTACIONES. 22
1.7	ESTRUCTURA DE LA TESIS. 22
<b>CAPÍTULO 2. MODELOS DE PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN</b>	<b>24</b>
2.1	OBJETIVO DE LA PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN. 24
2.2	DIVISIÓN DEL PROCESO DE PLANEACIÓN DE ACUERDO AL PERIODO ANALIZADO. 24
2.2.1	PLANEACIÓN A CORTO PLAZO. 24
2.2.2	PLANEACIÓN A MEDIANO PLAZO. 25
2.2.3	PLANEACIÓN A LARGO PLAZO. 25
2.3	MODELOS DETERMINÍSTICOS. 25
2.3.1	MODELOS DE OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA. 25
2.3.2	MODELOS HEURÍSTICOS. 25
2.4	MODELOS PROBABILÍSTICOS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD. 26
2.4.1	DEFINICIÓN DE CONFIABILIDAD. 26
2.4.2	NIVELES JERÁRQUICOS DE CONFIABILIDAD (MODELO TRADICIONAL). 27
2.4.3	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN AMBIENTES DESREGULADOS. 28
2.5	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. 28
2.5.1	DEFINICIÓN DE ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. 28
2.5.2	ALGORITMO BÁSICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN. 29
2.5.2.1	SELECCIÓN DE ESTADOS. 30
2.5.2.2	EVALUACIÓN DEL ESTADO SELECCIONADO. 30
2.5.2.3	ACTUALIZACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD. 31
2.5.2.4	VERIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE TÉRMINO O DE LA CONVERGENCIA DEL ALGORITMO. 32
2.5.3	MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE ESTADOS. 32
2.5.3.1	ENUMERACIÓN DE ESTADOS. 32
2.5.3.2	SIMULACIÓN MONTE CARLO. 34

---

### **CAPÍTULO 3. ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS 37**

3.1	COMPETENCIA, DESREGULACIÓN, REESTRUCTURACIÓN, PRIVATIZACIÓN Y ACCESO ABIERTO.	37
3.2	ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA BAJO UN ESQUEMA DESREGULADO.	38
3.3	MODELOS DE COMPETENCIA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.	39
3.3.1	SISTEMAS VERTICALMENTE INTEGRADOS.	39
3.3.2	MODELO DE UN COMPRADOR.	39
3.3.3	COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA.	40
3.3.4	COMPETENCIA EN TODO EL MERCADO.	42
3.4	OPERADOR DEL SISTEMA Y OPERADOR DEL MERCADO.	43
3.4.1	POOLCO O AGENTE COMPRADOR.	43
3.4.2	INTERCAMBIO BILATERAL.	44
3.4.3	INTERCAMBIO DE ENERGÍA (POWER EXCHANGE).	44
3.5	REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.	44
3.5.1	CONDICIONES DE ACCESO.	45
3.5.2	ASIGNACIÓN DE TARIFAS Y RETRIBUCIÓN A LOS PROPIETARIOS.	45
3.5.3	EXPANSIÓN DEL SISTEMA.	45
3.5.4	MÉTODOS DE CONTRATACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.	46
3.5.5	PROPIEDAD Y CONTROL DE LA TRANSMISIÓN.	46

### **CAPÍTULO 4. PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS: LA HERRAMIENTA PROPUESTA 47**

4.1	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA PROPUESTA.	47
4.2	SIMULACIÓN MONTE CARLO: MÉTODO DE TRANSICIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA.	51
4.2.1	ÍNDICES DE FRECUENCIA.	51
4.2.2	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.	52
4.2.3	EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE EL MÉTODO DE TRANSICIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA.	53
4.2.4	OBTENCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.	55
4.2.4.1	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE PROBLEMAS.	55
4.2.4.2	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR TIRO DE CARGA.	56
4.2.5	ÍNDICES ANUALIZADOS E ÍNDICES ANUALES.	57
4.3	INCLUSIÓN DE LA RELACIÓN COSTO – BENEFICIO EN EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.	58
4.3.1	DEFINICIÓN DEL CONCEPTO COSTO - BENEFICIO.	58
4.3.2	FUNCIONES DE DAÑO AL CONSUMIDOR.	59
4.3.3	MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL COSTO POR INTERRUPCIÓN.	61
4.3.4	OBTENCIÓN DE ÍNDICES EN EL ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS.	64
4.4	MODELO DE ARREPENTIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.	65
4.5	ARCHIVOS DE ENTRADA – SALIDA.	68

---



---

<b>CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO</b>	<b>70</b>
5.1 SISTEMA DE PRUEBA MSDT.	70
5.1.1 IDENTIFICACIÓN DE VIOLACIONES OPERATIVAS.	70
5.1.2 ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y EVALUACIÓN COSTO – BENEFICIO.	75
5.1.3 DETERMINACIÓN DE ALTERNATIVAS ÓPTIMAS DE EXPANSIÓN.	84
5.2 SISTEMA DE PRUEBA MRTS.	90
<b>CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>97</b>
6.1 CONCLUSIONES.	97
6.2 APORTACIONES DE LA TESIS.	98
6.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.	98
<b>REFERENCIAS</b>	<b>100</b>
<b>APÉNDICE A. MÉTODO DE LEMKE</b>	<b>105</b>
<b>APÉNDICE B. SISTEMAS DE PRUEBA</b>	<b>107</b>
B.1 SISTEMA DE PRUEBA MSDT.	107
B.1.1 MODELO DE CARGA ANUAL.	108
B.1.2 DATOS DE GENERACIÓN.	110
B.1.3 DATOS DE CARGA.	111
B.1.4 PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	111
B.1.5 ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN.	112
B.1.6 DATOS ESTOCÁSTICOS.	113
B.2 SISTEMA DE PRUEBA MRTS.	115
B.2.1 MODELO DE CARGA ANUAL.	115
B.2.2 DATOS DE GENERACIÓN.	115
B.2.3 DATOS DE CARGA.	115
B.2.4 PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	118
B.2.5 ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN.	118
B.2.6 DATOS ESTOCÁSTICOS.	118
<b>APÉNDICE C. CÓDIGO DEL PROGRAMA</b>	<b>119</b>
C.1 PROESCON (CÓDIGO FUENTE).	119
C.2 MONCARLO (CÓDIGO FUENTE).	122

---

---

**APÉNDICE D. DESCRIPCIÓN DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA - SALIDA 128**

D.1	ARCHIVOS DE ENTRADA.	128
D.1.1	DATOS DEL SISTEMA (AAA.DAT).	128
D.1.2	CURVAS DE COSTOS DE GENERADORES (AAA.CUR).	130
D.1.3	FUNCIONES NODALES DE DAÑO AL CONSUMIDOR COMPUESTAS (CCDF.DAT).	131
D.1.4	ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA RED (ALTERNA.DAT).	132
D.1.5	OPCIONES DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN (GENERA.DAT).	133
D.1.6	CURVAS DE COSTOS DE GENERADORES DE LAS OPCIONES DE GENERACIÓN (GENERAC.DAT).	133
D.2	ARCHIVOS DE SALIDA.	134
D.2.1	IDENTIFICACIÓN DE VIOLACIONES OPERATIVAS (PROBLEMAS.SAL).	134
D.2.2	ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y EVALUACIÓN DEL COSTO - BENEFICIO (TIROCAR.SAL).	135
D.2.3	OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED (ALTOPTI.SAL).	137

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

$\beta$	Coeficiente de Variación.
?	Tasa de Transición.
AEGC	Costo de Generación Anual.
AGC	Costo Global Anual de Transmisión de Energía.
AIC	Costo de Inversión Anual.
CCDF	Funciones de Daño al Consumidor Compuestas.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
D	Duración de Estado.
Disco	Empresa de Distribución.
E(F)	Índice de Confiabilidad.
EDNS	Demanda Esperada no Suministrada.
EENS	Energía Esperada no Suministrada.
EFLC	Frecuencia Esperada del Tiro de Carga.
EIC	Costo Esperado por Interrupción.
F(x)	Función de Prueba para el estado x.
Genco	Empresa Generadora.
IEAR	Tasa de Energía Interrumpida.
IPP	Productor Independiente de Energía.
ISO	Operador Independiente del Sistema.
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
MRTS	Sistema de Prueba para Estudios de Confiabilidad del IEEE Modificado.
MSDT	Sistema de Prueba Modificado por el Autor.
MTTR	Tiempo Medio de Reparación.
PLC	Probabilidad de Tiro de Carga.
PX	Empresa de Intercambio de Energía.
Resco	Empresa Vendedora de Energía.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
TFCP	Problemas de Convergencia en el Estudio de Flujos.
TFF	Violaciones de Flujos de Potencia en Líneas de Transmisión.
TFQ	Violaciones en Límites de Potencia Reactiva en Nodos Generadores.
TFV	Violaciones en Límites de Voltajes Nodales.
TPEL	Aparición de Nodos de Carga Aislados.
Transco	Empresa de Transmisión.
x	Estado del Sistema de Transmisión.

# ÍNDICE DE TABLAS

<u>Tabla 2.1</u>	Modelo parcial de probabilidades de falla de elementos de transmisión para el sistema de cuatro circuitos.	34
<u>Tabla 4.1</u>	Función de Daño al Consumidor Compuesta típica.	60
<u>Tabla 4.2</u>	Ejemplo para la formación de la matriz de arrepentimientos.	67
<u>Tabla 4.3</u>	Archivos de entrada.	68
<u>Tabla 4.4</u>	Archivos de salida.	69
<u>Tabla 5.1</u>	Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.	71
<u>Tabla 5.2</u>	Resultados del estudio anual en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.	73
<u>Tabla 5.3</u>	Comparación del estudio anualizado y el estudio anual en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.	74
<u>Tabla 5.4</u>	Resultados del estudio anualizado en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT.	75
<u>Tabla 5.5</u>	Estados analizados para evaluar la respuesta del algoritmo de tiro de carga.	77
<u>Tabla 5.6</u>	Corte de carga en el primer estado analizado.	77
<u>Tabla 5.7</u>	Corte de carga en el segundo estado analizado.	78
<u>Tabla 5.8</u>	Resultados del estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT.	81
<u>Tabla 5.9</u>	Comparación del estudio anualizado y el estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad para el sistema MSDT.	84
<u>Tabla 5.10</u>	Alternativas de expansión propuestas para el sistema MSDT.	85
<u>Tabla 5.11</u>	Opciones de generación para el sistema MSDT.	85
<u>Tabla 5.12</u>	Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión para el sistema MSDT.	87
<u>Tabla 5.13</u>	Costos Globales Anuales para incrementos de carga del 2, 5 y 10% para el sistema MSDT.	89
<u>Tabla 5.14</u>	Arrepentimientos obtenidos para incrementos de carga del 2, 5 y 10% para el sistema MSDT.	90
<u>Tabla 5.15</u>	Contingencias que ocasionan sobrecargas en el sistema MRTS.	91
<u>Tabla 5.16</u>	Energía Esperada no Suministrada en nodos del sistema MRTS.	92
<u>Tabla 5.17</u>	Alternativas de expansión propuestas para el sistema MRTS.	92
<u>Tabla 5.18</u>	Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión para el sistema MRTS.	94
<u>Tabla 5.19</u>	Comparación de índices de sistema obtenidos con la herramienta propuesta con los obtenidos por R. Billinton [19] para el sistema MRTS.	96
<u>Tabla B.1</u>	Demanda semanal en por ciento de la demanda máxima.	108
<u>Tabla B.2</u>	Demanda diaria en por ciento del pico de la demanda semanal.	109
<u>Tabla B.3</u>	Demanda horaria en por ciento del pico de la demanda diaria.	109
<u>Tabla B.4</u>	Datos de generación.	110
<u>Tabla B.5</u>	Límites de potencia reactiva en nodos generadores.	110
<u>Tabla B.6</u>	Datos de carga.	111
<u>Tabla B.7</u>	Parámetros de líneas de transmisión.	111

---

<u>Tabla B.8</u>	Elementos de compensación.	113
<u>Tabla B.9</u>	Tasas de salida forzada.	113
<u>Tabla B.10</u>	Funciones de Daño al Consumidor por Sector.	114
<u>Tabla B.11</u>	Distribución porcentual de carga por sector de consumo.	114
<u>Tabla B.12</u>	Unidades de generación adicionales con respecto al sistema MSDT.	117
<u>Tabla B.13</u>	Límites de potencia reactiva en nodos generadores.	117
<u>Tabla B.14</u>	Datos de carga.	117
<u>Tabla B.15</u>	Elementos de compensación.	118

# ÍNDICE DE FIGURAS

<u>Figura 2.1</u>	Niveles jerárquicos de confiabilidad (Estudio clásico).	27
<u>Figura 2.2</u>	Algoritmo básico para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión.	30
<u>Figura 2.3</u>	(a). Espacio de estados $X$ para el sistema de cuatro circuitos. (b). Espacio de estados $X'$ para el sistema de cuatro circuitos.	33
<u>Figura 3.1</u>	Sistema verticalmente integrado.	40
<u>Figura 3.2</u>	Modelo de un comprador.	41
<u>Figura 3.3</u>	Competencia en el mercado mayorista.	41
<u>Figura 3.4</u>	Competencia en todo el mercado.	42
<u>Figura 4.1</u>	Diagrama de flujo del modelo propuesto.	48
<u>Figura 4.2</u>	Mecanismo de transición de estados de dos componentes.	52
<u>Figura 4.3</u>	Explicación de la técnica de muestreo de transición de estados del sistema.	53
<u>Figura 4.4</u>	Curva de duración de carga.	58
<u>Figura 4.5</u>	Relación costo - beneficio en el análisis de confiabilidad.	59
<u>Figura 4.6</u>	Función de Daño al Consumidor Compuesta típica.	60
<u>Figura 4.7</u>	Matriz de atributos.	67
<u>Figura 4.8</u>	Matriz de arrepentimientos.	68
<u>Figura 5.1</u>	Comportamiento del coeficiente de variación BTFF.	71
<u>Figura 5.2</u>	Violaciones de flujos en líneas de transmisión (TFF) para el sistema MSDT.	72
<u>Figura 5.3</u>	Violaciones de límites de voltajes nodales (TFV) para el sistema MSDT.	72
<u>Figura 5.4</u>	Violaciones de límites de potencias reactivas (TFQ) para el sistema MSDT.	73
<u>Figura 5.5</u>	Comportamiento del coeficiente de variación BEDNS.	75
<u>Figura 5.6</u>	Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas.	77
<u>Figura 5.7</u>	Probabilidad de Tiro de Carga (PLC) para el sistema MSDT.	78
<u>Figura 5.8</u>	Demanda Esperada no Suministrada (EDNS) para el sistema MSDT.	79
<u>Figura 5.9</u>	Frecuencia Esperada del Tiro de Carga (EFLC) para el sistema MSDT.	79
<u>Figura 5.10</u>	Energía Esperada no Suministrada (EENS) para el sistema MSDT.	80
<u>Figura 5.11</u>	Costo Esperado por Interrupción (EIC) para el sistema MSDT.	80
<u>Figura 5.12</u>	Alternativas de expansión y opciones de generación propuestas para el sistema MSDT.	86
<u>Figura 5.13</u>	Costos Globales Anuales de las alternativas de expansión analizadas para el sistema MSDT.	88
<u>Figura 5.14</u>	Alternativas de expansión y opciones de generación propuestas para el sistema MRTS.	93
<u>Figura A.1</u>	Diagrama de flujo del método de Lemke.	105
<u>Figura B.1</u>	Diagrama unifilar del sistema de prueba MSDT.	107
<u>Figura B.2</u>	Diagrama unifilar del sistema de prueba MRTS.	116
<u>Figura D.1</u>	Archivo de salida PROBLEMAS.sal.	135
<u>Figura D.2</u>	Archivo de salida TIROCAR.sal.	136
<u>Figura D.3</u>	Archivo de salida ALTOPTI.sal.	137

# CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

## 1.1. INTRODUCCIÓN.

Durante las últimas décadas, la industria eléctrica en el ámbito mundial ha sufrido cambios graduales motivados por la necesidad de fomentar un crecimiento económico sostenido y mejorar su situación financiera, permitiendo la entrada de capital privado para la construcción de nuevas plantas generadoras, de manera que se atienda confiablemente el crecimiento de la demanda [53,57].

La tendencia de las reformas ha sido la separación de las empresas verticalmente integradas en tres unidades de negocios independientes: generación, transmisión - distribución y comercialización. Aun cuando los modelos implantados varían en la forma en que se lleva a cabo la administración del mercado y del sistema de transmisión, la característica común es el establecimiento de un mercado competitivo en la parte de la generación y la comercialización, manteniendo la operación en forma *monopólica y regulada* de los sistemas de transmisión y distribución [53,54].

Para mantener la operación y el control del sistema de transmisión, la mayor parte de los modelos propuestos han definido un Operador Independiente del Sistema (ISO – Independent System Operator), cuyas decisiones no sean controladas por los participantes del mercado, y cuya participación permita coordinar el funcionamiento del sistema en forma integrada, operarlo de manera económica y confiable y garantizar la competencia justa entre todos los usuarios potenciales de la red, permitiendo el libre acceso a la red de transmisión [53-55].

A pesar de las discusiones políticas y las dificultades operativas que conlleva la apertura del mercado eléctrico, se pueden citar ventajas importantes, como la disminución de los costos en la venta de energía provocada por los modelos de competencia; la disminución, al menos en teoría, de las tarifas eléctricas y nuevos servicios; la inclusión de nuevas tecnologías para mejorar el servicio eléctrico y la posibilidad de que los consumidores elijan la opción de compra de energía que más les convenga, por lo que los participantes deben ofrecer mayores niveles de confiabilidad para garantizar su permanencia en el mercado [53,54].

En términos generales, los principios y técnicas aplicadas en el proceso de desregulación de la industria eléctrica son similares a los utilizados en cualquier sector industrial. No obstante, la energía eléctrica posee características que requieren especial atención: la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, las variaciones en la demanda son pronunciadas a lo largo del día y en distintas épocas del año, el flujo de potencia a través de la red es gobernado por las leyes de Kirchhoff y se requiere de dispositivos muy sofisticados y muy costosos para controlarlo; pero sobretodo, la transferencia de potencia a través de la red está limitada por la capacidad térmica de los conductores, por los voltajes de la red y por cuestiones de estabilidad [57].

La capacidad para mantener al sistema dentro de sus límites, o evitar el fenómeno conocido como *congestión* de la red, es uno de los problemas que ha tomado mayor

interés en los sistemas desregulados. En los sistemas eléctricos tradicionales, la congestión de la red implica modificar la potencia de salida de los generadores para mantener la seguridad del sistema, aún cuando se presenten desviaciones con respecto al despacho económico. En los sistemas desregulados, el operador del sistema debe ser capaz de mantener la seguridad y la confiabilidad de la red sin perjudicar la eficiencia del mercado [57]. Por ejemplo, considere un sistema con dos zonas, A y B, con capacidad de generación ilimitada y cargas iguales, unidas mediante un enlace de transmisión sin límites de transferencia de potencia. Suponga que el costo de la generación en la zona A es menor que el de la zona B. En este caso, la generación de la zona A sería capaz de alimentar su carga local y la carga de la zona B mediante la utilización de la red de transmisión. Los consumidores de la zona B se verían beneficiados al obtener la energía más barata ofrecida en el mercado. Considere ahora el caso en el que la capacidad de transferencia de potencia del enlace está limitada. Si la demanda de la zona B es mayor que este límite, los consumidores de esta zona se verían obligados a pagar al generador de la zona B un costo mayor. De esta manera, los límites en la red de transmisión conducirían a la ineficiencia del mercado.

Ante la presencia de contingencias, el problema de la congestión de la red se complica aún más. Si los generadores no son capaces de ajustar sus potencias de salida para mantener la seguridad de la red, el último recurso es la desconexión de carga, lo que incrementaría la ineficiencia del mercado. La solución a estos problemas es la definición de mecanismos para el manejo de congestiones de red; la definición de reglas claras que no comprometan al sistema por las acciones de los participantes; y la expansión de la red, de manera que tanto los generadores, la empresa de transmisión y los consumidores se vean beneficiados [57].

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) también ha experimentado cambios estructurales importantes tendientes a alterar la naturaleza vertical del sistema tradicional, motivados por la necesidad de aprovechar fuentes y mecanismos de financiamiento extrapresupuestarios [62]. En 1992, se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) con el propósito de permitir una mayor participación de los particulares en la generación de energía eléctrica a través de la modalidad de Productor Independiente (generación de energía con capacidad mayor de 30 MW destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) o a la exportación). La creación de esta modalidad tuvo como objetivo continuar con la expansión del sistema, permitiendo al Estado canalizar los recursos disponibles a otras obras de beneficio social y reducir la carga financiera que implica el crecimiento dinámico del sector eléctrico [58]. A diciembre de 2004, la capacidad instalada por productores independientes representó aproximadamente el 14% de la capacidad total instalada en el país, y se espera que en 2014, la participación de los privados represente el 54.1% del total de los requerimientos de inversión. El 66.3% de la capacidad adicional comprometida o en construcción para el periodo 2005-2014, está considerada bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE), y se espera que la mayor parte de los proyectos de capacidad adicional no comprometida sean susceptibles de satisfacerse mediante inversiones del sector privado [58]. El incremento de productores independientes ha originado un crecimiento de la capacidad instalada total a razón del 5% anual [58], lo que ha provocado problemas de congestiones de red, como consecuencia de la falta de coordinación entre los procesos de expansión de la transmisión y la generación [59].

Por otra parte, en el año de 1999, el Ejecutivo Federal presentó ante las Cámaras Legislativas una propuesta de reforma estructural de la industria eléctrica consistente en



la desintegración de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en empresas de generación, transmisión y distribución, con el objetivo de establecer un mecanismo que garantizara el flujo de capitales para asegurar el desarrollo del sector eléctrico. La propuesta planteaba el establecimiento de un Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional responsable de la administración de la red troncal y el manejo del mercado de electricidad, la concesión a particulares de las redes de transmisión y distribución, y la transferencia de los activos de generación con el fin de respaldar los compromisos financieros del Estado. La propuesta fue rechazada por la Cámara de Senadores, después de encontrar una serie de debilidades que quedaban sin solución. No obstante, se ha mantenido el interés por rediscutir las necesidades de reforma, buscando conservar la administración de la red de transmisión y la propiedad de los activos de generación en manos del Estado. De esta manera, en el año 2002, el Ejecutivo Federal presentó una nueva propuesta de reestructuración, que implicaba cambios en la Constitución y en la LSPEE, así como la creación de una nueva Ley Orgánica de la CFE. Los lineamientos de la reforma establecían la búsqueda del fortalecimiento de la CFE y el respeto a los derechos laborales, el establecimiento del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como órgano descentralizado, una reestructuración tarifaria de consumo y porteo, el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, el desarrollo de contratos de largo plazo entre autoconsumidores y productores privados y CFE, la introducción de comercializadores para hacer más eficiente la colocación de la oferta y la demanda, la planeación centralizada por la Secretaría de Energía, el establecimiento de un marco jurídico claro con papel central de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y la promoción de la inversión en la explotación de recursos renovables [62].

En conclusión, la intención de las reformas del Sector Eléctrico Mexicano ha sido el establecimiento de un mercado mayorista de grandes consumidores y productores independientes, buscando el perfeccionamiento de las estructuras y procedimientos utilizados.

## **1.2. OBJETIVO.**

El objetivo de esta tesis consiste en desarrollar una herramienta basada en un modelo de confiabilidad probabilístico, que permita evaluar alternativas de expansión de la red de transmisión ante la existencia de incertidumbres en la ubicación y en la capacidad de nuevos elementos de generación, con la finalidad de obtener planes de expansión robustos.

## **1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.**

Hasta finales de la década de 1980, la mayor parte de las compañías eléctricas en todo el mundo operaban bajo el modelo del sistema verticalmente integrado, compuesto por tres sectores básicos: generación, transmisión y distribución [57]. Los planes de expansión de la transmisión se elaboraban en coordinación con los planes de expansión de la generación, y en respuesta al crecimiento gradual de la demanda. La expansión de la transmisión se realizaba generalmente mediante modelos determinísticos, en donde se consideraban escenarios severos y creíbles y se buscaba minimizar los costos esperados de inversión y operación, sujetos a restricciones técnicas y económicas. Actualmente, en la mayoría de los países desarrollados y en algunos países en vías de desarrollo, la

---

mayor parte de las nuevas centrales generadoras es construida por productores independientes o por una unidad de negocios de generación aislada. La red de transmisión debe permitir el libre acceso de los elementos de generación y garantizar que las transacciones de energía se realicen en forma económica, confiable y justa [40,41].

Como resultado del proceso de competencia en la generación, y debido a la restricción en el flujo de información entre la planificación de la generación y la planificación de la transmisión, impuesta por estrategias de mercado o por ley, la incertidumbre en la ubicación y en la capacidad de nuevas unidades generadoras se incrementa [43,44,61]. Esta incertidumbre proviene al menos de dos fuentes. La primera es aplicable a planes de expansión de la generación *normativos*, donde es posible que algunas de las premisas usadas para desarrollar el plan inicial se modifiquen con el tiempo; por ejemplo, el cambio en la disponibilidad de combustibles en un área determinada. La segunda es aplicable a planes de expansión de la generación *indicativos*, cuya probabilidad de ser desarrollados utilizando capital privado, en la localización y con la capacidad económicamente más atractivos, es incierta [61]. Por esta razón, la incertidumbre asociada a la inversión de los productores privados es un reto en el desarrollo de estrategias de planeación [59].

## 1.4. JUSTIFICACIÓN.

Las tendencias actuales para la planeación del sistema de transmisión en ambientes desregulados deben integrar los diversos enfoques y condicionantes que impone la separación del sistema eléctrico en negocios independientes.

Anteriormente, los planes de expansión de la generación y la transmisión se hacían en forma coordinada. Con la desregulación del sector eléctrico, la planeación de la transmisión a largo plazo debe incluir una amplia gama de posibles adiciones y retiros de unidades generadoras del sistema, las cuales están fuera del control del planificador de la transmisión. Los modelos y las herramientas de planeación convencionales deben adaptarse a las nuevas condiciones y necesidades, en donde es necesario considerar el conjunto de condiciones futuras posibles sobre una base probabilística. Los elementos estocásticos a considerar dentro del proceso de planeación deben incluir las proyecciones en el crecimiento de la demanda y la ubicación y la capacidad de los nuevos elementos de generación. El objetivo fundamental debe ser la generación de los planes de expansión de la transmisión que proporcionen el mayor beneficio al menor costo, dentro del conjunto de condiciones futuras posibles [43,44].

En México, la expansión de la red se realiza de acuerdo con los requerimientos de confiabilidad y con la finalidad de integrar los nuevos elementos de generación al sistema para cubrir el crecimiento de la demanda. No obstante, existe una necesidad creciente de enfocar las decisiones de inversión en cuestiones de carácter económico, aunadas a los beneficios obtenidos por la confiabilidad de la red [59]. Por otra parte, es necesario reducir el impacto en el sistema de transmisión producido por las necesidades de desarrollo de los productores de energía [59], por lo que la evaluación del costo – beneficio de los planes de expansión, dentro de un conjunto factible de escenarios de generación, podría reforzar los estándares de planeación actuales y aumentar la eficiencia del proceso.

---

## 1.5. ESTADO DEL ARTE.

La revisión del estado del arte de la planeación de la expansión de la transmisión que se presenta a continuación, pretende identificar el proceso evolutivo que han sufrido los modelos, técnicas y herramientas desarrolladas para resolver este problema. Por esta razón, la mayor parte de las publicaciones contenidas en las referencias han sido ordenadas por partes y en orden cronológico. Como podrá observarse, las distintas metodologías tienden hacia la aplicación de herramientas de análisis y manejo estocástico de datos, lo cual ha sido motivado primordialmente por los mecanismos de reforma que ha sufrido el sector eléctrico a nivel mundial y por la gran cantidad de incertidumbres que pueden incorporarse al analizar el sistema.

La revisión se ha dividido en tres partes. La primera contiene algunos de los trabajos más representativos que se han publicado sobre modelos de planificación determinísticos. En la segunda parte se muestran algunas publicaciones en materia de confiabilidad del sistema compuesto (generación - transmisión). Finalmente, en la tercera parte se describen algunas de las publicaciones revisadas sobre planeación de la transmisión en ambientes desregulados.

### 1.5.1. MODELOS DETERMINÍSTICOS.

En el enfoque determinístico, el índice de comparación global de las alternativas de expansión se resume al costo actualizado de cada una de ellas, asumiéndose que los beneficios son equivalentes. Esta hipótesis atiende a estándares rígidos de calidad, por lo que, por lo menos en lo que se refiere a la operación en condiciones normales o durante la primera contingencia, la cantidad y la calidad de energía disponible para su consumo (beneficio) sería idéntica para cada una de las alternativas propuestas. Sin embargo, las restricciones presupuestarias y las contingencias múltiples ocasionan que las alternativas de expansión no sean igualmente sensibles, por lo que es necesario la ponderación de los beneficios reales de cada plan alternativo de expansión, de manera que no se generen distorsiones en la comparación de alternativas de costos próximos o se seleccionen alternativas con costos reales elevados [3].

Las tendencias desarrolladas durante los últimos 30 años en el ámbito de la planeación de la transmisión con criterios determinísticos, se han enfocado a la búsqueda de modelos de optimización que permitan identificar de manera automática la configuración que presenta mayores beneficios en términos económicos. Estos modelos constituyen un intento por sistematizar los aspectos mecánicos del proceso de planeación a través de la utilización de técnicas de optimización [12].

Los modelos de expansión automáticos desarrollados se pueden clasificar en dos tipos:

1. *Modelos de optimización de una etapa o estáticos.* Los modelos de optimización estáticos tienen por objetivo encontrar dónde y qué tipo de equipo debe ser instalado, sin proporcionar la fecha de entrada en operación de los nuevos elementos [1-3]. En estos modelos se han utilizado técnicas de optimización matemática [4-6,8-11] y métodos heurísticos modernos en combinación con técnicas de optimización convencionales [14,15]. Dentro de las técnicas de optimización matemática se ha empleado programación

---

lineal [4,5,9] y programación entera [6,8,10,11] para determinar la secuencia de adiciones de elementos de transmisión. Dentro de los métodos heurísticos modernos se han utilizado técnicas de templado simulado, algoritmos genéticos, búsqueda por tabú [14], programación evolutiva [15], y en trabajos publicados a principios de la década pasada se analizó la posibilidad de utilizar sistemas expertos, sin embargo, su aplicación aun no es muy madura [12,13]. La ventaja de los sistemas expertos es que pueden incluir módulos de interfaces gráficas; manejo, organización y traducción de datos de entrada / salida; análisis de sistemas (flujos de potencia, cortocircuito y estabilidad transitoria) y evaluación económica de las alternativas de expansión [12,13].

2. *Modelos de optimización por fases o dinámicos.* Los modelos de optimización por fases o modelos dinámicos determinan la secuencia de planes de transmisión anuales que proporciona el menor costo durante el periodo analizado, aún cuando se puedan tener costos mayores que los necesarios en un año en particular. En estos modelos se ha recurrido principalmente a la programación dinámica [5,7].

### 1.5.2. MODELOS PROBABILÍSTICOS.

La planeación con enfoque probabilístico pretende agilizar el proceso de formulación y análisis de las alternativas de expansión, sin alterar la naturaleza básica del proceso tradicional. El objetivo de las metodologías probabilísticas es atender la naturaleza aleatoria de la carga, de las fallas de los equipos, de las condiciones hidrológicas, de las disponibilidades energéticas, de los eventos de falla y de las condiciones ambientales, así como analizar las alternativas de expansión en términos del beneficio y del costo total de cada una de ellas. Los costos son representados por los costos de operación, mantenimiento e inversión. Los beneficios incluyen los costos económicos evitados por la reducción de la incidencia de contingencias en el sistema o la reducción de los daños ocasionados por las mismas, la reducción de pérdidas y la optimización en el manejo de combustibles. El enfoque probabilístico permite cuantificar el nivel de riesgo asociado a una determinada configuración o decisión de inversión, a través del cálculo de índices de confiabilidad seleccionados de acuerdo con las características del sistema [3].

Indistintamente, los modelos probabilísticos están estrechamente ligados con los estudios de confiabilidad del sistema eléctrico. Las técnicas desarrolladas en materia de confiabilidad se han encaminado hacia la determinación de la confiabilidad del sistema compuesto [21-38], constituido por las centrales generadoras y la red de transmisión, y se pueden clasificar en dos tipos:

1. *Enumeración de contingencias.* En esta técnica se representa el sistema por medio de modelos matemáticos simplificados y se obtienen los índices de confiabilidad a partir de soluciones analíticas [30]. Algunas de las publicaciones más representativas muestran la obtención de índices de confiabilidad nodales utilizando el principio de probabilidad condicional [21,22]. La aplicación de la enumeración de contingencias surgió en Norte América.

2. *Simulación Monte Carlo.* En esta técnica se obtienen los índices de confiabilidad por medio del muestreo repetido de los datos de entrada [30]. Las referencias [23] y [24] muestran los principios de su aplicación. Las diferencias encontradas en los trabajos que utilizan simulación Monte Carlo radica en la forma de efectuar el muestreo de datos. La referencia [36] muestra una innovación en las técnicas de muestreo empleadas

tradicionalmente en la simulación Monte Carlo y en [38] se describen y se comparan diferentes técnicas de muestreo, incluyendo la descrita en [36]. La aplicación de la simulación Monte Carlo surgió en Europa.

Trabajos adicionales en materia de confiabilidad incluyen la definición de los índices nodales y de sistema necesarios para la evaluación del sistema compuesto [25,26,34]; la descripción de un sistema de prueba para estudios de confiabilidad compuesta, incluyendo un modelo de carga anual y datos determinísticos y estocásticos de unidades generadoras y líneas de transmisión [27]; la definición de los principales aspectos conceptuales: objetivos, criterios, modelado, metodologías, datos necesarios para el estudio, técnicas computacionales [28,29,30,35] y requerimientos básicos enfocados a los estudios de planeación del sistema compuesto [32,33,37]; y la comparación entre las dos técnicas utilizadas para la evaluación de la confiabilidad compuesta: enumeración de contingencias y simulación Monte Carlo [31].

Si bien los modelos probabilísticos surgieron a la par de los modelos determinísticos, el volumen de procesamiento de datos, la dificultad para obtenerlos, la dificultad para la modelación de los fenómenos probabilísticos y el esfuerzo inicial para el análisis y aplicación de sus resultados ha impedido utilizarlos de manera mecánica para la planeación de los sistemas de transmisión reales. No obstante, las reformas energéticas y sus mecanismos requieren que las alternativas de expansión de la transmisión se analicen en términos de su costo - beneficio, por lo que la implantación de modelos basados en la confiabilidad de la red ha surgido como una necesidad, como se muestra en la siguiente sección.

### 1.5.3. PLANEACIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS.

Las publicaciones realizadas en el ámbito de la planeación de la transmisión en ambientes desregulados datan de finales de la década pasada, lo que demuestra que la investigación en esta materia es muy reciente.

Los trabajos elaborados se han enfocado a la identificación de las nuevas necesidades y retos que afronta el proceso de planeación, y se han propuesto algunas soluciones basadas en modelos probabilísticos que permitan analizar el sistema eléctrico como un mercado de energía competitivo [39-51]. Los modelos desarrollados incluyen la definición de escenarios de generación, identificación de refuerzos de la red, estimación de índices de confiabilidad y análisis de costos y beneficios para generar planes de expansión robustos [42,47]; además de la aplicación de curvas de daño al consumidor para la definición de los costos por interrupción [48] y el cálculo de índices de costo por congestiones de red para la selección de los refuerzos de transmisión [49]. Se han propuesto modelos basados en simulación Monte Carlo para el análisis de transacciones bilaterales aleatorias [43]; y en técnicas de enumeración de contingencias para la evaluación de alternativas de expansión, confiabilidad en el diseño de subestaciones e interconexiones [44], y para la evaluación de la confiabilidad del sistema compuesto [45]. Las estrategias de planeación han incluido restricciones técnicas y financieras, aplicables a los sistemas eléctricos de los países subdesarrollados [50].

En México, la investigación desarrollada en el ámbito de la planeación de la transmisión se ha enfocado a la caracterización de los problemas y necesidades del

---

Sistema Eléctrico Nacional (SEN), incluyendo la descripción de los procedimientos actuales y el desarrollo futuro enfocado en las incertidumbres asociadas a los mecanismos de reforma [59,60]. En la referencia [61], se muestra una metodología que contempla las incertidumbres en la localización y capacidad de nuevas plantas generadoras, e incluye un análisis de costos y beneficios para la determinación de planes de transmisión robustos. La propuesta ha sido aplicada al SEN con resultados satisfactorios.

## 1.6. APORTACIONES.

La herramienta desarrollada en esta tesis permite planificar la expansión del sistema de transmisión incorporando dos de las principales incertidumbres que se presentan en los sistemas eléctricos desregulados: la ubicación y la capacidad de nuevas unidades generadoras. La confiabilidad de la red es analizada desde el punto de vista de la reducción de interrupciones al usuario y la reducción del costo por interrupción, y las contingencias originadas en el sistema son definidas en forma estocástica de acuerdo con sus tasas de transición, lo que permite incluir la tendencia aleatoria del comportamiento del sistema. Las alternativas de expansión de la red propuestas son evaluadas buscando el equilibrio entre confiabilidad y economía, lo que garantiza la reducción del riesgo en el proceso de planeación.

## 1.7. ESTRUCTURA DE LA TESIS.

Esta tesis está dividida en seis capítulos. El contenido de cada uno de ellos se describe a continuación.

*Capítulo 1.* Contiene la introducción, objetivo, descripción del problema, justificación y aportaciones del trabajo desarrollado. Se incluye una revisión del estado del arte dividida en tres etapas, que permiten identificar el proceso evolutivo de los modelos y técnicas empleadas en la planeación de la expansión de la transmisión.

*Capítulo 2.* Presenta una revisión conceptual de las características del proceso de planeación de la transmisión. La revisión incluye la descripción de los modelos utilizados en los estudios de planeación: modelos determinísticos y modelos probabilísticos. Finalmente, se describen las etapas del proceso de evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión.

*Capítulo 3.* Presenta una revisión conceptual de los factores que influyen en la administración del sistema de transmisión bajo un mercado eléctrico desregulado. Se incluyen las bases fundamentales para la regulación de la transmisión bajo este contexto.

*Capítulo 4.* Contiene la descripción detallada de la herramienta desarrollada en este trabajo, incluyendo el diagrama de flujo del modelo propuesto. Se describe el proceso de evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión mediante simulación Monte Carlo, utilizando el método de transición de estados del sistema. La descripción incluye la obtención de los índices de confiabilidad. Se presenta el modelo utilizado para el análisis de la relación costo - beneficio, incluyendo el modelo de optimización del costo por

interrupción. Finalmente se muestran las bases del modelo de arrepentimientos utilizado para minimizar los riesgos de los planes de expansión propuestos.

*Capítulo 5.* Se analiza la eficacia de la herramienta propuesta mediante la utilización de dos sistemas de prueba: MSDT y MRTS, ambos desarrollados a partir del Sistema de Prueba para Estudios de Confiabilidad del IEEE (IEEE RTS). Se discuten distintos casos para evaluar cada una de las etapas del algoritmo.

*Capítulo 6.* Se presentan las conclusiones, aportaciones de la tesis y recomendaciones para trabajos futuros.

Adicionalmente, la tesis incluye cuatro apéndices, cuyo contenido se describe a continuación.

*Apéndice A.* Describe la filosofía del método de Lemke, utilizado en la etapa de aplicación de medidas correctivas, por medio de un diagrama de flujo simplificado.

*Apéndice B.* Presenta los datos básicos de los sistemas de prueba utilizados en los estudios presentados. Los datos incluyen las características de los sistemas de transmisión, generación y carga, y datos probabilísticos empleados en la simulación de contingencias y en el modelo de tiro de carga.

*Apéndice C.* Presenta la descripción de las principales rutinas del programa digital desarrollado para la determinación de alternativas óptimas de expansión. Se incluye el código fuente del programa principal y la rutina de simulación Monte Carlo.

*Apéndice D.* Describe los datos utilizados por los archivos de entrada del algoritmo desarrollado, y la información contenida en los archivos de salida.

# **CAPÍTULO 2. MODELOS DE PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

## **2.1. OBJETIVO DE LA PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.**

El objetivo de la planeación de la transmisión es determinar el tipo, el lugar y la fecha de instalación de nuevos elementos (generalmente líneas de transmisión), con el fin de proporcionar una capacidad adecuada en la red, que permita cubrir los requerimientos impuestos por el aumento en la capacidad de generación y en la carga conectada al sistema, manteniendo su confiabilidad y minimizando al mismo tiempo los costos de inversión y de operación [1,2].

En otras palabras, el proceso de planeación consiste en el análisis de un conjunto de alternativas técnicamente factibles, y en la elección de aquella o aquellas que puedan ser implementadas de manera más económica y con el mayor nivel de confiabilidad. Para esto es necesario llevar a cabo una serie de estudios que permitan determinar la reacción del sistema ante contingencias normales y extremas. Los estudios realizados pueden incluir flujos de potencia, flujos óptimos, estudios de estabilidad transitoria y dinámica, estabilidad de voltajes, análisis de fallas, estudios de aislamientos, entre otros. No obstante, debido a la naturaleza y a la complejidad inherente de cada uno de los estudios que forman parte del proceso general de planeación de la transmisión, los modelos de planeación de largo plazo generalmente pretenden determinar una configuración básica inicial por medio de estudios de flujos de potencia (estudios en estado estable) ante la presencia de contingencias. Posteriormente, las alternativas de expansión seleccionadas se pueden refinar mediante la aplicación de estudios más complejos en estado estable y dinámico, hasta cumplir con todas las restricciones y requisitos [1,12].

## **2.2. DIVISIÓN DEL PROCESO DE PLANEACIÓN DE ACUERDO AL PERIODO ANALIZADO.**

De acuerdo a las actividades desarrolladas y al flujo de información utilizado durante el proceso de planeación, éste se puede dividir de la siguiente manera [3].

### **2.2.1. PLANEACIÓN A CORTO PLAZO.**

Los estudios de corto plazo generalmente contemplan los primeros cinco años a partir de la fecha de entrada de las primeras obras. Durante esta etapa se realiza el ajuste de las fechas de entrada de los proyectos definidos en las etapas previas en función de las restricciones coyunturales, tales como alteraciones en la tendencia de crecimiento de carga, disponibilidad de recursos financieros, capacidad de ejecución de obras, disponibilidad de materiales y equipos, ajustes del mercado, restricciones empresariales e institucionales, entre otras. Además, se definen las obras de emergencia y los recursos operativos adicionales para perfilar posibles problemas provenientes del atraso de



grandes obras. En esta etapa es recomendable elaborar estudios de priorización de obras, y en casos extremos, introducir procedimientos de relajación de criterios frente a restricciones financieras severas.

### 2.2.2. PLANEACIÓN A MEDIANO PLAZO.

El proceso de planeación a mediano plazo contempla los años N+6 a N+10 generalmente, y se caracteriza por el estudio de la posible interconexión entre subsistemas o áreas vecinas. En esta etapa se formulan y se analizan técnica y económicamente las diversas alternativas de expansión de referencia, considerándose las proyecciones del mercado, las restricciones de espacio para la ubicación de nuevos elementos, los aspectos ambientales, y las características de la generación y la demanda, sin tomar en cuenta las restricciones coyunturales. Una vez seleccionada la alternativa básica de referencia, se pueden ejecutar los estudios de potencia reactiva para mejorar los perfiles de tensión. En esta etapa se decide la ubicación de las principales subestaciones de potencia.

### 2.2.3. PLANEACIÓN A LARGO PLAZO.

Esta etapa contempla los años N+11 a N+20 generalmente, dependiendo de las reglas establecidas por la administración del sistema. Durante esta etapa se define la arquitectura básica de la red y las líneas principales de expansión del sistema, se señalan los posibles nuevos puntos de recibimiento de grandes bloques de energía y las necesidades de transferencia de bloques de energía entre regiones, y se definen las configuraciones y características principales de la red troncal. El análisis puede incluir la evaluación de alternativas tecnológicas, derechos de vía y distintos niveles de tensión.

## 2.3. MODELOS DETERMINÍSTICOS.

### 2.3.1. MODELOS DE OPTIMIZACIÓN MATEMÁTICA.

Los modelos de optimización matemática obtienen el plan de expansión óptimo mediante la solución de un problema de optimización, donde la función objetivo mide la efectividad del plan propuesto y las restricciones contienen los criterios técnicos y económicos impuestos por el sistema. Los modelos de optimización empleados incluyen programación lineal, programación entera, método de búsqueda del gradiente (optimización no lineal), programación dinámica, descomposición de Bender, entre otros [1,52].

### 2.3.2. MODELOS HEURÍSTICOS.

La planeación de la expansión de la transmisión es un problema combinatorio a gran escala, en el cual el número de alternativas analizadas crece exponencialmente con el tamaño de la red. Debido a la característica no lineal y a la naturaleza entera compuesta

del problema, la mayor parte de los modelos de optimización matemática utilizados en el proceso de expansión son incapaces de generar soluciones óptimas en redes grandes, en donde la solución puede quedar atrapada en óptimos locales [14,15].

Una solución a este problema es la utilización de métodos heurísticos, los cuales generan, evalúan y seleccionan los planes de expansión por medio de búsquedas locales guiadas por criterios lógicos o empíricos [52].

Los principales modelos heurísticos utilizados para la planeación de la expansión de la transmisión son: algoritmos genéticos, programación orientada a objetos, teoría de juegos, templado simulado, búsqueda por tabú, programación evolutiva, teoría de conjuntos lógicos, sistemas expertos, entre otros [14,15,52].

## **2.4. MODELOS PROBABILÍSTICOS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.**

La principal debilidad de los modelos determinísticos es que no reflejan la naturaleza estocástica del comportamiento del sistema, de la demanda y de las fallas de los componentes [17,30]. La falla de un componente del sistema depende de sus características de diseño, de sus dimensiones físicas y eléctricas, y de las condiciones ambientales en las que se encuentra, por lo que no se puede definir un nivel de riesgo en forma determinista. Por otra parte, las técnicas utilizadas para la predicción de la demanda están basadas en la extrapolación de registros históricos o en modelos econométricos, lo cual introduce un nivel de incertidumbre en el resultado que no se toma en cuenta en los modelos determinísticos. En general, los modelos y criterios determinísticos restringen el comportamiento del sistema dentro de un conjunto de valores fijos que no reflejan las incertidumbres asociadas al mismo [17].

La falta de datos estocásticos, las limitaciones computacionales y la falta de técnicas para el análisis de la confiabilidad, ocasionaron que en el pasado los métodos probabilísticos no se utilizaran ampliamente. No obstante, a partir de la década de los 70's, la inflación, el crecimiento demográfico y el incremento en el precio de los combustibles han ocasionado el aumento en las tarifas eléctricas, la necesidad de nuevas centrales generadoras y la dificultad para predecir el comportamiento de la demanda, por lo que ha sido necesario modificar las tendencias utilizadas en el proceso de planeación para ajustarse a los nuevos escenarios [17,30]. Más aún, la desregulación y la apertura del mercado en los sistemas actuales han introducido incertidumbres adicionales al problema de la expansión de la red. Por esta razón, los modelos probabilísticos se han extendido hacia todos los sectores del sistema eléctrico de potencia, y se han desarrollado diversas técnicas y metodologías para la evaluación de la confiabilidad, tanto en los esquemas regulados como en los desregulados.

### **2.4.1. DEFINICIÓN DE CONFIABILIDAD.**

Se designa como confiabilidad a la habilidad del sistema para proporcionar el suministro adecuado de energía eléctrica [30]; sin embargo, esta definición no considera todas las clases de interrupciones del servicio [28]. De acuerdo a la literatura, se puede

obtener una definición más precisa dividiendo el término confiabilidad en función de dos aspectos básicos de los sistemas de potencia: *adecuación y seguridad* [30].

La adecuación o suficiencia se relaciona con la existencia de instalaciones suficientes en el sistema para satisfacer la demanda en condiciones normales. Es la habilidad del sistema para satisfacer la demanda y los requisitos de los consumidores. Es la evaluación estática de la confiabilidad. La seguridad es la habilidad del sistema para responder a los disturbios originados dentro del mismo; por lo tanto, se asocia con la respuesta del sistema ante cualquier perturbación y a la pérdida de elementos de generación y/o transmisión. La evaluación de la seguridad toma en cuenta el comportamiento dinámico y transitorio del sistema en la transición de un estado a otro. La mayor parte del trabajo realizado en el área de la confiabilidad de los sistemas de potencia se ha enfocado a la evaluación de la adecuación o confiabilidad estática [30].

#### 2.4.2. NIVELES JERÁRQUICOS DE CONFIABILIDAD (MODELO TRADICIONAL).

Los estudios de confiabilidad tradicionales en el sistema eléctrico de potencia verticalmente integrado se realizan en tres niveles jerárquicos que combinan los distintos segmentos del sistema, como se muestra en la figura 2.1 [30].

En el primer nivel jerárquico (HLI) se determina la capacidad necesaria del sistema de generación para satisfacer los requerimientos de la demanda y para realizar acciones de mantenimiento preventivo y correctivo. Los índices de confiabilidad típicos en este nivel son la Pérdida de Carga Esperada (*Loss of Load Expectation - LOLE*), la Probabilidad de Pérdida de Carga (*Loss of Load Probability - LOLP*), la Pérdida de Energía Esperada (*Loss of Energy Expectation - LOEE*) y los índices de frecuencia y duración (*Frequency and Duration - F&D*).

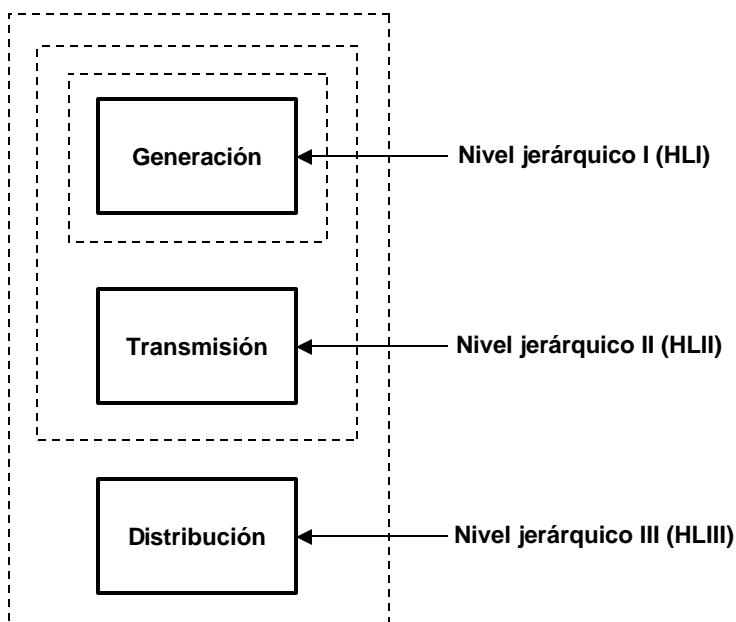


Figura 2.1. Niveles jerárquicos de confiabilidad (Estudio clásico).

El segundo nivel jerárquico (HLII) incluye los segmentos de generación y transmisión. El análisis de confiabilidad en este nivel es comúnmente denominado evaluación del sistema compuesto. En este nivel se evalúa la existencia de elementos de generación y transmisión suficientes para llevar la energía hasta las subestaciones de transmisión, y el impacto de los esquemas de refuerzo, tanto en la generación como en la transmisión. Los modelos utilizados en este nivel son generalmente extensiones del criterio n-1. El efecto de la adición de elementos al sistema se evalúa mediante dos tipos de índices principalmente: índices de sistema e índices nodales.

En el tercer nivel jerárquico (HLIII) se evalúa la confiabilidad de todo el sistema. Sin embargo, debido a su complejidad, generalmente se analiza únicamente el sistema de distribución, en donde los índices de confiabilidad obtenidos en cada barra en HLII son entradas para el análisis en HLIII. El objetivo de los estudios en este nivel es obtener los índices de confiabilidad en los puntos de consumo. Los índices obtenidos en este nivel son la frecuencia esperada de falla, la duración promedio de falla, la indisponibilidad anual en los puntos de consumo y la energía no suministrada.

#### 2.4.3. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN AMBIENTES DESREGULADOS.

Debido a la desintegración del sector eléctrico en unidades de negocios independientes, los estudios tradicionales de confiabilidad han sufrido modificaciones importantes. En particular, el concepto de confiabilidad del sistema compuesto plenamente aceptado en los esquemas verticalmente integrados ya no es necesariamente válido en los esquemas desregulados.

El rol tradicional del planificador del sistema en la búsqueda de la capacidad adecuada de generación es desplazado por un mecanismo de planeación descentralizado, en el que los participantes del mercado toman las decisiones de inversión. La señal de dónde, cuándo, qué y si es necesario construir, es determinada por el precio del mercado. Una interferencia excesiva por parte del planificador de la transmisión para asegurar que la capacidad de generación es adecuada puede simplemente destruir el mercado [54].

Por esta razón, el planificador de la transmisión no debe determinar la *inconfiabilidad* del sistema en los puntos de consumo atribuible a las fallas de los generadores, debido a que éstos pertenecen a una unidad de negocios independiente de la transmisión, aún cuando el responsable de la operación del sistema deba asegurar un margen de reserva para compensar estas fallas. No obstante, los estudios de confiabilidad compuesta se podrían utilizar para determinar oportunidades de inversión en la parte de la generación.

### 2.5. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

#### 2.5.1. DEFINICIÓN DE ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

La definición de un estado  $x$  del sistema de transmisión es una función de la combinación del estado de cada uno de sus componentes [35]; es decir,

---

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \quad (2.1)$$

donde,

$n$ , es el número de elementos de la red de transmisión, incluyendo líneas de transmisión y transformadores.

$x_i$ , es el estado del  $i$ -ésimo componente del sistema de transmisión. Cuando no se requiere mayor grado de detalle, cada uno de los componentes tiene asociados únicamente dos estados: *éxito o falla*.

El conjunto de todos los estados posibles  $X$  se denomina *espacio de estados*. La dimensión del espacio de estados crece exponencialmente con el número de componentes de la red, por lo que si cada componente tiene asociados dos estados, el número de estados posibles  $x \in X$  es  $2^n$ .

Cada estado  $x_i$  del  $i$ -ésimo componente del sistema de transmisión tiene una probabilidad de ocurrencia asociada  $P(x_i)$ . La probabilidad de ocurrencia  $P(x)$  de un estado  $x$ , es una función de las probabilidades individuales  $P(x_i)$ . El modelo probabilístico usado para el cálculo de  $P(x)$  depende de los tipos de eventos o fallas consideradas en el análisis, las cuales se pueden clasificar de la siguiente manera [29,35].

a) *Fallas independientes*, en donde la falla de un elemento del sistema no afecta la probabilidad de salida de los demás. En este caso,  $P(x)$  es el producto de las probabilidades de cada uno de los elementos  $P(x_i)$ .

b) *Fallas dependientes*, originadas por la salida de algún elemento del sistema debida a una sobrecarga producida por una contingencia previa.

c) *Fallas de modo común*, producidas por una causa externa que ocasiona la salida múltiple de elementos, como por ejemplo la falla de una torre de transmisión que lleva dos o más circuitos.

d) *Fallas originadas en las subestaciones*, las cuales se deben principalmente a la falla de protecciones o buses en los que se encuentran conectados varios circuitos.

### 2.5.2. ALGORITMO BÁSICO PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

El algoritmo básico para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión se compone de cuatro etapas: selección de un estado del sistema, evaluación del estado seleccionado, actualización de los índices de confiabilidad y verificación de las condiciones de término [20,35], como se muestra en la figura 2.2.

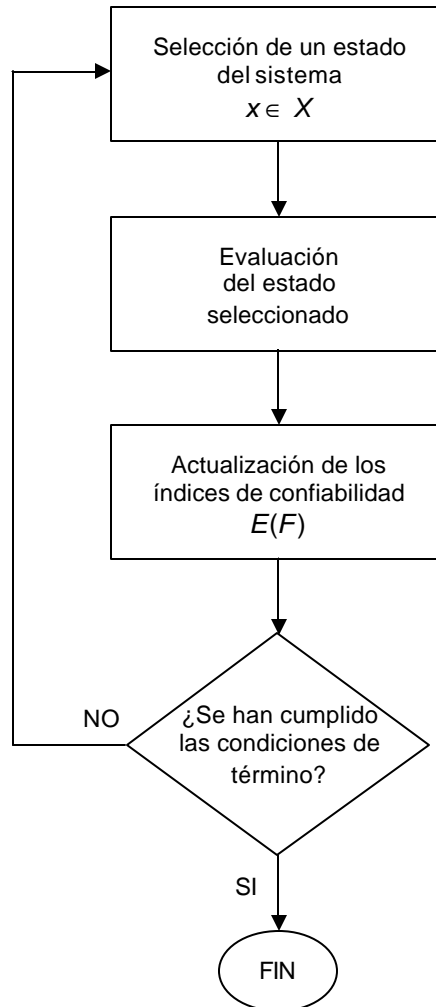


Figura 2.2. Algoritmo básico para la evaluación de la confiabilidad del sistema de transmisión.

#### 2.5.2.1. SELECCIÓN DE ESTADOS.

La selección de un estado  $x \in X$ , consiste en definir un escenario del sistema de transmisión en términos de la disponibilidad de cada uno de sus componentes y del nivel de la demanda [35]. La diferencia fundamental en los algoritmos de evaluación de la confiabilidad radica en el método utilizado para la selección de estados, como se presenta en la sección 2.5.3.

#### 2.5.2.2. EVALUACIÓN DEL ESTADO SELECCIONADO.

La evaluación de cada estado  $x \in X$  permite identificar si la configuración de elementos de transmisión definida en 2.5.2.1, es capaz de suministrar la demanda sin violar límites operativos [35].

Esencialmente, el comportamiento del sistema de transmisión se evalúa en función de la existencia y la cantidad de corte de carga asociada a cada estado, o de la violación de algún límite operativo; por ejemplo, la violación en límites de transmisión o en voltajes nodales [28,32]. La evaluación de cada estado permite definir una función de prueba  $F(x)$ , cuyo valor depende del índice de confiabilidad que se desea obtener [35].

Así, por ejemplo, si se desea obtener la Probabilidad de Pérdida de Carga (*Loss of Load Probability - LOLP*), el valor de  $F(x)$  está dado por,

$$F(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \text{ es un estado de falla} \\ 0 & \text{si } x \text{ es un estado de éxito} \end{cases} \quad (2.2)$$

Si se desea obtener el valor esperado de la Potencia no Suministrada (*Expected Power not Supplied - EPNS*), el valor de  $F(x)$  es,

$$F(x) = \begin{cases} C(x) & \text{si } x \text{ es un estado de falla} \\ 0 & \text{si } x \text{ es un estado de éxito} \end{cases} \quad (2.3)$$

donde  $C(x)$  es la cantidad de corte de carga asociada al estado  $x$ .

En el cálculo de la Frecuencia de Pérdida de Carga (*Loss of Load Frequency - LOLF*), el valor de  $F(x)$  está dado por,

$$F(x) = \begin{cases} T(x) & \text{si } x \text{ es un estado de falla} \\ 0 & \text{si } x \text{ es un estado de éxito} \end{cases} \quad (2.4)$$

donde  $T(x)$  mide la transición entre estados de falla y de éxito.

La evaluación del comportamiento del sistema y la identificación de violaciones operativas en estado estable, se realiza mediante un estudio de flujos de potencia. En esta etapa debe incluirse el modelado de políticas operativas con el fin de despachar las unidades generadoras, y deben aplicarse algoritmos de medidas correctivas para eliminar las violaciones operativas. Los algoritmos de medidas correctivas utilizados pueden incluir redespacho de potencia activa y/o reactiva, desconexión de circuitos, o ajuste de cambiadores de derivaciones. Si no es posible eliminar las violaciones operativas, el algoritmo de medidas correctivas debe determinar el corte de carga mínimo para reconducir al sistema a un estado operativo aceptable [20,29].

### 2.5.2.3. ACTUALIZACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

Los índices de confiabilidad  $E(F)$  corresponden al valor esperado de una función de prueba  $F(x)$  sobre los estados analizados del sistema [35]. En su forma más simple, la expresión para la obtención de los índices de confiabilidad es [35],

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x)P(x) \quad (2.5)$$

aunque dependiendo del método utilizado para la selección de estados, esta expresión puede sufrir alguna modificación, como se verá en la sección 2.5.3.

El valor de los índices de confiabilidad se actualiza en cada iteración del algoritmo de confiabilidad con el resultado obtenido en 2.5.2.2 (ver figura 2.2).

#### 2.5.2.4. VERIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE TÉRMINO O DE LA CONVERGENCIA DEL ALGORITMO.

Existen básicamente dos criterios para la verificación de la convergencia del algoritmo de confiabilidad. En el primero se verifica la exactitud de los índices de confiabilidad y el algoritmo se detiene cuando se ha alcanzado un valor aceptable. En el segundo, el algoritmo se detiene cuando se han analizado todos los estados seleccionados, aún cuando no se haya obtenido un valor aceptable para los índices de confiabilidad. La exactitud de los índices estimados es una función del número de estados analizados [35].

#### 2.5.3. MÉTODOS PARA LA SELECCIÓN DE ESTADOS.

El proceso de selección de estados consiste en reducir el número de estados del sistema que deben analizarse para la determinación de los índices de confiabilidad. Existen dos métodos básicos para la selección de estados: *enumeración* (método analítico) y *simulación Monte Carlo* [29,35].

##### 2.5.3.1. ENUMERACIÓN DE ESTADOS.

El método de enumeración de estados o enumeración de contingencias consiste en definir en forma sistemática un subconjunto  $X' \subseteq X$  de todos los estados posibles, y estimar un límite inferior y un límite superior para cada índice de confiabilidad, como se muestra en la ecuación (2.6).

$$\begin{aligned} E(F)_{\text{inf}} &= \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{\text{inf}}(1 - P(X')) \\ E(F)_{\text{sup}} &= \sum_{x \in X'} F(x)P(x) + F_{\text{sup}}(1 - P(X')) \end{aligned} \quad (2.6)$$

donde,

$F_{\text{inf}}$ , es el límite inferior de  $F(x)$  para todos los estados que no pertenecen a  $X'$ .

$F_{\text{sup}}$ , es el límite superior de  $F(x)$  para todos los estados que no pertenecen a  $X'$ .

$P(X')$  es la suma de las probabilidades de los estados que pertenecen a  $X'$ .

Por ejemplo, si se desea calcular la LOLP, el valor de los límites inferior y superior de  $F(x)$  para los estados que no pertenecen a  $X'$ , está dado por,



Circuito No.	Estado															
	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16
C1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
C2	0	1	0	0	1	1	0	1	0	1	0	0	1	1	0	1
C3	0	0	1	0	1	0	1	1	0	0	1	0	1	0	1	1
C4	0	0	0	1	0	1	1	1	0	0	0	1	0	1	1	1

(a)

Circuito No.	Estado				
	X1	X2	X3	X4	X9
C1	0	0	0	0	1
C2	0	1	0	0	0
C3	0	0	1	0	0
C4	0	0	0	1	0

(b)

Figura 2.3 (a). Espacio de estados  $X$  para el sistema de cuatro circuitos.  
 (b). Espacio de estados  $X'$  para el sistema de cuatro circuitos.

$$\begin{aligned}
 F_{\text{inf}} &= 0 \quad (\text{todos los estados que no pertenecen a } X' \text{ son aceptables}) \\
 F_{\text{sup}} &= 1 \quad (\text{todos los estados que no pertenecen a } X' \text{ presentan falla})
 \end{aligned}
 \tag{2.7}$$

Por lo tanto, si la probabilidad  $P(X')$  está concentrada en unos cuantos estados, como sucede en los estudios de confiabilidad del sistema de transmisión, se puede obtener una buena estimación de los índices de confiabilidad  $E(F)$  mediante el método de enumeración de estados.

Para ejemplificar lo anterior, considere la posibilidad de tener un sistema con cuatro circuitos. El espacio de estados de este sistema se muestra en la figura 2.3(a).

Si se asume que el subconjunto  $X' \subseteq X$  contiene únicamente los estados que presentan contingencias sencillas y el estado en donde no se presentan contingencias, entonces la dimensión del problema se reduce, como se muestra en la figura 2.3(b).

Si se asume que la tasa de salida forzada de cada circuito es de  $10^{-4}$ , entonces  $P(X') = 0.9999$ , lo que indica que la probabilidad de ocurrencia de los estados no enumerados es muy limitada.

El valor de  $P(X')$  se obtiene mediante el *modelo de probabilidades de falla de elementos de transmisión*, mostrado parcialmente en la tabla 2.1 para los estados de interés.

Tabla 2.1. Modelo parcial de probabilidades de falla de elementos de transmisión para el sistema de cuatro circuitos.

Estado $x$	Número de circuitos fuera de servicio	Probabilidad $P(x)$
X1	0	0.9996000
X2,X3,X4,X9	1	0.0003998

La probabilidad de cada estado se obtiene por medio de la siguiente ecuación [18],

$$P(x) = {}_n C_r U^r A^{(n-r)} = \frac{n!}{r!(n-r)!} U^r A^{(n-r)} \quad (2.8)$$

donde,

$n$ , es el número de circuitos del sistema.

$r$ , es el número de circuitos fuera de servicio ó en estado de falla.

${}_n C_r$ , es el número de combinaciones de los  $n$  circuitos.

$U$ , es la indisponibilidad o tasa de salida forzada de cada circuito.

$A$ , es la disponibilidad de cada circuito ( $A = 1 - U$ ).

Dentro de los algoritmos que utilizan enumeración de estados para la evaluación de la confiabilidad es posible encontrar dos tendencias. En la primera, como se mostró en el ejemplo anterior, el espacio de estados se reduce mediante la enumeración de los estados más probables, generalmente aquellos con contingencias sencillas y dobles. En la segunda, por el contrario, se enumeran generalmente los estados más severos; es decir, aquellos que presentan contingencias de orden mayor o contingencias de modo común, aun cuando sean menos probables.

En la opinión del autor, no existe una tendencia bien establecida para la enumeración de estados, por lo que la estimación de los índices de confiabilidad de un mismo sistema puede diferir en función de la tendencia utilizada. En este caso, la definición de las contingencias a analizar puede depender de la experiencia del planificador o del operador del sistema.

### 2.5.3.2. SIMULACIÓN MONTE CARLO.

El método de simulación Monte Carlo estima los índices de confiabilidad mediante la simulación del comportamiento del sistema y los procesos aleatorios involucrados. La ventaja de la simulación Monte Carlo es que, en teoría, puede incluir cualquier efecto o proceso del sistema, aún cuando requiere más tiempo de cómputo que los métodos analíticos debido a la repetición de muestreos probabilísticos de los datos de entrada. El método de simulación Monte Carlo puede incluir aspectos tales como la representación de

fallas y reparación de elementos mediante distribuciones de probabilidad, eventos dependientes, variaciones de carga, entre otros [28,30].

Existen tres técnicas de muestreo en la simulación Monte Carlo: *muestreo de estados*, *muestreo de transición de estados* y *muestreo secuencial*. En los dos primeros se analizan intervalos de tiempo escogidos aleatoriamente dentro del periodo de simulación. En el muestreo secuencial se analizan intervalos de tiempo siguiendo un orden cronológico [24,29].

En el método de simulación Monte Carlo, la selección de estados se realiza mediante el muestreo de  $NS$  estados  $x \in X$ , en donde el estado de cada componente del sistema de transmisión se elige en forma aleatoria, de acuerdo con su distribución de probabilidad [19,35].

De esta manera, la función de prueba  $F(x)$  se calcula para cada uno de los estados muestreados y, debido a que la probabilidad de cada uno de ellos se incluye implícitamente en el proceso de selección, los índices de confiabilidad se calculan simplemente como la *media aritmética* de las  $NS$  funciones de prueba calculadas, como se muestra en la ecuación (2.9) [19,35].

$$E(F) = \frac{1}{NS} \sum_{j=1}^{NS} F(x^j) \quad (2.9)$$

donde,

$\tilde{E}(F)$ , es el valor estimado de los índices de confiabilidad.

$NS$ , es el número de muestreos probabilísticos realizados.

$F(x^j)$ , es la función de prueba del  $j$ -ésimo estado muestreado.

Se puede obtener el mismo resultado si cada función de prueba  $F(x^j)$  es ponderada por su frecuencia relativa de ocurrencia, como se muestra en la ecuación (2.10).

$$E(F) = \sum_{j=1}^G F(x^j) \frac{ns(x)}{NS} \quad (2.10)$$

donde,

$G$ , es el conjunto de estados sin repetición obtenidos en los  $NS$  muestreos.

$ns(x)$ , es el número de ocurrencias del estado  $x$ .

$ns(x)/NS$ , es la frecuencia relativa de ocurrencia del estado  $x$ .

Como se observa en las ecuaciones (2.9) y (2.10),  $\tilde{E}(F)$  no es el valor *real* esperado  $E(F)$  de los índices de confiabilidad, sino una estimación del mismo. La dispersión o incertidumbre alrededor de  $\tilde{E}(F)$  se puede obtener mediante el cálculo de su *varianza* [19,35],

$$V(E(F)) = \frac{V(F)}{NS} \quad (2.11)$$

donde  $V(F)$  es la varianza de la función de prueba, obtenida como,

$$V(F) = \frac{1}{NS-1} \sum_{i=1}^{NS} (F(x^i) - E(F))^2 \quad (2.12)$$

De acuerdo con la ecuación (2.11), la incertidumbre alrededor de  $\tilde{E}(F)$  disminuye si se aumenta el número de muestreos  $NS$ , por lo que el trabajo computacional requerido para la evaluación de la confiabilidad, medido en función del número de muestreos, se incrementa a medida que se requiere mayor exactitud, y no a medida que aumenta el número de componentes del sistema [35].

La incertidumbre de los métodos de simulación Monte Carlo se representa generalmente mediante un *coeficiente de variación*  $b$  que permite determinar la convergencia del algoritmo. Su valor está dado por [19,35],

$$b = \frac{\sqrt{V(\tilde{E}(F))}}{E(F)} \quad (2.13)$$

donde  $\sqrt{V(\tilde{E}(F))}$ , es la desviación estándar del índice de confiabilidad estimado.

Debido a que la velocidad de convergencia es distinta para cada índice de confiabilidad estimado, generalmente se adopta como criterio de convergencia el coeficiente de variación del índice con convergencia más lenta [19,35].

Sustituyendo (2.11) en (2.13) y rescribiendo esta expresión en términos de  $NS$  se tiene,

$$NS = \frac{V(F)}{(bE(F))^2} \quad (2.14)$$

De lo anterior, se puede observar que para una exactitud  $b$  dada, el número de muestreos se reduce a medida que se reduce la varianza de la función de prueba  $V(F)$ . En la literatura se pueden encontrar diversos esquemas para la reducción de la varianza aplicados a la evaluación de la confiabilidad [19,24,35].

## **CAPÍTULO 3. ADMINISTRACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS**

El término de industria eléctrica se utiliza para designar a la compañía privada o federal cuya función es la producción, transmisión, distribución y venta de energía. Tradicionalmente, estas cuatro funciones están integradas en forma vertical. Con la desregulación del sector eléctrico, estas funciones son asignadas a empresas independientes y competitivas, reestructurando completamente el concepto de la industria eléctrica [53,54].

La desintegración del sector eléctrico se da principalmente en el aspecto económico, ya que técnicamente debe seguir funcionando como una industria integrada. Al desintegrar económicamente las actividades que lo constituyen, se necesitan acuerdos comerciales entre las distintas compañías que garanticen la colaboración entre las mismas [63].

Bajo este contexto, el sistema de transmisión desempeña un papel de vital importancia. En los sistemas verticalmente integrados, la red de transmisión es responsable del transporte de electricidad de sitios remotos a los centros de consumo, con el balance adecuado entre confiabilidad y economía. En los mercados eléctricos competitivos, además de proveer el servicio primario, el sistema de transmisión debe ser el punto de encuentro entre la oferta y la demanda; es decir, el medio a través del cual se realizan las transacciones de compra – venta de energía [63].

### **3.1. COMPETENCIA, DESREGULACIÓN, REESTRUCTURACIÓN, PRIVATIZACIÓN Y ACCESO ABIERTO.**

Para comprender mejor el proceso de reforma de la industria eléctrica, a continuación se presentan cinco conceptos importantes que son utilizados para describirlo [53,54].

a) *Competencia*. El término competencia significa la búsqueda de oportunidades dentro de un mismo negocio por dos o más compañías. En los esquemas desregulados la competencia se produce en la parte de la generación, y en ocasiones, dependiendo de las reglas impuestas por el sistema, en el negocio de la venta de energía.

b) *Desregulación*. Es el cambio en las reglas que gobiernan la operación de la industria eléctrica, diseñadas para promover la competencia. En forma estricta, el término desregulación no significa quitar las reglas, sino modificarlas.

c) *Reestructuración*. Desintegración de la industria eléctrica e integración en otra forma de organización funcional, a través de la implementación de nuevas reglas, mecanismos y organizaciones. El objetivo es prevenir un comportamiento discriminatorio y promover la competencia. El grado de reestructuración dependerá de las condiciones requeridas y las reglas establecidas, como se muestra en la sección 3.3.

d) *Privatización*. Venta de los activos de la industria eléctrica por parte del Estado a compañías privadas, motivada por la necesidad de modificar las reglas.

e) *Acceso abierto*. Forma en que el gobierno promueve la competencia en la industria eléctrica, permitiendo que tanto los productores como los vendedores de energía puedan utilizar los sistemas de transmisión y distribución. Los participantes del mercado deben tener las mismas oportunidades al mismo costo, lo que requiere un proceso de desregulación.

## 3.2. ORGANIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA BAJO UN ESQUEMA DESREGULADO.

Como se ha mencionado anteriormente, la desregulación de la industria eléctrica promueve la competencia en la generación y en la comercialización de energía, manteniendo la operación en forma monopólica y regulada de los sistemas de transmisión y distribución, ya que no es ni estética, ni ambiental, ni económicamente factible promover la competencia en este sector. De esta manera, los sistemas eléctricos desregulados están organizados o divididos en tres entidades principales independientes: generación, transmisión – distribución y comercialización o venta de energía [53,54].

Los generadores de energía compiten dentro de un mercado con acceso abierto y no discriminatorio para producir y vender energía en grandes cantidades. Cada empresa dentro del mercado de energía debe ser lo suficientemente calificada, competente, solvente y capaz de cumplir con ciertos estándares y reglas establecidas [53,54]. Preferentemente, los generadores no deben controlar activos de transmisión para no influir indebidamente en las decisiones de despacho o en el nivel de precios [63].

Los vendedores de energía la compran en los niveles de transmisión y subtransmisión y la venden directamente a los consumidores, o bien, la generan ellos mismos mediante la participación activa en el mercado competitivo de la generación. Estos vendedores de energía *rentan* los servicios de los sistemas de transmisión y distribución para transportar la energía desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo [53,54].

Los negocios de la transmisión y distribución de energía son administrados por una organización independiente, ya sea privada o federal, cuya función es la operación del sistema en un área determinada y la implementación de tarifas para la retribución por el uso del sistema de transmisión. Las funciones del operador y dueño del sistema de transmisión deben mantenerse reguladas, con el objeto de no permitir favoritismos entre los competidores. Por esta razón, el concepto del sistema de transmisión bajo un ambiente desregulado se ha modificado: la red de transmisión no es simplemente el medio a través del cual se mueve la energía eléctrica, sino el medio a través del cual se realiza todo el conjunto de transacciones de energía entre los productores y los consumidores. Bajo ciertos esquemas, es conveniente dividir los sistemas de transmisión y distribución en dos compañías independientes [53,54].

En resumen, como resultado de la desregulación, los principales tipos de *jugadores* dentro del mercado de energía pueden ser los siguientes [53]:

- a) *Empresas generadoras (Generation companies – Gencos)*. Su función es la producción y venta de energía en el mismo punto de generación.
- b) *Empresa de transmisión (Transmission utilities – Transcos)*. Su función es el transporte de energía en grandes cantidades hasta los puntos en donde es requerida.
- c) *Empresa de distribución (Distribution company - Disco)*. Su función es la entrega de energía eléctrica en forma local. En algunas ocasiones, como sucede en los esquemas verticalmente integrados, la empresa de distribución vende directamente la energía a los usuarios finales. En otras ocasiones únicamente opera el sistema de distribución local, pero no vende energía.
- d) *Empresas vendedoras de energía (Retail energy services companies – Rescos)*. Su función es la venta de energía eléctrica y la venta de servicios, tales como eficiencia, respaldo en el suministro, entre otros.
- e) *Operador Independiente del Sistema (Independent System Operator – ISO)*. Es la organización que opera el sistema eléctrico en forma confiable, económica y justa en una región determinada.
- f) *Empresa de intercambio de energía (Power exchange - PX)*. Es la organización que permite a los compradores y vendedores de energía eléctrica, comprarla y venderla como un producto.

### **3.3. MODELOS DE COMPETENCIA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.**

En la industria eléctrica existen cuatro distintos modelos para proveer el suministro del servicio a los usuarios finales. Cada uno se distingue por el nivel de competencia permitido en los distintos segmentos del sistema, y cada uno posee ventajas y desventajas sobre los demás [53,54].

#### **3.3.1. SISTEMAS VERTICALMENTE INTEGRADOS.**

En los sistemas verticalmente integrados no se permite la competencia en ningún segmento del sistema. Únicamente una compañía posee el monopolio para la producción, transporte y venta de energía (ver figura 3.1). Los usuarios no tienen derecho de elegir quién les suministra el servicio eléctrico. Todas las funciones de la industria se mantienen reguladas.

#### **3.3.2. MODELO DE UN COMPRADOR.**

En este modelo, los consumidores son representados por una agencia de compra de energía en un área determinada. La agencia se encarga de comprar energía eléctrica a los diversos productores independientes (IPP's), buscando las mejores condiciones para

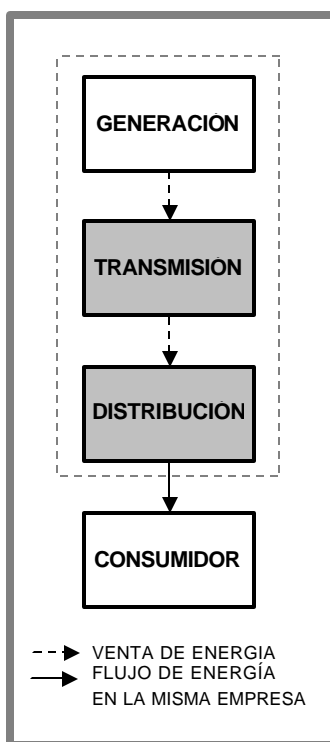


Figura 3.1. Sistema verticalmente integrado.

sus *representados*. Sin embargo, los consumidores no tienen elección al adquirir el servicio, ya que la competencia se verifica únicamente en el negocio de la producción (ver figura 3.2). Bajo este modelo, los contratos entre los productores y los compradores se establecen a largo plazo (cinco años o más), por lo que los generadores garantizan ganancias en el negocio aún cuando aparezcan competidores que ofrezcan mayores beneficios con menores precios. Los contratos de largo plazo son necesarios ya que no existen suficientes compradores para establecer un mercado completamente competitivo. La desventaja de este modelo es que con los contratos garantizados de largo plazo, los productores de energía pueden frenar la búsqueda de innovaciones tecnológicas y la reducción en las tarifas eléctricas que les permitan mantenerse dentro del mercado.

### 3.3.3. COMPETENCIA EN EL MERCADO MAYORISTA.

En este modelo existe acceso abierto al sistema de transmisión y algún mecanismo de intercambio de energía (Power Exchange) que garantiza la eficiencia de las transacciones de energía en el corto plazo. Las empresas vendedoras actúan como agentes de compra, eligiendo entre los diversos productores independientes de energía en el mercado mayorista, y posteriormente vendiéndola a los usuarios finales mediante el ofrecimiento de las mejores condiciones y los mejores precios.



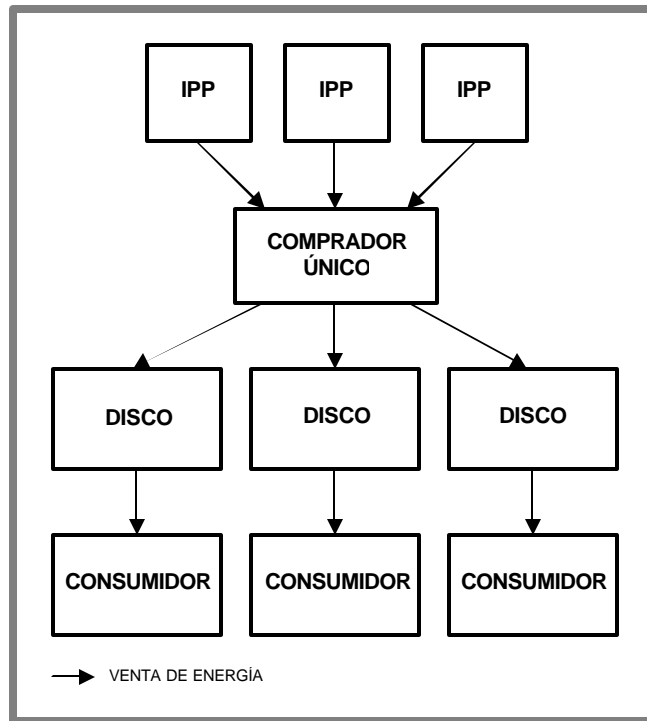


Figura 3.2. Modelo de un comprador.

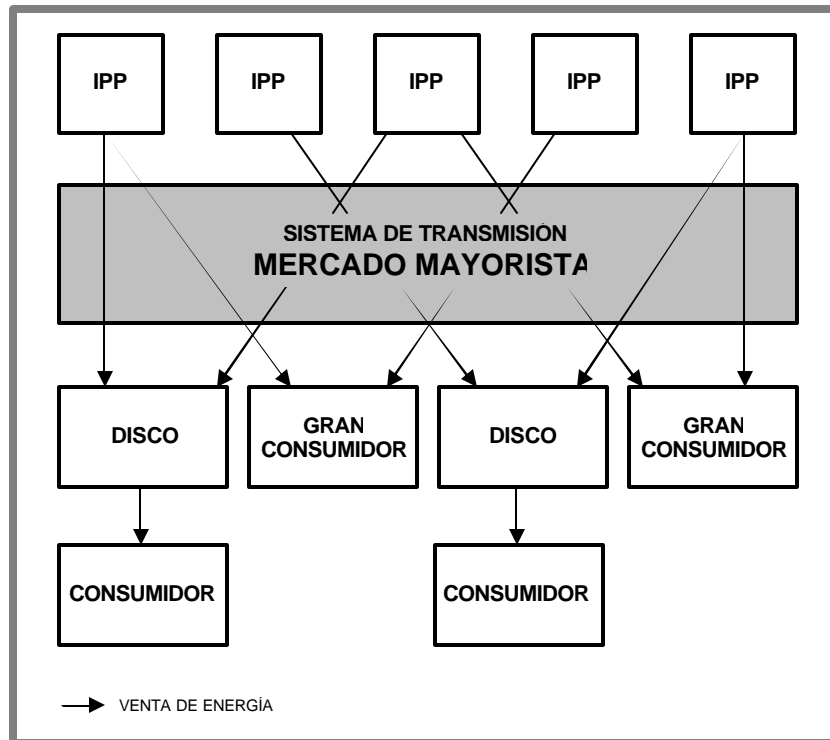


Figura 3.3. Competencia en el mercado mayorista.

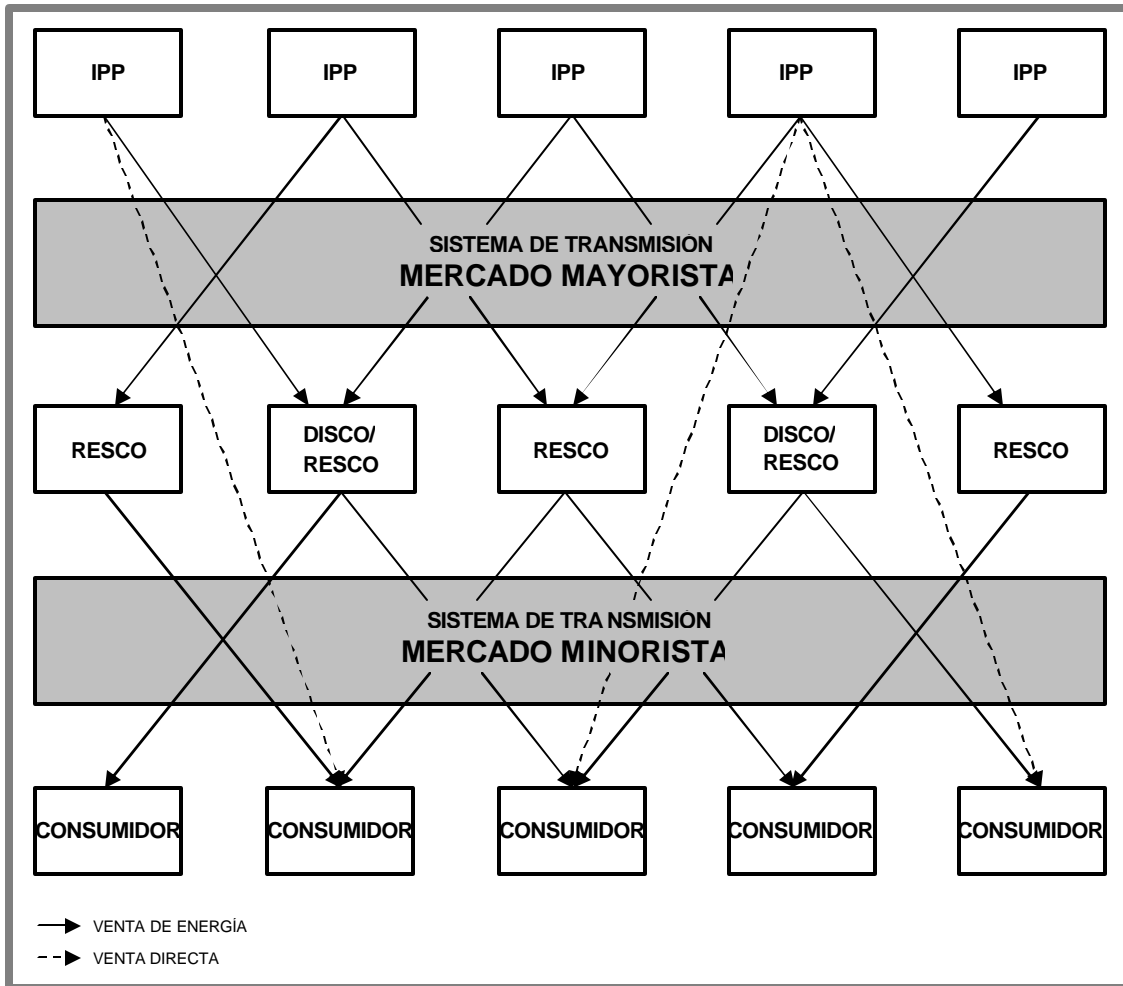


Figura 3.4. Competencia en todo el mercado.

A diferencia del modelo descrito en la sección 3.3.2, los grandes usuarios también tienen la facultad de comprar en el mercado mayorista, lo que permite un número suficiente de compradores para garantizar la existencia de un mercado competitivo. No obstante, los pequeños usuarios tampoco tienen la oportunidad de elegir a quién comprar (ver figura 3.3). Los contratos establecidos entre los productores y los compradores pueden durar únicamente días u horas, por lo que se garantiza la mejora continua y los generadores asumen los riesgos tecnológicos y de mercado.

### 3.3.4. COMPETENCIA EN TODO EL MERCADO.

En este modelo existe acceso abierto en los niveles de la generación y la venta de energía. En teoría, cualquier consumidor puede establecer contratos de compra de energía con cualquier productor que decida entrar en el negocio dentro de su área (ver figura 3.4). Los principales problemas son el proceso de implantación, los mecanismos de medición y facturación en todos los niveles, la complejidad en las herramientas para el

---

análisis del comportamiento del mercado y la necesidad de educar a millones de personas.

### **3.4. OPERADOR DEL SISTEMA Y OPERADOR DEL MERCADO.**

Para mantener la operación del sistema en forma adecuada y para garantizar la eficiencia en las transacciones de energía, los sistemas que funcionan bajo un ambiente desregulado se han visto en la necesidad de crear dos entidades o funciones independientes de las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización: el operador del sistema y el operador del mercado [53,54].

El concepto de operador del sistema no es nuevo, ya que se utiliza en los esquemas tradicionales. Su función es el control, monitoreo y operación de la red eléctrica. El operador del sistema puede ser propietario de la red de transmisión (Transco), o no poseer ningún activo dentro del negocio (ISO). Independientemente del tipo de transacciones realizadas, el operador del sistema debe mantener el balance dentro de la multiplicidad de condiciones operativas, mantener el equipo en sincronización y balance, y anticiparse a cada posible contingencia para garantizar la confiabilidad de la red. Las principales responsabilidades del operador del sistema son mantener la seguridad del mismo, incorporando las incertidumbres asociadas a la inclusión de un gran número de compradores y vendedores de energía; garantizar la entrega de energía para satisfacer las necesidades de los consumidores, aún ante la presencia de contingencias; ajustar la generación a los cambios en la demanda; obtener una retribución por el uso del sistema de transmisión y por todos los servicios asociados al manejo de la red, que incluyen el transporte de potencia, la operación del sistema (control y despacho de generación), el balance de potencia reactiva y control de voltaje, el monitoreo y control de pérdidas, la redundancia del sistema de transmisión y el control de los desbalances de energía, la compensación de fluctuaciones instantáneas de carga (regulación de la frecuencia), la manutención de generación de reserva en caso de falla, el monitoreo y la señalización para asignar generación en forma dinámica, reserva para arranques negros y otros servicios; y mantener mecanismos que garanticen las mismas oportunidades para todos los participantes del mercado [53,54,63].

Por otra parte, el concepto de operador del mercado era ajeno a los sistemas eléctricos antes de la desregulación, y se puede definir como el organismo responsable del manejo de la oferta y la demanda de energía. Para esto existen básicamente tres mecanismos [53,54].

#### **3.4.1. POOLCO O AGENTE COMPRADOR.**

En este esquema existe únicamente un comprador, generalmente un organismo gubernamental que toma las mejores ofertas por parte de los vendedores y compra la cantidad suficiente de energía para satisfacer la demanda de los usuarios, independientemente del precio que éstos estén dispuestos a pagar. Usualmente, el agente comprador se encarga de llevar a cabo la operación del sistema. Éste es un mecanismo de despacho centralizado similar al utilizado en los sistemas tradicionales.

### 3.4.2. INTERCAMBIO BILATERAL.

En este esquema, compradores y vendedores acuerdan el intercambio de energía al precio y bajo las condiciones especificadas en contratos individuales y generalmente privados, con algunas cláusulas de carácter público que pueden incluir la cantidad de energía, el lugar, la hora y el precio pactado en la transacción, con el fin de mantener la operación del sistema en forma confiable. El carácter de privado o público depende de las reglas establecidas, sin embargo, deben especificarse claramente para no afectar las estrategias de los participantes.

### 3.4.3. INTERCAMBIO DE ENERGÍA (POWER EXCHANGE).

Este esquema funciona en forma similar a un mecanismo de subastas, en donde los compradores y los vendedores dan a conocer sus necesidades y sus ofrecimientos, así como los precios que están dispuestos a pagar o a ofrecer respectivamente al organismo encargado de administrar y agilizar las transacciones de energía (Power Exchange). Este mecanismo fija un precio base (Market Clearing Price – MCP) que depende de la demanda de energía en un momento determinado, y para llevar a cabo alguna transacción, tanto los compradores como los vendedores deben ajustarse lo más que puedan a este precio.

## 3.5. REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.

El negocio de la transmisión es responsable de diversas actividades, entre las que se encuentra el mantenimiento, la operación, el control y la expansión de la red. El mantenimiento es realizado por el propietario del sistema de transmisión, en coordinación con el operador del sistema. La operación y el control los efectúa el operador, quien posee las herramientas necesarias para realizarlo en forma automática, al igual que en los sistemas verticalmente integrados. Sin embargo, la expansión del sistema es más complicada, ya que requiere la participación del propietario de la transmisión, el operador del sistema, y más aún, de los participantes del mercado [54].

Para llevar a cabo estas tareas el sistema de transmisión debe permanecer regulado, lo que representa uno de los problemas más complejos que afronta la desregulación del sistema eléctrico: establecer un marco regulatorio completo para el sistema de transmisión [55,63]. La regulación de la transmisión debe incluirse dentro de los arreglos o acuerdos comerciales, debido al nexo innegable que la une con la generación y a la importancia que tiene para los participantes del mercado [54]. La regulación debe ser capaz de crear incentivos para la inversión y para mejorar el comportamiento del sistema [59,63].

Los componentes de la regulación se pueden dividir en cinco categorías principales [53-56,63].

### 3.5.1. CONDICIONES DE ACCESO.

El operador del sistema debe establecer mecanismos para garantizar que el acceso al sistema de transmisión sea abierto y no discriminatorio, y para promover y facilitar la competencia en la generación y comercialización. Se deben establecer procedimientos de conexión que incluyan técnicas de protección, control, medición y comunicación. En aquellos casos en los que la empresa verticalmente integrada pertenecía al Estado, y por lo tanto éste posee activos tanto en el negocio de la transmisión como en el de la generación, es necesario separar las funciones de la operación del sistema en una organización independiente; o bien, establecer los arreglos comerciales adecuados para no dar prioridad al propietario de la transmisión. Los arreglos comerciales deben definir las condiciones de acceso, así como los acuerdos en cuanto al uso de servicios. Los acuerdos efectuados deben garantizar la estabilidad del mercado. Por su parte, los participantes del mercado deben sujetarse a los lineamientos establecidos en los contratos de acceso para mantener la estabilidad operativa del sistema. Las reglas deben ser claras y conocidas por todos los participantes.

### 3.5.2. ASIGNACIÓN DE TARIFAS Y RETRIBUCIÓN A LOS PROPIETARIOS.

Cuando se llevan a cabo transacciones de energía eléctrica en un ambiente competitivo y de acceso abierto a la red de transmisión, éstas deben ser económicamente estables para garantizar la recuperación del capital de inversión, operación, mantenimiento y expansión de cada uno de los participantes dentro de un margen regulado. La metodología establecida para determinar los cargos por servicios de transmisión es establecida por el operador del sistema con base al tipo de transacciones efectuadas, y debe ser lo suficientemente clara para evitar inconformidades por parte de los usuarios. Los costos por el uso de la red deben garantizar ingresos suficientes para que el negocio sea atractivo. Se deben definir criterios para indemnizaciones por perjuicios. El esquema tarifario asignado debe permitir la recuperación de los costos de transmisión y la distribución de los pagos entre los usuarios.

### 3.5.3. EXPANSIÓN DEL SISTEMA.

La expansión del sistema de transmisión es uno de los puntos que ha tomado mayor importancia con la desregulación de los sistemas eléctricos, ya que repercute directamente en la dinámica de entrada y salida de participantes en el mercado, en la confiabilidad de la red, y en los costos y beneficios de las transacciones eléctricas. Existen básicamente dos alternativas para expandir la red: la primera sugiere que la expansión debe realizarse en función del comportamiento del mercado, y es motivada por los mismos participantes con el objeto de evitar el pago de costos por congestiones de red. La congestión de la red es un problema que caracteriza a los sistemas desregulados, debido a que los compradores tratan de mover cantidades importantes de energía desde los puntos en donde la generación es más barata, sobrecargando las líneas de transmisión. La segunda propone efectuar la expansión del sistema de manera centralizada, a través de reglas definidas por el operador, los propietarios de la red y posiblemente por el mecanismo regulador, para identificar, evaluar, construir y cobrar por la infraestructura necesaria. El problema es identificar alternativas robustas de expansión debido a la gran cantidad de incertidumbres que surgen durante el proceso de planeación.

---

La regulación de la transmisión debe crear incentivos para promover adiciones e innovación tecnológica.

#### 3.5.4. MÉTODOS DE CONTRATACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.

La entrada al negocio de la transmisión se efectúa a través de contratos comerciales, licencias o permisos de concesión establecidos entre los usuarios interesados y el operador o el administrador del sistema. En ellos se definen los derechos de transmisión que posee el usuario. Sin embargo, la potencia generada en un punto fluye a través de la red de transmisión obedeciendo a leyes físicas y beneficia a todos los usuarios en alguna medida, por lo que es complicado crear un sistema apropiado de derechos de propiedad. Una alternativa es contratar *derechos de transmisión financieros*, de manera que se puedan recuperar los costos por uso de la red entre una localidad definida del sistema y otra, sin importar por dónde fluye exactamente la potencia eléctrica generada.

#### 3.5.5. PROPIEDAD Y CONTROL DE LA TRANSMISIÓN.

La propiedad y control de la transmisión se puede establecer mediante dos modelos. El primero es conocido como *Transco (Transmission Company)*, y combina la propiedad de la transmisión con la operación del sistema. En el segundo y más comúnmente utilizado, se separan la propiedad y la operación del sistema en dos entidades independientes: *ISO (Independent System Operator)* y *Gridco (Grid Company)*.

# **CAPÍTULO 4. PLANEACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS: LA HERRAMIENTA PROPUESTA**

## **4.1. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA PROPUESTA.**

La desregulación del sector eléctrico ha afectado considerablemente las políticas de expansión del sistema de transmisión, acarreando nuevas dificultades e incertidumbres que el planificador del sistema debe afrontar y que dificultan el proceso de toma de decisiones. En particular, la separación del sistema en negocios independientes restringe el flujo de información entre la planificación de la generación y la planificación de la transmisión, por lo que esta última debe considerar una gama amplia de escenarios de generación para asegurar la funcionalidad de la alternativa o alternativas de expansión elegidas ante cada posible situación [43,44,61].

En este capítulo se describe la herramienta desarrollada para el análisis de alternativas de expansión de la red, ante la presencia de incertidumbres en la ubicación y en la capacidad de nuevos elementos de generación. La herramienta consiste en la generación de un módulo de análisis para comparar los costos y beneficios de los planes de expansión propuestos, partiendo de una lista de escenarios estratégicos que reflejen la evolución del mercado en la parte de la generación [39,47].

El algoritmo desarrollado genera tres opciones. La primera permite identificar violaciones operativas; incluyendo violaciones de flujos en líneas de transmisión, violaciones en límites de voltajes nodales, violaciones en límites de potencias reactivas en nodos generadores, nodos de carga aislados (sin generación) y problemas de convergencia en el estudio de flujos de potencia. La segunda opción elabora un estudio de confiabilidad y evaluación del costo - beneficio del sistema básico. La tercera es una extensión del estudio de costos - beneficios para la optimización de la expansión de la red.

La figura 4.1 muestra el diagrama de flujo del modelo propuesto. En él se pueden identificar las tres opciones generadas. Para los estudios anuales, el proceso mostrado se repite en cada uno de los niveles de demanda. El algoritmo ha sido desarrollado mediante un programa digital en lenguaje FORTRAN. El código fuente de las principales rutinas utilizadas por el programa se muestra en el Apéndice C.

La parte medular del modelo es un algoritmo de confiabilidad que utiliza simulación Monte Carlo para determinar una secuencia de transición de estados del sistema [19, 36,38]. Los estados seleccionados son analizados por medio de un algoritmo de flujos de potencia basado en el método de Newton Desacoplado Rápido. En esta etapa se obtiene

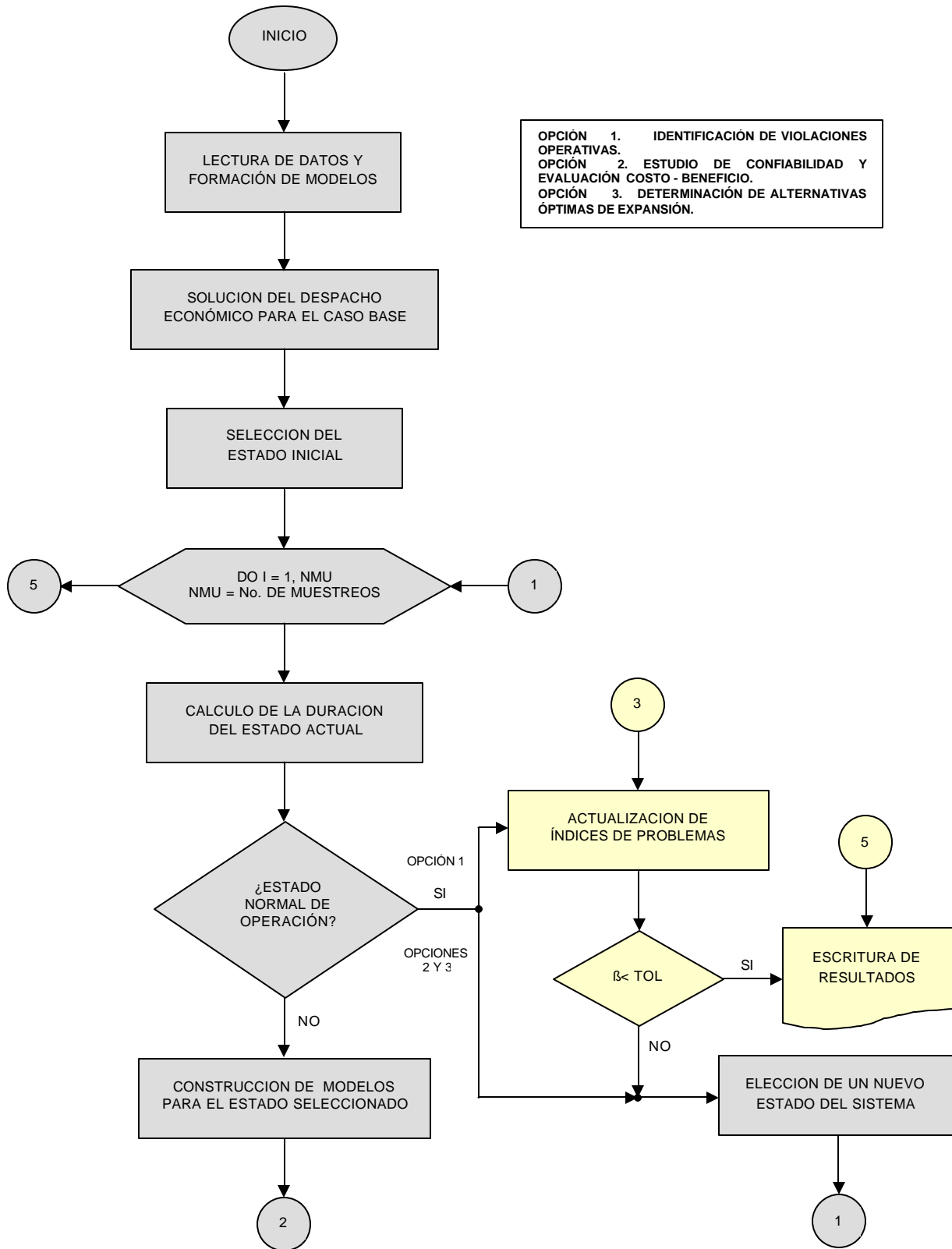


Figura 4.1. Diagrama de flujo del modelo propuesto.



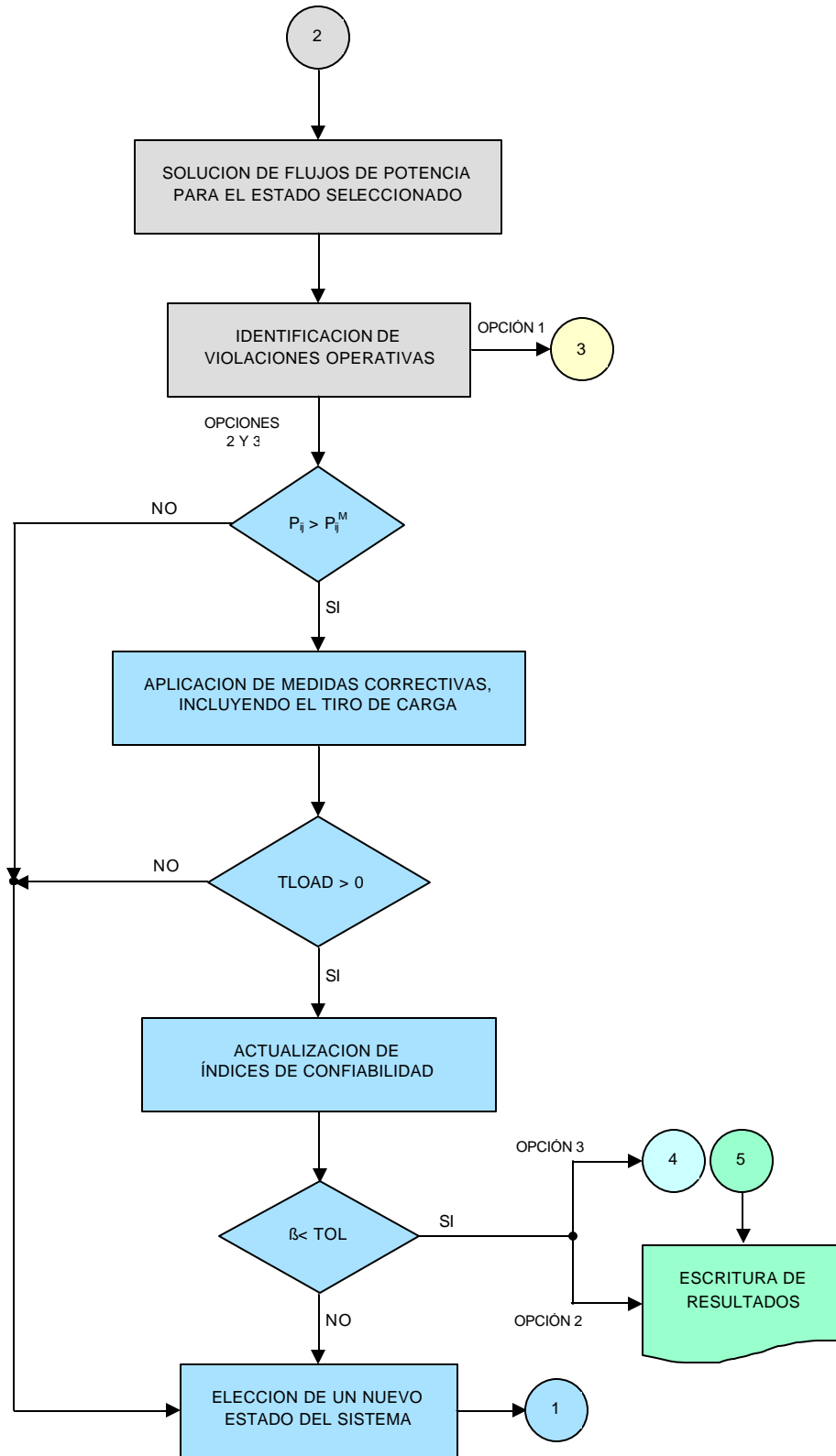


Figura 4.1. Diagrama de flujo del modelo propuesto. Continuación.

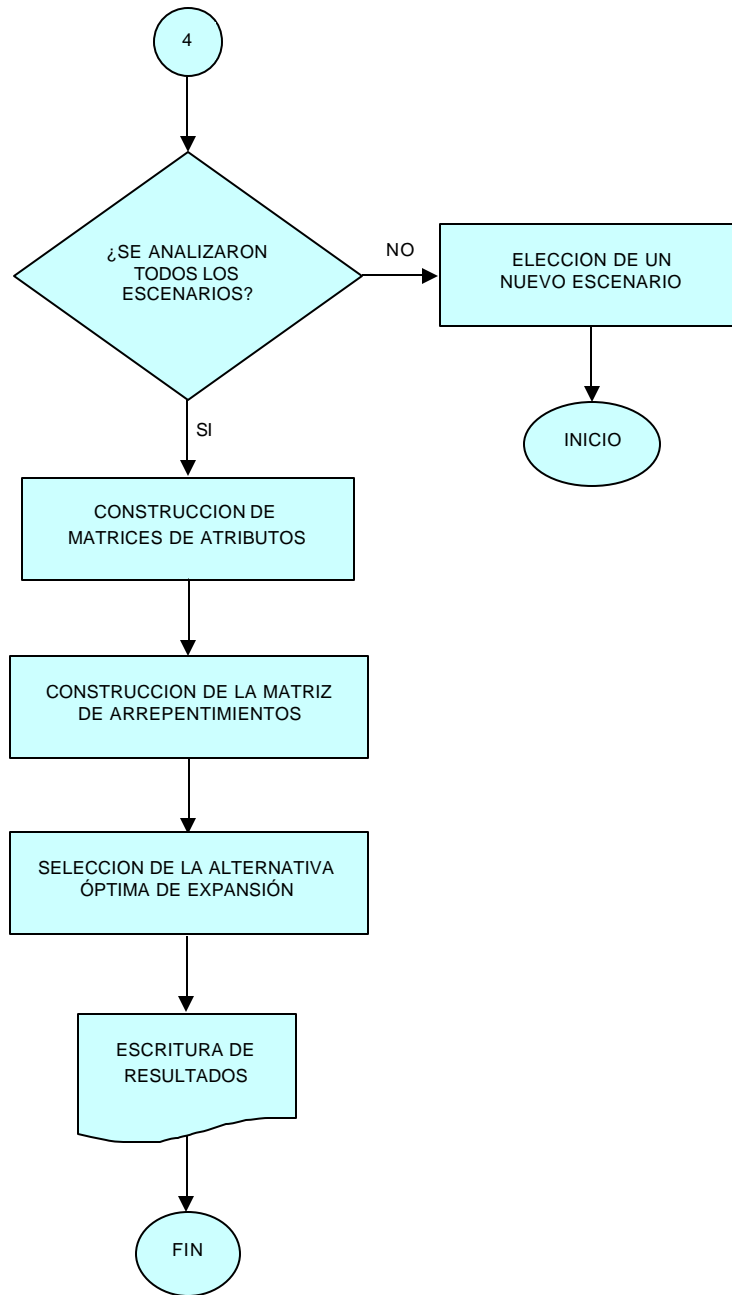


Figura 4.1. Diagrama de flujo del modelo propuesto. Continuación.

una lista de *índices de confiabilidad de problemas* que permite determinar oportunidades de expansión del sistema mediante la identificación de nodos y derechos de vía débiles. Si el estado seleccionado presenta sobrecargas en elementos de transmisión, se utiliza un algoritmo de redespacho de potencia activa y tiro de carga controlado y se determinan los *índices de confiabilidad por tiro de carga*. El análisis del impacto de las interrupciones del servicio en los usuarios se realiza mediante la utilización de Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF). Este mecanismo de evaluación cuantitativa de la confiabilidad permite obtener el Costo Esperado por Interrupción (EIC) de cada alternativa de expansión con cada escenario de generación propuesto. Finalmente, se obtiene el Costo Global Anual (AGC) de transmisión de energía de cada escenario, el cual es la suma de los costos por interrupción, los costos de inversión y los costos operativos.

El módulo de análisis para la comparación de los costos y beneficios de las alternativas de expansión está basado en un modelo de *arrepentimientos*, cuya simplicidad en el proceso de análisis permite determinar planes robustos de expansión con un mínimo de trabajo computacional [39,47].

## **4.2. SIMULACIÓN MONTE CARLO: MÉTODO DE TRANSICIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA.**

### **4.2.1. ÍNDICES DE FRECUENCIA.**

Las técnicas de muestreo convencionales utilizadas en la simulación Monte Carlo permiten la obtención exacta de los índices de confiabilidad relacionados con probabilidades y energía; sin embargo, realizan una serie de suposiciones para la obtención de los índices de frecuencia que conducen a la sobrestimación de su valor real [19].

Considere por ejemplo el caso de la frecuencia de tiro de carga. Por definición, el cálculo de la frecuencia de tiro de carga relativa a un estado de falla, requiere el reconocimiento de todos los estados que no presentan afectación de carga ante la presencia de contingencias, y que pueden ser alcanzados desde el estado de falla en una sola transición [36].

Por ejemplo, considere el mecanismo de transición de estados de dos componentes mostrado en la figura 4.2. Asuma que los estados C y D presentan afectación de carga, mientras que en el estado B existe la falla de un componente, pero no existe corte de carga. Únicamente las transiciones entre los estados A-C y B-D contribuyen al índice de frecuencia de tiro de carga; sin embargo, las técnicas de muestreo convencionales incluyen la transición entre los estados C-D, por lo que su valor es mayor que el esperado [19].

Es posible utilizar un procedimiento de enumeración adicional para el reconocimiento de todos los estados que no presentan afectación de carga, y que pueden ser alcanzados desde cada estado de falla seleccionado en una sola transición. Sin embargo, esto representa un esfuerzo computacional adicional a los estudios de flujos de potencia y aplicación de medidas correctivas [19].

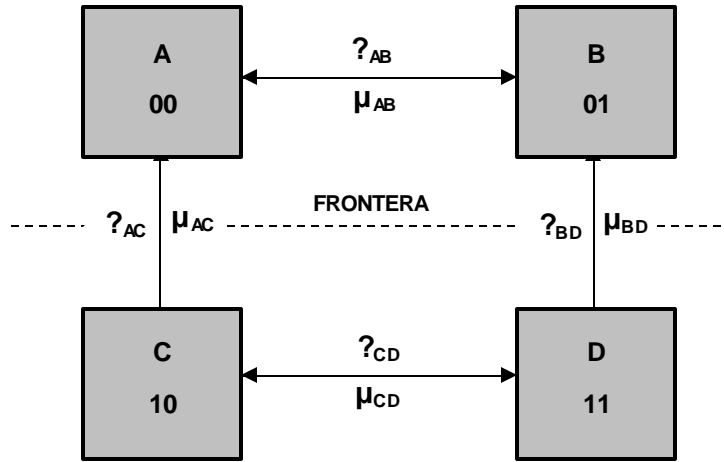


Figura 4.2. Mecanismo de transición de estados de dos componentes.

#### 4.2.2. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO [19,36].

El método de transición de estados del sistema consiste en crear una secuencia de transición de estados sin necesidad de almacenar información en forma cronológica ni muestrear las funciones de distribución de la duración de estados.

Considere un sistema de  $m$  componentes y que la duración del estado de cada uno de ellos sigue una distribución exponencial. El sistema puede experimentar una secuencia de transición de estados  $X = \{x^{(1)}, \dots, x^{(n)}\}$ , donde  $X$  es el espacio de estados. Suponga que el estado actual es  $x^{(k)}$  y las tasas de transición de los componentes del sistema de transmisión en el estado  $x^{(k)}$  son  $I_i$  ( $i = 1, m$ ). La duración del estado  $T_i$  del  $i$ -ésimo componente del sistema en el estado  $x^{(k)}$  tiene una función de densidad de probabilidad de la forma,

$$f_i(t) = I_i e^{-I_i t} \quad (4.1)$$

La transición del estado del sistema depende aleatoriamente de la duración del estado del componente que cambia primero su estado actual; es decir, la duración  $T$  del estado del sistema  $x^{(k)}$  es una variable aleatoria que puede ser expresada como,

$$T = \min_i \{T_i\} \quad (4.2)$$

Debido a que la duración  $T_i$  de cada componente sigue una distribución exponencial, se puede demostrar que la duración del estado  $T$  también sigue una distribución de probabilidad de la forma,

$$f(t) = \sum_{i=1}^m I_i e^{(-\sum I_i t)} \quad (4.3)$$

Asuma que la transición del estado del sistema de  $x^{(k)}$  a  $x^{(k+1)}$  tiene lugar en el instante  $t_0$ . La probabilidad de que esa transición se origine por la transición del estado del  $j$ -ésimo componente del sistema está dada por,

$$P_j = P(T_j = t_0 / T = t_0) = \frac{I_j}{\sum_{i=1}^m I_i} \quad (4.4)$$

La transición de estado de cualquier componente del sistema origina la transición del estado del sistema. En consecuencia, partiendo del estado  $x^{(k)}$ , un sistema con  $m$  componentes puede alcanzar  $m$  posibles estados. La probabilidad de que alcance uno de ellos está dada por la ecuación (4.4), y por lo tanto,

$$\sum_{j=1}^m P_j = 1 \quad (4.5)$$

La determinación del siguiente estado se realiza colocando sucesivamente las probabilidades  $P_j$  de cada uno de los  $m$  estados en el intervalo  $[0,1]$ , como se muestra en la figura 4.3, y generando un número aleatorio  $U$  en este intervalo. Si  $U$  cae dentro del segmento correspondiente a  $P_j$ , la transición del  $j$ -ésimo componente conducirá al siguiente estado del sistema. Así, se puede obtener una secuencia de transición de estados del sistema mediante la generación de  $n$  números aleatorios  $U$ , donde  $n$  es una función de la convergencia del algoritmo.

#### 4.2.3. EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE EL MÉTODO DE TRANSICIÓN DE ESTADOS DEL SISTEMA.

La herramienta propuesta utiliza un modelo de confiabilidad probabilístico basado en el método de simulación Monte Carlo, utilizando la técnica de muestro de transición de estados del sistema. El modelo está basado en el algoritmo básico descrito en la sección 2.5.2.

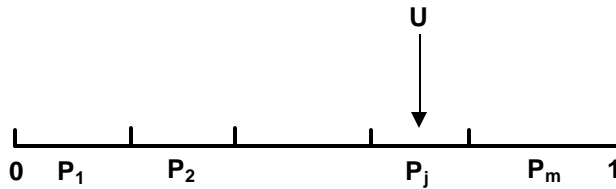


Figura 4.3. Explicación de la técnica de muestro de transición de estados del sistema.

El procedimiento utilizado para la determinación de la confiabilidad del sistema de transmisión se describe a continuación [19,36]:

- 1) El proceso de simulación inicia con el estado normal, en el cual todos los elementos del sistema están en estado de éxito (estado normal de operación).
- 2) Sea  $I_i$  la tasa de transición del componente que modifica primero su estado actual. Si el componente se encuentra en un estado de éxito,  $I_i$  es la tasa de falla, de lo contrario,  $I_i$  es la tasa de reparación. Al inicio del proceso de simulación, la tasa de transición de cada elemento del sistema es igual a su tasa de falla. La tasa de reparación se obtiene por medio de la siguiente ecuación,

$$I_i = \frac{8760}{MTTR} \quad (4.6)$$

donde,

$MTTR$ , es el tiempo medio de reparación.

La duración del estado del sistema tiene una función de densidad de probabilidad de la forma mostrada en la ecuación (4.3); por lo tanto, la duración  $D_k$  del estado actual del sistema  $x^{(k)}$  se obtiene como,

$$D_k = -\frac{\ln U'}{\sum_{i=1}^m I_i} \quad (4.7)$$

donde,

$U'$ , es un número aleatorio uniformemente distribuido entre  $[0,1]$ .

$m$ , es el número de elementos del sistema de transmisión.

- 3) Si el estado seleccionado presenta alguna contingencia, se evalúa para determinar la existencia de violaciones operativas. Si se detecta alguna violación se obtienen los índices de confiabilidad de problemas correspondientes y se utiliza un modelo de optimización para minimizar el costo por interrupción al usuario. El modelo de optimización permite aliviar las violaciones en flujos de potencia a través del ajuste de las potencias de salida de los generadores conectados al sistema. Si el ajuste de la potencia en cada nodo generador no es suficiente, el algoritmo recurre al tiro de carga en forma controlada. En particular, el modelo desarrollado permite la desconexión de hasta el 50% de la carga total en cada nodo de carga. Finalmente, se obtienen los índices de confiabilidad por tiro de carga y los índices de evaluación del costo - beneficio del sistema. Si el estado seleccionado es el estado normal, se procede a la actualización de los índices de confiabilidad y se selecciona otro estado.

El modelo de optimización y los índices de evaluación costo - beneficio se describen a detalle en la sección 4.3.

4) Los índices de confiabilidad se actualizan en cada iteración del algoritmo, hasta que se determina la convergencia del mismo mediante un coeficiente de variación  $b$ , el cual está definido como el cociente de la raíz cuadrada de la varianza alrededor de un índice de confiabilidad estimado y el propio índice, como de muestra a continuación [19,35].

Sea  $Q$  un índice de confiabilidad dado, definido por las ecuaciones 4.11 a 4.14, y la varianza de la función de prueba definida como,

$$V(x) = \frac{1}{TD} \sum_{k=1}^{NK} (D_k - Q)^2 \quad (4.8)$$

Entonces, la varianza alrededor del índice de confiabilidad estimado está dada por,

$$V(Q) = \frac{1}{TD} V(x) \quad (4.9)$$

Por lo tanto, de acuerdo con su definición, el coeficiente de variación  $b$  está dado por,

$$b = \frac{\sqrt{\frac{1}{TD^2} \sum_{k=1}^{NK} (D_k - Q)^2}}{Q} \quad (4.10)$$

Para la detención del algoritmo se toma como referencia el índice de confiabilidad con el coeficiente de variación más lento. En el caso de los índices de problemas, el coeficiente de variación de referencia es el obtenido para las violaciones de flujos en líneas de transmisión. En el caso de los índices por tiro de carga, el coeficiente de variación de referencia es el de la Demanda Esperada no Suministrada (EDNS).

La obtención de los índices de confiabilidad en los dos grupos mencionados (índices de problemas e índices por tiro de carga), se describe en la sección 4.2.4.

5) Finalmente, se determina un nuevo estado del sistema y se repite el proceso hasta que el coeficiente de variación es menor o igual a una tolerancia dada, o hasta que se cumple el número máximo de muestreos.

#### 4.2.4. OBTENCIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.

El análisis del desempeño del sistema se realiza en dos etapas: identificación de violaciones operativas e implementación de medidas correctivas, incluyendo el tiro de carga. La herramienta propuesta calcula un tipo de índice de confiabilidad para cada etapa.

##### 4.2.4.1. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE PROBLEMAS.

Los índices de confiabilidad de problemas se calculan para las diferentes violaciones operativas identificadas, que incluyen:

1. Violaciones de flujos de potencia en líneas de transmisión,
2. Violaciones en límites de voltajes nodales,
3. Violaciones en límites de potencia reactiva en nodos generadores,
4. Aparición de nodos de carga aislados y
5. Problemas de convergencia en el estudio de flujos.

Independientemente del índice calculado, su obtención se realiza de la siguiente manera,

$$E(\text{problemas}) = \sum_{k=1}^{NK} F(x^i) \frac{D_k}{TD} \quad (4.11)$$

donde,

$NK$ , es el número de estados del sistema con cualquiera de los tipos de problemas definidos anteriormente.

$F(x^i)$ , es el valor de la función de prueba para cada problema identificado en el estado  $k$ .

$D_k$ , es la duración del  $k$ -ésimo estado muestreado.

$TD$ , es la suma de las duraciones de todos los estados del sistema en la secuencia de transición de estados.

#### 4.2.4.2. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR TIRO DE CARGA.

Estos índices miden la probabilidad y severidad de los cortes de carga en el sistema de transmisión, después de la aplicación de medidas correctivas. En la herramienta propuesta se obtienen tres tipos de índices:

1. Probabilidad de Tiro de Carga (PLC),
2. Demanda Esperada no Suministrada (EDNS) y
3. Frecuencia Esperada del Tiro de Carga (EFLC).

Los índices por tiro de carga se obtienen en forma similar a los índices de problemas [19,36].

La Probabilidad de Tiro de Carga (PLC) está dada por,

$$PLC = \sum_{k=1}^{NK} \frac{D_k}{TD} \quad (4.12)$$

La Demanda Esperada no Suministrada (EDNS) se calcula como,

$$EDNS = \sum_{k=1}^{NK} C_k \frac{D_k}{TD} \quad [MW] \quad (4.13)$$

donde,

---



$C_k$ , es el valor en MW del tiro de carga en el estado  $k$ .

La Frecuencia Esperada del Tiro de Carga (EFLC) se obtiene como,

$$EFLC = NF \frac{8760}{TD} \quad [\text{ocurrencias/año}] \quad (4.14)$$

donde,

$NF$ , es el número de ocurrencias de transiciones de un estado que presenta afectación de carga a un estado que no presenta, en la secuencia de transición de estados del sistema.

#### 4.2.5. ÍNDICES ANUALIZADOS E ÍNDICES ANUALES.

Los dos tipos de índices de confiabilidad mostrados en la sección anterior se subdividen en dos tipos de índices más: índices anualizados e índices anuales.

Los índices anualizados se obtienen considerando que el sistema debe ser capaz de suministrar la demanda máxima.

En los índices anuales se consideran los distintos niveles de demanda a lo largo del año, por lo que para su obtención es necesario el modelado de la curva de carga anual, y el ordenamiento en forma descendente de las demandas horarias para formar la curva de duración de carga, como se muestra en la figura 4.4. Los índices anuales se obtienen promediando el resultado obtenido en distintos segmentos de la curva de duración de carga.

En la herramienta propuesta se utilizan tres niveles de demanda: la demanda máxima contempla el 5% del tiempo total, la demanda media el 55%, y por último, la demanda mínima el 40% del periodo anual.

Inicialmente, se obtienen índices anualizados para cada nivel de demanda, y posteriormente son ponderados por la probabilidad de cada segmento de la curva, la cual es obtenida como [19],

$$P_i = \frac{NI_i}{8760} \quad (4.15)$$

donde,

$NI_i$ , representa el número de horas correspondientes al nivel de demanda  $i$ .

Finalmente, los índices de confiabilidad anuales se obtienen por medio de la siguiente expresión [19],

$$E(\text{anuales}) = \sum_{i=1}^M E_i P_i \quad (4.16)$$

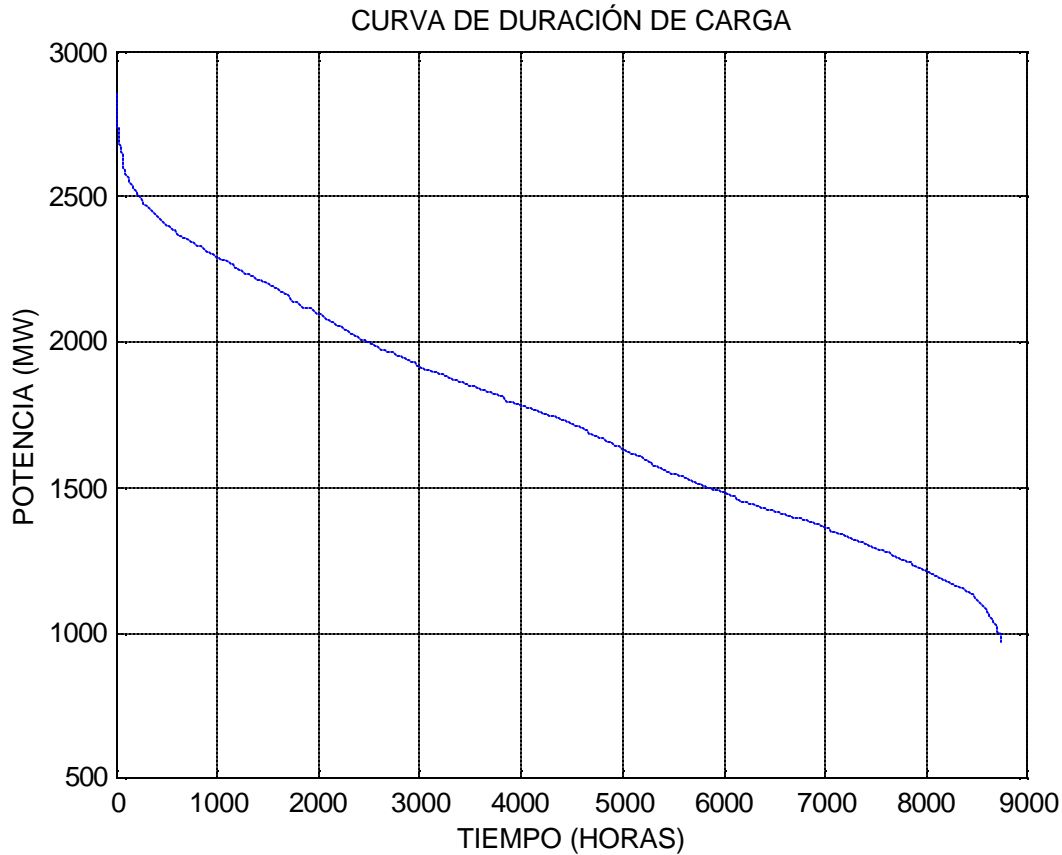


Figura 4.4. Curva de duración de carga.

donde,

$NL$ , es el número de niveles de demanda en que se divide la curva de duración de carga.

$E_i$ , es cualquiera de los índices de confiabilidad descritos en las secciones 4.2.4.1 y 4.2.4.2, en el nivel de demanda  $i$ .

$P_i$ , es la probabilidad del nivel de demanda  $i$ , obtenida mediante la ecuación (4.15).

### 4.3. INCLUSIÓN DE LA RELACIÓN COSTO – BENEFICIO EN EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD.

#### 4.3.1. DEFINICIÓN DEL CONCEPTO COSTO - BENEFICIO.

Un objetivo importante en la planeación del sistema de transmisión es lograr el balance adecuado entre los costos de inversión necesarios para alcanzar un cierto nivel de confiabilidad, y el beneficio obtenido por la compañía suministradora y por los consumidores con la implementación de las alternativas de expansión propuestas.

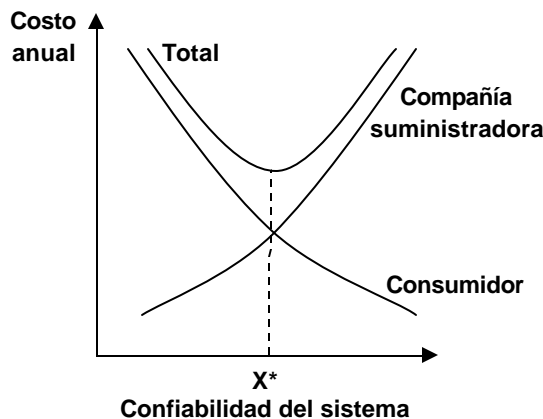


Figura 4.5. Relación costo - beneficio en el análisis de confiabilidad.

Esta relación se puede apreciar con mayor claridad en la figura 4.5 [19,30]. Como se observa, un mayor nivel de confiabilidad incrementa el costo en el suministro de energía y en consecuencia en las tarifas eléctricas, pero reduce el costo asociado a las interrupciones en el sistema. Es claro que el aumento en el nivel de confiabilidad se puede obtener a través de la redundancia de elementos de transmisión, garantizando la continuidad del suministro de energía aun ante la existencia de fallas y mantenimientos programados. No obstante, la obtención de un nivel muy elevado de confiabilidad puede acarrear consecuencia económicas desfavorables tanto para el suministrador como para los consumidores, por lo que es importante, principalmente durante la fase de planeación, alcanzar el equilibrio entre estos dos objetivos principales: confiabilidad y economía.

En términos generales, los costos asociados a los planes de expansión del sistema están integrados por las inversiones de capital y por los costos de operación y mantenimiento. Por su parte, los beneficios obtenidos están compuestos por las mejoras realizadas en la confiabilidad de la red, medidas generalmente mediante indicadores de la energía no suministrada y los costos por interrupción; y los ahorros alcanzados en costos operativos, como la disminución de pérdidas, la obtención del despacho óptimo y la optimización en el manejo de combustibles [3,61].

#### 4.3.2. FUNCIONES DE DAÑO AL CONSUMIDOR.

La inclusión de la evaluación de los beneficios obtenidos en los estudios de confiabilidad, permite incorporar el análisis de costos y la evaluación de la confiabilidad de manera cuantitativa en una misma estructura. Esto se logra indirectamente mediante la obtención del costo por interrupción. Para ello se realizan encuestas para evaluar el impacto de las interrupciones del servicio debido a fallas eléctricas en distintos grupos de la población, entre los cuales se incluyen los siguientes: agrícola, grandes usuarios, residencial, gubernamental, industrial, comercial y de oficinas. La compilación y análisis estadístico de los datos obtenidos se usa para formular Funciones de Daño al Consumidor para cada sector de la población (SCDF), las cuales indican el costo por interrupción como función de la duración de la interrupción [19].

Las Funciones de Daño al Consumidor por sector se pueden agregar para obtener una Función de Daño al Consumidor Compuesta (CCDF), que refleja el costo por interrupción a nivel global, como se muestra en la figura 4.6, para los datos de la tabla 4.1 [19].

En la herramienta propuesta, la obtención del costo por interrupción implica la inclusión de las Curvas de Daño al Consumidor en los distintos buses del sistema en el modelo de optimización. En el modelo tradicional de tiro de carga, el objetivo es realizar cortes de carga en los buses más cercanos al lugar donde se produce la contingencia, así como en los buses en donde las cargas sean de menor importancia, considerando las restricciones del sistema. En el modelo de tiro de carga propuesto, el objetivo es ponderar los distintos nodos de carga del sistema por sus costos por interrupción, de modo que las cargas con el menor costo por interrupción sean desconectadas primero.

Tabla 4.1. Función de Daño al Consumidor Compuesta típica.

Duración de la Interrupción	Costo por Interrupción (\$/kW)
1 minuto	0.67
20 minutos	1.56
1 hora	3.85
4 horas	12.14
8 horas	29.41

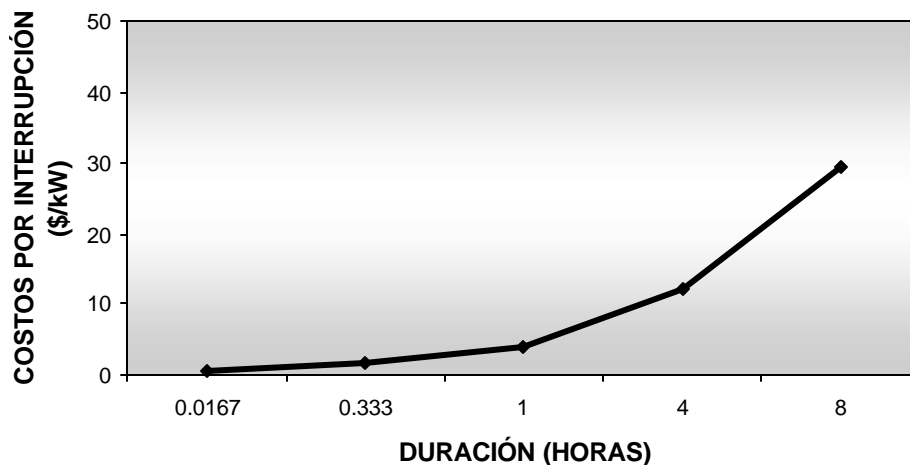


Figura 4.6. Función de Daño al Consumidor Compuesta típica.

### 4.3.3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL COSTO POR INTERRUPCIÓN.

El modelo de optimización propuesto incluye el redespacho de generación de potencia activa, así como una filosofía de corte de carga que permite minimizar el costo por interrupción en cada nodo del sistema, mediante la utilización de Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF); además de las restricciones de red, tales como límites de transmisión de potencia en líneas de transmisión y elementos de transformación, límites de despacho de potencia activa de generadores, desconexión máxima de carga en cada nodo y balance de potencia activa en la red.

El algoritmo para la optimización está basado en un modelo lineal de despacho económico restringido y la aplicación del método de Lemke para la solución de la programación lineal. El método de Lemke se describe en forma simplificada en el Apéndice A.

El modelo de optimización es utilizado en cada estado con problemas de violaciones de flujos para determinar la cantidad necesaria de corte de carga y para la obtención de los Costos Esperados por Interrupción (EIC) nodales y de sistema.

La función objetivo del modelo de optimización es descrita por la ecuación (4.17).

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{NG} C_i P_{g_i} + \sum_{j=1}^{NC} W_j (D_k) P_{l_j} \right\} \quad (4.17)$$

El primer término de la ecuación incluye la asignación óptima de potencia activa  $P_g$  en cada nodo generador  $i$  a lo largo de todos los nodos generadores  $NG$  del sistema. El segundo término significa la optimización de la cantidad del corte de carga  $P_l$  en cada nodo de carga  $j$  a lo largo de todos los nodos de carga  $NC$  del sistema. El término  $W_j$  es la Función de Daño al Consumidor Compuesta en (\$/kW) en el nodo  $j$ , de acuerdo con el tiempo de la interrupción, definido por la duración  $D_k$  del estado  $k$ . El valor de  $D_k$  se obtiene mediante la ecuación (4.7), definida en la sección 4.2.3.

Las restricciones del modelo están definidas de la siguiente manera.

a) *Límites en Flujos de Potencia Activa*

$$\sum a_{ij/k} P_k + k_{ij} \leq P_{ij}^M \quad (4.18)$$

Del modelo de potencia real del método desacoplado rápido de flujos de potencia se tiene que,

$$\Delta P_{ij} = \frac{\Delta d_i - \Delta d_j}{X_{ij}} \quad (4.19)$$

Si se produce una inyección de potencia en un nodo generador, el flujo en los elementos de transmisión se modifica de la siguiente manera,

$$P_{ij} = P_{ij}^0 + \Delta P_{ij} \quad (4.20)$$

El incremento en el flujo de potencia se puede definir como,

$$\Delta P_{ij} = \sum_{k=1}^n a_{ij/k} \Delta P_k \quad (4.21)$$

donde  $a_{ij/k}$  es el coeficiente de sensibilidad que define el cambio en el flujo de un elemento de transmisión  $\Delta P_{ij}$  cuando cambia la inyección de potencia  $\Delta P_k$  en el nodo  $k$ .

$$a_{ij/k} = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_k} \quad (4.22)$$

Del modelo de potencia real se puede deducir que,

$$a_{ij/k} = \frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{X_{ij}} \quad (4.23)$$

Por lo tanto, la ecuación (4.20) se puede escribir como,

$$P_{ij} = P_{ij}^0 + \sum_k a_{ij/k} \Delta P_k \quad (4.24)$$

Así, la restricción en el flujo de potencia activa de un elemento se puede escribir como,

$$P_{ij}^0 + \sum_k a_{ij/k} \Delta P_k \leq P_{ij}^M \quad (4.25)$$

Desarrollando,

$$P_{ij}^0 + \sum_k a_{ij/k} (P_k - P_k^0) \leq P_{ij}^M \quad (4.26)$$

$$\sum_k a_{ij/k} P_k \leq P_{ij}^M - P_{ij}^0 + \sum_k a_{ij/k} P_k^0 \quad (4.27)$$

$$\sum_k a_{ij/k} P_k + k_{ij} \leq P_{ij}^M \quad (4.28)$$

donde,

$$k_{ij} = P_{ij}^0 - \sum_k a_{ij/k} P_k^0 \quad (4.29)$$

b) *Límites de Capacidad de Generación*

$$P_i^m \leq P_i \leq P_i^M \quad (4.30)$$

donde,

$P_i$ , es la potencia de salida en el nodo generador  $i$ ,  
 $P_i^m$  y  $P_i^M$ , son los límites mínimo y máximo, respectivamente.

c) *Balance de Potencia Activa*

$$\sum_i P_i + \sum_j P_j = P_d + P_l \quad (4.31)$$

donde,

$P_i$ , es la potencia inyectada en cada nodo generador  $i$ ,  
 $P_j$ , es la cantidad de corte de carga en cada nodo de carga  $j$ ,  
 $P_d$ , es la demanda total del sistema,  
 $P_l$ , representa las pérdidas en el sistema de transmisión.

La ecuación (4.31) se puede escribir como,

$$\sum_i d_i P_i + \sum_j d_j P_j = - \sum_i d_i P_i^0 \quad (4.32)$$

donde,

$d_i, d_j$ , son los factores de penalización definidos como,

$$d_i, d_j = \left( 1 - \frac{\partial P_l}{\partial P_k} \right) \quad (4.33)$$

y,

$$\frac{\partial P_l}{\partial P_k} = \sum_j \frac{\partial P_l}{\partial \mathbf{d}_j} \frac{\partial \mathbf{d}_j}{\partial P_k} \quad (4.34)$$

donde  $\frac{\partial P_l}{\partial \mathbf{d}_j}$  son las pérdidas de transmisión definidas como,

$$\frac{\partial P_{l_{ij}}}{\partial \mathbf{d}_j} = -g_{ij} (2V_i V_j \text{Sen}(\mathbf{d}_i - \mathbf{d}_j)) \quad (4.35)$$

y,  $\frac{\partial d_j}{\partial P_k}$  son elementos de la matriz  $B^{-1}$  del modelo de potencia real del método desacoplado rápido de flujos de potencia.

d) *Desconexión Máxima de Carga*

$$P_j \leq P_j^M \quad (4.36)$$

donde,

$P_j$ , es la cantidad de corte de carga en el nodo  $j$ ,

$P_j^M$ , es la cantidad máxima permitida de desconexión de carga en cada nodo. En el modelo propuesto,  $P_j^M$  está definida como el 50% de la carga de cada nodo.

#### 4.3.4. OBTENCIÓN DE ÍNDICES EN EL ANÁLISIS DE COSTOS Y BENEFICIOS.

De la misma manera que los índices de problemas y los índices por tiro de carga, los índices obtenidos en la evaluación costo – beneficio se actualizan en cada iteración del algoritmo. En esta etapa se calculan índices nodales e índices de sistema. Los índices obtenidos son los siguientes [19].

1. Energía Esperada no Suministrada (EENS),
2. Costo Esperado por Interrupción (EIC) y
3. Tasa de Energía Interrumpida (IEAR).

La Energía Esperada no Suministrada (EENS) se define como,

$$EENS_i = \sum_{k=1}^{NK} C_{ik} F_k D_k \quad [MWh/ \text{año}] \quad (4.37)$$

$$EENS = \sum_{i=1}^{NC} EENS_i \quad [MWh/ \text{año}] \quad (4.38)$$

donde,

$EENS_i$  y  $EENS$ , son los índices nodales y de sistema, respectivamente.

$NK$ , es el número de estados del sistema con afectación de carga.

$C_{ik}$ , es la cantidad de corte de carga en MW en cada nodo de carga  $i$  del sistema.

$F_k$ , es la frecuencia del estado  $k$ , en (ocurrencias/año), obtenida como  $F_k = 8760 / TD$ .

$D_k$ , es la duración del estado  $k$ .

$NC$ , es el número de nodos de carga del sistema.

El Costo Esperado por Interrupción (EIC) está dado por,



$$EIC_i = \sum_{k=1}^{NK} C_{ik} F_k W_i(D_k) \quad [k\$/año] \quad (4.39)$$

$$EIC = \sum_{i=1}^{NC} EIC_i \quad [k\$/año] \quad (4.40)$$

donde,

$EIC_i$  y  $EIC$ , son los índices nodales y de sistema, respectivamente.

$W_i(D_k)$ , es la Función de Daño al Consumidor Compuesta en el nodo  $i$ , como función de la duración  $D_k$  del estado  $k$ .

Finalmente, la Tasa de Energía Interrumpida (IEAR) se obtiene como,

$$IEAR_i = \frac{EIC_i}{EENS_i} \quad [\$ / kWh] \quad (4.41)$$

$$IEAR = \frac{EIC}{EENS} \quad [\$ / kWh] \quad (4.42)$$

donde,

$IEAR_i$  e  $IEAR$ , son los índices nodales y de sistema, respectivamente.

#### 4.4. MODELO DE ARREPENTIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA.

El modelo de arrepentimientos desarrollado consiste en la generación de un módulo de análisis para minimizar el riesgo de los planes de expansión propuestos, partiendo de una lista de escenarios de generación estratégicos definidos en forma aleatoria.

En principio, se determina la ubicación y la capacidad de nuevos elementos de generación, con base en el conocimiento de las posibilidades de inversión y de acuerdo con el comportamiento del mercado, para formar *opciones de generación*. Cada opción de generación puede contener una cantidad distinta de unidades generadoras, y estar ubicada en nodos generadores existentes o en nodos generadores *nuevos*. Posteriormente, el algoritmo elige en forma aleatoria diferentes combinaciones de opciones de generación, para formar escenarios de generación factibles.

Las alternativas de expansión de la transmisión propuestas son definidas con base en la identificación de violaciones operativas, y en la probabilidad y la cantidad de corte de carga obtenido en la evaluación de la confiabilidad del sistema básico.

Todas las alternativas de expansión propuestas son analizadas en cada escenario de generación, de manera que se determine la alternativa más robusta en todas las condiciones futuras posibles.

Por definición, la alternativa de expansión más robusta es aquella en la que el *arrepentimiento* es mínimo [47]. Este arrepentimiento se obtiene mediante la determinación del menor *Costo Global Anual* (AGC) de transmisión de energía, definido como,

$$AGC = EIC + AIC + AEGC \quad [k\$/año] \quad (4.43)$$

donde,

*EIC*, es el Costo Esperado por Interrupción en (k\$/año), definido en la sección 4.3.4.

*AIC*, es el Costo de Inversión Anual. El costo de inversión es un valor fijo para cada decisión de inversión en particular, y se puede obtener fácilmente a través del método del valor presente [19].

$$AIC = A \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad [k\$/año] \quad (4.44)$$

donde,

*A*, es el costo capital del elemento de transmisión adicionado para una decisión de inversión en particular en k\$/mi, calculado en el año de inicio de la implantación del proyecto.

*i*, es la tasa de descuento, que generalmente es igual a la tasa de interés más la tasa de inflación.

*n*, es la vida económica del proyecto.

*AEGC*, es el Costo de Generación Anual. Este costo es obtenido en forma estática como la suma del producto de la potencia de salida calculada para cada unidad generadora en el despacho económico para el caso base, por su costo incremental; como se muestra en la ecuación (4.45).

$$AEGC = \sum_{i=1}^{NUG} PG_i C_i \frac{8760}{1000} \quad [k\$/año] \quad (4.45)$$

Los Costos Globales Anuales (AGC) de transmisión de energía son ordenados en una *matriz de atributos*  $A_{ij}$ , de dimensiones  $[m \times n]$ , en donde cada elemento de la matriz  $a_{ij}$  es el Costo Global Anual de transmisión de energía obtenido con la alternativa de expansión de la transmisión *i* y el escenario de generación *j*, como se muestra en la figura 4.7.

Posteriormente, el módulo de análisis genera una matriz de medición de atributos conocida como *matriz de arrepentimientos* (*regret matrix*), donde cada elemento de la matriz (*arrepentimiento*) contiene la diferencia entre el valor del atributo  $a_{ij}$  y el valor del atributo de la alternativa de expansión óptima en el *j*ésimo escenario. Por ejemplo, suponga que las alternativas óptimas de expansión para cada escenario de generación de la figura 4.7 son las mostradas en la tabla 4.2.

		ESCENARIOS DE GENERACIÓN				
		1	2	$j$	...	$n$
ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	1	$a_{11}$	$a_{12}$	$a_{1j}$	...	$a_{1n}$
	2	$a_{21}$	$a_{22}$	$a_{2j}$	...	$a_{2n}$
	...	...	...	...	...	...
	$i$	$a_{i1}$	$a_{i2}$	$a_{ij}$	...	$a_{in}$
	$m$	$a_{m1}$	$a_{m2}$	$a_{mj}$	...	$a_{mn}$

Figura 4.7. Matriz de atributos.

Tabla 4.2. Ejemplo para la formación de la matriz de arrepentimientos.

Escenario de Generación $j$	Alternativa Óptima de Expansión $i^*$
1	2
2	2
$j$	1
...	...
$n$	$i$

Entonces, la matriz de arrepentimientos quedaría formada como se muestra en la figura 4.8. Finalmente, si el arrepentimiento de una alternativa dada es cero para todos los escenarios de generación, entonces este plan es robusto. De lo contrario, el criterio de selección de la alternativa óptima de expansión consiste en elegir aquella con menor arrepentimiento promedio.

De esta manera, el módulo de análisis puede determinar el plan de expansión más robusto, considerando las incertidumbres asociadas a la ubicación y a la capacidad de los nuevos elementos de generación. Es importante observar que la alternativa de expansión elegida puede no ser la de menor costo para algún escenario en particular, pero sí la más robusta y flexible dentro del conjunto de escenarios analizados.

		ESCENARIOS DE GENERACIÓN				
		1	2	$j$	...	$n$
ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN	1	$a_{11} - a_{21}$	$a_{12} - a_{22}$	$a_{1j} - a_{1j}$	...	$a_{1n} - a_{in}$
	2	$a_{21} - a_{21}$	$a_{22} - a_{22}$	$a_{2j} - a_{1j}$	...	$a_{2n} - a_{in}$
	...	...	...	...	...	...
	$i$	$a_{i1} - a_{21}$	$a_{i2} - a_{22}$	$a_{ij} - a_{1j}$	...	$a_{in} - a_{in}$
	$m$	$a_{m1} - a_{21}$	$a_{m2} - a_{22}$	$a_{mj} - a_{1j}$	...	$a_{mn} - a_{in}$

Figura 4.8. Matriz de arrepentimientos.

## 4.5. ARCHIVOS DE ENTRADA - SALIDA.

La tabla 4.3 muestra el nombre y la descripción general de los archivos de entrada utilizados por el modelo.

Tabla 4.3. Archivos de entrada.

Nombre del Archivo	Descripción
AAA.dat	El archivo contiene los datos básicos del sistema bajo estudio. El nombre del archivo deberá introducirse desde teclado y no deberá contener más de 12 caracteres. Se incluyen dos líneas de texto de hasta 80 caracteres para descripción del archivo y cinco secciones separadas por el caracter "0", que incluyen datos de carga, datos de generación, parámetros de líneas de transmisión, elementos de compensación y datos de niveles de demanda.
AAA.cur	El archivo contiene los datos de las curvas de costos de las unidades generadoras, incluyendo los límites de potencia activa y los costos incrementales para el despacho económico. El nombre del archivo deberá introducirse desde teclado y no deberá contener más de 12 caracteres.
CCDF.dat	Contiene los datos necesarios para la construcción de las Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF). Incluye los costos por interrupción por sector de consumo y la distribución porcentual de carga de cada sector en cada nodo.
ALTERNA.dat	Contiene los datos de las alternativas propuestas de expansión de la red. Cada alternativa deberá contener los parámetros básicos de la línea adicionada, sus tasas de falla y tiempos reparación, la longitud de la línea y los datos utilizados para la determinación de los costos de inversión.
GENERA.dat	Contiene los datos por bloque de generación de cada opción de generación propuesta. Incluye la capacidad neta de generación y los límites de potencia reactiva por nodo generador.
GENERAC.dat	Contiene los costos de cada unidad generadora de las opciones de generación.

Los archivos de salida para cada opción del algoritmo (ver sección 4.1) son los mostrados en la tabla 4.4.

La descripción detallada de los datos utilizados en los archivos de entrada - salida se muestra en el Apéndice D.

Tabla 4.4. Archivos de salida.

No. de Opción	Nombre del Archivo
Opción 1	PROBLEMAS.sal
Opción 2	TIROCAR.sal
Opción 3	ALTOPTI.sal

---

# CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO

La aplicación de la herramienta propuesta es ilustrada mediante la utilización de dos sistemas de prueba: MSDT y MRTS. Ambos han sido desarrollados tomando como base el Sistema de Prueba para Estudios de Confiabilidad del IEEE (IEEE RTS), mostrado en la referencia [27]. La versión original del IEEE RTS tiene una red de transmisión relativamente robusta, por lo que la finalidad de las modificaciones realizadas es debilitar el sistema de transmisión y aumentar el flujo de potencia activa para llevar a cabo estudios de planeación enfocados exclusivamente a este sector.

La versión del MSDT ha sido propuesta por el autor con la finalidad de probar la herramienta desarrollada en un sistema flexible. Los datos básicos del sistema de prueba son mostrados detalladamente en el Apéndice B. En la primera parte se muestra el modelo de carga anual utilizado para el estudio, así como los datos de carga, generación y datos del sistema de transmisión. En la segunda parte se muestran los datos estocásticos necesarios para la simulación de contingencias y los datos utilizados en la construcción de las Funciones de Daño al Consumidor. La versión del MRTS fue sugerida por Bertoldi et al [33], basada en una versión del EPRI del IEEE RTS. Las modificaciones adicionales con relación al MSDT se muestran en el Apéndice B.

En el caso del MSDT, la valoración del funcionamiento del algoritmo se presenta para cada una de las opciones (ver sección 4.1): identificación de violaciones operativas, evaluación de la confiabilidad del sistema básico y determinación de alternativas óptimas de expansión. En el análisis del MRTS, el objetivo es comparar los resultados obtenidos en la etapa de obtención de alternativas óptimas de expansión con los obtenidos por R. Billinton en [19].

Todos los estudios, a menos que se especifique lo contrario, fueron realizados en un sistema Pentium 4 a 2.80 GHz, con capacidad de memoria RAM de 256 MB. Por necesidades de uso de memoria virtual, fue necesario ajustar el tamaño máximo del archivo de paginación a 744 MB.

## 5.1. SISTEMA DE PRUEBA MSDT.

### 5.1.1. IDENTIFICACIÓN DE VIOLACIONES OPERATIVAS.

Los resultados mostrados en esta etapa incluyen los obtenidos tanto en el estudio anualizado como en el estudio anual. En el estudio anualizado se considera una demanda máxima constante de 3,135.0 MW. En el estudio anual se simulan tres niveles de carga, con demandas promedio de 3,083.2, 2,461.3 y 1,476.7 MW, respectivamente. En ambos casos, se permite un muestreo máximo de 10,000 estados. De acuerdo con los análisis realizados, se determinó que el coeficiente de variación más lento es el de la identificación de violaciones de flujos en líneas de transmisión (BTFF), por lo que se tomó este coeficiente como referencia para verificar la convergencia del algoritmo. El comportamiento de BTFF se muestra en la figura 5.1 para el estudio anualizado. La tolerancia permitida en todos los casos es de 0.05.

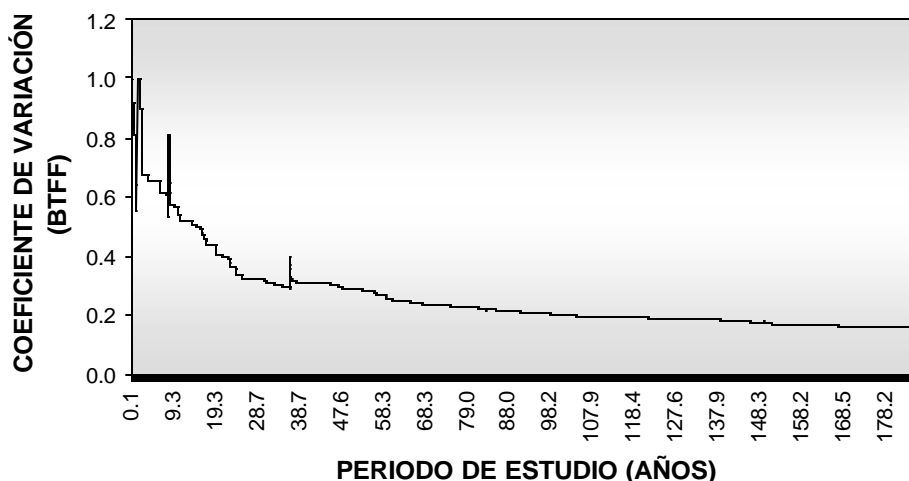


Figura 5.1. Comportamiento del coeficiente de variación BTFF.

Tabla 5.1. Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.

Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	Coefficientes de Variación
TFF	0.00554272	0.161057
TFV	0.01375404	0.098185
TFQ	0.00884121	0.119540
TPEL	0.00000000	0.000000
TFCP	0.00001769	0.999971

Como se observa en la figura 5.1, el comportamiento de BTFF al final del periodo de estudio es prácticamente constante, por lo que se considera que la evaluación de 10,000 estados es suficiente para obtener resultados confiables.

La tabla 5.1 muestra los resultados obtenidos en esta etapa para el estudio anualizado. Como se observa, la incidencia de violaciones en límites de voltajes nodales (TFV) es más pronunciada en comparación con los demás indicadores. Esto se debe a que desde el caso base, el sistema muestra una tendencia marcada a rebasar el límite inferior de voltaje, fijado en 0.95 pu para todos los nodos. Por otra parte, se observa que la aparición de nodos de carga aislados (TPEL) y la presencia de problemas de convergencia en el estudio de flujos de potencia (TFCP) es prácticamente despreciable.

Las figuras 5.2 a 5.4 muestran gráficamente el comportamiento de los índices calculados a lo largo del periodo de estudio. No se incluyen TPEL ni TFCP. Como se observa, las oscilaciones tienden a disminuir a medida que se incrementa el número de estados analizados (incremento en el tiempo de simulación).

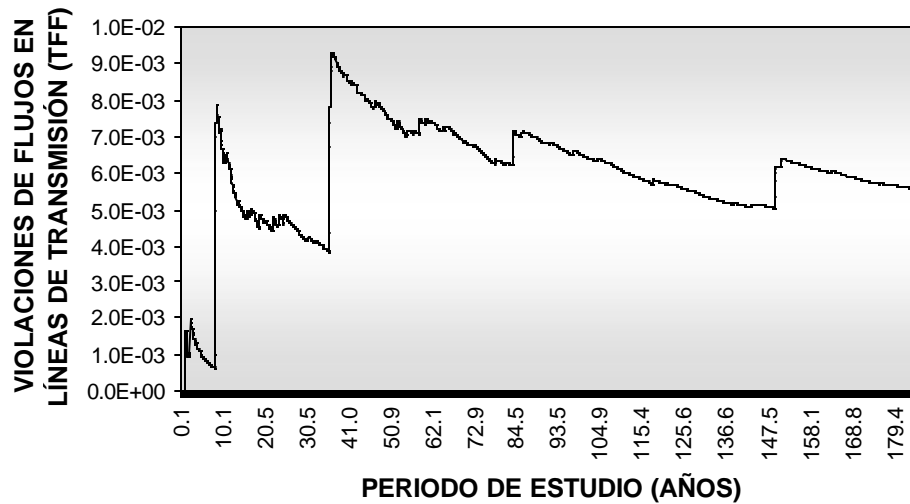


Figura 5.2. Violaciones de flujos en líneas de transmisión (TFF) para el sistema MSDT.

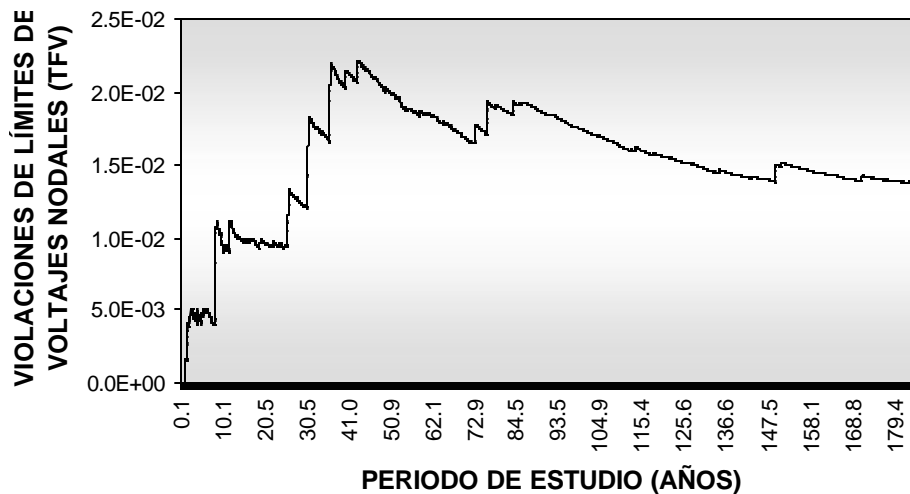


Figura 5.3. Violaciones de límites de voltajes nodales (TFV) para el sistema MSDT.

Además del archivo de salida principal, el módulo de identificación de violaciones operativas genera archivos para observar detalladamente los estados con todos los tipos de violaciones operativas definidos en la sección 4.2.4.1. Estos archivos constituyen una herramienta importante para la toma de decisiones en la fase de planeación de la expansión de la red. Los archivos de salida se identifican de la siguiente manera:

- a) Estados con violaciones de flujos en líneas de transmisión: PFLUJOS.sal.
- b) Estados con violaciones de voltajes nodales: PVOLTAJES.sal.
- c) Estados con violaciones de potencias reactivas en nodos generadores: PREATIVAS.sal.
- d) Estados con nodos de carga aislados: PAISLADOS.sal.



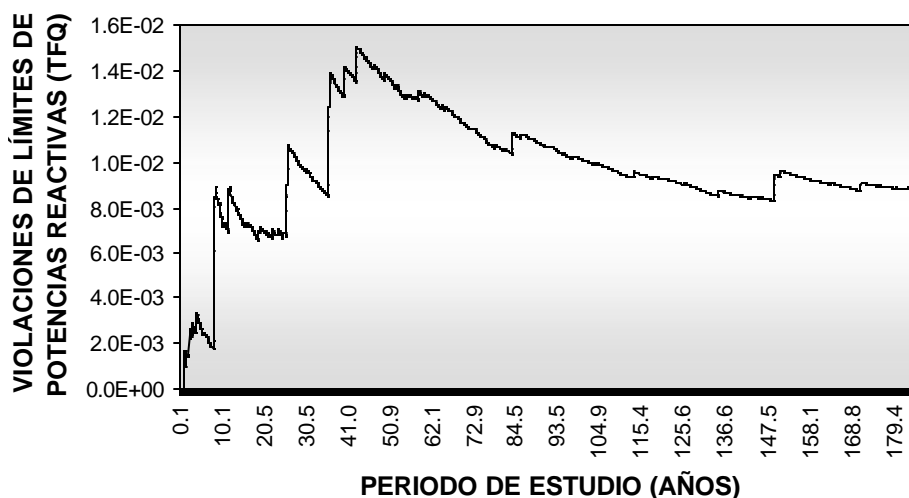


Figura 5.4. Violaciones de límites de potencias reactivas (TFQ) para el sistema MSDT.

e) Estados con problemas de convergencia en el estudio de flujos de potencia: PCONVERGE.sal.

Para la elaboración del estudio anual, se utiliza el modelo de carga de 8,736 horas mostrado en el Apéndice B para el sistema de prueba MSDT. Los resultados del estudio se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Resultados del estudio anual en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.

<b>Paso 1 de la Curva de Duración de Carga</b>		
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	Coefficientes de Variación
TFF	0.01205256	0.160452
TFV	0.01957960	0.117374
TFQ	0.01384897	0.140429
TPEL	0.00000000	0.999999
TFCP	0.00000355	0.707010
<b>Paso 2 de la Curva de Duración de Carga</b>		
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	Coefficientes de Variación
TFF	0.00719681	0.166193
TFV	0.01712518	0.100025
TFQ	0.01026083	0.143540

Tabla 5.2. Resultados del estudio anual en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Paso 2 de la Curva de Duración de Carga</b>		
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	Coefficientes de Variación
TPEL	0.00000000	0.897557
TFCP	0.00000657	0.999998
<b>Paso 3 de la Curva de Duración de Carga</b>		
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	Coefficientes de Variación
TFF	0.00719681	8
TFV	0.00945907	0.111111
TFQ	0.00864780	0.120293
TPEL	0.00000000	0.879034
TFCP	0.00000657	0.999998
<b>Resultados del Estudio Anual</b>		
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido	
TFF	0.00720126	
TFV	0.01341021	
TFQ	0.00948198	
TPEL	0.00000000	
TFCP	0.00000657	

La tabla 5.3 muestra la comparación entre los resultados obtenidos en el estudio anual y los obtenidos en el estudio anualizado. Como se observa, la diferencia no es significativa, por lo que se puede afirmar que la ocurrencia de violaciones operativas aún en niveles de demanda bajos tiene una probabilidad alta.

Tabla 5.3. Comparación del estudio anualizado y el estudio anual en la etapa de identificación de violaciones operativas para el sistema MSDT.

Índice de Confiabilidad	Estudio Anualizado	Estudio Anual	Diferencia (Anualizado – Anual)
TFF	0.00554272	0.00720126	-0.00165854
TFV	0.01375404	0.01341021	0.00034383
TFQ	0.00884121	0.00948198	-0.00064077
TPEL	0.00000000	0.00000000	0.00000000
TFCP	0.00001769	0.00000657	0.00001112

5.1.2. ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y EVALUACIÓN COSTO - BENEFICIO.

Los estudios realizados en esta etapa permiten analizar la respuesta del algoritmo de aplicación de medidas correctivas, incluyendo la filosofía propuesta para llevar a cabo el corte de carga.

Los estudios han sido desarrollados manteniendo la configuración básica inicial del sistema de prueba mostrado en la figura B.1. Al igual que en la sección 5.1.1, se realizan estudios anualizados y estudios anuales. En ambos casos se permite un muestreo máximo de 10,000 estados, tomando como coeficiente de variación de referencia el de la Demanda Esperada no Suministrada (BEDNS), considerado como el de respuesta más lenta [19]. El comportamiento de BEDNS se muestra en la figura 5.5 para el estudio anualizado. La tolerancia permitida en todos los casos es de 0.05. Los resultados del estudio anualizado se muestran en la tabla 5.4.

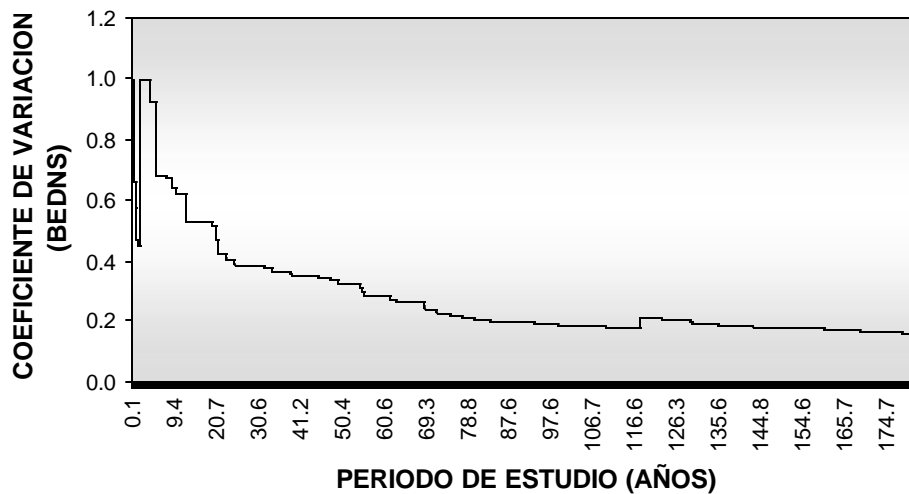


Figura 5.5. Comportamiento del coeficiente de variación BEDNS.

Tabla 5.4. Resultados del estudio anualizado en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT.

Índices de Tiro de Carga Índices de Sistema	
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido
PLC	0.00273
EDNS (MW)	0.25576
EFLC (ocurrencias/año)	2.48323

Tabla 5.4. Resultados del estudio anualizado en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Evaluación Costo - Beneficio Índices Nodales</b>			
No. de Bus	EENS (MWh/año)	EIC (k\$/año)	IEAR (\$/kWh)
1	5.43	40.39	7.44
2	110.54	223.18	2.02
3	9.31	47.68	5.12
4	3.79	23.19	6.11
5	3.57	25.20	7.06
6	767.94	757.79	0.99
7	0.11	1.25	11.77
8	8.80	50.80	5.77
9	198.55	224.33	1.13
10	56.93	153.32	2.69
13	0.00	0.00	0.00
14	464.75	79.24	0.17
15	15.93	57.08	3.58
16	5.09	22.44	4.41
18	376.91	724.57	1.92
19	205.77	231.07	1.12
20	7.07	26.70	3.78
<b>Evaluación Costo - Beneficio Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad	Valor Obtenido		
EENS (MWh/año)	2240.48		
EIC (k\$/año)	2688.24		
IEAR (\$/kWh)	1.20		

La evaluación de la respuesta del algoritmo de tiro de carga se puede explicar analizando algunos de los estados en donde se presenta afectación de carga y cuya probabilidad de ocurrencia es mayor. Como se mencionó anteriormente, el objetivo de la filosofía de tiro de carga propuesta es desconectar carga en los nodos donde el costo por interrupción sea menor y mantener los parámetros del sistema dentro de sus límites operativos. Para efectuar el análisis, en la figura 5.6 se muestran las Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF), construidas a partir de los datos mostrados en las tablas B.10 y B.11 del Apéndice B. Los estados analizados se muestran en la tabla 5.5.

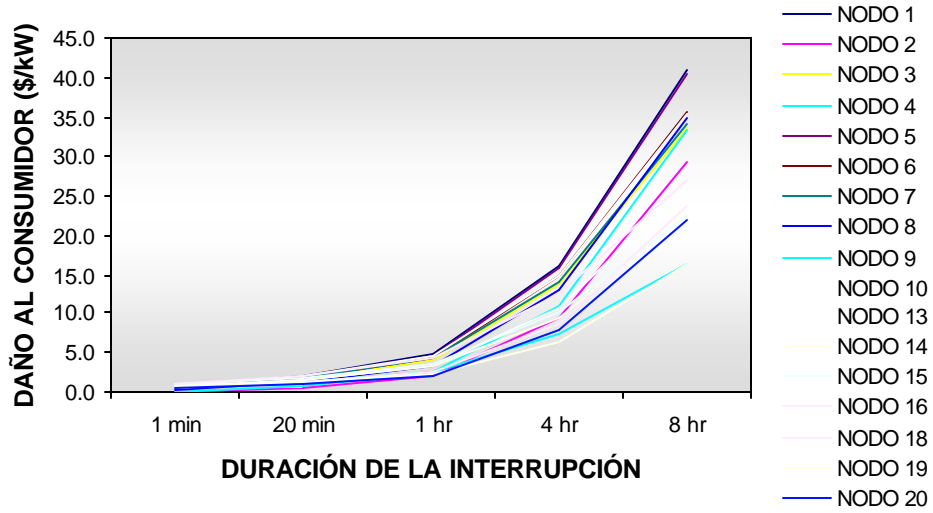


Figura 5.6. Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas.

Tabla 5.5. Estados analizados para evaluar la respuesta del algoritmo de tiro de carga.

Estado No.	Contingencia	
	Nodo de Envío	Nodo de Recepción
1	8	9
2	6	10

*Estado 1.* La salida de la línea conectada entre los nodos 8 y 9 implica la desconexión de 106.76 MW, distribuidos en la forma mostrada en la tabla 5.6.

Debido a que la tasa de salidas transitorias de la línea conectada entre los nodos 8 y 9 (2.3 salidas/año) es mucho mayor que la tasa de salidas permanentes (0.44 salidas/año), la selección aleatoria del tipo de falla desarrollada por el algoritmo indica que la mayor parte de las fallas en esta línea presentan una duración menor a un minuto. Analizando la

Tabla 5.6. Corte de carga en el primer estado analizado.

Nodo	Corte de Carga (MW)
2	53.35
4	40.70
8	12.71
Total	106.76

Tabla 5.7. Corte de carga en el segundo estado analizado.

Nodo	Corte de Carga (MW)
6	74.70

figura 5.6, se observa que para esta duración, el menor costo en \$/kW se presenta en los nodos 2 (0.0720), 4 (0.0941) y 8 (0.3401). Por lo tanto, se puede afirmar que el algoritmo mantiene el objetivo de desconectar a los usuarios que representan un menor costo para el sistema. En este caso, el corte de carga se desarrolla en términos de la magnitud relativa de las Funciones de Daño al Consumidor para cada nodo.

*Estado 2.* En este caso, la salida de la línea conectada entre los nodos 6 y 10 implica la desconexión de 74.70 MW, distribuidos en la forma mostrada en la tabla 5.7.

La desconexión de esta línea sobrecarga de manera importante a la conectada entre los nodos 2 y 6. Al quedar conectado el nodo 6 a través de esta línea en forma radial, la única solución para mantener al sistema en estado normal es la desconexión de carga en este nodo, aún cuando no sea la alternativa más económica. En este caso, el corte de carga se desarrolla en términos del mantenimiento de la seguridad de la red. Por lo tanto, se puede afirmar que el comportamiento del algoritmo es adecuado.

Debe observarse que la selección del nodo o los nodos donde debe desconectarse carga es dependiente de la duración de la falla. Por lo tanto, la comparación de los resultados obtenidos con el modelo propuesto y otros modelos presentados en la literatura podría variar, ya que en la mayoría de los casos se permiten únicamente fallas permanentes, lo cual no es consistente con lo que ocurre en los sistemas reales.

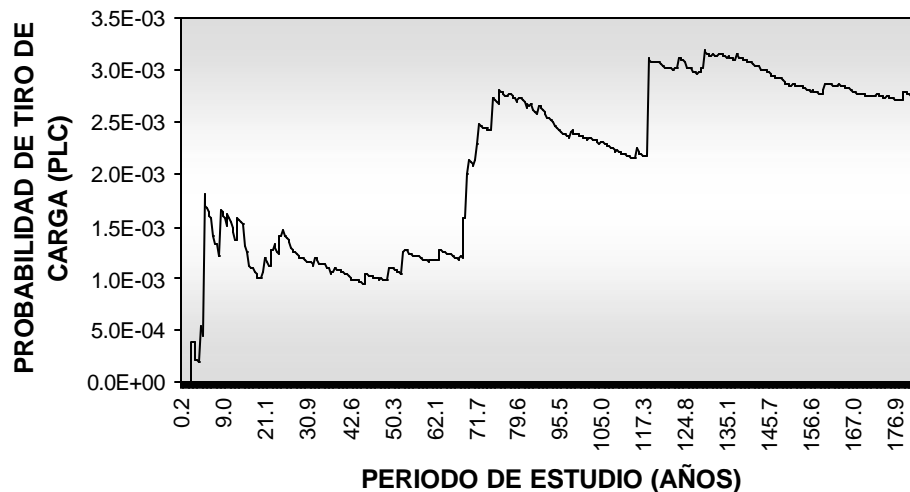


Figura 5.7. Probabilidad de Tiro de Carga (PLC) para el sistema MSDT.

El comportamiento en el tiempo de los índices de tiro de carga y los índices de sistema obtenidos en la etapa de la evaluación costo – beneficio se muestra en las figuras 5.7 a 5.11, para el estudio anualizado.

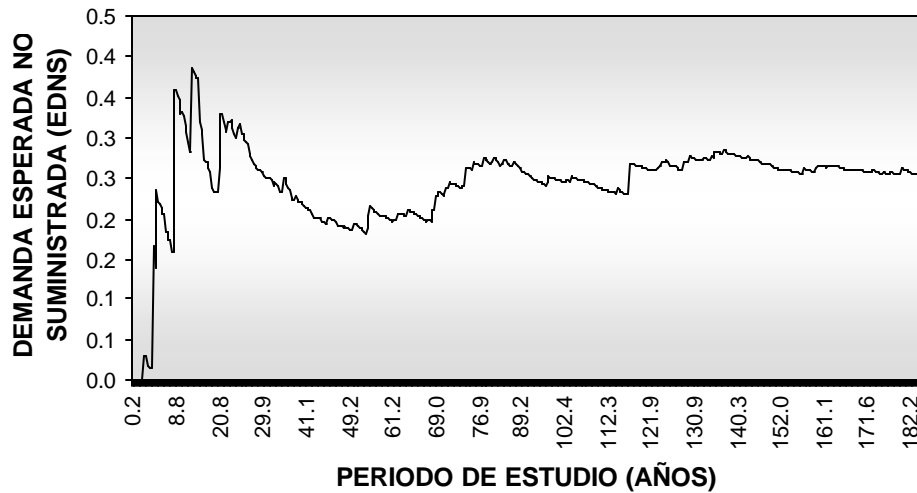


Figura 5.8. Demanda Esperada no Suministrada (EDNS) para el sistema MSDT.

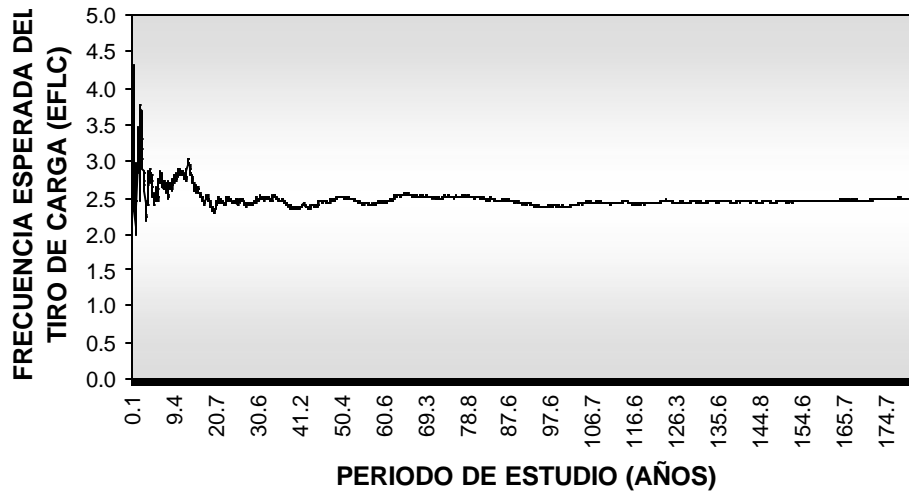


Figura 5.9. Frecuencia Esperada del Tiro de Carga (EFLC) para el sistema MSDT.

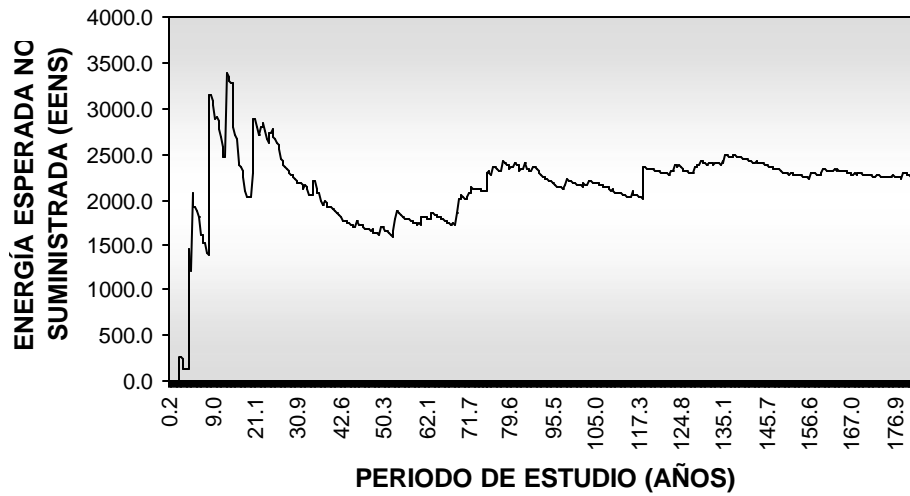


Figura 5.10. Energía Esperada no Suministrada (EENS) para el sistema MSDT.



Figura 5.11. Costo Esperado por Interrupción (EIC) para el sistema MSDT.

Los resultados del estudio anual se muestran en la tabla 5.8. Como se observa, la diferencia de los resultados obtenidos en el estudio anual y los obtenidos en el estudio anualizado es muy grande (ver tabla 5.9). Esto se debe a que a medida que se reduce la demanda, la probabilidad de tiro de carga es mucho menor. De hecho, como puede observarse en la tabla 5.8, para el nivel de demanda mínimo no hay afectación de carga en ningún estado.



Tabla 5.8. Resultados del estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT.

<b>Paso 1 de la Curva de Duración de Carga</b>			
<b>Índices de Tiro de Carga</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
PLC		0.00507	
EDNS (MW)		0.23991	
EFLC (ocurrencias/año)		1.00352	
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices Nodales</b>			
No. de Bus	EENS (MWh/año)	EIC (k\$/año)	IEAR (\$/kWh)
1	0.00	0.63	22405.92
2	0.39	2.36	6.04
3	0.00	0.00	0.00
4	0.14	1.75	12.59
5	0.00	0.11	6074.95
6	0.00	0.72	18418.99
7	0.13	1.23	9.74
8	0.00	3.98	3518.49
9	1985.90	337.29	0.17
10	0.20	2.25	11.50
13	0.00	0.00	0.00
14	0.20	1.80	9.19
15	0.00	0.01	14414.77
16	0.00	0.29	42215.98
18	0.00	2.04	27452.47
19	113.67	167.53	1.47
20	1.01	3.43	3.41
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
EENS (MWh/año)		2101.63	
EIC (k\$/año)		525.40	
IEAR (\$/kWh)		0.25	

Tabla 5.8. Resultados del estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Paso 2 de la Curva de Duración de Carga</b>			
<b>Índices de Tiro de Carga</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
PLC		0.00000	
EDNS (MW)		0.00007	
EFLC (ocurrencias/año)		0.01089	
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices Nodales</b>			
No. de Bus	EENS (MWh/año)	EIC (k\$/año)	IEAR (\$/kWh)
1	0.00	0.00	0.00
2	0.09	0.53	5.74
3	0.17	2.53	14.91
4	0.07	0.51	7.25
5	0.00	0.00	0.00
6	0.02	1.05	61.49
7	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00
10	0.02	1.21	50.08
13	0.00	0.00	0.00
14	0.18	2.71	14.78
15	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00
19	0.02	0.96	42.28
20	0.02	0.52	32.82
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
EENS (MWh/año)		0.60	
EIC (k\$/año)		10.02	
IEAR (\$/kWh)		16.84	

Tabla 5.8. Resultados del estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Paso 3 de la Curva de Duración de Carga</b>			
<b>Índices de Tiro de Carga</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
PLC		0.00000	
EDNS (MW)		0.00000	
EFLC (ocurrencias/año)		0.00000	
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices Nodales</b>			
No. de Bus	EENS (MWh/año)	EIC (k\$/año)	IEAR (\$/kWh)
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00
6	0.00	0.00	0.00
7	0.00	0.00	0.00
8	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00
<b>Evaluación Costo - Beneficio</b>			
<b>Índices de Sistema</b>			
Índice de Confiabilidad		Valor Obtenido	
EENS (MWh/año)		0.00	
EIC (k\$/año)		0.00	
IEAR (\$/kWh)		0.00	

Tabla 5.8. Resultados del estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis costo - beneficio para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Resultados del Estudio Anual</b>	
<b>Índices de Sistema</b>	
<b>Índice de Confiabilidad</b>	<b>Valor Obtenido</b>
PLC	0.00000
EDNS (MW)	0.00025
EFLC (ocurrencias/año)	0.00652
EENS (MWh/año)	2.23
EIC (k\$/año)	5.64
IEAR (\$/kWh)	8.66

Tabla 5.9. Comparación del estudio anualizado y el estudio anual en la etapa de la evaluación de la confiabilidad para el sistema MSDT.

<b>Índice</b>	<b>Estudio Anualizado</b>	<b>Estudio Anual</b>	<b>Diferencia (Anualizado – Anual)</b>
PLC	0.00273	0.00000	0.00273
EDNS	0.25576	0.00025	0.25551
EFLC	2.48323	0.00652	2.47671
EENS	2240.48	2.23	2238.25
EIC	2688.24	5.64	2682.60
IEAR	1.20	8.66	-7.46

Debido a que la necesidad de tirar carga se presenta generalmente en la condición de demanda máxima, y dado que su probabilidad de ocurrencia es mínima ( $0.916 \times 10^{-3}$ ), la obtención únicamente de índices anualizados puede sobrestimar los resultados. No obstante, en la etapa de determinación de alternativas de expansión, el estudio anualizado puede ser suficiente para la comparación de planes de expansión a largo plazo.

### 5.1.3. DETERMINACIÓN DE ALTERNATIVAS ÓPTIMAS DE EXPANSIÓN.

El objetivo final de la herramienta propuesta es la determinación de alternativas óptimas de expansión, considerando las incertidumbres asociadas a la apertura del mercado eléctrico. Para probar esta etapa del algoritmo se analizaron los resultados obtenidos en las etapas previas. Las alternativas de expansión propuestas se muestran en la tabla 5.10.

Tabla 5.10. Alternativas de expansión propuestas para el sistema MSDT.

Alternativa	Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Longitud (millas)	Costo Capital de Inversión k\$/milla	Tasa de Descuento (%)	Vida Económica Útil (años)
1	2	7	16.0	105.0	10.0	30.0
2	6	8	16.0	105.0	10.0	30.0
3	11	14	29.0	155.0	10.0	30.0
4	15	24	36.0	155.0	10.0	30.0
5	16	17	18.0	155.0	10.0	30.0
6	20	23	15.0	155.0	10.0	30.0

Tabla 5.11. Opciones de generación para el sistema MSDT.

Opción	Nodo	Cantidad y Capacidad Máxima de Generación (MW)	Costos Incrementales (\$/MWh)	Tipo
1	4	3 X 76	13.17	Termoeléctrica
2	5	3 X 100	20.66	Termoeléctrica
3	8	2 X 197	20.82	Termoeléctrica
4	16	1 X 155	10.66	Termoeléctrica
5	17	1 X 350	10.83	Termoeléctrica
6	19	1 X 155	10.66	Termoeléctrica
7	20	1 X 155	10.66	Termoeléctrica

Las opciones de generación propuestas se muestran en la tabla 5.11. Los escenarios de generación son elegidos en forma aleatoria. El algoritmo permite la elección de tres opciones de generación en cada escenario. El número de opciones de generación se puede modificar directamente desde el código del programa de acuerdo con las necesidades del usuario. La ubicación de los bloques de generación y las alternativas de expansión de la transmisión propuestas se muestra con líneas punteadas en la figura 5.12.

La tabla 5.12 muestra los resultados arrojados por el modelo manteniendo la demanda actual. Únicamente se realiza el estudio anualizado. En la figura 5.13 se puede observar gráficamente el Costo Global Anual (AGC) de transmisión de energía de cada alternativa de expansión en el conjunto de escenarios de generación.

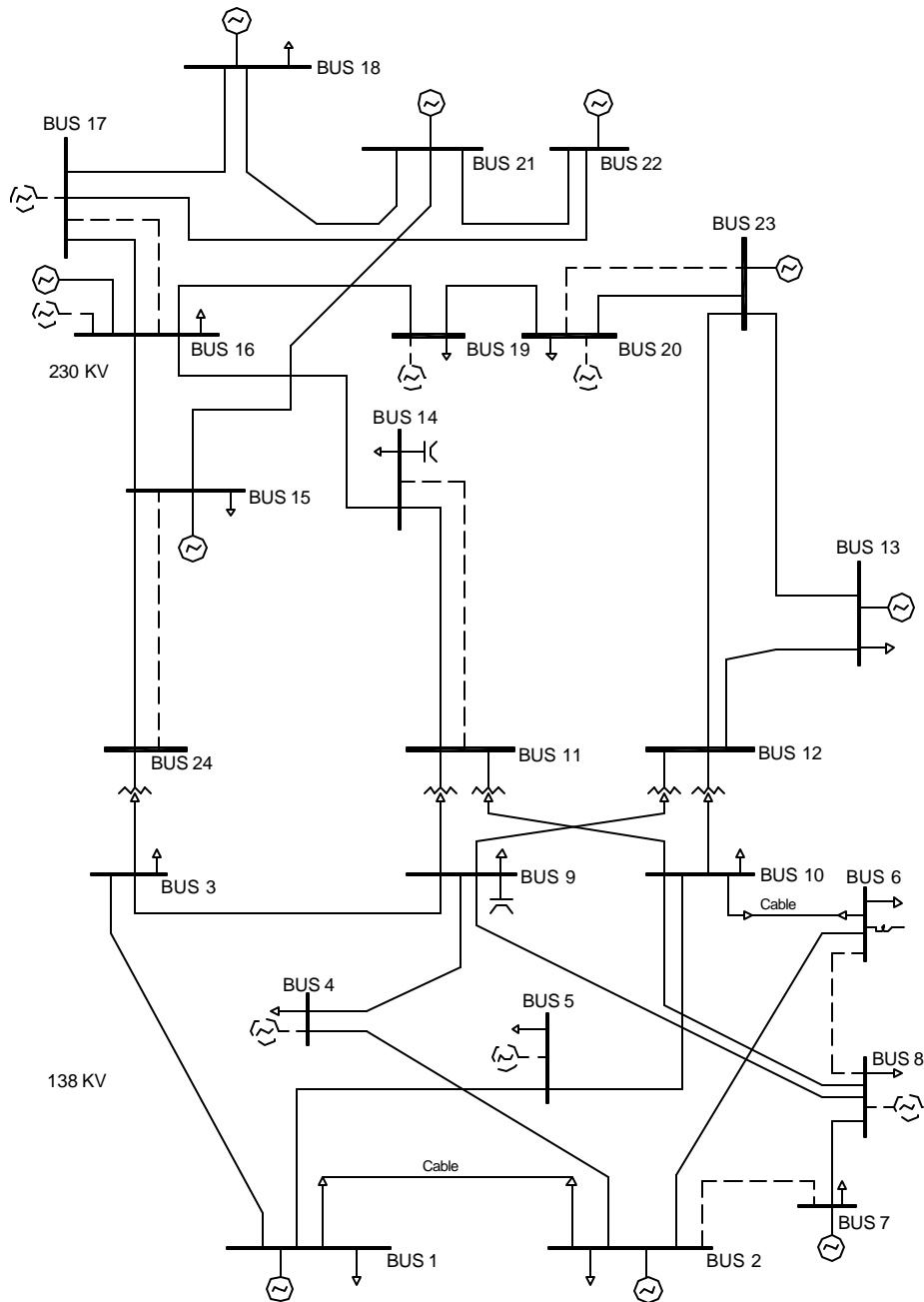


Figura 5.12. Alternativas de expansión y opciones de generación propuestas para el sistema MSDT.

Tabla 5.12. Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión para el sistema MSDT.

<b>Matriz de Atributos Parcial Costos Esperados por Interrupción (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	1005.12	800.12	990.95	787.38	5504.22
	82.38	225.56	0.00	46.16	1310.99
	1153.66	1080.78	997.11	1206.44	1943.81
	1108.83	929.46	982.32	874.32	1420.26
	859.94	1189.87	916.20	950.95	2540.90
	964.94	1532.04	725.69	835.57	2123.52
<b>Costos Anuales de Inversión (k\$/año)</b>					
Alternativa de Expansión		Costo Anual de Inversión			
Alternativa 1		178.21			
Alternativa 2		178.21			
Alternativa 3		476.83			
Alternativa 4		591.92			
Alternativa 5		295.96			
Alternativa 6		246.63			
<b>Matriz de Atributos Parcial Costos Anuales de Generación (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	294568.92	294091.66	309705.46	315966.36	304531.15
	294660.37	294175.79	308612.61	314950.12	304842.29
	294379.79	293959.59	310214.92	316381.09	304703.98
	294418.57	293964.88	310143.91	316303.50	304691.54
	293906.58	293410.46	309980.48	316130.20	304068.57
	294674.64	294190.56	310253.08	316410.42	304853.92
<b>Matriz de Atributos Costos Globales (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	295752.25	295070.00	310874.62	316931.95	310213.58
	294920.96	294579.56	308790.82	315174.50	306331.49
	296010.28	295517.20	311688.85	318064.36	307124.61
	296119.33	295486.26	311718.15	317769.74	306703.72
	295062.48	294896.30	311192.65	317377.11	306905.43
	295866.21	295969.23	311225.41	317492.62	307224.08

Tabla 5.12. Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión para el sistema MSDT. Continuación.

<b>Matriz de Arrepentimientos Costos Globales (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	831.29	490.44	2083.80	1757.45	3882.09
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	1089.31	937.64	2898.03	2889.86	793.11
	1198.37	906.71	2927.34	2595.24	372.22
	141.52	316.74	2401.83	2202.62	573.94
	965.25	1389.68	2434.59	2318.13	892.58
<b>Alternativa Óptima de Expansión</b>					
Alternativa Número 2: Línea de transmisión conectada entre los nodos 6 y 8					

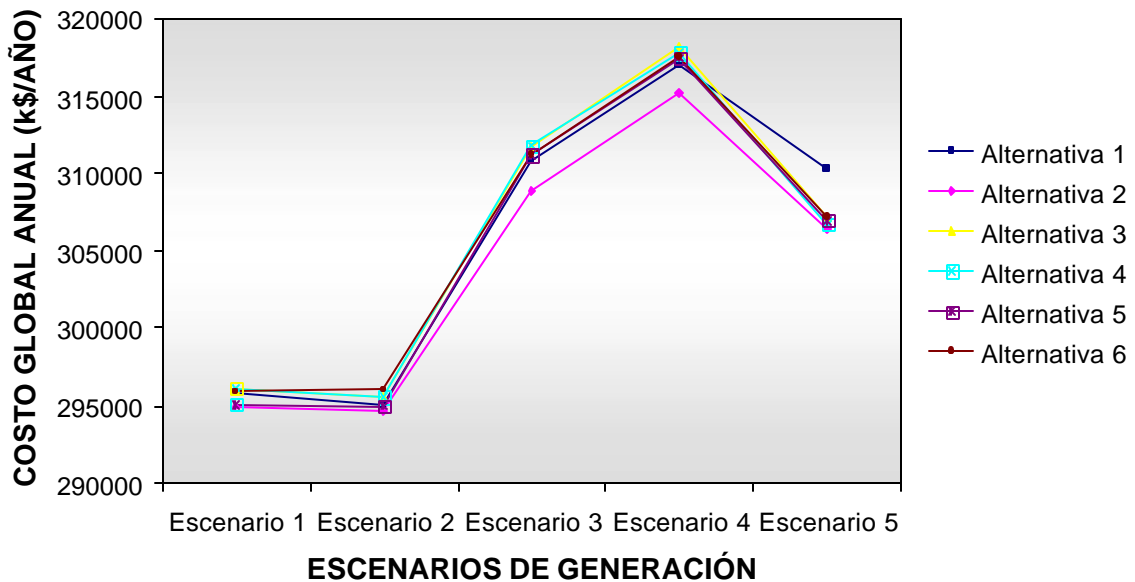


Figura 5.13. Costos Globales Anuales de las alternativas de expansión analizadas para el sistema MSDT.

Como se vio en la sección 5.1.2, la salida de la línea conectada entre los nodos 6 y 10 contribuye de manera importante al incremento del costo por interrupción del sistema. Al adicionar una línea entre los nodos 6 y 8 (Alternativa 2) se elimina la afectación de carga en este estado, y en consecuencia, aún en el caso más severo (Escenario de Generación 5), el Costo Esperado por Interrupción (EIC) se reduce 1,377.25 k\$/año (2,688.24 – 1,310.99). Esta reducción es mucho mayor que la inversión anual necesaria. Por otra parte, la inversión anual para la implantación de la Alternativa 2 es menor en comparación con las demás alternativas (178.21 k\$/año), por lo que tanto desde el punto de vista de la



confiabilidad de la red como del económico, la Alternativa 2 se convierte en la mejor opción para la expansión del sistema MSDT en el nivel de demanda actual. Además, como se observa en la matriz de arrepentimientos, el valor del arrepentimiento de la Alternativa 2 es cero en cada escenario de generación analizado, por lo que su implantación acarrearía beneficios importantes sobre cualquier decisión de inversión en la parte de la generación.

Un análisis adicional demuestra que prácticamente el 97% de los EIC obtenidos en el estudio, es menor que el obtenido para el sistema básico (2,688.24 k\$/año, ver tabla 5.4), por lo que en un esquema de inversiones a largo plazo, podría establecerse una secuencia de proyectos de expansión considerando los planes propuestos o una combinación de ellos, con beneficios reales garantizados.

Además del estudio efectuado en el nivel de demanda actual, se realizaron estudios anualizados considerando incrementos en la demanda del 2, 5 y 10%, con demandas máximas de 3,197.7, 3,291.8 y 3,448.5 MW, respectivamente. Se considera que el incremento de carga es uniforme para todos los nodos del sistema. Se mantiene un factor de potencia constante del 98%. En cada caso se permite el muestreo de 10,000 estados. Los Costos Globales Anuales (AGC) obtenidos en M\$/año se muestran en la tabla 5.13. Los arrepentimientos obtenidos en k\$/año se muestran en la tabla 5.14.

Tabla 5.13. Costos Globales Anuales para incrementos de carga del 2, 5 y 10% para el sistema MSDT.

Incremento de Carga (%)	Alternativa de Expansión	Costos Globales (M\$/año)				
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2.0	1	317.38	323.71	317.59	302.11	323.97
	2	315.54	323.26	317.21	301.65	321.87
	3	318.44	324.41	318.72	302.88	324.47
	4	318.40	324.33	138.72	302.53	325.03
	5	318.17	324.25	318.30	302.55	324.07
	6	318.15	324.23	318.32	302.31	324.52
5.0	1	323.72	323.34	323.57	308.71	323.28
	2	321.29	321.84	321.25	309.89	321.24
	3	324.76	325.49	324.84	309.17	324.24
	4	324.08	324.32	324.05	309.24	324.53
	5	323.25	324.10	323.10	308.74	324.01
	6	324.83	325.10	324.49	309.23	324.12
10.0	1	327.47	335.72	338.89	338.52	365.04
	2	329.39	336.44	338.01	338.04	363.34
	3	326.71	336.09	340.02	339.43	365.68
	4	328.79	338.62	340.94	339.60	365.69
	5	327.26	366.02	340.17	339.14	365.10
	6	328.75	336.42	339.67	339.47	365.36

Tabla 5.14. Arrepentimientos obtenidos para incrementos de carga del 2, 5 y 10% para el sistema MSDT.

Incremento de Carga (%)	Alternativa de Expansión	Arrepentimientos (k\$/año)				
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
2.0	1	1842.39	458.46	382.26	468.71	2098.53
	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3	2900.82	1155.34	1512.74	1242.03	2600.37
	4	2854.14	1078.17	1504.65	879.66	3161.88
	5	2624.02	996.56	1088.73	908.82	2201.02
	6	2605.17	975.88	1112.05	659.53	2644.46
5.0	1	2433.80	1497.72	2316.49	0.00	2041.95
	2	0.00	0.00	0.00	1170.75	0.00
	3	3474.30	3644.07	3588.68	454.65	2997.17
	4	2790.88	2476.56	2797.57	526.16	3289.82
	5	1961.44	2258.52	1848.93	23.64	2769.29
	6	3537.09	3254.78	3196.47	518.81	2877.81
10.0	1	763.26	0.00	875.80	480.29	1707.63
	2	2678.60	723.48	0.00	0.00	0.00
	3	0.00	371.40	2003.97	1388.53	2338.36
	4	2083.46	2897.04	2928.21	1563.96	2350.49
	5	557.48	30299.51	2157.61	1097.69	1761.97
	6	2047.67	696.56	1653.91	1433.03	2018.24

Como se observa en la tabla 5.14, el menor arrepentimiento promedio para cualquier incremento de carga se obtiene al incluir en el sistema la línea conectada entre los nodos 6 y 8 (Alternativa 2). Esto reafirma los resultados preliminares obtenidos para la demanda actual. En conclusión, la Alternativa 2 satisface los requerimientos de confiabilidad y economía para distintos escenarios de generación y diferentes pronósticos de demanda durante el periodo de estudio.

## 5.2. SISTEMA DE PRUEBA MRTS.

La valoración de resultados en esta sección se realiza en el sistema de prueba propuesto en la referencia [33]. Los datos básicos del sistema son mostrados en el Apéndice B.

El objetivo del estudio es comparar los resultados obtenidos con la herramienta propuesta en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión, con los obtenidos por R. Billinton en [19], aún cuando los estudios se realizaron en condiciones distintas. La principal diferencia es que en [19] se analiza la confiabilidad del sistema compuesto (contingencias simuladas en generadores y elementos de transmisión),

mientras que en la herramienta propuesta se considera que las fallas de unidades generadoras están fuera del alcance del planificador de la transmisión, por lo que no se incluyen en el modelo.

Para la determinación de las alternativas de expansión propuestas se analizan los resultados obtenidos en la etapa de identificación de violaciones operativas. El objetivo final es reducir las sobrecargas en elementos de transmisión. Un análisis simple permite identificar que las contingencias que producen el mayor número de sobrecargas, y cuya probabilidad de ocurrencia es más elevada, son las mostradas en la tabla 5.15. La probabilidad mostrada se obtuvo para un total de 200 estados con violaciones de flujos en líneas de transmisión.

Los resultados mostrados permiten observar que la mayor parte de las fallas que ocasionan sobrecargas en el sistema ocurren en la red de 230 kV (ver figura B.2), lo que es consistente con los resultados obtenidos en [19].

Por otra parte, la evaluación de la confiabilidad del sistema básico demuestra que los nodos con la cantidad mayor de Energía Esperada no Suministrada (EENS), son los mostrados en la tabla 5.16.

Tabla 5.15. Contingencias que ocasionan sobrecargas en el sistema MRTS.

Contingencia No.	Contingencia		Sobrecarga		Probabilidad (%)
	Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Nodo de Envío	Nodo de Recepción	
1	2	6	6	10	23.5
2	13	23	12	23	16.0
			20	23	
3	12	23	13	23	10.0
			20	23	
4	12	13	20	23	8.0
5	15	21	16	17	7.0
			17	18	
			18	21	
6	18	21	15	21	4.5
7	19	20	10	12	4.5
8	16	17	15	21	3.5
9	17	18	15	21	2.5
10	OTRAS				20.5

Tabla 5.16. Energía Esperada no Suministrada en nodos del sistema MRTS.

Nodo	EENS (MWh/año)	Porcentaje de la EENS del sistema
18	4506.29	17.04
19	4480.52	16.94
15	4138.91	15.65
20	3278.46	12.40

Tabla 5.17. Alternativas de expansión propuestas para el sistema MRTS.

Alternativa	Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Longitud (millas)	Costo Capital de Inversión k\$/milla	Tasa de Descuento (%)	Vida Económica Útil (años)
1	15	21	34.0	155.0	10.0	30.0
2	16	17	18.0	155.0	10.0	30.0
3	17	18	10.0	155.0	10.0	30.0
4	20	23	15.0	155.0	10.0	30.0

De lo anterior, y con el fin de demostrar la capacidad del algoritmo para optimizar la expansión del sistema de transmisión, se utilizan las mismas alternativas de expansión propuestas en [19] (ver tabla 5.17). Se excluye únicamente la adición de una unidad generadora conectada en el nodo 16 como alternativa de expansión, por las razones antes citadas. Para simular el incremento pronosticado en la capacidad de generación, se utilizan las mismas opciones de generación propuestas para el sistema MSDT (ver tabla 5.11). Se realiza únicamente el estudio anualizado para el caso de la demanda actual. La ubicación de los bloques de generación y las alternativas de expansión de la transmisión propuestas se muestra con líneas punteadas en la figura 5.14. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.18.

En la tabla 5.18 puede observarse que a pesar de que los Costos de Generación Anuales promedio obtenidos con las Alternativas 1 y 2 son similares (321.57 y 321.71 M\$/año, respectivamente), la diferencia en los Costos Esperados por Interrupción promedio (5.18 y 3.10 M\$/año, respectivamente) es considerable. Por lo tanto, la decisión de implantar la Alternativa 2 generaría una ventaja en el costo por la confiabilidad del sistema de 2.08 M\$/año con respecto a la Alternativa 1. Por otra parte, puede observarse que a pesar de que el Costo Capital de ambas alternativas es el mismo (155.00 k\$/mi), la longitud de la línea conectada entre los nodos 15 y 21 (Alternativa 1) es mayor (ver tabla 5.17), por lo que su Costo de Inversión Anual (559.04 k\$/año) es mayor que el de la Alternativa 2 (295.96 k\$/año) en una proporción de 1.88 veces. Por lo tanto, la implantación de la Alternativa 2 produciría también un impacto económico favorable con

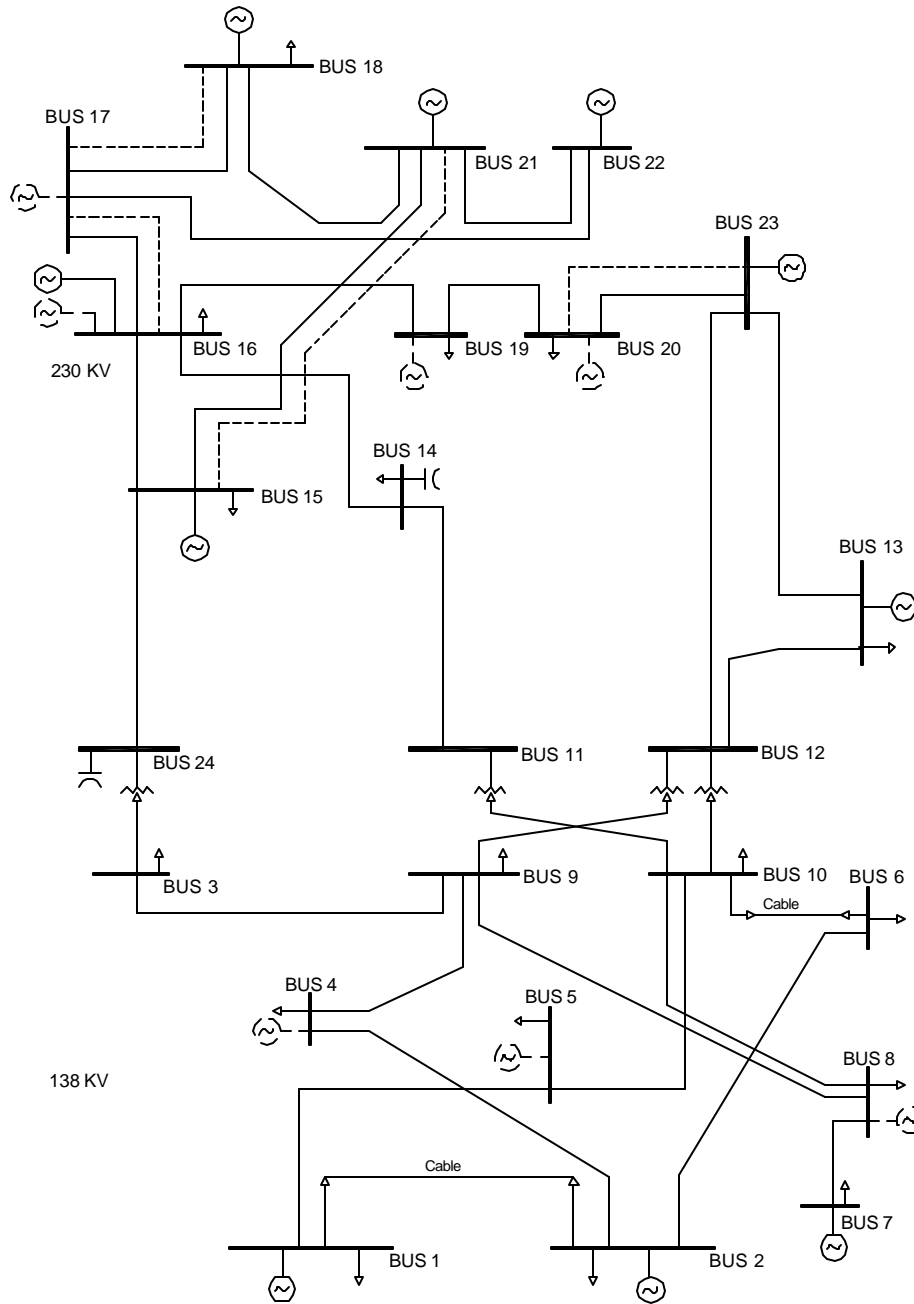


Figura 5.14. Alternativas de expansión y opciones de generación propuestas para el sistema MRTS.

Tabla 5.18. Resultados del estudio anualizado en la etapa de identificación de alternativas óptimas de expansión para el sistema MRTS.

<b>Matriz de Atributos Parcial Costos Esperados por Interrupción (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	0.00	1837.89	11643.12	4726.65	7709.46
	0.00	2983.57	3448.41	5247.19	3840.14
	0.00	655.62	1627155.09	3419.14	7395.26
	0.00	715.86	1192.81	3811.36	3084.41
<b>Costos Anuales de Inversión (k\$/año)</b>					
Alternativa de Expansión			Costo Anual de Inversión		
Alternativa 1			559.04		
Alternativa 2			295.96		
Alternativa 3			164.42		
Alternativa 4			246.63		
<b>Matriz de Atributos Parcial Costos Anuales de Generación (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	310349.32	323327.58	318220.11	332952.57	323048.47
	310373.32	323311.25	318233.98	333274.23	323384.66
	311191.52	324151.39	319051.07	333647.07	323747.58
	311157.93	324109.77	319024.84	333686.57	323798.08
<b>Matriz de Atributos Costos Globales (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	310908.36	325724.50	330422.27	338238.25	331316.97
	310669.28	326590.78	321978.34	338817.38	327520.76
	311355.95	324971.44	1946370.58	337230.63	331307.26
	311404.56	325072.26	320464.28	337744.57	327129.13
<b>Matriz de Arrepentimientos Costos Globales (k\$/año)</b>					
Alternativas de Expansión	Escenarios de Generación				
	239.08	753.07	9957.98	1007.62	4187.84
	0.00	1619.34	1514.06	1586.75	391.63
	686.67	0.00	1625906.30	0.00	4178.13
	735.28	100.83	0.00	513.93	0.00
<b>Alternativa Óptima de Expansión</b>					
Alternativa Número 4: Línea de transmisión conectada entre los nodos 20 y 23					

relación a la Alternativa 1. El efecto conjunto de todos los aspectos involucrados en la decisión de inversión muestra que la Alternativa 2 produciría un ahorro total de 2.2 M\$/año más que la Alternativa 1.

A diferencia de las Alternativas 1 y 2, la Alternativa 3 muestra un incremento significativo en el Costo Esperado por Interrupción promedio (327.8 M\$/año) con respecto al sistema básico (14.1 M\$/año, calculados en el estudio anualizado). De hecho, esto origina que el Costo Global Anual promedio de la Alternativa 3 (650.2 M\$/año) sea prácticamente el doble que el de las demás alternativas. Como se observa en la tabla 5.18, esta diferencia se origina por el costo por interrupción tan elevado obtenido con el escenario de Generación 3 (Unidades generadoras adicionales en los nodos 5, 16 y 17). A pesar de que el Costo de Inversión Anual de la Alternativa 3 es inferior al de el resto de ellas (164.42 k\$/año), las pérdidas esperadas por el aumento de cortes de carga en el sistema con la implantación de esta alternativa son razón suficiente para, por lo menos desde el punto de vista de este estudio, catalogarla como una mala decisión de inversión. Este resultado permite observar claramente la diferencia del proceso de planeación en un ambiente desregulado y en un ambiente verticalmente integrado. En este último, el problema se podría eliminar rechazando el Escenario de Generación 3 como alternativa de expansión de la generación. Sin embargo, cuando la competencia es permitida en el negocio de la generación, y aun cuando se puede restringir la entrada de generadores por medio de la regulación de la transmisión, este tipo de decisiones están fuera del alcance del planificador de la transmisión, y por lo tanto deben analizarse todas las opciones para la toma de decisiones.

Finalmente, puede observarse que con la Alternativa 4 se reduce considerablemente el Costo Esperado por Interrupción promedio obtenido (1.76 M\$/año) con respecto al de la Alternativa 2 (3.10 M\$/año), considerada hasta este momento como la mejor opción. El ahorro por el aumento de confiabilidad con la implantación de la Alternativa 4 sería entonces de 1.35 M\$/año más que con la Alternativa 2. Por otra parte, al análisis de los costos operativos indica que la Alternativa 4 presenta un incremento de 0.65 M\$/año (322.36 - 321.71) en el Costo de Generación Anual, con respecto a la Alternativa 2. Finalmente, el análisis de los Costos de Inversión Anuales muestra que la Alternativa 4 es 49.33 k\$/año (246.636 - 295.96) más económica que la Alternativa 2. De lo anterior, se puede observar que un solo aspecto no es por si mismo un buen indicativo para la toma de decisiones de inversión, por lo que es importante tomar en cuenta todos los costos involucrados en la economía y la confiabilidad del sistema. Así, el efecto conjunto de todos los aspectos involucrados en el proceso muestra que con la Alternativa 4 se produciría un ahorro de 0.75 M\$/año más que con la Alternativa 2. Por lo tanto, la Alternativa 4 es elegida como la alternativa óptima para la expansión del sistema de prueba MRTS, como se muestra en la tabla 5.18.

El análisis anterior es consistente con los resultados obtenidos por R. Billinton en [19], en donde se demuestra que la mejor decisión de inversión es la combinación de las Alternativas 2 y 4. El análisis presentado en esta sección muestra que, efectivamente, estas dos alternativas presentan la mejor respuesta desde el punto de vista de la relación costo - beneficio del sistema.

Un análisis adicional permite comparar los resultados obtenidos con la herramienta propuesta con los obtenidos por R. Billinton en [19], en la etapa de la evaluación de la confiabilidad y el análisis de la relación costo - beneficio. La comparación se realiza a partir del estudio anual de confiabilidad del sistema básico. Se simula un total de 3 pasos

Tabla 5.19. Comparación de índices de sistema obtenidos con la herramienta propuesta con los obtenidos por R. Billinton [19] para el sistema MRTS.

Índice de Confiabilidad	Herramienta Propuesta	R. Billinton [19]	Diferencia (%)
PLC	0.00090	0.00119	32.2
EDNS	0.26134	0.14673	78.2
EFLC	1.17476	0.39417	198.0
EENS	2289.32	1850.24	23.7
EIC	1597.69	4206.12	163.3
IEAR	13.05	2.273	474.1

de carga con un muestreo máximo de 10,000 estados en cada uno de ellos. Es importante observar que en [19] se simula un total de 70 pasos de carga para la obtención de PLC, EDNS y EFLC, y un total de 15 pasos de carga en la obtención de EENS, EIC e IEAR. Para evaluar el efecto de las fallas en los sectores de consumo, se utilizan Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF) en ambos casos. Los índices de sistema obtenidos en cada estudio se muestran en la tabla 5.19.

Como se observa, existe una diferencia importante en el Costo Esperado por Interrupción (EIC) calculado en ambos estudios. Esto se puede explicar de la siguiente manera: el costo por interrupción es directamente proporcional a la duración de la falla (ver ecuación 4.39); es decir, mientras mayor sea la duración, mayor será la afectación económica para los usuarios. En [19] se considera que la duración de la mayor parte de las fallas es mayor que 1 minuto. Por el contrario, en la herramienta propuesta la mayoría de las fallas son consideradas de orden transitorio, por lo que el costo por interrupción se reduce considerablemente. Esto explica la diferencia obtenida en el cálculo de EIC.

El objetivo de la herramienta propuesta es proporcionar las bases para la toma de decisiones a largo plazo. Es importante observar que las alternativas de expansión elegidas por el algoritmo pueden analizarse con mayor grado de detalle y con otro tipo de estudios, que pueden incluir estudios de estabilidad y análisis de fallas; y bajo otros escenarios considerados convenientes por el planificador de la transmisión. Más aún, la alternativa de expansión elegida no debe considerarse como una imposición para invertir en la red de transmisión, sino como una propuesta inicial importante para la toma final de decisiones. La configuración final elegida puede incluir una o más de las alternativas de expansión propuestas inicialmente.



## **CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y RECOMENDACIONES**

En este capítulo se presentan las conclusiones generales obtenidas como resultado del trabajo desarrollado. El análisis particular de los casos estudiados, el cual incluye la evaluación de todas las etapas del algoritmo ante distintas situaciones, es presentado en el capítulo 5. Por otra parte, se discuten las aportaciones más significativas del trabajo, destacando la importancia de la herramienta desarrollada como un medio para la optimización de la expansión de la red de transmisión. Finalmente, se sugieren algunas alternativas para mejorar la herramienta propuesta, las cuales podrán ser utilizadas para dar seguimiento al proceso de investigación.

### **6.1. CONCLUSIONES.**

- La apertura del mercado eléctrico permite a los inversionistas en el negocio de la generación conectar sus unidades libremente, en cualquier punto del sistema, introduciendo una serie de incertidumbres que dificultan el proceso de planeación y que motivan la evolución de las metodologías de planeación tradicionales. La herramienta desarrollada considera, en particular, la incertidumbre en la localización y en la capacidad de nuevos generadores por medio del análisis de un número importante de escenarios de generación, de manera que se determinen planes de expansión robustos dentro de las condiciones futuras posibles.
- Para afrontar estas y otras incertidumbres asociadas al proceso de planeación, es necesaria la utilización de modelos estocásticos que involucren la evaluación de la confiabilidad del sistema. El método de simulación Monte Carlo permite simular la ocurrencia aleatoria de fallas en la red durante el periodo de estudio. La técnica de transición de estados del sistema permite crear una secuencia de transición de estados que pueden ser analizados utilizando algoritmos convencionales para el análisis de redes.
- La obtención del costo por interrupción permite cuantificar indirectamente el costo por la confiabilidad del sistema, el cual constituye una parte importante del costo total. Una forma práctica para la obtención del costo por interrupción es la construcción de Funciones de Daño al Consumidor, obtenidas con base al procesamiento de información estadística recopilada para cada sector de consumo. Estos datos son particulares para cada sistema en estudio. Debido a que el Costo Esperado por Interrupción (EIC) es una combinación de la demanda no suministrada, y la duración y la frecuencia de las fallas, contiene la información suficiente para comparar planes de expansión propuestos.
- El análisis final de las alternativas de expansión propuestas incluye un estudio detallado de costos y beneficios, donde los costos son representados por el capital necesario para la ejecución de los proyectos y por los costos operativos, mientras que los beneficios son valorados por el aumento en la confiabilidad de la red.

- Los casos analizados en esta tesis permiten afirmar que la herramienta propuesta es capaz de proporcionar resultados confiables como entrada para la toma de decisiones de inversión a largo plazo. A pesar de que el tiempo y la capacidad de cómputo requerida para el estudio son importantes, no se pueden considerar como una limitante, ya que los avances en la tecnología son suficientes para los requerimientos del programa y el tiempo utilizado está incluido dentro de la fase de planeación, por lo que no afecta la operación del sistema.
- Aun cuando el panorama futuro del Sistema Eléctrico Mexicano no está completamente esclarecido, la planeación con incertidumbres es congruente con el panorama actual, ya que el marco legal vigente permite la generación de un mecanismo de ofertas de inversión privada que introduce competencia en el sector eléctrico.

## 6.2. APORTACIONES DE LA TESIS.

- Los métodos de planeación de la transmisión convencionales utilizan métodos determinísticos para la determinación de alternativas óptimas de expansión. En esta tesis se utiliza un método probabilístico que permite incorporar la naturaleza aleatoria de las fallas y otras incertidumbres que se presentan con la apertura del mercado eléctrico, tales como la ubicación y la capacidad de nuevas unidades generadoras.
- La técnica de muestreo de transición de estados del sistema utilizada permite obtener la frecuencia y la duración de las fallas en forma exacta y sin la necesidad de almacenar información en forma cronológica. Esto permite reducir los requerimientos computacionales sin sobrestimar su valor real.
- El modelo desarrollado incorpora el concepto de costo por interrupción, lo que permite analizar en una misma estructura los dos objetivos fundamentales del proceso de planeación: confiabilidad y economía. La definición de Funciones de Daño al Consumidor permite incluir el costo por interrupción en el modelo de optimización, lo que garantiza que los cortes de carga en el sistema reducen el *riesgo económico*.
- El modelo de arrepentimientos propuesto simplifica la comparación de posibles escenarios futuros y optimiza en forma sencilla y práctica la expansión del sistema.

## 6.3. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.

- La evaluación de la confiabilidad del sistema implica la simulación de un gran número de contingencias. En la herramienta desarrollada, cada contingencia o estado muestreado es analizado mediante un algoritmo de flujos de potencia, lo que requiere gran capacidad de cómputo para el procesamiento de toda esta información. Esto puede resultar impráctico cuando la exactitud requerida implica aumentar el número de estados analizados. Por esta razón, una oportunidad de mejora del modelo es la inclusión de un algoritmo de simulación de contingencias, cuya finalidad es estimar el comportamiento del sistema en cada contingencia con la solución del estudio de flujos de potencia para el caso base. Se pueden comparar dos métodos: el método de compensación y el método de refactorización parcial.

- La elección de los escenarios de generación utilizada en la herramienta propuesta se basa en la definición de opciones de generación, las cuales son sorteadas considerando que tienen la misma probabilidad de ocurrencia para la formación de escenarios. En la realidad esto es sólo una aproximación, ya que los escenarios futuros de generación dependen de un gran número de factores que se ven afectados por el comportamiento dinámico del mercado. Por esta razón, una posibilidad para trabajos futuros es la elaboración de un simulador de mercados que considere las distintas tendencias o niveles de regulación o desregulación, y su inclusión en el algoritmo principal para la generación de escenarios más reales.
- Los costos de generación del sistema son excesivamente grandes en comparación con los costos de inversión y los costos por la confiabilidad de la red. En la herramienta desarrollada, el cálculo de los costos operativos se realiza en forma estática, para las generaciones de salida obtenidas en el despacho económico. En la realidad esto no sucede, ya que la asignación de potencia de cada unidad depende de las variaciones de carga y de la condición operativa del sistema. Una oportunidad de mejora importante es la obtención del costo esperado de generación en forma dinámica, lo que implica considerar la asignación de potencia de cada unidad en cada estado analizado, e incluirla en el modelo de optimización para minimizar al mismo tiempo los costos de generación.
- En la herramienta desarrollada, la transición de estados del sistema se realiza únicamente considerando las tasas de salidas forzadas permanentes y transitorias de cada elemento del mismo. En los sistemas reales, dos factores que influyen notablemente en la cantidad y el tipo de fallas son las condiciones climatológicas y la ubicación de elementos de transmisión en el mismo derecho de vía o soportados por las mismas estructuras. Una oportunidad para trabajos futuros es la definición de los estados del sistema tomando en cuenta estos dos factores.

---

## REFERENCIAS

- [1]. Gönen, Turan, Electric power transmission system engineering: Analysis and design, John Wiley & Sons, 1988, USA.
- [2]. Stoll, Harry G., Least-cost electric utility planning, John Wiley & Sons, 1989, USA.
- [3]. Proyecto ICE / Costa Rica. Análisis de las metodologías de planificación de transmisión y subtransmisión: Propuestas de evolución. Informe IE03-03. Rio de Janeiro, Brasil, Enero de 1998.
- [4]. Garver, L.L., Transmission network estimation using linear programming, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, No. 7, pp. 1688-1697, September/October 1970.
- [5]. Kaltenbach, J.C., Peschon, J., and Gehrig, E.H., 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. 113-121, January 1970.
- [6]. Lee, S.T.Y., Hicks, K.L., and Hnyilicza, E., Transmission expansion of branch and bound integer programming with optimal cost-capacity curves, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-93, No. 5, pp. 1390-1400, September/October 1974.
- [7]. Meliopoulos, A.P., Webb, R.P., Bennon, R.J., and Juves, J.A., Optimal long range transmission planning with AC load flow, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No. 10, pp. 4156-4163, February 1982.
- [8]. Monticelli, A., Santos, A. Jr., Pereira, M.V.F., Cunha, S.H., Parker, B.J., and Praca, J.C.G., Interactive transmission network planning using a least-effort criterion, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No. 10, pp. 3919-3925, October 1982.
- [9]. Villasana, R., Garver, L.L., and Salon, S.J., Transmission network planning using linear programming, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, No. 2, pp. 349-356, February 1985.
- [10]. Farrag, M.A., El-Metwally, M.M., New method for transmission planning using mixed-integer programming, IEE Proceedings C, vol. 135 4, pp. 319-323, July 1988.
- [11]. Seifu, A., Salon, S.J., List, G., Optimization of transmission line planning including security constraints, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 4, No. 4, pp. 1507-1513, October 1989.
- [12]. Galiana, F.D., McGillis, D.T., Marin, M.A., Expert systems in transmission planning, Proceedings of the IEEE, vol. 80, No. 5, pp. 712-726, May 1992.
-

- [13]. Leiby, G.L., Antoine, L.H., Design of an expert system for transmission planning, Proceedings SSST'93., Twenty-Fifth Southeastern Symposium on System Theory, pp. 105-109, March 1993.
- [14]. Gallego, R.A., Monticelli, A., Romero, R., Comparative studies on nonconvex optimization methods for transmission network expansion planning, 20th. International Conference on Power Industry Computer Applications, pp. 24-30, 1997.
- [15]. Ceciliano, J.L., Nieva, R., Transmission network planning using evolutionary programming, CEC 99, Proceedings Congress on Evolutionary Computation, vol. 3, pp. 1796-1803, 1999.
- [16]. Goldberg, D.E., Genetic algorithms in search, optimization and machine learning, Addison Wesley, Reading, USA, 1989.
- [17]. Billinton R., Allan R.N., Reliability evaluation of power systems, Plenum Press, USA, 1996.
- [18]. Billinton R., Allan R.N., Reliability evaluation of engineering systems: Concepts and techniques, Pitman Publishing Inc., USA, 1983.
- [19]. Billinton R., Li, W., Reliability assessment of electric power systems using Monte Carlo methods, Plenum Press, USA, 1994.
- [20]. Sistema ANCORA. Módulo de Análisis de Confiabilidad, Versión 1.3. Manual de metodología. PROMON/PSR, Agosto de 1993.
- [21]. Billinton, R., Composite system reliability evaluation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, No. 4, pp. 276-281, April 1969.
- [22]. Billinton, R., Bhavaraju, M.P., Transmission planning using a reliability criterion, Part I: A reliability criterion, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-89, No. 1, pp. 28-34, January 1970.
- [23]. Noferi, P.L., Paris, L., Quantitative evaluation of power system reliability in planning studies, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-91, No. 2, pp. 611-618, March/April 1972.
- [24]. Noferi, P.L., Paris, L., Salvaderi, L., Montecarlo methods for power system reliability evaluation in transmission and generation planning, Proceedings Annual Reliability and Maintainability Symposium, pp. 449-459, January 1975.
- [25]. IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, Reliability indices for use in bulk power supply adequacy evaluation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, No. 4, pp. 1097-1103, July/August 1978.
- [26]. Billinton, R., Medicherla, T.K.P., Sachdev M.S., Adequacy indices for composite generation and transmission system reliability evaluation, Proceedings of the IEEE, Winter Power Meeting, Paper A79 024-1, July/August 1979.

- 
- [27]. IEEE Subcommittee on the Application of Probability Methods, IEEE Reliability Test System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-98, No. 6, pp. 2047-2054, November/December 1979.
- [28]. Endrenyi, J., Albrecht, P.F., Billinton, R., Marks, G.E., Reppen, N.D., Salvaderi, L., Bulk power system reliability assessment – why and how. Part I: Why? IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No. 9, pp. 3439-3445, September 1982.
- [29]. Endrenyi, J., Albrecht, P.F., Billinton, R., Marks, G.E., Reppen, N.D., Salvaderi, L., Bulk power system reliability assessment – why and how. Part II: How? IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, No. 9, pp. 3446-3456, September 1982.
- [30]. Billinton R., Allan R.N., Power-system reliability in perspective, IEE J. Electron. Power, vol. 30, pp. 231-236, March 1984.
- [31]. Salvaderi, L., Billinton, R., A comparison between two fundamentally different approaches to composite system reliability evaluation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, No. 12, pp. 3486-3493, December 1985.
- [32]. Bhavaraju, M.P., Albrecht, P.F., Billinton, R., Reppen, N.D., Ringlee, R.J., Requirements for composite system reliability evaluation models, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 3, No. 2, pp. 149-157, February 1988.
- [33]. Bertoldi, O., Salvaderi, L., Scalcino, S., Monte Carlo approach in planning studies: An application to IEEE RTS, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 3, No. 3, pp. 1146-1154, August 1988.
- [34]. IEEE Working Group on Measurement Indices: Fong, C.C., Billinton, R., Gunderson, R.O., O'Neill, P.M., Raksany, J., Schneider Jr., A.W., Silverstein, B., Bulk system reliability – Measurement and indices, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 4, No. 3, pp. 829-835, August 1989.
- [35]. Pereira, M.V.F., Balu, N.J., Composite generation/transmission reliability evaluation, Proceedings of the IEEE, vol. 80, No. 4, pp. 470-491, April 1992.
- [36]. Billinton R., Li, W., A system state transition sampling method for composite system reliability evaluation, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 8, No. 3, pp. 761-770, August 1993.
- [37]. Li, W., Mansour, Y., Korczynski, J.K., Mills, B.J., Application of transmission reliability assessment in probabilistic planning of BC Hydro Vancouver South Metro System, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 10, No. 2, pp. 964-970, May 1995.
- [38]. Billinton R., Sankar Krishnan, A., A comparison of Monte Carlo simulation techniques for composite power system reliability assessment, Proceedings of the IEEE, WESCANEX 95. Communications, Power and Computing Conference, vol. 1, pp. 145-150, 1995.
-

- 
- [39]. De la Torre, T., Feltes, J.W., Gómez San Roman, T., Merrill, H.M., Deregulation, privatization and competition: Transmission planning under uncertainty, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 14, No. 2, pp. 460-465, May 1999.
- [40]. Wong, W., Chao, H., Julian, D., Lindberg, P., Kolluri, S., Transmission planning in a deregulated environment, IEEE Transmission and Distribution Conference, vol. 1, pp. 350-355, 1999.
- [41]. Beshir, M.J., Probabilistic based transmission planning and operation criteria development for the Western Systems Coordinating Council, IEEE/PES Summer Meeting, 1999, vol. 1, pp. 134-139, 1999.
- [42]. Chao, X.Y., Feng, X.M., Slump, D.J., Impact of deregulation on power delivery planning, IEEE Transmission and distribution Conference, vol. 1, pp. 340-344, 1999.
- [43]. Cheng, J.W.M., McGillis, D.T., Galiana, F.D., Power system reliability in a deregulated environment, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, vol. 2, pp. 765-768, 2000.
- [44]. Atanackovic, D., Loud, L., Cheng, J.W.M., Galiana, F.D., McGillis, D.T., A new approach to the evaluation of power system reliability, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, vol. 2, pp. 769-773, 2000.
- [45]. Chowdhury, A.A., Koval, D.O., Deregulated transmission system reliability planning criteria based on historical equipment performance data, IEEE Annual Meeting, 2000. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, pp. 55-62, 2000.
- [46]. Tachikawa, T., Kita, H., Sugihara, H., Nishiya, K., Hasegawa, J., A study of transmission planning under a deregulated environment in power system, Proceedings DRPT 2000. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp. 649-654, 2000.
- [47]. Cruz Rodríguez, R.D., Latorre Bayona, G., HIPER: interactive tool for mid-term transmission expansion planning in a deregulated environment, IEEE Power Engineering Review, vol. 20, No. 11, pp. 61-62, November 2000.
- [48]. Chowdhury, A.A., Koval, D.O., Application of customer interruptions costs in transmission network reliability planning, IEEE Annual Meeting, 2001. Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference, pp. 53-60, 2001.
- [49]. Lee, K.Y., Manuspiya, S., Choi, M., Shin, M., Network congestion assessment for short-term transmission planning under deregulated environment, IEEE/PES Winter Meeting, 2001, vol. 3, pp. 1266-1271, 2001.
- [50]. Leeprechanon, N., Moorthy, S.S., Brooks, R.D., David, A.K., Fushuan, W., Transmission planning in deregulated systems: A model for developing countries, IEEE Porto Power Tech Proceedings, vol. 1, 2001.
- [51]. Miller, N.W., Generation Uncertainty in Long Range Transmission Planning, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 3, pp. 1038-1040, 2002.
-

- 
- [52]. Latorre, G., Darío, R., Areiza, J.M., Villegas, A., Classification of publications and models on transmission expansion planning, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 10, No. 2, pp. 964-970, May 1995.
- [53]. Philipson, L., Willis, H.L., Understanding Electric Utilities and De-regulation, Marcel Dekker, Inc., USA, 1999.
- [54]. Hunt, S., Making Competition Work in Electricity, John Wiley & Sons, Inc., USA, 2002.
- [55]. Mota, R., Tovar, H., Mercados de Energía Eléctrica: Diseño y Regulación, Curso III: Transmisión y Servicios Auxiliares, Parte I, México, Septiembre de 2002.
- [56]. Chao, H., Huntington, H.G., Designing Competitive Electricity Markets, Kluwer Academic Publishers, USA, 1998.
- [57]. Christie, R.D., Wollenberg, B.F., Wangensteen, I., Transmission management in the deregulated environment, Proceedings of the IEEE, vol. 88, no. 2, pp. 170-195, February 2000.
- [58]. Prospectiva del sector eléctrico 2005 – 2014. Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Energética, México, 2005.
- [59]. Ávila, M.A., Escalante, L.R., Escobar, A., Transmission expansion challenges for electric power industry in Mexico under a competitive environment, CIGRE Session, Paris, 29-08/03-09 2004, Diciembre 2003.
- [60]. Ávila, M.A., Escalante, L.R., Escobar, A., The Mexican Electric System: System expansion planning and restructuring activities, CIGRE Session, Paris, 29-08/03-09 2004, Diciembre 2003.
- [61]. Nadira, R., Austria, R.R., Dortolina, C.A., Lecaros, F., Transmission planning in the presence of uncertainties, PES General Meeting, Toronto, Ontario, Canada, July 2003.
- [62]. Mota, R., Sostenibilidad de la reforma del sector eléctrico, Instituto Politécnico Nacional, México, Junio de 2005.
- [63]. Mota, R., Taller de transmisión 1: Regulación de la transmisión, Instituto Politécnico Nacional, México, Diciembre de 2004.
-



## APÉNDICE A: MÉTODO DE LEMKE

El gradiente de una función está definido como el vector de primeras derivadas de la misma. Geométricamente, el gradiente de una función apunta en dirección perpendicular a dicha función, y en la dirección de más rápido crecimiento local. Por definición, el óptimo del problema ocurre en un punto extremo, en el cual el negativo del gradiente de la función objetivo está en el cono generado por los gradientes de las restricciones activas en ese punto. El cono generado por un grupo de vectores es el conjunto de todas las combinaciones lineales no negativas de los mismos.

En forma simple, la filosofía del método de Lemke se puede describir mediante el diagrama de flujo de la figura A.1.

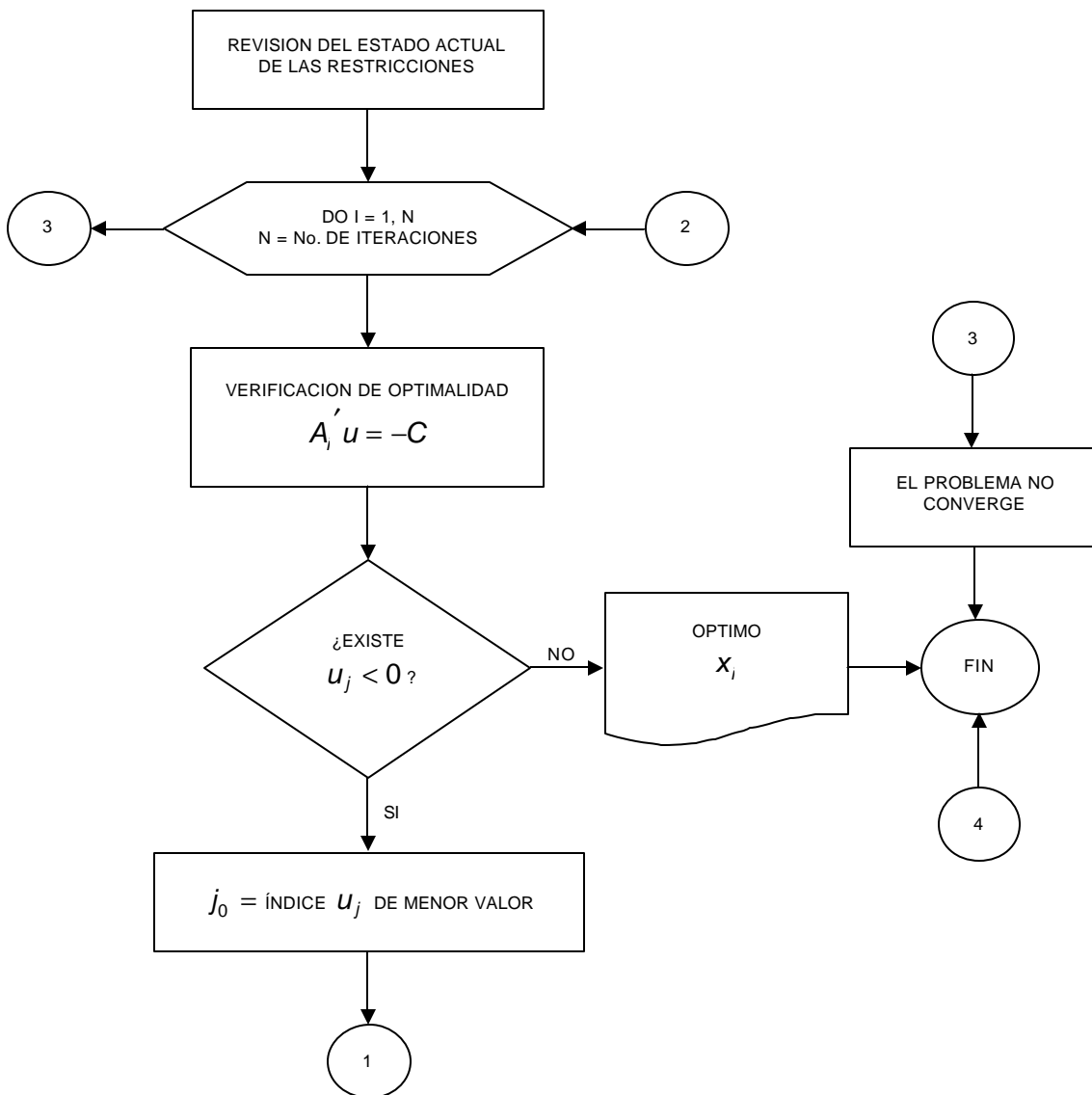


Figura A.1. Diagrama de flujo del método de Lemke.

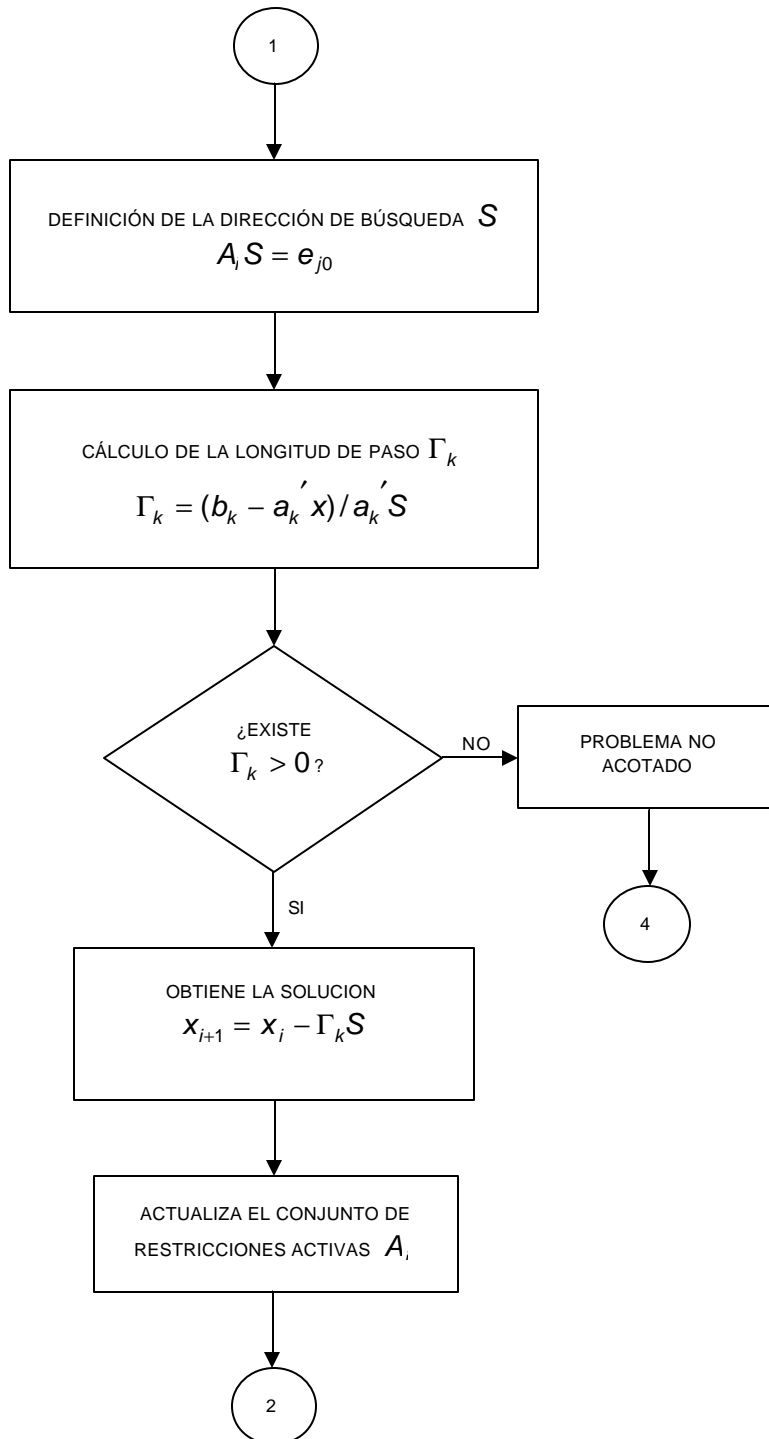


Figura A.1. Diagrama de flujo del método de Lemke. Continuación.

# APÉNDICE B: SISTEMAS DE PRUEBA

## B.1. SISTEMA DE PRUEBA MSDT.

El diagrama unifilar del sistema MSDT se muestra en la figura B.1.

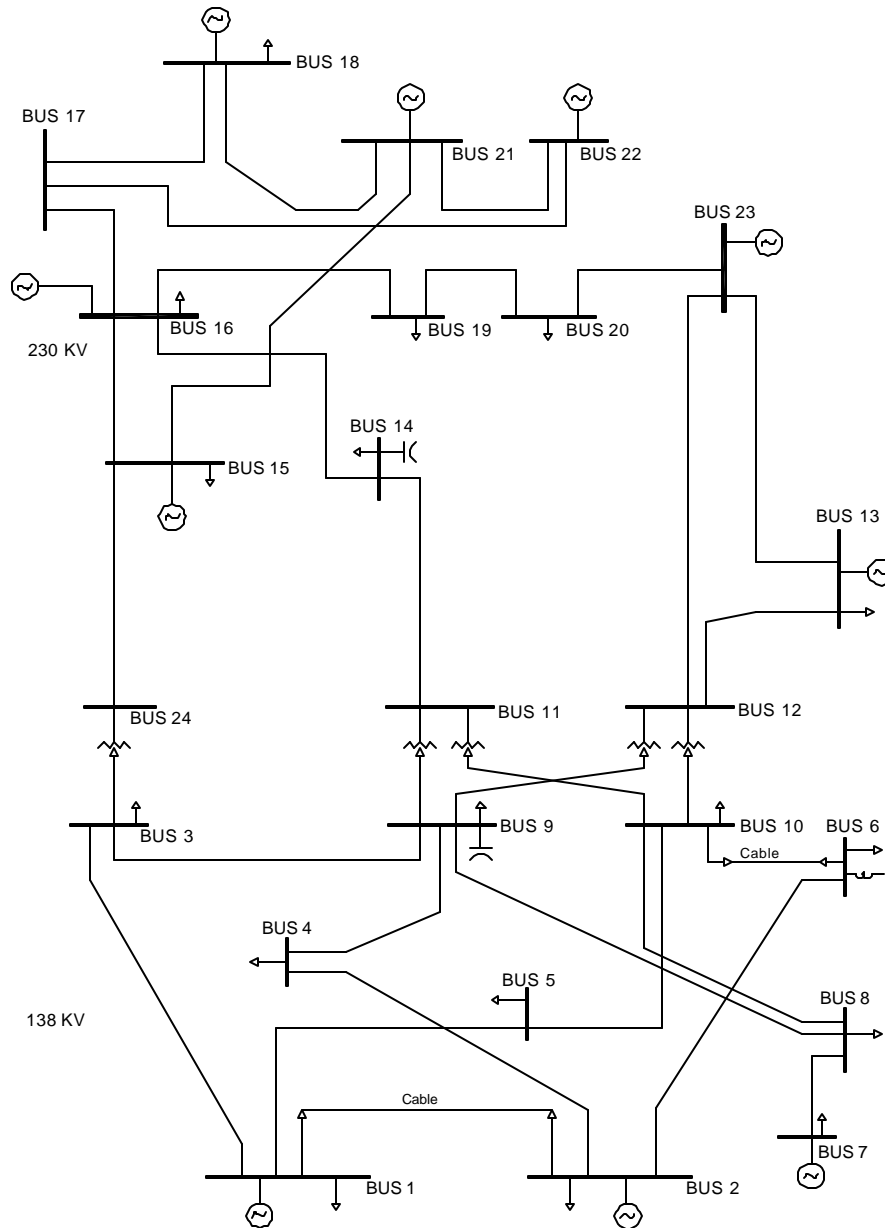


Figura B.1. Diagrama unifilar del sistema de prueba MSDT.

### B.1.1. MODELO DE CARGA ANUAL.

La tabla B.1 muestra la demanda semanal en por ciento de la demanda máxima. La demanda máxima se presenta en la semana 51, y tiene un valor de 3135.0 MW. Se considera un incremento en la demanda del 10% con respecto al sistema original (IEEE RTS)

Tabla B.1. Demanda semanal en por ciento de la demanda máxima.

Semana	Demanda	Semana	Demanda
1	86.2	27	75.5
2	90.0	28	81.6
3	87.8	29	80.1
4	83.4	30	88.0
5	88.0	31	72.2
6	84.1	32	77.6
7	83.2	33	80.0
8	80.6	34	72.9
9	74.0	35	72.6
10	73.7	36	70.5
11	71.5	37	78.0
12	72.7	38	69.5
13	70.4	39	72.4
14	75.0	40	72.4
15	72.1	41	74.3
16	80.0	42	74.4
17	75.4	43	80.0
18	83.7	44	88.1
19	87.0	45	88.5
20	88.0	46	90.9
21	85.6	47	94.0
22	81.1	48	89.0
23	90.0	49	94.2
24	88.7	50	97.0
25	89.6	51	100.0
26	86.1	52	95.2

La tabla B.2 muestra la demanda diaria en por ciento del pico de la demanda semanal. Se asume que el ciclo diario se repite durante todas las semanas del año.

La tabla B.3 muestra la demanda horaria para los días de la semana y fines de semana en por ciento del pico de la demanda diaria.

Tabla B.2. Demanda diaria en por ciento del pico de la demanda semanal.

Día	Demanda
Lunes	93.0
Martes	100.0
Miércoles	98.0
Jueves	96.0
Viernes	94.0
Sábado	77.0
Domingo	75.0

Tabla B.3. Demanda horaria en por ciento del pico de la demanda diaria.

Hora	Semanas		Semanas		Semanas	
	1 – 8 y 44 – 52		18 – 30		9 – 17 y 31 – 43	
	Semana	Fin de Semana	Semana	Fin de Semana	Semana	Fin de Semana
0 – 1	67.0	78.0	64.0	74.0	63.0	75.0
1 – 2	63.0	72.0	60.0	70.0	62.0	73.0
2 – 3	60.0	68.0	58.0	66.0	60.0	69.0
3 – 4	59.0	66.0	56.0	65.0	58.0	66.0
4 – 5	59.0	64.0	56.0	64.0	59.0	65.0
5 – 6	60.0	65.0	58.0	62.0	65.0	65.0
6 – 7	74.0	66.0	64.0	62.0	72.0	68.0
7 – 8	86.0	70.0	76.0	66.0	85.0	74.0
8 – 9	95.0	80.0	87.0	81.0	95.0	83.0
9 – 10	96.0	88.0	95.0	86.0	99.0	89.0
10 – 11	96.0	90.0	99.0	91.0	100.0	92.0
11 – 12	95.0	91.0	100.0	93.0	99.0	94.0
12 – 13	95.0	90.0	99.0	93.0	93.0	91.0
13 – 14	95.0	88.0	100.0	92.0	92.0	90.0
14 – 15	93.0	87.0	100.0	91.0	90.0	90.0
15 – 16	94.0	87.0	97.0	91.0	88.0	86.0
16 – 17	99.0	91.0	96.0	92.0	90.0	85.0
17 – 18	100.0	100.0	96.0	94.0	92.0	88.0
18 – 19	100.0	99.0	93.0	95.0	96.0	92.0
19 – 20	96.0	97.0	92.0	95.0	98.0	100.0
20 – 21	91.0	94.0	92.0	100.0	96.0	97.0
21 – 22	83.0	92.0	93.0	93.0	90.0	95.0
22 – 23	73.0	87.0	87.0	88.0	80.0	90.0
23 – 0	63.0	81.0	72.0	80.0	70.0	85.0

## B.1.2. DATOS DE GENERACIÓN.

Las tablas B.4 y B.5 muestran los datos de las unidades generadoras utilizados en los estudios. Los costos incrementales fueron determinados a partir de las curvas de entrada-salida y los precios de los combustibles presentados en [27].

Tabla B.4. Datos de generación.

Nodo	Cantidad y Capacidad Máxima de Generación (MW)	Costos Incrementales (\$/MWh)	Tipo
1	2 X 20	37.50	Termoeléctrica
1	3 x 76	13.17	Termoeléctrica
2	2 X 20	37.50	Termoeléctrica
2	3 x 76	13.17	Termoeléctrica
7	3 x 100	20.66	Termoeléctrica
13	4 x 197	20.82	Termoeléctrica
15	5 x 12	25.25	Termoeléctrica
15	1 x 155	10.66	Termoeléctrica
16	1 x 155	10.66	Termoeléctrica
18	1 x 400	5.48	Nucleoeléctrica
21	1 x 400	5.48	Nucleoeléctrica
22	6 x 50	0.00	Hidroeléctrica
23	2 x 155	10.66	Termoeléctrica
23	1 x 350	10.83	Termoeléctrica

Tabla B.5. Límites de potencia reactiva en nodos generadores.

Nodo	Límites de Potencia Reactiva (MVAR)	
	Mínimo	Máximo
1	-75.0	110.0
2	-75.0	110.0
7	0.0	180.0
13	0.0	320.0
15	-50.0	250.0
16	-50.0	150.0
18	-50.0	200.0
21	-50.0	200.0
22	-60.0	96.0
23	-125.0	310.0

### B.1.3. DATOS DE CARGA.

La carga conectada en cada nodo se muestra en la tabla B.6. Los requerimientos de potencia reactiva fueron determinados considerando un factor de potencia constante del 98%. Adicionalmente se muestra la distribución porcentual de carga en cada nodo. Se asume que la misma distribución se mantiene en todos los niveles de demanda.

Tabla B.6. Datos de carga.

Nodo	Carga		Distribución porcentual
	MW	MVAR	
1	118.8	24.12	3.8
2	106.7	21.67	3.4
3	198.0	40.21	6.3
4	81.4	16.53	2.6
5	78.1	15.86	2.5
6	149.6	30.38	4.8
7	137.5	27.92	4.4
8	188.1	38.20	6.0
9	192.5	39.09	6.1
10	214.5	43.56	6.8
13	291.5	59.19	9.3
14	213.4	43.33	6.8
15	348.7	70.81	11.1
16	110.0	22.34	3.5
18	366.3	74.38	11.7
19	199.1	40.43	6.4
20	140.8	28.59	4.5
Total	3135.0	636.61	100.0

### B.1.4. PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Los parámetros de las líneas de transmisión se muestran en la tabla B.7.

Tabla B.7. Parámetros de líneas de transmisión.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Resistencia (R)	Reactancia (X)	Admitancia en Derivación (B/2)	Capacidad de Transmisión (MVA)
1	2	0.00260	0.01390	0.23055	175.0
1	3	0.05460	0.21120	0.02860	175.0
1	5	0.02180	0.08450	0.01145	175.0

Tabla B.7. Parámetros de líneas de transmisión. Continuación.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Resistencia (R)	Reactancia (X)	Admitancia en Derivación (B/2)	Capacidad de Transmisión (MVA)
2	4	0.03280	0.12670	0.01715	175.0
2	6	0.04970	0.19200	0.02600	175.0
3	9	0.03080	0.11900	0.01610	175.0
3	24	0.00230	0.08390	0.00000	400.0
4	9	0.02680	0.10370	0.01405	175.0
5	10	0.02280	0.08830	0.01195	175.0
6	10	0.01390	0.06050	1.22950	175.0
7	8	0.01590	0.06140	0.00830	175.0
8	9	0.04270	0.16510	0.02235	175.0
8	10	0.04270	0.16510	0.02235	175.0
9	11	0.00230	0.08390	0.00000	400.0
9	12	0.00230	0.08390	0.00000	400.0
10	11	0.00230	0.08390	0.00000	400.0
10	12	0.00230	0.08390	0.00000	400.0
11	14	0.00540	0.04180	0.04395	500.0
12	13	0.00610	0.04760	0.04995	500.0
12	23	0.01240	0.09660	0.10150	500.0
13	23	0.01110	0.08650	0.09090	500.0
14	16	0.00500	0.03890	0.04090	500.0
15	16	0.00220	0.01730	0.01820	500.0
15	21	0.00630	0.04900	0.05150	500.0
15	24	0.00670	0.05190	0.05455	500.0
16	17	0.00330	0.02590	0.02725	500.0
16	19	0.00300	0.02310	0.02425	500.0
17	18	0.00180	0.01440	0.01550	500.0
17	22	0.01350	0.10530	0.11060	500.0
18	21	0.00330	0.02590	0.02725	500.0
19	20	0.00510	0.03960	0.04165	500.0
20	23	0.00280	0.02160	0.02275	500.0
21	22	0.00870	0.06780	0.07120	500.0

### B.1.5. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN.

Para mantener un perfil de voltaje adecuado en la red, se han incorporado los elementos de compensación mostrados en la tabla B.8.



Tabla B.8. Elementos de compensación.

Dispositivo	Nodo	Capacidad (MVAR)
Reactor	6	50.0
Capacitor	9	100.0
Capacitor	14	150.0

### B.1.6. DATOS ESTOCÁSTICOS.

La tabla B.9 muestra los datos utilizados para la simulación de contingencias. Se incluyen los datos de salidas permanentes y los datos de salidas transitorias.

Tabla B.9. Tasas de salida forzada.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Fallas Permanentes		Fallas Transitorias
		Tasa de Salida (1/año)	Duración de la Falla (Horas)	Tasa de Salida (1/año)
1	2	0.24	16.0	0.00
1	3	0.51	10.0	2.90
1	5	0.33	10.0	1.20
2	4	0.39	10.0	1.70
2	6	0.48	10.0	2.60
3	9	0.38	10.0	1.60
3	24	0.02	768.0	0.00
4	9	0.36	10.0	1.40
5	10	0.34	10.0	1.20
6	10	0.33	35.0	0.00
7	8	0.30	10.0	0.80
8	9	0.44	10.0	2.30
8	10	0.44	10.0	2.30
9	11	0.02	768.0	0.00
9	12	0.02	768.0	0.00
10	11	0.02	768.0	0.00
10	12	0.02	768.0	0.00
11	14	0.39	11.0	0.70
12	13	0.40	11.0	0.80
12	23	0.52	11.0	1.60
13	23	0.49	11.0	1.50
14	16	0.38	11.0	0.70
15	16	0.33	11.0	0.30

Tabla B.9. Tasas de salida forzada. Continuación.

Nodo de Envío	Nodo de Recepción	Fallas Permanentes		Fallas Transitorias
		Tasa de Salida (1/año)	Duración de la Falla (Horas)	Tasa de Salida (1/año)
15	21	0.41	11.0	0.80
15	24	0.41	11.0	0.90
16	17	0.35	11.0	0.40
16	19	0.34	11.0	0.40
17	18	0.32	11.0	0.20
17	22	0.54	11.0	1.80
18	21	0.35	11.0	0.40
19	20	0.38	11.0	0.70
20	23	0.34	11.0	0.40
21	22	0.45	11.0	1.20

Las tablas B.10 y B.11 presentan los datos utilizados para la construcción de las Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas.

Tabla B.10. Funciones de Daño al Consumidor por Sector.

Duración	Costos de Interrupción por Sector (\$/kW)						
	Agríco.	Gran. Usuario.	Residen.	Guberna.	Industri.	Comer.	Oficina.
1 min	0.060	1.005	0.001	0.044	1.625	0.381	4.778
20 min	0.343	1.508	0.093	0.369	3.868	2.969	9.878
1 hora	0.649	2.225	0.482	1.492	9.085	8.552	21.065
4 horas	2.064	3.968	4.914	6.558	25.163	31.317	68.830
8 horas	4.120	8.240	15.690	26.040	55.808	83.008	119.16

Tabla B.11. Distribución porcentual de carga por sector de consumo.

Nodo	Porcentaje de Carga por Sector						
	Agríco	Gran. Usuario.	Residen.	Guberna.	Industri.	Comer.	Oficina.
1	0.0	0.0	34.03	15.83	36.94	13.20	0.0
2	0.0	0.0	50.05	35.26	0.0	14.69	0.0
3	6.33	0.0	52.50	0.0	33.25	7.92	0.0
4	0.0	0.0	34.52	46.22	0.0	19.26	0.0
5	0.0	0.0	51.38	0.0	28.10	20.07	0.0

Tabla B.11. Distribución porcentual de carga por sector de consumo. Continuación.

Nodo	Porcentaje de Carga por Sector						
	Agríco.	Gran. Usuario.	Residen.	Guberna.	Industri.	Comer.	Oficina.
6	8.38	0.0	49.70	0.0	29.34	10.48	2.10
7	18.24	0.0	38.44	0.0	31.92	11.40	0.0
8	0.0	0.0	55.00	15.00	11.67	16.66	1.67
9	19.54	48.86	23.46	0.0	0.0	4.87	3.27
10	8.77	21.92	41.54	0.0	20.46	7.31	0.0
13	6.45	16.13	30.09	9.69	22.59	10.75	4.30
14	0.0	44.07	32.42	0.0	20.57	2.94	0.0
15	0.0	67.43	17.29	0.0	0.0	10.78	4.50
16	0.0	42.75	25.90	17.10	0.0	14.25	0.0
18	0.0	56.49	18.69	0.0	11.98	6.85	5.99
19	0.0	61.41	30.72	0.0	0.0	7.87	0.0
20	0.0	33.40	42.11	13.36	0.0	11.13	0.0

## B.2. SISTEMA DE PRUEBA MRTS.

El diagrama unifilar del sistema MRTS se muestra en la figura B.2. Las modificaciones realizadas con respecto al sistema MSDT se describen a continuación.

### B.2.1. MODELO DE CARGA ANUAL.

Se considera un incremento de carga del 25% con respecto al sistema original (IEEE RTS). Se asume que la distribución de carga presentada en la sección B.1.1 se mantiene constante, con un valor de demanda máxima de 3563.0 MW.

### B.2.2. DATOS DE GENERACIÓN.

Se adicionan cinco unidades de generación con respecto al sistema MSDT, como se muestra en la tabla B.12. Los límites de potencia reactiva en nodos generadores se muestran en la tabla B.13.

### B.2.3. DATOS DE CARGA.

La carga conectada en cada nodo se muestra en la tabla B.14. Como se mencionó anteriormente, se asume un incremento adicional del 15% con respecto al sistema MSDT (25% con respecto al sistema original, IEEE RTS).

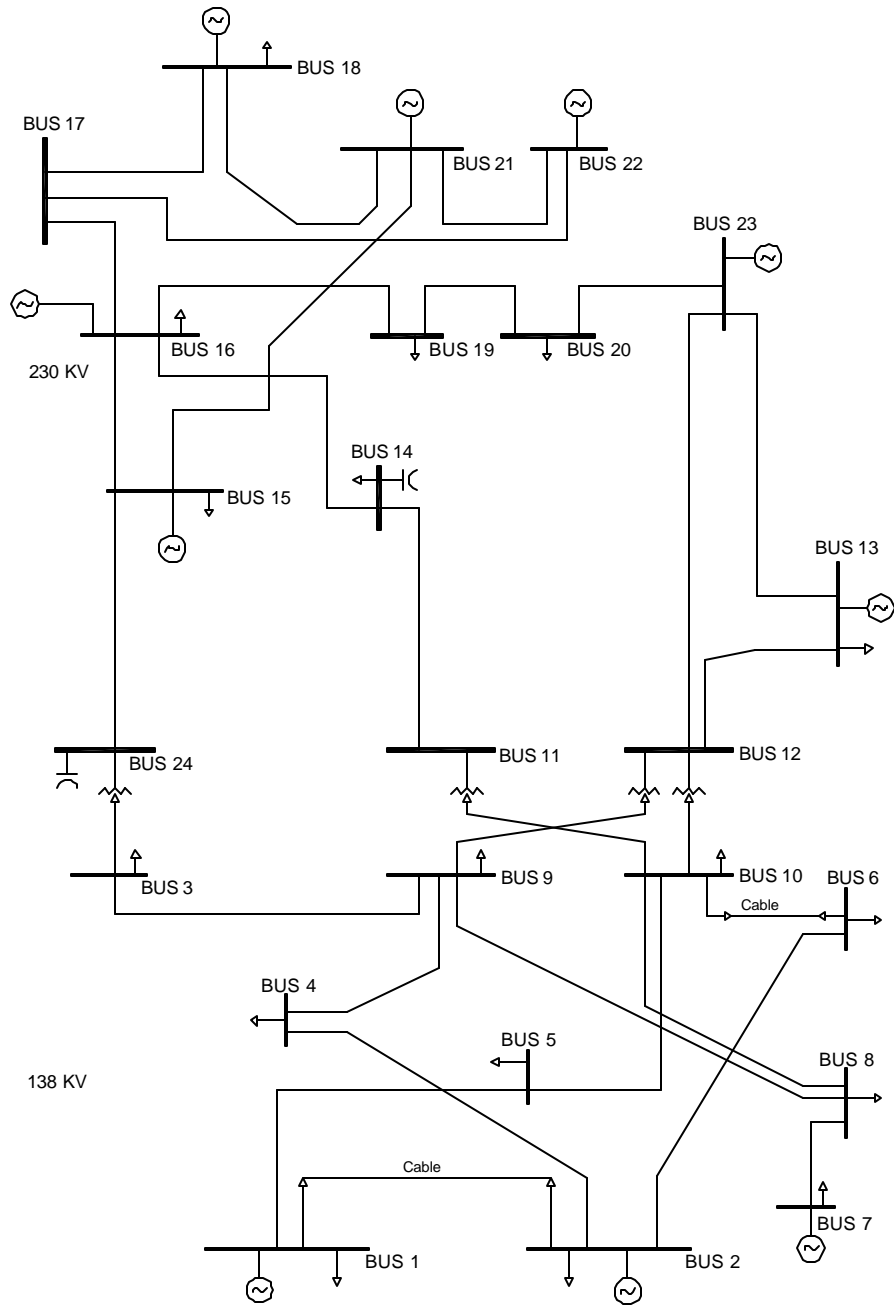


Figura B.2. Diagrama unifilar del sistema de prueba MRTS.

Tabla B.12. Unidades de generación adicionales con respecto al sistema MSDT.

Nodo	Cantidad y Capacidad Máxima de Generación (MW)	Costos Incrementales (\$/MWh)	Tipo
22	4 X 50	0.00	Hidroeléctrica
23	1 x 350	10.83	Termoeléctrica

Tabla B.13. Límites de potencia reactiva en nodos generadores.

Nodo	Límites de Potencia Reactiva (MVAR)	
	Mínimo	Máximo
1	-75.0	110.0
2	-75.0	110.0
7	0.0	180.0
13	0.0	320.0
15	-50.0	230.0
16	-50.0	200.0
18	-50.0	200.0
21	-50.0	200.0
22	-100.0	160.0
23	-150.0	460.0

Tabla B.14. Datos de carga.

Nodo	Carga		Distribución porcentual
	MW	MVAR	
1	135.0	27.00	3.8
2	121.0	25.00	3.4
3	225.0	46.00	6.3
4	93.0	19.00	2.6
5	89.0	18.00	2.5
6	170.0	35.00	4.8
7	156.0	31.00	4.4
8	214.0	44.00	6.0
9	219.0	45.00	6.1
10	244.0	50.00	6.8
13	331.0	68.00	9.3
14	243.0	49.00	6.8
15	396.0	80.00	11.1

Tabla B.14. Datos de carga. Continuación.

Nodo	Carga		Distribución porcentual
	MW	MVAR	
16	125.0	25.00	3.5
18	416.0	85.00	11.7
19	226.0	46.00	6.4
20	160.0	33.00	4.5
Total	3563.0	726.00	100.0

#### B.2.4. PARÁMETROS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Como se observa en la figura B.2, con respecto al sistema MSDT, se elimina la línea conectada entre los nodos 1 y 3, y el banco de transformación conectado entre los nodos 9 y 11. Las líneas y transformadores restantes permanecen sin cambios (ver sección B.1.4).

#### B.2.5. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN.

Para mantener un perfil de voltaje adecuado en la red, se han incorporado los elementos de compensación mostrados en la tabla B.15.

Tabla B.15. Elementos de compensación.

Dispositivo	Nodo	Capacidad (MVAR)
Capacitor	14	200.0
Capacitor	24	200.0

#### B.2.6. DATOS ESTOCÁSTICOS.

Los datos necesarios para la simulación de contingencias y los datos para la construcción de las Funciones Nodales de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF) se mantienen sin cambios (ver sección B.1.6).

# APÉNDICE C: CÓDIGO DEL PROGRAMA

El programa digital utilizado para la determinación de alternativas óptimas de expansión está compuesto por diez rutinas principales. La descripción breve de cada una de ellas muestra a continuación. Únicamente se muestra el código fuente de las rutinas PROESCON y MONCARLO.

- PROESCON. Código fuente del programa principal para estudios de confiabilidad y determinación de alternativas óptimas de expansión.
- MONCARLO. Algoritmo de simulación Monte Carlo. En él se calculan los índices de confiabilidad en todas las etapas del algoritmo.
- DESECO. Programa principal para la elaboración del despacho económico.
- FINALE. Programa principal para el cálculo de flujos de potencia, utilizando el método de Newton Desacoplado Rápido.
- LFSOL. Rutina para el cálculo de flujos de potencia.
- YBUSC. Rutina para la formación de la matriz de admitancias.
- LECTUR1. Rutina para la lectura de datos y construcción de modelos para el desacoplado rápido.
- LECTUR2. Rutina para la construcción de modelos durante la simulación de contingencias.
- LPSET1. Rutina para la formación del modelo de programación lineal para corrección de sobrecargas.
- PENFU1. Programa principal para la solución de la programación lineal, utilizando el método de Lemke.

## C.1. PROESCON (CÓDIGO FUENTE).

```

C *****
C PROESCON.FOR PROGRAMA PRINCIPAL PARA ESTUDIOS DE CONFIABILIDAD
C EN SISTEMAS DE POTENCIA.
C
C VERSION FORTRAN 77
C
C EDICION 030512 12:00
C *****
C IMPLICIT REAL*8 (A-H),INTEGER*2 (I-N),REAL*8 (O-Z)
C CHARACTER
C > ARCHI*12, ARCHI1*12, ARCHI2*12,
C > ARCHI3*12, OPCION1*12, OPCION2*12,
C > OPCION3*12, OPCION4*12, OPCION5*12,
C > OPCION6*12, ARCHI4*12, ARCHI9*12,
C > ARCHI10*12, ARCHI11*12, ARCHI12*12
C REAL*8
C > TFFI(100), TFVI(100), TFQI(100), TPELI(100), TPCPI(100),
C > PI(100), PLCI(100), EENSI(100),EFLCI(100), EENSI(100),
C > EICI(100), IEARI(100),IEARP, POMAX(100,50),
C > EICA(100,100), AIC(100), AEGCA(100,100),
C > AEGCI(100),AGC(100,100), EICAT(100,100),
C > AEGCAT(100,100), VPO(100), AGCA(100,100),
C > AGCAP(100)
C INTEGER*2
C > IOPGE(100),IPGE(100), NEA(100), NRA(100),
C > COEL(100,50),NOGEN(100,50)
C INTEGER
C > NMJ
C *****
C APERTURA DE ARCHIVOS DE DATOS...
C SE INTRODUCIE EL NOMBRE DE CADA ARCHIVO POR TECLADO
C OPCION 1: ARCHIVO DE DATOS DEL SISTEMA
C OPCION 2: ARCHIVO DE LAS CURVAS DE COSTOS DE LAS UNIDADES
C GENERADORAS
C OPCION 3: ARCHIVO DE FUNCIONES DE DAÑO AL CONSUMIDOR
C OPCION 4: ARCHIVO DE ALTERNATIVAS DE EXPANSION
C OPCION 5: ARCHIVO DE ESCENARIOS DE GENERACION
C OPCION 6: ARCHIVO DE CURVAS DE COSTOS DE ESCENARIOS DE GENERACION
C *****
C OPCION3 = 'CCDF.DAT'
C OPCION4 = 'ALTERNA.DAT'
C OPCION5 = 'GENERA.DAT'
C OPCION6 = 'GENERAC.DAT'
C
C WRITE(*,100)
C WRITE(*,200)
C WRITE(*,300)
C READ(*,400) OPCION1
C WRITE(*,500)
C READ(*,400) OPCION2
C
C ARCHI = OPCION1
C ARCHI2 = OPCION2
C ARCHI9 = OPCION3
C ARCHI10 = OPCION4
C ARCHI11 = OPCION5
C ARCHI12 = OPCION6
C CONTINUE
C *****
C EN LECTURA SE LEE LA INFORMACION DEL ARCHIVO DE DATOS CORRESPONDIENTE
C *****
C EL USUARIO TIENE DOS OPCIONES:
C 1. IDENTIFICACION DE VIOLACIONES OPERATIVAS MEDIANTE LA OBTENCIÓN DE --
C INDICES DE CONFIABILIDAD DE PROBLEMAS.
C 2. DETERMINACION DE ALTERNATIVAS OPTIMAS DE EXPANSION DE LA RED DE --
C TRANSMISION, MEDIANTE LA OBTENCIÓN DE INDICES DE CONFIABILIDAD POR --
C TIRO DE CARGA.
C *****
C SE ELIGE LA OPCION DESEADA
C *****
C WRITE(*,1400)
C WRITE(*,1500)
C WRITE(*,1600)
C WRITE(*,2200)

```

APÉNDICE C: CÓDIGO DEL PROGRAMA

```

READ(*,900) IOP
IF (IOP.NE.1.AND.IOP.NE.2.AND.IOP.NE.3) THEN
WRITE (*, '(,A,15,A,/)') ' *** LA OPCION NO EXISTE *** '
STOP
END IF
C
C *****
C EL PROGRAMA PERMITE OBTENER INDICES ANUALIZADOS, CONSIDERANDO LA DE -
C MANDA PICO E INDICES ANUALES, A TRAVES DE LA SIMULACION DE LA CURVA -
C DE DURACION DE CARGA
C *****
C
WRITE(*,600)
WRITE(*,700)
WRITE(*,800)
READ(*,900) ITE
IF (ITE.NE.1.AND.ITE.NE.2) THEN
WRITE (*, '(,A,15,A,/)') ' *** ERROR EN LA ELECCION DEL TIPO DE ES -
>TUDIO *** '
STOP
END IF
C
IF (ITE.EQ.1) GOTO 1000
C
IPAS = 3
LGEN = 1
LGENM = 5
LALTM = 0
NTUGS = 1
LALT = 0
2800
C
2400 IF (IOP.EQ.3) THEN
LALT = LALT + 1
WRITE (*, '(,A,12,A,12,A,/)') ' *** ANALISIS DE LA ALTERNATIVA',LAL
>T,' *** ESCENARIO DE GENERACION',LGEN,' *** '
END IF
C
DO LL = 1,IPAS
CALL LECTUR1 (ARCHI,ARCHI10,ARCHI11,LL,ITE,PPAS,PI,IOP,LALT,LALTM,
>LGEN,LGENM,NMOG,IOPGE,IPGE,ABGCA,ITE,ABGCI)
ARCHI1 = 'DATSALL.DAT'
ARCHI3 = 'DESECO.SAL'
CALL DESECO(ARCHI1,ARCHI2,ARCHI3,ARCHI12,LL,IOP,LALT,LGEN,NMOG,
> IOPGE,IPGE,ABGCA,ITE,ABGCI)
ARCHI4 = 'DATSALL.DAT'
WRITE (*,1300) LL
CALL MONCARLO (ARCHI4,ITE,LL,PPAS,TFPI,TFVI,TFQI,TPELI,TFQPI,
> ARCHI9,IOP,PLCI,EDNSI,EFLCI,EENSI,EICI,IEARI,
> LALT,LGEN,LALTM,NEA,NRA,EICA,NMU)
END DO
C
IF (IOP.NE.1) GOTO 2000
C
TFFP = 0
TFVP = 0
TFQP = 0
TPELP = 0
TFCPP = 0
C
DO I = 1,IPAS
TFFP = TFFP + TFPI (I)*PI(I)
TFVP = TFVP + TFVI (I)*PI(I)
TFQP = TFQP + TFQI (I)*PI(I)
TPELP = TPELP + TPELI (I)*PI(I)
TFCPP = TFCPP + TFCPI (I)*PI(I)
END DO
C
C *****
C SE ESCRIBEN RESULTADOS DEL ESTUDIO ANUAL
C *****
C
WRITE(4, '(2/,A)') '***** RESULTADOS DEL ESTUDIO ANUAL
>*****'
WRITE(4, '(2/,21X,A)') 'INDICES DE CONFIABILIDAD'
WRITE(4, '(,25X,A,3X,F10.8)') 'TFFP',TFFP
WRITE(4, '(,25X,A,3X,F10.8)') 'TFVP',TFVP
WRITE(4, '(,25X,A,3X,F10.8)') 'TFQP',TFQP
WRITE(4, '(,25X,A,2X,F10.8)') 'TPELP',TPELP
WRITE(4, '(,25X,A,2X,F10.8)') 'TFCPP',TFCPP
C
WRITE(4, '(2/,5X,A)') '*** TFFP. VIOLACIONES DE FLUJOS EN LINEAS DE T
>RANSMISION'
WRITE(4, '(5X,A)') '*** TFVP. VIOLACIONES DE LIMITES DE VOLTAJES N
>ODALES'
WRITE(4, '(5X,A)') '*** TFQP. VIOLACIONES DE LIMITES DE POTENCIAS
>REACTIVAS'
WRITE(4, '(5X,A)') '*** TPELP. APARICION DE NODOS DE CARGA AISLADOS'
WRITE(4, '(5X,A)') '*** TFCPP. PROBLEMAS DE CONVERGENCIA EN EL ESTU
>DIO DE FLUJOS'
C
WRITE(*,1100)
STOP
C
2000 CONTINUE
C
PLCP = 0
EDNSP = 0
EFLCP = 0
EENSP = 0
EICP = 0
IEARP = 0
ABGCP = 0
C
DO I = 1,IPAS
PLCP = PLCP + PLCI (I)*PI(I)
EDNSP = EDNSP + EDNSI (I)*PI(I)
EFLCP = EFLCP + EFLCI (I)*PI(I)
EENSP = EENSP + EENSI (I)*PI(I)
EICP = EICP + EICI (I)*PI(I)
IEARP = IEARP + IEARI (I)*PI(I)
IF (IOP.EQ.3) THEN
ABGCP = ABGCP + ABGCI (I)*PI(I)
END IF
C
END DO
C
END DO
C
IF (IOP.EQ.3) THEN
EICA(LGEN,LALT) = EICP
ABGCA(LGEN,LALT) = ABGCP
END IF
C
C *****
C SE ESCRIBEN RESULTADOS DEL ESTUDIO ANUAL
C *****
C
IF (IOP.EQ.2) THEN
WRITE(5, '(2/,A)') '***** RESULTADOS DEL ESTUDIO ANUAL
>*****'
WRITE(5, '(2/,15X,A)') 'INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMA'
WRITE(5, '(,20X,A,6X,F8.5)') 'PLCP',PLCP
WRITE(5, '(,20X,A,5X,F8.5,2X,A)') 'EDNSP',EDNSP,'MW'
WRITE(5, '(,20X,A,5X,F8.5,2X,A)') 'EFLCP',EFLCP,'occ/yr'
WRITE(5, '(,20X,A,1X,F12.2,2X,A)') 'EENSP',EENSP,'MWh/yr'
WRITE(5, '(,20X,A,2X,F12.2,2X,A)') 'EICP',EICP,'k$/yr'
WRITE(5, '(,20X,A,1X,F12.2,2X,A)') 'IEARP',IEARP,'$/kWh'
C
WRITE(5, '(2/,5X,A)') '*** PLCP. PROBABILIDAD DE TIRO DE CARGA'
WRITE(5, '(5X,A)') '*** EDNSP. DEMANDA ESPERADA NO SUMINISTRADA'
WRITE(5, '(5X,A)') '*** EFLCP. FRECUENCIA ESPERADA DEL TIRO DE CARGA'
WRITE(5, '(5X,A)') '*** EENSP. ENERGIA ESPERADA NO SUMINISTRADA'
WRITE(5, '(5X,A)') '*** EICP. COSTO ESPERADO POR INTERRUPCION'
WRITE(5, '(5X,A)') '*** IEARP. TASA DE ENERGIA INTERRUMPIDA'
C
END IF
C
IF (IOP.EQ.3.AND.LALT.LT.LALTM) GOTO 2400
IF (IOP.EQ.3.AND.LGEN.LT.LGENM) THEN
LGEN = LGEN + 1
GOTO 2800
END IF
C
IF (IOP.EQ.3) THEN
WRITE(7, '(,9X,A,3X,I6)') 'NUMERO MAXIMO DE ESTADOS PERMITIDOS EN C
>ADA CASO',NMU
WRITE(7, '(,13X,A)') 'ESTUDIO REALIZADO CON INDICES DE SISTEMA'
>ESTAS ***** ALTERNATIVAS DE EXPANSION PROPU
>ESTAS *****
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(10X,A,2(10X,A)') 'ALTERNATIVA', 'NODO DE', 'NODO DE'
WRITE(7, '(11X,A,12X,A,10X,A)') 'PROPUESTA', 'ENVIO', 'RECEPCION'
WRITE(7, '(A)') '
>
DO I = 1,LALTM
WRITE(7, '(14X,I2,14X,A,3X,I2,8X,A,3X,I2)') I, 'NODO', NEA(I), 'NODO', N
>RA(I)
END DO
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(2/,A,/)') '***** ESCENARIOS DE GENERACION
>*****'
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(10X,A,11X,A,10X,A)') 'COMBINACION', 'NODOS', 'POTENCIA'
WRITE(7, '(12X,A,10X,A,8X,A)') 'ELEGIDA', 'GENERADORES', 'MAXIMA'
WRITE(7, '(49X,A)') '(MW)'
WRITE(7, '(A)') '
>
DO I = 1,LGENM
DO J = 1,NMOG
WRITE(7, '(14X,I2,14X,A,2X,I3,9X,F6.1)') COEL(I,J), 'NODO', NOGEN(
> I,J), POMAX(I,J)
END DO
END DO
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(2/,A)') '***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL
>*****'
WRITE(7, '(17X,A)') 'COSTOS ESPERADOS POR INTERRUPCION'
WRITE(7, '(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7, '(,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO
>S'
WRITE(7, '(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7, '(A)') '
>
DO I = 1,LALTM
DO J = 1,LGENM
EICAT(I,J) = EICA(J,I)
END DO
END DO
WRITE(7, '(5(F10.2,2X)') (EICAT(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(2/,A)') '***** COSTOS ANUALES DE INVERSION
>*****'
WRITE(7, '(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7, '(A)') '
>
DO I = 1,LALTM
WRITE(7, '(20X,A,1X,I2,5X,F8.2)') 'ALTERNATIVA', I,AIC(I)
END DO
WRITE(7, '(A)') '
>
WRITE(7, '(2/,A)') '***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL
>*****'
WRITE(7, '(19X,A)') 'COSTOS ANUALES DE GENERACION'
WRITE(7, '(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7, '(,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO
>S'
WRITE(7, '(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7, '(A)') '
>
C

```



# HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS

```

DO I = 1,LALTM
DO J = 1,LGENM
ABGCAT(I,J) = ABGCA(J,I)
END DO

WRITE(7,'(5(F10.2,2X))')((ABGCAT(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,'(A)')'
>

DO I = 1,LALTM
DO J = 1,LGENM
AGC(I,J) = EICAT(I,J) + AIC(I) + ABGCAT(I,J)
WRITE(*,*) 'LALT,LGEN,AGC',I,J,AGC(I,J)
END DO

END DO

WRITE(7,'(2/,A)')***** MATRIZ DE ATRIBUTOS ****
>*****
WRITE(7,'(25X,A)') 'COSTOS GLOBALES'
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(/,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO'
>S'
WRITE(7,'(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(5(F10.2,2X))')((AGC(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,'(A)')'
>

C *****
C OBTENCION DE LA MATRIZ DE ARREPENTIMIENTOS (REGRET MATRIX)
C *****
C
DO IVF = 1,LGENM
DO I = 1,LALTM
VPO(I) = AGC(I,IVF)
END DO
XMEN = VPO(1)
DO I = 2,LALTM
IF (VPO(I).LT.XMEN) THEN
XMEN = VPO(I)
END IF
END DO
DO I = 1,LALTM
AGCA(I,IVF) = AGC(I,IVF) - XMEN
END DO

WRITE(7,'(2/,A)')***** MATRIZ DE ARREPENTIMIENTOS (REGRET M
>ATRIX) *****
WRITE(7,'(25X,A)') 'COSTOS GLOBALES'
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(/,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO'
>S'
WRITE(7,'(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(5(F10.2,2X))')((AGCA(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,'(A)')'
>

C *****
C ELECCION DE LA ALTERNATIVA OPTIMA DE EXPANSION DE LA RED
C *****
C
DO I = 1,LALTM
SAGCA = 0.0
DO J = 1,LGENM
SAGCA = SAGCA + AGCA(I,J)
END DO
AGCAP(I) = SAGCA/LGENM
END DO
XMENP = AGCAP(1)
DO I = 2,LALTM
IF (AGCAP(I).LT.XMENP) THEN
XMENP = AGCAP(I)
IXMENP = I
END IF
END DO

WRITE(7,'(2/,A)')***** CRITERIO DE SELECCION DE LA ALTERNA
>TIVA *****
WRITE(7,'(23X,A,/)') 'OPTIMA DE EXPANSION'
WRITE(7,'(4X,A)') 'SE ELIGE LA ALTERNATIVA CON MENOR ARREPENTIMIENT
>O PROMEDIO'
WRITE(7,'(/,A)')'
>
WRITE(7,'(/,4X,A,I3)') 'LA ALTERNATIVA OPTIMA DE EXPANSION ES LA NU
>MERO',IXMENP
WRITE(7,'(4X,A,I3,2X,A,I3)') 'LINEA DE TRANSMISION ENTRE EL NODO',N
>EA(IXMENP), 'Y EL NODO',NRA(IXMENP)
WRITE(7,'(/,A)')'
>

END IF

IF (IOP.EQ.1) THEN
WRITE(*,1100)
GOTO 1900
END IF
IF (IOP.EQ.2) THEN
WRITE(*,1800)
GOTO 1900
END IF
WRITE(*,2700)
STOP

C
1000 LL = 0
LGEN = 1
LGENM = 5
LALTM = 0
NTUGG = 1

2600 LALT = 0
C
2300 IF (IOP.EQ.3) THEN
LALT = LALT + 1
WRITE(*,(/,A,I2,A,I2,A,/)) ' *** ANALISIS DE LA ALTERNATIVA',LAL
>T, ' *** ESCENARIO DE GENERACION',LGEN, ' ****'
END IF

CALL LECTUR1 (ARCHI,ARCHI10,ARCHI11,LL,ITE,PPAS,PI,IOP,LALT,LALTM,
>LGEN,LGENM,NMOG,IOPGE,IRGE,NEA,NRA,COEL,NOGEN,POMAX,NTUGG,AIC)
ARCHI1 = 'DATSAL.DAT'
ARCHI3 = 'DESECO.SAL'
CALL DESECO(ARCHI,ARCHI2,ARCHI3,ARCHI12,LL,TOP,LALT,LGEN,NMOG,
>IOPGE,IRGE,ABGCA,ITE,ABGCI)
ARCHI4 = 'DRISALL.DAT'
WRITE(*,1200)
CALL MONCARLO (ARCHI4,ITE,LL,PPAS,TFPI,TFVI,TPQI,TPELI,TPCPI,
>ARCHI9,IOP,PLCI,EDMSI,EPLCI,EENSI,EICI,IEARI,
>LALT,LGEN,LALTM,NEA,NRA,EICA,NMU)

IF (IOP.EQ.3.AND.LALT.LT.LALTM) GOTO 2300
IF (IOP.EQ.3.AND.LGEN.LT.LGENM) THEN
LGEN = LGEN + 1
GOTO 2600
END IF

IF (IOP.EQ.3) THEN

DO I = 1,LGENM
DO J = 1,NMOG

WRITE(7,'(14X,I2,14X,A,2X,I3,9X,F6.1)')COEL(I,J), 'NODO',NOGEN(
>I,J),POMAX(I,J)
END DO
END DO

WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(2/,A)')***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL
>*****
WRITE(7,'(17X,A)') 'COSTOS ESPERADOS POR INTERRUPCION'
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(/,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO'
>S'
WRITE(7,'(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,'(A)')'
>

DO I = 1,LALTM
DO J = 1,LGENM
EICAT(I,J) = EICA(J,I)
END DO
END DO

WRITE(7,'(5(F10.2,2X))')((EICAT(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(2/,A)')***** COSTOS ANUALES DE INVERSION
>*****
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(A)')'
>

DO I = 1,LALTM
WRITE(7,'(20X,A,1X,I2,5X,F8.2)') 'ALTERNATIVA',I,AIC(I)
END DO
WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(2/,A)')***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL
>*****
WRITE(7,'(19X,A)') 'COSTOS ANUALES DE GENERACION'
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(/,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO'
>S'
WRITE(7,'(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,'(A)')'
>

DO I = 1,LALTM
DO J = 1,LGENM
AGC(I,J) = EICAT(I,J) + AIC(I) + ABGCAT(I,J)
WRITE(*,*) 'LALT,LGEN,AGC',I,J,AGC(I,J)
END DO
END DO

WRITE(7,'(2/,A)')***** MATRIZ DE ATRIBUTOS ****
>*****
WRITE(7,'(25X,A)') 'COSTOS GLOBALES'
WRITE(7,'(30X,A)') '(k$/yr)'
WRITE(7,'(/,7X,A,9X,A)') 'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO'
>S'
WRITE(7,'(14X,A,19X,A,/)') 'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,'(A)')'
>
WRITE(7,'(5(F10.2,2X))')((AGC(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,'(A)')'
>

C *****
C OBTENCION DE LA MATRIZ DE ARREPENTIMIENTOS (REGRET MATRIX)
C *****
C

```

```

DO IVF = 1,LGENM
  DO I = 1,LALTM
    VFO(I) = AGC(I,IVF)
  END DO
  XMEN = VFO(1)
  DO I = 2,LALTM
    IF (VFO(I).LT.XMEN) THEN
      XMEN = VFO(I)
    END IF
  END DO
  DO I = 1,LALTM
    AGCA(I,IVF) = AGC(I,IVF) - XMEN
  END DO
END DO

WRITE(7,(2/,A))'***** MATRIZ DE ARREPENTIMIENTOS (REGRET M
>A)R)X *****
WRITE(7,(25X,A))'COSTOS GLOBALES'
WRITE(7,(30X,A))'(k$/yr)'
WRITE(7,(7X,A,9X,A))'FILAS: ALTERNATIVAS', 'COLUMNAS: ESCENARIO
>S'
WRITE(7,(14X,A,19X,A,/))'DE EXPANSION', 'DE GENERACION'
WRITE(7,(A))'
>
WRITE(7,(5(F10.2,2X)))(AGCA(I,J),J=1,LGENM),I=1,LALTM)
WRITE(7,(A))'
>
C *****
C ELECION DE LA ALTERNATIVA OPTIMA DE EXPANSION DE LA RED
C *****
C
DO I = 1,LALTM
  SAGCA = 0.0
  DO J = 1,LGENM
    SAGCA = SAGCA + AGCA(I,J)
  END DO
  AGCAP(I) = SAGCA/LGENM
END DO
XMENP = AGCAP(1)
IXMENP = 1
DO I = 2,LALTM
  IF (AGCAP(I).LT.XMENP) THEN
    XMENP = AGCAP(I)
    IXMENP = I
  END IF
END DO

WRITE(7,(2/,A))'***** CRITERIO DE SELECCION DE LA ALTERNA
>T)VA *****
WRITE(7,(23X,A,/))'OPTIMA DE EXPANSION'
WRITE(7,(4X,A))'SE ELIGE LA ALTERNATIVA CON MENOR ARREPENTIMIENT
>O PROMEDIO'
WRITE(7,(/,A))'
>
WRITE(7,(/,4X,A,13))'LA ALTERNATIVA OPTIMA DE EXPANSION ES LA NU
>MERO',IXMENP
  
```

## C.2. MONCARLO (CÓDIGO FUENTE).

```

C *****
C MONCARLO.FOR ESTUDIO DE CONFIABILIDAD MEDIANTE SIMULACION
C MONTECARLO. MUESTREO DE TRANSICION DE ESTADOS.
C
C VERSION FORTRAN 77
C
C EDICION 030512 12:00
C *****
C
SUBROUTINE MONCARLO (ARCHI4,ITE,LL,PPAS,TFPI,TFVI,TFQI,TPELI,
> TFPCI,ARCHI9,IOP,PLCI,EENSI,EPLCI,EENSI,
> EICI,IEARI,LALT,LGEN,LALTM,NEA,NRA,EICA,
> NMJ)
USE MSIMSL
C
IMPLICIT REAL*8(A-H),INTEGER*2(I-N),REAL*8(O-Z)
INTEGER*2
>NR (300),NAJ (300),NCT (300),NST (300),NSH (150),NE (1000),
>NR (1000),NCR (1000),NDE (1000),EAS (1000),DPAS(100),IUT(200),
>NEL1 (400),NELC(2400),NCRD(400),NCRDI(400),M (400),N (2400),
>ISCOM(10),ISLA(400),NM (50),NEL (1000),NR1 (1000)
INTEGER*2
>LV (500),IFLG (500),LINK(500),KSEG (250),RAN (250),
>IACTIV(250),IIN (250),KORD(250),IFA (250),IP (250,2),
>INLOAD(1000),IFED(1000),ITFP1(1000)
INTEGER*2
>INCA (250),IFWD(1500),IBCK (1500),IROWA(1500),IND (600,2),
>IW (150,8),IRPRT(50,4),IUNIT(250),IGEG (50),IGEG(50),
>NEA (100),NRA (100)
REAL*8
>PC (400),QC (400),VMIN (400),VMAX (400),PPN (400),
>PG (250),QMA (300),QMI (300),VG (300),TI (300),
>VLS (150),R (1000),X (1000),B (1000),LMA (1000),
>LMI (1000),TAPAP(1000),TAPAT(1000),MTTR (1000),TAIRA (1000),
>PEJ (1000),PCPRO(100),TFPI (100),TFVI (100),TFQI (100),
>TPELI(100),TFPCI(100),PMA (250),PMI (250),E2 (400),
>BI (2400),E2 (2400),YR (2400),YI (2400),E (400),
>F (400),E3 (400),F3 (400),PMPR (1000),Q2 (400),
>PRT (1000),PRT1 (1000),PRT2 (1000),IDEC (1000),TLAORB(400),
>EENSB(400),KW (500),WVI (400,50000),EIBC (400),
>DF (50000),DV (50000),DQ (50000),DEEL (50000),DFCP (50000),
>DPLC (50000),TLENS(50000),TLENS(400,50000),IEARB (400),
>IEAR, PLCI (100),EENSI(100),EPLCI(100),EENSI (100),
>EICI (100),IEARI(100),EICA (100,100)
  
```

HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS

```

OPEN (10, FILE = ARCHI4, FORM = 'UNFORMATTED',
> ACCESS = 'SEQUENTIAL', STATUS = 'OLD' )
READ (10) TEXUNO, TEXDOS
READ (10) TOLP, TOLQ, TINIA, BASE, NITER
READ (10) NNOD, NPRO, NLIN, NTUG, NTR, NISLA, NSHU
C
DO I = 1,NNOD
READ (10) ENOMB(I), PC(I), QC(I), VMIN(I), VMAX(I), PPN(I)
END DO
DO I = 1,NTUG
READ (10) NU(I), NAU(I), PG(I), QMA(I), QMI(I), VG(I), PMA(I),
> FMI(I)
END DO
IF ( NTR.EQ.0) GOTO 10
DO I = 1,NTR
READ (10) NCT(I), NST(I), ITR, TI(I), IUT(I)
END DO
10 IF ( NSHU.EQ.0) GOTO 20
DO I = 1,NSHU
READ (10) NSH(I), VLS(I)
END DO
20 DO I = 1,NLIN
READ (10) NE(I), NR(I), R(I), X(I), B(I), LMA(I), LMI(I),
> TAFAP(I), TAFAT(I), MTR(I)
END DO
C
CLOSE (10)
C
IF (IOP.EQ.1) GOTO 270
C
NONCA = 1
NOFD = 1
MS = 7
C
OPEN (20, FILE = ARCHI9, FORM = 'FORMATTED',
> ACCESS = 'SEQUENTIAL' )
C
READ (20,200) TEXUNO
READ (20,200) TEXDOS
FORMAT (A80)
C
210 READ (20,220) NOMUNO, (CSA(NONCA,I),I = 1,MS)
220 FORMAT (2X,A8,7(2X,F5.2))
IF (NOMUNO.EQ.'0') GOTO 230
NONCA = NONCA + 1
GOTO 210
230 NONCA = NONCA - 1
C
240 READ (20,250) NOMDOS, TES (NOFD), (SCDF(NOFD,I),I = 1,MS)
250 FORMAT (2X,A8,2X,F6.4,7(2X,F7.3))
IF (NOMDOS.EQ.'FIN') GOTO 260
NOFD = NOFD + 1
GOTO 240
260 NOFD = NOFD - 1
C
CLOSE (20)
C
DO I = 1,MLOAD
DO J = 1,NOFD
CCDF (I,J) = 0.0
END DO
C
DO I = 1,MLOAD
DO J = 1,NOFD
DO K = 1,MS
CCDF(I,J) = CCDF(I,J) + SCDF(J,K)*(CSA(I,K)/100)
END DO
END DO
C
*****
C SECUENCIA DE TRANSICION DE ESTADOS DEL SISTEMA
*****
270 CONTINUE
C
LDIS = 32
ARCHI7 = 'FLUJOS.SAL'
OPEN (LDIS, FILE = ARCHI7, ACCESS = 'SEQUENTIAL')
C
IF (IOP.NE.1) GOTO 280
C
OPEN(4,FILE='PROBLEMAS.SAL')
LDIS1 = 41
OPEN(LDIS1,FILE='PFLUJOS.SAL')
LDIS2 = 42
OPEN(LDIS2,FILE='PVOLTAJES.SAL')
LDIS3 = 43
OPEN(LDIS3,FILE='PREACTIVAS.SAL')
LDIS4 = 44
OPEN(LDIS4,FILE='PAISLADOS.SAL')
LDIS5 = 45
OPEN(LDIS5,FILE='PCONVERGE.SAL')
C
*****
C ASIGNACION DEL NUMERO MAXIMO DE MUESTREOS
*****
280 CONTINUE
IF (IOP.EQ.2) THEN
OPEN(5,FILE='TIROCAR.SAL')
END IF
IF (IOP.EQ.3) THEN
OPEN(7,FILE='ALTOPTI.SAL')
END IF
C
*****
C SE AJUSTAN CONDICIONES INICIALES
*****
C
NMU = 10000
SMALL1 = 0.001
FP = 0.98
D = 0.0
TOL = 0.05
TD = 0.0
ITRA = 0
NRR = 1
PLC = 0.0
EDNS = 0.0
EENS = 0.0
ETC = 0.0
YEAR = 0.0
DO I = 1,MLOAD
ENSB(INLOAD(I)) = 0.0
EICB (INLOAD(I)) = 0.0
YEARB(INLOAD(I)) = 0.0
END DO
NFI = 0
NF = 0
ID = 0
IDF = 0
IDV = 0
IDQ = 0
IDPEL = 0
IDFCP = 0
BTFF = 1E03
BEDNS = 1E03
IDPLC = 0
DO I = 1,1000
IFEDO (I) = 0
IDESC (I) = 0
END DO
C
*****
C ESTADO INICIAL DE LA RED
*****
C
*****
C ELECCIÓN DEL TIPO DE FALLA
C EL PROGRAMA DECIDE SI LA FALLA ES PERMANENTE O TRANSITORIA
*****
C
DO I = 1,NLIN
PRT (I) = TAFAP(I)/(TAFAP(I) + TAFAT(I))
CALL RNUN(NRR,U3)
IF (U3(NRR).LE.PRT(I)) THEN
TATRA(I) = TAFAP(I)
GOTO 180
END IF
TXTRA(I) = TAFAT(I)
180 CONTINUE
END DO
C
DO I = 1,NLIN
EAS(I) = 0
END DO
C
IF (IOP.NE.1) GOTO 160
C
IF (LL.GT.1) GOTO 150
C
WRITE(41,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(41,'(A)')TEXDOS
WRITE(41,'(A)')***** ESTADOS CON VIOLACIONES DE FLUJOS
> *****
WRITE(42,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(42,'(A)')TEXDOS
WRITE(42,'(A)')***** ESTADOS CON VIOLACIONES DE VOLTAJES NOD
>ALES *****
WRITE(43,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(43,'(A)')TEXDOS
WRITE(43,'(A)')***** ESTADOS CON VIOLACIONES DE POTENCIAS REA
>CTIVAS *****
WRITE(44,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(44,'(A)')TEXDOS
WRITE(44,'(A)')***** ESTADOS CON NODOS DE CARGA AISLADOS
>*****
WRITE(45,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(45,'(A)')TEXDOS
WRITE(45,'(A)')***** ESTADOS CON PROBLEMAS DE CONVERGENCIA EN
>FLUJOS *****
C
150 IF (ITE.EQ.1) THEN
WRITE(41,1)
WRITE(42,1)
WRITE(43,1)
WRITE(44,1)
WRITE(45,1)
1 FORMAT('***** ESTUDIO ANUALIZADO *****
>*****',2/)
GOTO 160
END IF
C
IF (LL.GT.1) GOTO 170
C
WRITE(41,2)
WRITE(42,2)
WRITE(43,2)
WRITE(44,2)
WRITE(45,2)
2 FORMAT('***** ESTUDIO ANUAL *****
>*****',2/)
C
170 WRITE(41,3) LL
WRITE(42,3) LL
WRITE(43,3) LL
WRITE(44,3) LL
WRITE(45,3) LL
3 FORMAT('***** PASO',I3,2X,'DE LA CURVA DE CARGA *****
>*****',2/)
C
160 CONTINUE

```

APÉNDICE C: CÓDIGO DEL PROGRAMA

```

C
C *****
C INICIO DE CICLO PRINCIPAL
C *****
C
C DO KK = 1,NMU
C
C TLOAD = 0.0
C NF2 = 0
C IRARE = 0
C DO I = 1,MLOAD
C TLOADB(INLOAD(I)) = 0.0
C END DO
C
C WRITE(3,12)KK
C 12 FORMAT(/,2X,'ESTADO 'I6',/)
C *****
C DURACION DEL ESTADO ACTUAL DE LA RED
C *****
C
C IF (ITRA.EQ.0) GOTO 60
C
C DO I = 1,NLIN
C IF (ITRA.EQ.I) THEN
C IF (TATRA(I).EQ.TAFAP(I)) THEN
C TATRA(I) = 8760/MTTR(I)
C GOTO 70
C END IF
C IF (TATRA(I).EQ.TAFAT(I)) THEN
C TATRA(I) = 1.0E8
C GOTO 70
C END IF
C PRT1 (I) = TAFAP(I)/(TAFAP(I) + TAFAT(I))
C CALL RNUN(NRR,U4)
C IF (U4(NRR).LE.PRT1(I)) THEN
C TATRA(I) = TAFAP(I)
C GOTO 70
C END IF
C TATRA(I) = TAFAT(I)
C END IF
C
C 70 CONTINUE
C END DO
C
C DO I = 1,NLIN
C IF (TATRA(I).NE.TAFAP(I).AND.TATRA(I).NE.TAFAT(I))
C GOTO 190
C PRT2 (I) = TAFAP(I)/(TAFAP(I) + TAFAT(I))
C CALL RNUN(NRR,U5)
C IF (U5(NRR).LE.PRT2(I)) THEN
C TATRA(I) = TAFAP(I)
C GOTO 190
C END IF
C TATRA(I) = TAFAT(I)
C
C 190 CONTINUE
C END DO
C
C DO I = 1,NLIN
C IF (ITRA.EQ.I) THEN
C IF (EAS(I).EQ.0) THEN
C EAS(I) = 1
C GOTO 80
C END IF
C EAS(I) = 0
C GOTO 80
C END IF
C
C 80 CONTINUE
C END DO
C
C DO I = 1,NLIN
C IF (EAS(I).EQ.1) THEN
C NCR(I) = NE(I)
C NDR(I) = NR(I)
C END IF
C
C END DO
C
C 60 CONTINUE
C
C CALL RNUN(NRR,U1)
C ST = 0
C DO I = 1,NLIN
C ST = ST + TATRA(I)
C END DO
C D = ((LOG(U1(NRR)))*(-1))/ST*8760
C TD = TD + D
C
C IPEL = 0
C IDAE = 0
C CALL LECTUR2 (ARCHI4,EAS,MCP,IPEL,NISO,IDAÉ)
C IF (MGCP.EQ.0) THEN
C ITFF = 0
C ITFV = 0
C ITFQ = 0
C IFCP = 0
C GOTO 90
C END IF
C IF (IPEL.EQ.1) GOTO 90
C IF (IDAE.EQ.1) GOTO 90
C
C *****
C SOLUCION DE FLUJOS DE POTENCIA PARA EL ESTADO SELECCIONADO
C *****
C
C ARCHI5 = 'DATSAL2.DAT'
C ARCHI6 = 'FLUDRT1.DAT'
C ITFF = 0
C ITFV = 0
C ITFQ = 0
C IFCP = 0
C CALL FINALE (ARCHI5,ARCHI6,ARCHI7,LDIS,KK,ITFF,ITFV,ITFQ,IFCP,
C > LDIS1,LDIS2,LDIS3,IOP)
C
C *****
C OBTENCION DE LOS INDICES DE PROBLEMAS
C *****
C
C *****
C IF (IOP.EQ.1) GOTO 90
C IF (IFCP.EQ.1) GOTO 90
C IF (ITFF.EQ.1) THEN
C *****
C IMPLEMENTACION DE MEDIDAS CORRECTIVAS, INCLUYENDO EL TIRO DE CARGA
C *****
C *****
C APERTURA DE ARCHIVO DE TRABAJO
C *****
C
C ARCHI8 = 'TIROCA.DAT'
C OPEN (50, FILE = ARCHI8, FORM = 'UNFORMATTED',
C > ACCESS = 'SEQUENTIAL', STATUS = 'OLD' )
C
C READ (50) NNOD,NL2,NISLA,IPIL,NTUG,NLINI,BASE
C DO I = 1,NNOD
C READ (50) NBI(I),NCRD(I),NORD1(I),M(I),P2(I),Q2(I),E(I),F(I),PC(I))
C END DO
C DO I = 1,IPIL
C READ (50) NBIC(I),B1(I),B2(I)
C END DO
C DO I = 1,NL2
C READ (50) N(I),YR(I),YI(I)
C END DO
C DO I = 1,NLINI
C READ (50) NEL(I),NRI(I),X(I),P1MA(I)
C END DO
C DO I = 1,NTUG
C READ (50) NU(I),PG(I),PMA(I),PMI(I)
C END DO
C DO I = 1,NISLA
C READ (50) ISCOM(I)
C END DO
C
C CLOSE (50)
C *****
C FORMULACION DEL DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO
C *****
C
C DO I = 1,NNOD
C E3(I) = E(I)
C F3(I) = F(I)
C END DO
C
C NSUMA = NTUG + MLOAD
C DO I = 1,NSUMA
C IF (I.LE.NTUG) GOTO 1000
C PMI(I) = 0.0
C PMA(I) = ((PC(INLOAD(I-NTUG)))/BASE)*0.50
C PG (I) = (PC(INLOAD(I-NTUG)))*0.25
C
C 1000 CONTINUE
C END DO
C
C ICIN = 0
C ICINM = 15
C TLOAD = 0.0
C
C DO I = 1,MLOAD
C TLOADB(INLOAD(I)) = 0.0
C END DO
C
C 5500 U = 100
C IVF = 0
C IPNF = 0
C
C IF (ICIN.GT.ICINM) THEN
C GOTO 5600
C END IF
C
C CALL LPSET1(NNOD,NL2,NISLA,IPIL,NTUG,NBI,NBIC,NORD,NORD1,M,N,NEL,
C > NRI,P2,B1,YR,E,F,PF,X,NU,PG,ISCOM,NV,LV,BB,IPLG,PLMA,
C > NLINI,PMA,PMI,M1,M2,COEFF,INCA,IROWA,IPWD,IBCK,IPREE,
C > BASE,PC,IVF,IPNF)
C
C IF (IVF.EQ.0.AND.IPNF.EQ.0) GOTO 5600
C
C IER = 0
C
C CALL PENFUL (NV,NSUMA,C,A,BB,PG,CW,P,STP,INCA,IROWA,COEFF,IPWD,
C > IBCK,LACTIV,IUN,KORD,COL,CV,SOL,WK,FLAGS,U,EPS,IPLG,W,SMALL,
C > BIG,IPA,IND,NZ,LA,IB,IP,IW,LINK,ISTEP,FRPRT,IRPRT,NMAX,NTUG,
C > D,CCDF,TES,NOFD,IPNF,W,IRARE)
C
C IF (IRARE.EQ.1) GOTO 90
C
C ICIN = ICIN + 1
C
C DO I = 1,NTUG
C IF (ABS(PG(I)).GT.(3*PMA(I)).AND.ICIN.GT.1) THEN
C GOTO 5600
C END IF
C END DO
C
C DO I = 1, NSUMA
C PG(I) = PG(I) * BASE
C END DO
C *****
C CALCULO DEL CORTE TOTAL DE CARGA
C *****
C
C DO I = NTUG + 1,NSUMA
C IF (PG(I).LE.SMALL1) GOTO 5030
C TLOAD = TLOAD + PG(I)
C TLOADB(INLOAD(I - NTUG)) = TLOADB(INLOAD(I - NTUG)) + PG(I)
C GOTO 5060
C 5030 TLOADB(INLOAD(I - NTUG)) = TLOADB(INLOAD(I - NTUG)) + 0.0
C 5060 CONTINUE
C END DO
C *****

```

HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS

	DO I = 1,MLOAD	C	
	IF (PG(I + NTUG).LE.SMALL) GOTO 5020	90	CONTINUE
	PC(INLOAD(I)) = PC(INLOAD(I)) - PG(I + NTUG)	C	
5020	CONTINUE		IF (IOP.NE.1) GOTO 290
	END DO	C	
C	DO I = 1,NNOD		IF (ITFF.EQ.1) THEN
	QC(I) = SQRT((PC(I)/FP)**2-(PC(I)**2))		IDF = IDF + 1
	END DO		DF(IDF) = D
C	CALL LFSOL (NNOD,NTUG,NISLA,NL2,IPIL,ISCOM,BASE,NORD,NORD1,PG,VG,		TFP1 = 0
>	NU,E3,F3,P2,Q2,PC,QC,YR,YI,NB1,NB1C,B1,B2,E,F,NITER,		DO I = 1,IDF
>	TOLP,TOLQ,M,N,ENOMB,KX,IFCP)		TFP1 = TFP1 + DF(I)
			END DO
C	GOTO 5500	C	TFP = TFP1*(1/TD)
C	CONTINUE		VFK = 0
5600			DO I = 1,IDF
C	IF (TLOAD.GT.0D0) THEN		VFK = VFK + ((DF(I)-TFP)**2)
	IDPLC = IDPLC + 1		END DO
	DPLC(IDPLC) = D		VFQ = VFK * (1/(TD**2))
	PLC1 = 0		BTFP = SQRT(VFQ)/TFP
	DO I = 1,IDPLC	C	END IF
	PLC1 = PLC1 + DPLC(I)		IF (ITFV.EQ.1) THEN
	END DO		IDV = IDV + 1
	PLC = PLC1*(1/TD)		DV(IDV) = D
C	TLDNS(IDPLC) = TLOAD		TFV1 = 0
	DNS1 = 0		DO I = 1,IDV
	DO I = 1,IDPLC		TFV1 = TFV1 + DV(I)
	DNS1 = DNS1 + TLDNS(I)*DPLC(I)		END DO
	END DO	C	TFV = TFV1*(1/TD)
	EDNS = DNS1*(1/TD)		VWK = 0
C	VNSDK = 0		DO I = 1,IDV
	DO I = 1,IDPLC		VWK = VWK + ((DV(I)-TFV)**2)
	VNSDK = VNSDK + (((TLDNS(I)*DPLC(I))-EDNS)**2)		END DO
	END DO		VWQ = VWK * (1/(TD**2))
	VNSQ = VNSDK * (1/(TD**2))	C	BTFV = SQRT(VWQ)/TFV
	EDNS = SQRT(VNSQ)/EDNS	C	END IF
C	NF2 = 1		IF (ITFQ.EQ.1) THEN
	DEC = 0.0		IDQ = IDQ + 1
	DO I = 1,NLIN		DQ(IDQ) = D
	IF (EAS(I).EQ.1) THEN		TFQ1 = 0
	IREST = I		DO I = 1,IDQ
	IEXP = NLIN - IREST		TFQ1 = TFQ1 + DQ(I)
	DEC = DEC + EAS(I)*2**IEXP		END DO
	END IF	C	TFQ = TFQ1*(1/TD)
	END DO		VQEK = 0
C	IF (ID.EQ.0) GOTO 5040		DO I = 1,IDQ
C	DO I = 1,ID		VQEK = VQEK + ((DQ(I)-TFQ)**2)
	IF (DEC.EQ.IDEC(I)) THEN		END DO
	IFEDO(I) = IFEDO(I) + 1	C	VQO = VQEK * (1/(TD**2))
	ID1 = I		BTFQ = SQRT(VQO)/TFQ
	GOTO 5050	C	END IF
	END IF		IF (IPEL.EQ.1) THEN
	END DO		IDPEL = IDPEL + 1
C	ID = ID + 1		DPEL(IDPEL) = D
5040	IDEC(ID) = DEC		TPEL1 = 0
	IFEDO(ID) = IFEDO(ID) + 1		DO I = 1,IDPEL
	ID1 = ID		TPEL1 = TPEL1 + DPEL(I)
C	CONTINUE		END DO
5050		C	TPEL = TPEL1*(1/TD)
C	DO I = 1,MLOAD		VPELK = 0
	WW1(INLOAD(I),IDPLC) = WW(I)		DO I = 1,IDPEL
	END DO		VPELK = VPELK + ((DPEL(I)-TPEL)**2)
C	DO I = 1,MLOAD		END DO
	TLENS(INLOAD(I),IDPLC) = TLOADB(INLOAD(I))	C	VPELQ = VPELK * (1/(TD**2))
	END DO		BTFEL = SQRT(VPELQ)/TPEL
C	FK = IFEDO(ID1)*(8760/TD)	C	END IF
C	DO I = 1,MLOAD		IF (IFCP.EQ.1) THEN
	EENSB(INLOAD(I)) = 0.0		IDFCP = IDFCP + 1
	EICB (INLOAD(I)) = 0.0		DFCP(IDFCP) = D
	END DO		TFCP1 = 0
C	DO I = 1,MLOAD		DO I = 1,IDFCP
	EENSB(INLOAD(I)) = EENSB(INLOAD(I)) + TLENS(INLOAD(I),J)*(8760		TFCP1 = TFCP1 + DFCP(I)
>/TD)*DPLC(J)			END DO
	EICB (INLOAD(I)) = EICB (INLOAD(I)) + TLENS(INLOAD(I),J)*(8760		TFCP = TFCP1*(1/TD)
>/TD)*WW1(INLOAD(I),J)		C	VFCPK = 0
	END DO		DO I = 1,IDFCP
	END DO		VFCPK = VFCPK + ((DFCP(I)-TFCP)**2)
C	EENS = 0.0		END DO
	EIC = 0.0		VFCPQ = VFCPK * (1/(TD**2))
	DO I = 1,MLOAD		BTFCP = SQRT(VFCPQ)/TFCP
	EENS = EENS + EENSB(INLOAD(I))	C	END IF
	EIC = EIC + EICB (INLOAD(I))	C	*****
	END DO	C	ARCHIVOS DE SALIDA SECUNDARIOS... IDENTIFICACION DE ESTADOS CON
C	END IF	C	PROBLEMAS.
C	END IF	C	*****
C	IF (NF2.LT.NF1) THEN		IF (ITFF.EQ.1) THEN
	NF = NF + 1		DO I = 1,NLIN
	END IF		IF (EAS(I).EQ.1) THEN
	NF1 = NF2		WRITE(LDIS1,'(3X,A,15)') 'CONTINGENCIA EN EL ELEMENTO',I
C	EFLC = NF*(8760/TD)		WRITE(LDIS1,'(3X,2(A,X,I3,2X),/)') 'NODO DE ORIGEN',NCR(I), 'NODO DE
	IF (BEDNS.LE.TOL) GOTO 300		>DESTINO',NDE(I)
			END IF
			END DO
			WRITE(LDIS1,'(3X,A)') 'REPRESENTACION DE ESTADO'
			WRITE(LDIS1,'(10(3X,11,3X)') (EAS(I),I=1,NLIN)
			WRITE(LDIS1,'(2/)')
			END IF
		C	IF (ITFV.EQ.1) THEN

APÉNDICE C: CÓDIGO DEL PROGRAMA

```

DO I = 1,NLIN
IF (EAS(I).EQ.1) THEN
WRITE(LDIS2,(3X,A,15))'CONTINGENCIA EN EL ELEMENTO',I
WRITE(LDIS2,(3X,2(A,X,13,2X),/))'NODO DE ORIGEN',NOR(I),'NODO DE
>DESTINO',NDE(I)
END IF
END DO
WRITE(LDIS2,(3X,A))'REPRESENTACION DE ESTADO'
WRITE(LDIS2,(10(3X,I1,3X))) (EAS(I),I=1,NLIN)
WRITE(LDIS2,(2/))
END IF
C
IF (ITFQ.EQ.1) THEN
DO I = 1,NLIN
IF (EAS(I).EQ.1) THEN
WRITE(LDIS3,(3X,A,15))'CONTINGENCIA EN EL ELEMENTO',I
WRITE(LDIS3,(3X,2(A,X,13,2X),/))'NODO DE ORIGEN',NOR(I),'NODO DE
>DESTINO',NDE(I)
END IF
END DO
WRITE(LDIS3,(3X,A))'REPRESENTACION DE ESTADO'
WRITE(LDIS3,(10(3X,I1,3X))) (EAS(I),I=1,NLIN)
WRITE(LDIS3,(2/))
END IF
C
IF (IDEL.EQ.1) THEN
WRITE(LDIS4,(3X,A,16,4X,A,X,I3,/))'ESTADO',KK,'NODO AISLADO',NIS
>O
DO I = 1,NLIN
IF (EAS(I).EQ.1) THEN
WRITE(LDIS4,(3X,A,15))'CONTINGENCIA EN EL ELEMENTO',I
WRITE(LDIS4,(3X,2(A,X,13,2X),/))'NODO DE ORIGEN',NOR(I),'NODO DE
>DESTINO',NDE(I)
END IF
END DO
WRITE(LDIS4,(3X,A))'REPRESENTACION DE ESTADO'
WRITE(LDIS4,(10(3X,I1,3X))) (EAS(I),I=1,NLIN)
WRITE(LDIS4,(2/))
END IF
C
IF (IPCP.EQ.1) THEN
WRITE(LDIS5,(3X,A,16,/))'ESTADO',KK
DO I = 1,NLIN
IF (EAS(I).EQ.1) THEN
WRITE(LDIS5,(3X,A,15))'CONTINGENCIA EN EL ELEMENTO',I
WRITE(LDIS5,(3X,2(A,X,13,2X),/))'NODO DE ORIGEN',NOR(I),'NODO DE
>DESTINO',NDE(I)
END IF
END DO
WRITE(LDIS5,(3X,A))'REPRESENTACION DE ESTADO'
WRITE(LDIS5,(10(3X,I1,3X))) (EAS(I),I=1,NLIN)
WRITE(LDIS5,(2/))
END IF
C
*****
C
VERIFICACION DE LA CONVERGENCIA DEL ALGORITMO EN LA IDENTIFICACION DE
C
VIOLACIONES OPERATIVAS
C
*****
C
IF (BTFF.LE.TOL) GOTO 100
C
*****
C
SELECCION DE UN NUEVO ESTADO DEL SISTEMA
C
*****
290 CONTINUE
C
DO I = 1,NLIN
PEJ(I) = TATRA(I)/ST
END DO
C
SPEJ = 0
DO I = 1,NLIN
SPEJ = SPEJ + PEJ(I)
END DO
C
CALL RNUN(NRR,U2)
J = 0
SPEJ = 0
50 J = J+1
SPEJ = SPEJ + PEJ(J)
IF (SPEJ.GE.U2(NRR)) GOTO 40
GOTO 50
40 ITRA = J
C
END DO
C
IF (IOP.NE.1) GOTO 300
C
*****
C
ARCHIVO DE SALIDA PRINCIPAL... INDICES DE PROBLEMAS
C
*****
100 IF (LL.GT.1) GOTO 110
WRITE(4,(/ ,A))'TEXUNO'
WRITE(4,(A))'TEXDOS'
WRITE(4,(A))'***** INDICES DE PROBLEMAS
>*****'
C
110 IF (ITE.EQ.1) THEN
WRITE(4,(A))'***** ESTUDIO ANUALIZADO *****
>*****'
WRITE(4,(2/,19X,A,F9.2,X,A))'POTENCIA MAXIMA',PPAS,'MW'
GOTO 120
END IF
C
IF (LL.GT.1) GOTO 130
C
WRITE(4,(A))'***** ESTUDIO ANUAL *****
>*****'
WRITE(4,(2/,A,I3,2X,A))'PASO',LL,'DE LA CURVA
>DE CARGA *****'
WRITE(4,(18X,A,F9.2,X,A))'POTENCIA PROMEDIO',PPAS,'MW'
130 WRITE(4,(18X,A,F9.2,X,A))'POTENCIA PROMEDIO',PPAS,'MW'
C
DO I = 1,MLOAD
IF(EENSB(INLOAD(I)).EQ.0.0) GOTO 330
IEARB(INLOAD(I)) = EICB(INLOAD(I))/EENSB(INLOAD(I))
CONTINUE
END DO
330
IF (EENS.EQ.0.0) THEN
IEAR = 0.0
GOTO 400
END IF
IEAR = EIC/EENS
C
400 CONTINUE
C
IF (IOP.EQ.2) THEN
C
IF (LL.GT.1) GOTO 310
WRITE(5,(/ ,A))'TEXUNO'
WRITE(5,(A))'TEXDOS'
WRITE(5,(A))'***** INDICES DE TIRO DE CARGA ****
>*****'
WRITE(5,(A))'***** EVALUACION COSTO/BENEFICIO ***
>*****'
C
310 IF (ITE.EQ.1) THEN
WRITE(5,(A))'***** ESTUDIO ANUALIZADO *****
>*****'
WRITE(5,(2/,19X,A,F9.2,X,A))'POTENCIA MAXIMA',PPAS,'MW'
GOTO 320
END IF
C
IF (LL.GT.1) GOTO 340
C
WRITE(5,(A))'***** ESTUDIO ANUAL *****
>*****'
WRITE(5,(2/,A,I3,2X,A))'PASO',LL,'DE LA CURVA
>DE CARGA *****'
WRITE(5,(18X,A,F9.2,X,A))'POTENCIA PROMEDIO',PPAS,'MW'
C
320 WRITE(5,(2/,5X,A,16,A))'EL ESTUDIO TERMINA CON EL ANALISIS DE
> ,KK-1,' ESTADOS'
WRITE(5,(/ ,5X,A,4X,16))'NUMERO MAXIMO DE ESTADOS PERMITIDOS',NMU
WRITE(5,(5X,A,13X,F5.3))'TOLERANCIA MAXIMA PERMITIDA',TOL
WRITE(5,(5X,A,2X,F12.6))'COEFICIENTE DE VARIACION DE REFERENCIA
>BEINS',BEDNS
C
WRITE(5,(2/,A))'***** INDICES DE TIRO DE CARGA *
>*****'
WRITE(5,(/ ,24X,A))'INDICES DE SISTEMA'
WRITE(5,(/ ,22X,A,4X,F8.5))'PLC',PLC
WRITE(5,(/ ,22X,A,3X,F8.5,1X,A))'EENS',EENS,'MW'
WRITE(5,(/ ,22X,A,3X,F8.5,1X,A))'EPLC',EPLC,'ccc/yr'
WRITE(5,(2/,5X,A))'PLC. PROBABILIDAD DE TIRO DE CARGA'
WRITE(5,(5X,A))'EENS. DEMANDA ESPERADA NO SUMINISTRADA'
WRITE(5,(5X,A))'EPLC. FRECUENCIA ESPERADA DEL TIRO DE CARGA'
WRITE(5,(2/,A))'***** EVALUACION COSTO/BENEFICIO *
>*****'
WRITE(5,(/ ,25X,A))'INDICES NODALES'
WRITE(5,(A))'
>
>
WRITE(5,(3X,A,10X,A,2(12X,A)))'No. DE BUS',EENS,'EIC','IEAR'
WRITE(5,(21X,A,8X,A,9X,A))'(MWh/yr)', '(k$/yr)', '($/kWh)'
WRITE(5,(A))'
>
>
DO I = 1,MLOAD

```

# HERRAMIENTA PARA LA PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN AMBIENTES DESREGULADOS

```

WRITE(5,'(6X,I3,10X,F12.2,2(3X,F12.2))'INLOAD(I),EENS(INLOAD(I),
>EICB(INLOAD(I)),TEARB(INLOAD(I))
END DO
WRITE(5,'(A)')'
>
WRITE(5,'(/,24X,A)')'INDICES DE SISTEMA'
WRITE(5,'(/,20X,A,3X,F12.2,1X,A)')'EENS',EENS,'MWh/yr'
WRITE(5,'(/,20X,A,4X,F12.2,1X,A)')'EIC',EIC,'k$/yr'
WRITE(5,'(/,20X,A,3X,F12.2,1X,A)')'IEAR',IEAR,'$/kWh'
WRITE(5,'(2/,5X,A)')'* EENS. ENERGIA ESPERADA NO SUMINISTRADA'
WRITE(5,'(5X,A)')'* EIC. COSTO ESPERADO POR INTERRUPCION'
WRITE(5,'(5X,A)')'* IEAR. TASA DE ENERGIA INTERRUMPIDA'

C
END IF

C
IF (IOP.EQ.3) THEN

C
*****
C
CALCULO DE EIC PARA CADA CASO EN EL ESTUDIO ANUALIZADO
C
*****
C
IF (ITE.EQ.1) THEN
EICA(LGEN,LALT) = EIC
END IF

C
END IF

C
IF (IOP.EQ.3.AND.LALT.EQ.1.AND.LGEN.EQ.1) THEN

C
IF (LL.GT.1) GOTO 410
WRITE(7,'(/,A)')TEXUNO
WRITE(7,'(A)')TEXDOS
WRITE(7,'(A)')***** DETERMINACION DE ALTERNATIVAS OPTIMAS DE EX
>PANSION *****
C
IF (ITE.EQ.1) THEN
WRITE(7,'(A)')***** ESTUDIO ANUALIZADO *****
>*****
WRITE(7,'(2/,19X,A,F9.2,X,A)')'POTENCIA MAXIMA',PPAS,'MW'
GOTO 420
END IF

C
IF (LL.GT.1) GOTO 440

C
WRITE(7,'(A,2/)')***** ESTUDIO ANUAL *****
>*****
440 WRITE(7,'(A,I3,2X,A)')***** PASO',LL,'DE LA CURVA DE
>CARGA *****
WRITE(7,'(18X,A,F9.2,X,A)')'POTENCIA PROMEDIO',PPAS,'MW'

C
420 IF (ITE.EQ.1) THEN
C
C
C
*****
FIN DE SUBROUTINA MONCARLO.FOR
*****

```

# APÉNDICE D: DESCRIPCIÓN DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA - SALIDA

## D.1. ARCHIVOS DE ENTRADA.

El programa desarrollado para la planeación de la expansión de la transmisión requiere cinco archivos de entrada para su funcionamiento, como se muestra en la tabla 4.3. La descripción de los datos utilizados en cada uno de ellos se presenta en las siguientes secciones.

### D.1.1. DATOS DEL SISTEMA (AAA.DAT).

La estructura del archivo de datos del sistema bajo estudio es la siguiente:

Encabezado  
 Lista de nodos  
 0  
 Lista de nodos de voltaje controlado  
 0  
 Lista de líneas de transmisión y transformadores  
 0  
 Lista de compensadores en derivación  
 0  
 Lista de escalones de carga  
 0

#### Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

#### Lista de Nodos.

Contiene los siguientes datos:

NOMBRE	Nombre del nodo, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
PC	Potencia real demandada en el nodo, en MW.
QC	Potencia reactiva demandada en el nodo, en MVAR.
VMIN	Límite inferior de voltaje en el nodo, en pu.
VMAX	Límite superior de voltaje en el nodo, en pu.
PPN	Distribución de carga en el nodo, como porcentaje de la demanda total.



La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,F8.2,2X,F8.2,F10.2,F10.2,3X,F5.3

Lista de Nodos de Voltaje Controlado.

Contiene los siguientes datos:

NOMUNO	Nombre del nodo de voltaje controlado, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMDOS	Nombre ficticio utilizado para aplicaciones especiales, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
PG	Potencia real generada en el nodo, en MW.
QMA	Límite superior de potencia reactiva generada en el nodo, en MVAR.
QMI	Límite inferior de potencia reactiva generada en el nodo, en MVAR.
VG	Voltaje controlado en el nodo, en pu.
BAN	Bandera utilizada para asignación de generación, compuesto por caracteres binarios.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,A8,2X,F8.2,2X,F8.2,2X,F8.2,2X,F7.5,1X,I1

Lista de Líneas de Transmisión y Transformadores.

Contiene los siguientes datos:

NOMUNO	Nombre del nodo de origen del elemento, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMDOS	Nombre del nodo de destino del elemento, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
R	Resistencia del elemento, en pu.
X	Reactancia inductiva del elemento, en pu.
B	Susceptancia de una rama del circuito pi equivalente en líneas de transmisión, en pu.
T	Relación de transformación en bancos de transformación, en pu.
LMA	Límite máximo de transferencia de potencia del elemento en la dirección i-j, en MVA.
LMI	Límite máximo de transferencia de potencia del elemento en la dirección j-i, en MVA.
TAFAP	Tasa de salida permanente del elemento, en ocurrencias por año.
TAFAT	Tasa de salida transitoria del elemento, en ocurrencias por año.
MTTR	Duración promedio de la falla permanente del elemento, en horas.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,A8,2X,F7.5,2X,F7.5,2X,F7.5,2X,F7.5,1X,F6.1,1X,F6.1,2X,F4.2,2X,F4.2,1X,F5.1

Lista de Compensadores en Derivación.

Contiene los siguientes datos:

NOMUNO	Nombre del nodo en el que hay equipo de compensación conectado, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
VLS	Susceptancia del equipo de compensación, en pu.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,F8.5

Lista de Escalones de Carga.

Contiene los siguientes datos:

NOMTRES	Nombre del escalón de carga, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
DPAS	Duración del escalón de carga, en horas.
PCPRO	Potencia real promedio del escalón de carga, en MW.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,I5,2X,F8.2

D.1.2. CURVAS DE COSTOS DE GENERADORES (AAA.CUR).

La estructura del archivo de las curvas de costos de las unidades generadoras es la siguiente:

Encabezado  
 Lista de curvas de costos de generadores  
 FIN

Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

Lista de Curvas de Costos de Generadores.

Contiene los siguientes datos:

NOMB2	Nombre de la unidad generadora, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMB1	Nombre del nodo al que está conectada la unidad generadora, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
PGC	Límites de potencia real de salida de la unidad generadora, en MW. Se incluyen los límites inferior y superior, en este orden.
AX	Costo incremental de la unidad generadora, en \$/MWh. Se utilizan funciones de costos incrementales lineales para simplificar el proceso.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

1X,A10,2X,A10,2X,F10.4,F10.4,F10.4

### D.1.3. FUNCIONES NODALES DE DAÑO AL CONSUMIDOR COMPUESTAS (CCDF.DAT).

La estructura del archivo de las Funciones de Daño al Consumidor Compuestas (CCDF) es la siguiente:

Encabezado

Lista de distribución de carga por sector de consumo

0

Lista de Funciones de Daño al Consumidor por Sector

FIN

Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

Lista de Distribución de Carga por Sector de Consumo.

Contiene los siguientes datos:

NOMUNO	Nombre del nodo, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
CSA	Porcentaje de carga por sector de consumo. Los sectores de consumo incluyen el agrícola, grandes usuarios, residencial, gubernamental, industrial, comercial y de oficinas.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,7(2X,F5.2)

Lista de Funciones de Daño al Consumidor por Sector.

Contiene los siguientes datos:

NOMDOS	Duración de la falla, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
TES	Duración de la falla, en horas.
SCDF	Costo de interrupción por sector, de acuerdo con la duración de la falla, en \$/kW.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,F6.4,7(2X,F7.3)

---

#### D.1.4. ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DE LA RED (ALTERNA.DAT).

La estructura del archivo de las alternativas propuestas para la expansión del sistema de transmisión es la siguiente:

Encabezado  
 Lista de alternativas de expansión de la red  
 FIN

##### Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

##### Lista de Alternativas de Expansión de la Red.

Contiene los siguientes datos:

NOMTREA	Nombre de la alternativa de expansión, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMUNOA	Nombre del nodo de origen del elemento propuesto, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMDOSA	Nombre del nodo de destino del elemento propuesto, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
RA	Resistencia del elemento propuesto, en pu.
XA	Reactancia inductiva del elemento propuesto, en pu.
BA	Susceptancia de una rama del circuito pi equivalente en líneas de transmisión del elemento propuesto, en pu.
TA	Relación de transformación en bancos de transformación, en pu.
LMAA	Límite máximo de transferencia de potencia del elemento propuesto en la dirección i-j, en MVA.
LMIA	Límite máximo de transferencia de potencia del elemento propuesto en la dirección j-i, en MVA.
TAFAPA	Tasa de salida permanente del elemento propuesto, en ocurrencias por año.
TAFATA	Tasa de salida transitoria del elemento propuesto, en ocurrencias por año.
MTTRA	Duración promedio de la falla permanente del elemento propuesto, en horas.
CCA	Costo capital de inversión de la alternativa de expansión, en k\$/milla.
LON	Longitud del elemento propuesto, en millas.
ECOLI	Vida económica útil del proyecto de expansión, en años.
DISRA	Tasa de descuento del proyecto de expansión, en por ciento.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A7,2X,A8,2X,A8,2X,F7.5,2X,F7.5,2X,F7.5,2X,F7.5,1X,F6.1,1X,F6.1,2X,F4.2,2X,F4.2,1X,F5.1,2X,F8.2,2X,F6.1,2X,F4.1,2X,F4.2

#### D.1.5. OPCIONES DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN (GENERA.DAT).

La estructura del archivo de las opciones de generación es la siguiente:

Encabezado  
Lista de opciones de generación  
FIN

##### Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

##### Lista de Opciones de Generación.

Contiene los siguientes datos:

NOMUNOG	Nombre del nodo de voltaje controlado de la opción de generación, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMDOSG	Nombre ficticio utilizado para aplicaciones especiales, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
PGG	Potencia real generada en el nodo de la opción de generación, en MW.
QMAG	Límite superior de potencia reactiva generada en el nodo de la opción de generación, en MVAR.
QMIG	Límite inferior de potencia reactiva generada en el nodo de la opción de generación, en MVAR.
VGG	Voltaje controlado en el nodo de la opción de generación, en pu.
BANG	Bandera utilizada para asignación de generación, compuesto por caracteres binarios.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,A8,2X,F8.2,2X,F8.2,2X,F8.2,2X,F7.5,1X,I1

#### D.1.6. CURVAS DE COSTOS DE GENERADORES DE LAS OPCIONES DE GENERACIÓN (GENERAC.DAT).

La estructura del archivo de las curvas de costos de las unidades generadoras propuestas es la siguiente:

Encabezado  
Lista de curvas de costos de generadores propuestos  
FIN

---

Encabezado.

El encabezado está compuesto por dos líneas de datos con la descripción del sistema bajo estudio y el tipo de estudio. Cada línea contiene un total de 80 caracteres alfanuméricos.

Lista de Curvas de Costos de Generadores Propuestos.

Contiene los siguientes datos:

NOMB2G	Nombre de la unidad generadora propuesta, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
NOMB1G	Nombre del nodo al que está conectada la unidad generadora propuesta, alfanumérico de hasta 8 caracteres.
PGCG	Límites de potencia real de salida de la unidad generadora propuesta, en MW. Se incluyen los límites inferior y superior, en este orden.
AXG	Costo incremental de la unidad generadora propuesta, en \$/MWh. Se utilizan funciones de costos incrementales lineales para simplificar el proceso.

La información contenida en esta lista debe presentarse con el siguiente formato:

2X,A8,2X,A8,2X,F10.4,2X,F10.4,2X,F10.4

**D.2. ARCHIVOS DE SALIDA.**

Los archivos de salida de la herramienta desarrollada incluyen las tres opciones generadas por el algoritmo (ver tabla 4.4). La descripción de la información contenida en cada uno de ellos se presenta en las siguientes secciones.

**D.2.1. IDENTIFICACIÓN DE VIOLACIONES OPERATIVAS (PROBLEMAS.SAL).**

El archivo de salida contiene un encabezado con la descripción del estudio desarrollado, y una sección con información general, que incluye la demanda utilizada, en MW, el número máximo de estados analizados, el número máximo de estados permitidos, la tolerancia máxima permitida para la convergencia del algoritmo y el coeficiente de variación de referencia.

El archivo presenta el valor de los índices de confiabilidad obtenidos para cada una de las violaciones operativas identificadas, así como el coeficiente de variación obtenido para cada índice. En el caso de los estudios anuales se muestran los resultados obtenidos en cada paso de la curva de carga, así como los índices de confiabilidad resultantes del estudio anual.

La figura D.1 muestra el archivo PROBLEMAS.sal para un estudio anualizado.

```

**** SISTEMA DE PRUEBA DE 24 NODOS DEL IEEE MODIFICADO (MSDT) ***
***** ESTUDIO DE CONFIABILIDAD *****
***** INDICES DE PROBLEMAS *****
***** ESTUDIO ANUALIZADO *****
    
```

POTENCIA MAXIMA 3135.00 MW

```

EL ESTUDIO TERMINA CON EL ANALISIS DE 1000 ESTADOS

NUMERO MAXIMO DE ESTADOS PERMITIDOS 1000
TOLERANCIA MAXIMA PERMITIDA 0.050
COEFICIENTE DE VARIACION DE REFERENCIA BTFF
    
```

INDICES DE CONFIABILIDAD		COEFICIENTES DE VARIACION	
TFF	0.01237036	BTFF	0.434785
TFV	0.02537379	BTFV	0.265434
TFQ	0.01769965	BTFQ	0.339923
TPEL	0.00000000	BPEL	0.000000
TFCP	0.00015214	BFCP	0.999981

```

* TFF. VIOLACIONES DE FLUJOS EN LINEAS DE TRANSMISION
* TFV. VIOLACIONES DE LIMITES DE VOLTAJES NODALES
* TFQ. VIOLACIONES DE LIMITES DE POTENCIAS REACTIVAS
* TPEL. APARICION DE NODOS DE CARGA AISLADOS
* TFCP. PROBLEMAS DE CONVERGENCIA EN EL ESTUDIO DE FLUJOS
    
```

Figura D.1. Archivo de salida PROBLEMAS.sal.

## D.2.2. ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y EVALUACIÓN DEL COSTO - BENEFICIO (TIROCAR.SAL).

El archivo de salida contiene un encabezado con la descripción del estudio desarrollado, y una sección con información general, que incluye la demanda utilizada, en MW, el número máximo de estados analizados, el número máximo de estados permitidos, la tolerancia máxima permitida para la convergencia del algoritmo y el coeficiente de variación de referencia.

Se muestran los índices de sistema obtenidos como resultado de la aplicación del algoritmo de tiro de carga, así como los índices nodales y de sistema obtenidos en la evaluación de la relación costo – beneficio. En el caso de los estudios anuales se muestran los resultados obtenidos en cada paso de la curva de carga, así como los índices de confiabilidad de sistema resultantes del estudio anual.

La figura D.2 muestra el archivo TIROCAR.sal para un estudio anualizado.

APÉNDICE D: DESCRIPCIÓN DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA - SALIDA

```

**** SISTEMA DE PRUEBA DE 24 NODOS DEL IEEE MODIFICADO (MRTS) ***
***** ESTUDIO DE CONFIABILIDAD *****
***** INDICES DE TIRO DE CARGA *****
***** EVALUACION COSTO/BENEFICIO *****
***** ESTUDIO ANUALIZADO *****

POTENCIA MAXIMA 3135.00 MW

EL ESTUDIO TERMINA CON EL ANALISIS DE 1000 ESTADOS

NUMERO MAXIMO DE ESTADOS PERMITIDOS 1000
TOLERANCIA MAXIMA PERMITIDA 0.050
COEFICIENTE DE VARIACION DE REFERENCIA BEDNS 0.336298

***** INDICES DE TIRO DE CARGA *****

INDICES DE SISTEMA

PLC 0.00285

EDNS 0.44799 MW

EFLC 2.44158 occ/yr

* PLC. PROBABILIDAD DE TIRO DE CARGA
* EDNS. DEMANDA ESPERADA NO SUMINISTRADA
* EFLC. FRECUENCIA ESPERADA DEL TIRO DE CARGA

***** EVALUACION COSTO/BENEFICIO *****

INDICES NODALES

```

No. DE BUS	EENS (MWh/yr)	EIC (k\$/yr)	IEAR (\$/kWh)
1	0.00	12.75	21705.57
2	354.73	518.68	1.46
3	1.03	20.24	19.65
4	0.05	9.63	181.92
5	0.00	6.80	17605.56
6	750.68	931.09	1.24
7	0.08	6.25	77.90
8	0.87	13.99	16.08
9	631.32	515.04	0.82
10	1.19	24.59	20.66
13	0.00	0.00	0.00
14	344.95	74.16	0.21
15	33.79	64.94	1.92
16	0.51	10.81	21.28
18	1099.02	1385.38	1.26
19	661.10	543.25	0.82
20	45.08	95.89	2.13

```

INDICES DE SISTEMA

EENS 3924.38 MWh/yr

EIC 4233.50 k$/yr

IEAR 1.08 $/kWh

* EENS. ENERGIA ESPERADA NO SUMINISTRADA
* EIC. COSTO ESPERADO POR INTERRUPCION
* IEAR. TASA DE ENERGIA INTERRUMPIDA

```

Figura D.2. Archivo de salida TIROCAR.sal.



### D.2.3. OPTIMIZACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA RED (ALTOPTI.SAL).

El archivo de salida contiene un encabezado con la descripción del estudio desarrollado, y una sección con información general, que incluye la demanda utilizada, en MW, y el número máximo de estados permitidos en cada escenario.

La información presentada contiene las alternativas de expansión propuestas y los escenarios de generación utilizados para el estudio. Se muestran las matrices de atributos obtenidas para cada componente del Costo Global Anual (AGC) de transmisión de energía, así como la matriz de arrepentimientos compuesta por los costos globales de cada escenario. Finalmente, se presenta la alternativa óptima de expansión obtenida por el algoritmo.

La figura D.3 muestra el archivo ALTOPTI.sal para un estudio anualizado.

```

**** SISTEMA DE PRUEBA DE 24 NODOS DEL IEEE MODIFICADO (MRTS) ***
***** ESTUDIO DE CONFIABILIDAD *****
***** DETERMINACION DE ALTERNATIVAS OPTIMAS DE EXPANSION *****
***** ESTUDIO ANUALIZADO *****

          POTENCIA MAXIMA  3135.00 MW

          NUMERO MAXIMO DE ESTADOS PERMITIDOS EN CADA CASO      1000

          ESTUDIO REALIZADO CON INDICES DE SISTEMA

***** ALTERNATIVAS DE EXPANSION PROPUESTAS *****

```

ALTERNATIVA PROPUESTA	NODO DE ENVIO	NODO DE RECEPCION
1	NODO 15	NODO 21
2	NODO 16	NODO 17
3	NODO 17	NODO 18
4	NODO 20	NODO 23

```

***** ESCENARIOS DE GENERACION *****

```

COMBINACION ELEGIDA	NODOS GENERADORES	POTENCIA MAXIMA (MW)
1	NODO 4	228.0
1	NODO 8	394.0
1	NODO 17	350.0
2	NODO 20	155.0
2	NODO 4	228.0
2	NODO 19	155.0
3	NODO 20	155.0
3	NODO 4	228.0
3	NODO 17	350.0
4	NODO 8	394.0
4	NODO 17	350.0
4	NODO 5	300.0
5	NODO 5	300.0
5	NODO 20	155.0
5	NODO 8	394.0

Figura D.3. Archivo de salida ALTOPTI.sal.

APÉNDICE D: DESCRIPCIÓN DE LOS ARCHIVOS DE ENTRADA - SALIDA

```

***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL *****
          COSTOS ESPERADOS POR INTERRUPCION
          (k$/yr)
          FILAS: ALTERNATIVAS          COLUMNAS: ESCENARIOS
          DE EXPANSION                DE GENERACION
    
```

1378.19	1656.38	1882.88	4549.70	425.06
2699.25	1204.89	2195.43	1480.06	783.92
1797.23	1148.62	4477.82	1590.68	828.19
3542.49	1431.76	1367.17	1455.92	1469.45

```

***** COSTOS ANUALES DE INVERSION *****
          (k$/yr)
          ALTERNATIVA 1          559.04
          ALTERNATIVA 2          295.96
          ALTERNATIVA 3          164.42
          ALTERNATIVA 4          246.63
    
```

```

***** MATRIZ DE ATRIBUTOS PARCIAL *****
          COSTOS ANUALES DE GENERACION
          (k$/yr)
          FILAS: ALTERNATIVAS          COLUMNAS: ESCENARIOS
          DE EXPANSION                DE GENERACION
    
```

310036.35	293719.54	293477.60	316405.42	315927.44
309952.59	293946.05	293410.46	316327.66	316130.20
310702.81	294171.53	294170.84	317072.13	316352.95
310727.70	294223.85	294190.56	317096.14	316410.42

```

***** MATRIZ DE ATRIBUTOS *****
          COSTOS GLOBALES
          (k$/yr)
          FILAS: ALTERNATIVAS          COLUMNAS: ESCENARIOS
          DE EXPANSION                DE GENERACION
    
```

311973.58	295934.96	295919.52	321514.16	316911.54
312947.80	295446.89	295901.85	318103.69	317210.08
312664.46	295484.58	298813.08	318827.24	317345.56
314516.83	295902.25	295804.37	318798.69	318126.51

```

***** MATRIZ DE ARREPENTIMIENTOS (REGRET MATRIX) *****
          COSTOS GLOBALES
          (k$/yr)
          FILAS: ALTERNATIVAS          COLUMNAS: ESCENARIOS
          DE EXPANSION                DE GENERACION
    
```

0.00	488.07	115.15	3410.47	0.00
974.22	0.00	97.48	0.00	298.54
690.88	37.69	3008.71	723.55	434.02
2543.25	455.35	0.00	695.01	1214.97

```

***** CRITERIO DE SELECCION DE LA ALTERNATIVA *****
          OPTIMA DE EXPANSION

          SE ELIGE LA ALTERNATIVA CON MENOR ARREPENTIMIENTO PROMEDIO

          LA ALTERNATIVA OPTIMA DE EXPANSION ES LA NUMERO 2
          LINEA DE TRANSMISION ENTRE EL NODO 16 Y EL NODO 17
    
```

Figura D.3. Archivo de salida ALTOPTI.sal. Continuación.