

PLANEAMIENTO INTEGRADO DE LA EXPANSIÓN GENERACIÓN-  
TRANSMISIÓN UTILIZANDO LOS INDICES NODALES WTLR Y LOS  
FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

SERGIO DANILO SALDARRIAGA ZULUAGA

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
2016

PLANEAMIENTO INTEGRADO DE LA EXPANSIÓN GENERACIÓN-  
TRANSMISIÓN UTILIZANDO EL ÍNDICE NODAL WTLR Y LOS FACTORES DE  
DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA

SERGIO DANILO SALDARRIAGA ZULUAGA

Trabajo de grado para optar al título de Maestría en Ingeniería

Director  
JESUS MARÍA LÓPEZ LEZAMA  
Doctor en Ingeniería Eléctrica  
Universidad de Antioquia (UdeA)

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
MEDELLÍN  
2016

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Medellín, 08 de 04 de 2016

## RESUMEN

La optimización coordinada del Planeamiento de la Expansión de la Generación (PEG) y el Planeamiento de la Expansión de la Transmisión (PET) es un problema de alta complejidad en el planeamiento de los sistemas de potencia. Tradicionalmente, los problemas PEG y PET se han abordado de forma separada. En una primera etapa se realiza el PEG. Luego, considerando el resultado de la primera etapa se procede a realizar una segunda etapa donde se desarrolla el PET. Este abordaje puede generar restricciones operativas en algunos sistemas de potencia, debido a que es posible que se instale generación en zonas con pocas posibilidades de expansión en la red de transmisión. En este documento se presenta un modelo para el Planeamiento Integrado de la Expansión en Generación y Transmisión (PIEGT). La contribución principal de este trabajo consiste en la utilización de los índices nodales WTLR (*Weighted Transmission Loading Relief*) para la identificación de nuevos candidatos de expansión (líneas y generadores). El uso de estos índices no ha sido reportado previamente en modelos de PIEGT. Los índices WTLR están dados en función de los factores de distribución de potencia y permiten medir la severidad de las sobrecargas, tanto en operación normal, como en contingencia (criterio N-1). La aplicabilidad del modelo propuesto se evaluó en el sistema de prueba IEEE RTS de 24 barras y en el sistema de prueba Garver de 6 barras. El PIEGT se solucionó mediante la técnica metaheurística NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) teniendo como objetivos la minimización de costos y la maximización de la seguridad del sistema. La inclusión de generación como alternativa en la expansión reduce el número de líneas de transmisión necesarias del plan de expansión, especialmente cuando se tienen en cuenta criterios de seguridad. Adicionalmente, el algoritmo utilizado entrega un conjunto de soluciones sobre las cuales el planeador del sistema puede tomar decisiones de acuerdo a su presupuesto.

**Palabras clave:** Planeamiento integrado de la generación y transmisión, factores de distribución, optimización multiobjetivo, NSGA-II, mercados eléctricos, métodos de optimización.

## ABSTRACT

Coordinated optimization between generation expansion planning (GEP) and transmission expansion planning (TEP) is a challenging problem in power system planning. Traditionally, the power systems expansion planning problem is performed separately. In the first step the PEG is performed. Then, considering the results of the first stage the PET is developed. This approach might lead to operative restrictions in some power systems, because generation may be installed in areas with little chance of expansion of the transmission network. This work presents a model for the integrated Transmission and Generation Expansion Planning (TGEP). The main contribution of this work lays in the use of the WTLR (Weighted Transmission Loading Relief) indexes for identifying new expansion candidates (lines and generators). The use of such indexes has not been previously reported in TGEP models. The WTLR indexes are given as a function of the distribution power factors and allow measuring the severity of overloads in normal conditions and under contingency (N-1 criterion). The applicability of the proposed model was tested in the IEEE RTS 24 bus power system and in the Garver 6 bus power system. The TGEP was solved by means of the NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II) with the aim of minimizing costs and maximizing system security. The inclusion of generators as expansion alternatives reduces the number of necessary transmission lines in the expansion plan, especially when security criteria are taken into account. Furthermore, the developed algorithm provides a set of solutions over which the system planner can make decision in accordance with its budget

**Index Terms** — Integrated generation and transmission planning, distribution factors, multiobjective optimization, NSGA-II, electricity markets, optimization methods.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>11</b>
<b>1. ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>15</b>
1.1 PLANEAMIENTO DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN CONSIDERANDO ASPECTOS DEL MERCADO .....	15
1.2 MODELOS UTILIZADOS EN EL PLANEAMIENTO INTEGRADO GENERACIÓN-TRANSMISIÓN .....	17
1.3 MÉTODOS DE SOLUCIÓN .....	18
1.3.1 <i>Técnicas de programación matemática</i> .....	18
1.3.2 <i>Técnicas Heurísticas</i> .....	19
1.3.3 <i>Técnicas Metaheurísticas</i> .....	19
1.4 REPRESENTACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN EL PROBLEMA DE PLANEAMIENTO INTEGRADO GENERACIÓN – TRANSMISIÓN .....	20
1.5 CONSIDERACIONES DE CONFIABILIDAD .....	21
1.6 INCERTIDUMBRE .....	22
1.7 NUEVAS TECNOLOGÍAS .....	23
1.8 RESUMEN GENERAL DE LOS MODELOS .....	23
1.9 OBSERVACIONES .....	31
<b>2. FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA E ÍNDICES NODALES WTLR</b> .....	<b>32</b>
2.1 FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA .....	33
2.1.1 <i>Formulación para el cálculo de los factores de distribución</i> .....	33
2.1.2 <i>Análisis de contingencia utilizando los factores de distribución de potencia</i> .....	34
2.2 ÍNDICES NODALES WTLR .....	41
2.2.1 <i>Formulación del índice nodal WTLR</i> .....	42
2.2.2 <i>Cálculo del índice nodal WTLR en un sistema de prueba</i> .....	43
2.3 OBSERVACIONES .....	48
<b>3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA Y MÉTODO DE SOLUCIÓN</b> .....	<b>49</b>
3.1 FORMULACIÓN MATEMÁTICA .....	49
3.2 ALGORITMO NSGA-II (NO-DOMINATED SORTING GENETIC ALGORITHM II) .....	52
3.3 OBSERVACIONES .....	55
<b>4. PRUEBAS Y RESULTADOS</b> .....	<b>56</b>
4.1 PRUEBAS SISTEMA GARVER MODIFICADO .....	56
4.1.1 <i>Escenario 1: Costos Altos en Transmisión</i> .....	57

4.1.2	<i>Escenario 2: Costos bajos en Transmisión</i>	59
4.2	PRUEBAS SISTEMA IEEE 24 BARRAS	62
4.2.1	<i>Diagnóstico previo sistema IEEE 24 BARRAS</i>	62
4.2.2	<i>Escenario 1: Costos Altos en Transmisión</i>	64
4.2.3	<i>Escenario 2: Costos Bajos en Transmisión</i>	67
4.2.4	<i>Escenario 3: Considerando solo Expansión en Transmisión</i>	69
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>72</b>
<b>6.</b>	<b>ANEXO A</b>	<b>82</b>
<b>7.</b>	<b>ANEXO B</b>	<b>82</b>
<b>8.</b>	<b>ANEXO C</b>	<b>83</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características y contribución de los artículos citados.....	24
Tabla 2. Características de los artículos citados.....	27
Tabla 3. Matriz diagonal de susceptancias de rama <b>D</b> del sistema de seis barras. .....	35
Tabla 4. Matriz de incidencia reducida <b>A</b> del sistema de seis barras.....	35
Tabla 5. Matriz nodal de susceptancias reducida <b>B'</b> del sistema de seis barras. ...	36
Tabla 6. ISF del sistema de seis barras.....	36
Tabla 7. LODF del sistema de seis barras.....	37
Tabla 8. Cálculo del flujo Post-contingencia del sistema para cada N-1.....	38
Tabla 9. Flujos Pos-contingencia del sistema para cada N-1. ....	41
Tabla 10. Índices de seguridad.....	44
Tabla 11. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba.....	45
Tabla 12. Índices de seguridad considerando nuevo generador. ....	46
Tabla 13. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba considerando nuevo generador. ....	46
Tabla 14. Índices de seguridad considerando nuevo generador. ....	47
Tabla 15. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba considerando nuevo generador. ....	47
Tabla 16. Parámetros NSGA-2 - Garver.....	57
Tabla 17. Resultados escenario de precios altos – Garver.....	58
Tabla 18. Resultados escenario de precios bajos – Garver.....	61
Tabla 19. Parámetros NSGA-2- IEEE RTS-24.....	62
Tabla 20. Índices de seguridad sistema IEEE de 24 barras .....	63
Tabla 21. Resultados escenario de precios altos - IEEE RTS-24.....	66
Tabla 22. Resultados escenario de precios bajos IEEE RTS-24. ....	68
Tabla 23. Resultados Escenario 3 considerando solo candidatos de transmisión- IEEE RTS-24. ....	70
Tabla 24. Información de las barras para Sistema Wood and Wollenberg .....	82
Tabla 25. Información de las líneas para Sistema Wood and Wollenberg .....	82
Tabla 26. Información de las barras para Sistema Garver Modificado .....	82
Tabla 27. Información de las líneas existentes para Sistema Garver Modificado ..	82
Tabla 28. Información de los corredores candidatos para Sistema Garver Modificado .....	83
Tabla 29. Información de las barras para Sistema IEEE 24 Barras RTS .....	83
Tabla 30. Información de los corredores existentes para Sistema IEEE 24 Barras RTS.....	84



Tabla 31. Información de los corredores nuevos para Sistema IEEE 24 Barras RTS  
.....85

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Métodos de solución utilizados en el planeamiento integrado .....	30
Figura 2. Modelos de red utilizados en el planeamiento integrado .....	30
Figura 3. Tipo de mercado eléctrico considerado en los modelos de planeamiento integrado .....	31
Figura 4. Sistema de 6 barras flujo de carga con red completa .....	34
Figura 5. Diagrama de flujo del algoritmo NGSA-II .....	54
Figura 6. Frente de Pareto escenario 1 precios altos en transmisión-Garver .....	57
Figura 7. Diagrama del sistema de prueba Garver modificado - Expansión escenario 1 .....	59
Figura 8. Frente de Pareto Escenario 2 precios altos en transmisión – Garver .....	60
Figura 9. Diagrama del sistema de prueba Garver modificado - Expansión escenario 2 .....	61
Figura 10. Índices nodales del sistema IEEE de 24 barras .....	64
Figura 11. Frente de Pareto escenario 1 precios altos en transmisión - IEEE RTS-24 .....	65
Figura 12. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 -Expansión escenario 1 - IEEE RTS-24 .....	66
Figura 13. Frente de Pareto Escenario 2 precios bajos en transmisión IEEE RTS-24 .....	67
Figura 14. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 - Expansión Escenario 2 .....	68
Figura 15. Frente de Pareto escenario 3 considerando solo candidatos en transmisión- IEEE RTS-24 .....	69
Figura 16. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 - Expansión Escenario 3 .....	71

## GLOSARIO

**PEG:** Planeamiento de la Expansión de la Generación.

**PET:** Planeamiento de la Expansión de la Transmisión.

**PIEGT:** Planeamiento Integrado de la Expansión Generación y Transmisión.

**WTLR:** Del Ingles "*Weighted Transmission Loading Relief*".

**ISF:** Del Ingles "*Injection Shift Factors*".

**PTDF:** Del Ingles "*Power Transfer Distribution Factors*".

**LODF:** Del Ingles "*Line Outage Distribution Factors*".

**NSGA:** Del Ingles "*No-Dominated Sorting Genetic Algorithm II*".

**PL:** Programación lineal

**MILP:** Del Ingles "*Mixed Integer Linear Programming*".

**MINLP:** Del Ingles "*Mixed Integer Non Linear Programming*".

**MCP:** Del Ingles "*Mixed Complementarity Problem*".

**EPEC:** Del Ingles "*Equilibrium Problems with Equilibrium Constraints*".

**MPEC:** Del Ingles "*Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*".

**NP:** Del Ingles "*Nondeterministic Polynomial Time*".

## INTRODUCCIÓN

El planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo suplir las necesidades de demanda eléctrica que tendrá determinada región en el futuro. La atención de la demanda en el horizonte de planeación debe hacerse de manera económica, cumpliendo con criterios de confiabilidad y seguridad. En la búsqueda de soluciones para el planeamiento se deben considerar diversas variables que inciden en la toma de decisiones, tales como, proyección de la demanda en el horizonte de planeación, hidrología, costo de los combustibles, fuentes de recursos energéticos, políticas, contaminación ambiental entre otras.

La planificación de los sistemas de potencia es vital debido a la necesidad creciente de electricidad. Una capacidad de generación y transmisión de energía eléctrica adecuada es esencial para un crecimiento económico sostenido. Por lo que cobra importancia determinar el tamaño óptimo, momento y lugar de instalación de: las unidades generadoras y líneas de transmisión adicionales. Todo esto para facilitar la operación económica, segura y confiable de la red eléctrica.

La alta complejidad del problema de planeación de la expansión de los sistemas de potencia y la liberación de los mercados eléctricos han generado que el problema del planeamiento de la expansión de los sistemas de potencia se trabaje de forma separada. En una primera etapa se realiza el Planeamiento de la Expansión de la Generación (PEG). Luego, considerando el resultado de la primera etapa se procede a realizar una segunda etapa donde se desarrolla el Planeamiento de la Expansión de la Transmisión (PET). Sin embargo, recientemente el problema de Planeamiento Integrado de la Expansión Generación y Transmisión (PIEGT) ha atraído más atención. Varios investigadores han venido desarrollando trabajos sobre este tema, considerando escenarios de operación desregulado y regulado [1].

La optimización coordinada entre el PEG y el PET ha sido un problema difícil en el planeamiento de los sistemas de potencia [2]. De hecho, el PIEGT no es un nuevo campo de estudio en ingeniería de sistemas de potencia. Sin embargo, el problema de la expansión del sistema de energía se ha separado en dos problemas distintos PEG y PET por un largo tiempo debido a su complejidad [3]. Tres razones dan cuenta de esta separación: 1) Más del 80% del costo total de la planificación de la expansión está relacionado al PEG. Por lo tanto, solucionar el problema del PEG primero y luego utilizar la solución obtenida como un punto inicial para el problema PET no causa una desviación considerable de la solución óptima del PIEGT. Sin embargo, a pesar de que el PIEGT resulta en un porcentaje muy pequeño de ahorro con respecto a la PEG separado del PET, este es significativo debido a la enorme financiación invertida en la expansión de los sistemas de potencia. 2) El problema combinatorio necesita un gran esfuerzo computacional [3]. 3) La elección de las unidades generadoras está fuertemente

influenciada por la distancia de estas a los recursos de combustible y centros de consumo [4].

Sin bien en la literatura se encuentran trabajos que abordan de forma conjunta el PIEGT existe la necesidad de explorar nuevos modelos que permitan mejorar la toma de decisiones. Esto debido a que los modelos encontrados en la literatura técnica aun no consideran diferentes aspectos, tales como escenarios hidrológicos, análisis detallados de contingencias, planeamiento de potencia reactiva, aumento de capacidad de circuitos existentes e indicadores que permitan medir la severidad de las sobrecargas y la generación como posible solución para resolver problemas de congestiones en la red. Por lo que, en este trabajo se propone un modelo de PIEGT que presenta como novedad la utilización de los índices WTLR definidos en función de los factores de distribución de potencia. La utilización de los índices WTLR permite identificar los nodos del sistema en los que es conveniente instalar generación y ramas de la red donde es conveniente instalar nuevas líneas de transmisión. Adicionalmente, los WTLR permiten medir la severidad de las sobrecargas del sistema en estado normal y bajo contingencia. Por otro lado, el modelo propuesto utiliza los factores ISF (*Injection Shift Factors*), PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*) y LODF (*Line Outage Distribution Factors*) para realizar el cálculo de las contingencias del sistema de una forma rápida y simple. El modelo propuesto es solucionado por medio de un algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II, para el cual se considera como funciones objetivo: la minimización del costo de inversión y la minimización de los índices nodales WTLR (maximización de la seguridad).

Este trabajo tiene como objetivo general modelar y resolver el problema del Planeamiento Integrado de la Expansión en Generación y Transmisión (PIEGT). Como objetivos específicos se tienen: 1. Realizar una revisión bibliográfica sobre modelos y técnicas de solución empleados en el PIEGT. 2: Proponer un modelo de PIEGT. 3. Resolver el problema del PIEGT utilizando un sistema de prueba. En el Capítulo 1 se aborda el objetivo específico 1. En el Capítulo 3 se presenta el objetivo específico 2. Finalmente en el Capítulo 4 se aborda el objetivo específico 3.

El presente trabajo de grado se ha organizado de la siguiente manera: En el Capítulo 1 se presenta el estado del arte del problema del PIEGT, haciendo una revisión de los aspectos relevantes que han sido empleados en la literatura internacional. En el Capítulo 2 se muestra la formulación para el cálculo de los factores de distribución de potencias y para el cálculo de los índices nodales WTLR. Adicionalmente en el Capítulo 2 se realiza un análisis de contingencias a un sistema de prueba utilizando los factores de distribución y se realiza el cálculo de los índices WTLR. En el Capítulo 3 se presenta el modelo de PIEGT propuesto en este trabajo y se muestran las principales características del algoritmo genético multiobjetivo NSGA-II utilizado para solucionar el modelo propuesto. Finalmente

en el Capítulo 4 se exponen los resultados obtenidos aplicando el modelo propuesto en los sistemas de pruebas utilizados.

Dentro de los principales aportes del trabajo se encontró que la inclusión de candidatos de generación y de transmisión de forma integrada en el problema de la expansión de los sistemas de potencia, permite explorar nuevos espacios de solución, lo que puede llevar a obtener mejores soluciones que las obtenidas en planes de expansión que trabajen la generación y la transmisión de forma independiente. Adicionalmente, la utilización del índice nodal WTLR permite evaluar la seguridad de los planes de expansión propuestos. Lo anterior lleva a no solo seleccionar planes de expansión de bajos costos, si no que permite seleccionar planes de expansión económicos que cumplan criterios definidos de seguridad.

## 1. ESTADO DEL ARTE

En los últimos años, un gran número de trabajos de investigación han abordado el PIEGT utilizando diferentes métodos, modelos y funciones objetivo. De acuerdo con lo anterior en este Capítulo se realiza una revisión bibliográfica sobre el PIEGT, donde se muestran los siguientes aspectos considerados por los distintos autores: métodos de solución, tipos de modelos, composición del mercado eléctrico, representación de la red de transmisión, métodos de cálculo de la confiabilidad, manejo de la incertidumbre y nuevas tecnologías. El propósito es identificar las tendencias y las mejores prácticas para resolver el problema del PIEGT.

Vale destacar que la bibliografía sobre temas de expansión en sistemas de potencia es amplia. Por este motivo la búsqueda que se presenta a continuación se centra en artículos en los que se aborda de manera conjunta el PEG y el PET. En la literatura especializada se encuentran investigaciones que se centran únicamente en el PEG. De igual forma, existen estudios que solo se centran en el PET. Si solo se tiene interés en el PEG se recomienda consultar [5], [6], [7] y [8]. Por otro lado si se tiene interés solo en el PET se recomienda consultar [1], [9], [10], [11], [12], [13] y [8].

### 1.1 Planeamiento de Generación-Transmisión Considerando Aspectos del Mercado

Los mercados eléctricos pueden agruparse en desregulados o de libre competencia y regulados o tradicionales. Los modelos de planificación que se basan en un modelo de mercado regulado utilizan una herramienta integrada verticalmente para determinar el plan preferido para la instalación de nuevos recursos [14]. En un esquema de regulación tradicional, la planificación tiene por objeto operar las instalaciones existentes o futuras que satisfagan la demanda con un costo mínimo, con una seguridad de suministro satisfactoria y cumpliendo las limitaciones técnicas propias de los medios de producción. En general, esta actividad se desarrolla de forma centralizada [15]. En un sistema de potencia tradicional, la planificación de la expansión del sistema está a cargo de instituciones u organismos encargados de la planificación de la red tal que las cargas a los consumidores se proporcionan con el costo más bajo y el más alto nivel de confiabilidad [16].

La planificación de la expansión basada en el mercado considera participantes con intereses propios, así que coordina las estrategias que planten los participantes y analiza los riesgos asociados basándose en las incertidumbres que prevalecen [14]. Por otro lado, los mercados eléctricos basados en libre competencia se caracterizan por un fuerte incremento de la responsabilidad de los diferentes agentes implicados (empresas y consumidores), siendo los precios y las

producciones fijados finalmente por ley de oferta y demanda [15]. En la industria eléctrica moderna, la generación de energía se lleva a cabo en un entorno de mercado competitivo y la participación de nuevas entidades es completamente visible. El principal objetivo del PIEGT es la maximización de la ganancia de los agentes que intervienen en tal entorno competitivo.

Los problemas que consideran mercados eléctricos basados en libre competencia se han intentado abordar desde distintas metodologías que incluyen teoría de juegos, teoría microeconómica e incluso economías computacionales basadas en agentes. Los enfoques más comunes trabajan en torno a los modelos de equilibrio, en los cuales se busca una condición o solución que posee la propiedad de que ningún participante quiere alterar sus estrategias unilateralmente, lo que es conocido como equilibrio de Nash [17].

Entre los modelos de equilibrio más comunes se encuentran los de Cournot que modelan la competencia basada en cantidades. La formulación matemática de un modelo basado en equilibrio de Cournot corresponde a un problema complementario mixto (MCP, *Mixed Complementarity Problem*). Los algoritmos de optimización para abordar este tipo de problemas ya han sido implementados en programas comerciales de optimización de gran escala [17]. Otro modelo de equilibrio de mercado es el basado en el juego de Stacklberg (problema líder-seguidor). En este caso el modelo matemático corresponde a un problema de equilibrio con restricciones de equilibrio (EPEC, *Equilibrium Problems with Equilibrium Constraints*), que eventualmente puede ser transformado a una versión simplificada que corresponde a un problema matemático con restricciones de equilibrio (MPEC, *Mathematical Programs with Equilibrium Constraints*) [18].

En algunos artículos que abordan de forma conjunta el problema de planeamiento de la expansión generación-transmisión consideran que el mercado eléctrico se basa en la libre competencia y resuelven un problema de equilibrio de mercado. En [2], [16] y [19] se formuló el modelo de equilibrio como un problema complementario mixto (MCP). En [20], [21], [22] y [23] se formuló el modelo de equilibrio como un programa matemático con restricciones de equilibrio (MPEC). En [24] y [25] se formuló el modelo de equilibrio como un MPEC y se utiliza una técnica para convertirlo en un problema lineal. En [26] y [27] también se formula como un MPEC y se resuelve reformulándose como un MCP y utilizando un método de diagonalización.



## 1.2 Modelos Utilizados en el Planeamiento Integrado Generación-Transmisión

Los modelos que abordan de forma conjunta el planeamiento de la expansión de la generación y el planeamiento de la expansión de la transmisión se dividen principalmente en dos enfoques.

El primero se denomina modelo integrado de planeación generación-transmisión. En este enfoque se asume que una empresa regulada y centralizada es la encargada de definir el desarrollo de todo el sistema, es decir, qué plantas generadoras y qué líneas de transmisión se requieren en el sistema. El objetivo es maximizar el beneficio social y reducir los costos de inversión y operación. Para este tipo de modelo la planificación de la generación y de la transmisión tiene por objeto operar las instalaciones existentes o futuras que satisfagan la demanda con un costo mínimo, con una seguridad de suministro satisfactoria y cumpliendo las limitaciones técnicas propias de los sistemas de potencia. En este caso, el mercado es modelado generalmente usando flujo de potencia óptimo DC [24].

El segundo enfoque se denomina modelo anticipativo de planeación generación-transmisión. El enfoque anticipativo se origina en el hecho de que el agente transmisor tiene que anticipar los resultados del mercado al momento de decidir sobre la inversión en transmisión, adelantándose al portafolio de inversión del agente generador. Las decisiones en el planeamiento de la generación son hechas por empresas rivales en un mercado eléctrico competitivo, lo que implica que puede formularse como un problema de optimización que maximiza el bienestar social o la ganancia del productor. La decisión de inversión en transmisión está influenciada por las expectativas de desarrollo del mercado y viceversa, debido a la relación que existe entre el agente transmisor y el mercado eléctrico. Nuevas líneas de transmisión pueden llevar a despachos de generación más económicos, aliviando la congestión y bajando los precios. Este problema puede ser formulado como un modelo bi-nivel o tri-nivel en el cual se resuelve un problema económico [24].

A su vez los modelos anticipativos se dividen en dos tipos diferentes dependiendo de los incentivos regulatorios para la transmisión. En el caso del planeamiento de la generación, los dos modelos anticipativos presentan las mismas características en los dos casos, pero para el planeamiento de la transmisión la función objetivo presenta diferencias. En ambos los agentes generadores rivalizan entre sí en un mercado basado en la libre competencia, en donde el planeamiento de la generación utiliza como función objetivo maximizar las ganancias de los productores. En el planeamiento de la transmisión, el primer caso asume que la decisión de la expansión está en manos de una organización centralizada, por lo que se utiliza como función objetivo maximizar el beneficio para la sociedad y en el segundo caso la función objetivo busca maximizar la ganancia del transmisor.

En la literatura técnica se han encontrado artículos que resuelven el problema utilizando cualquiera de los dos enfoques. En [4], [28] y [29] se ha resuelto el problema utilizando el modelo Integrado de expansión generación-transmisión. Por otro lado, en [20], [25] y [27] se ha resuelto el problema utilizando un modelo anticipativo de expansión generación-transmisión. Finalmente en [24] se resuelve el problema utilizando los dos enfoques, integrado y anticipativo.

### **1.3 Métodos de Solución**

El planeamiento de la expansión es un problema de tiempo polinomial no determinista (NP, *Nondeterministic Polynomial Time*) completo que busca minimizar los costos de inversión y operación, el cual involucra funciones no lineales y de naturaleza no convexa. Además presenta tiempos de ejecución exponenciales a medida que crece el sistema y las consideraciones con que se modela [11]. En los últimos años se han propuesto diferentes métodos de solución para resolver el problema del planeamiento de la expansión integrado generación-transmisión. De forma general, se puede decir que estos métodos se dividen en tres grupos las técnicas de programación matemática, las técnicas heurísticas y las técnicas metaheurísticas. Estas técnicas se describirán a continuación.

#### **1.3.1 Técnicas de programación matemática**

Las técnicas de programación matemática son herramientas de optimización utilizadas para facilitar la toma de decisiones en problemas que presentan múltiples alternativas. Estas técnicas presentan tres aspectos principales. El primero consiste en definir las posibles decisiones que puedan tomarse en el problema, representado por medio de variables de decisión. El segundo consiste en especificar el conjunto de valores que pueden tomar las variables de decisión, representado por medio de restricciones. Finalmente el tercero consiste en determinar el beneficio asociado a cada variable de decisión, representado por medio de la función objetivo. En un problema como el planeamiento de la expansión integrada generación-transmisión, los modelos matemáticos de optimización encuentran un plan de expansión óptimo mediante el uso de un procedimiento de cálculo que resuelve una formulación matemática del problema. Debido a la dificultad de considerar todos los aspectos del problema de planificación, el plan obtenido es el óptimo sólo bajo algunas simplificaciones [9].

En la formulación de estos modelos, la planificación se plantea como un problema de optimización con una función objetivo, sujeto a un conjunto de restricciones. Estas restricciones tratan de modelar gran parte de los criterios técnicos, económicos y de confiabilidad impuestas a la expansión del sistema eléctrico [9]. Diferentes métodos se han propuesto para resolver el problema del planeamiento de la expansión integrado generación-transmisión. En [30] se resolvió el problema

utilizando Programación Lineal (PL), en [4], [31], [32], [25], [14], [33], [34], [35] y [15] se usó programación lineal entera mixta (MILP, *Mixed Integer Linear Programming*), en [3] también se usó MILP y se adicionó el cálculo de confiabilidad por medio de una técnica heurística, en [2] y [16] se resolvió el problema utilizando programación cuadrática, en [24] y [36] se resuelve de dos formas con MILP y con programación no lineal entera mixta (MINLP, *Mixed Integer Non Linear Programming*) verificando las condiciones de optimalidad de Karush-Kuhn-Tucker (KKT), y en [37], [38], [39], [40] y [41] se usa descomposición de Benders.

### **1.3.2 Técnicas Heurísticas**

Los métodos heurísticos son la alternativa cuando no es posible utilizar los métodos de optimización matemática. El término "heurística" se utiliza para describir todas aquellas técnicas que utilizan un procedimiento paso a paso para la generación, evaluación y selección de opciones de expansión, con o sin la ayuda del usuario. Para ello, los modelos heurísticos realizan búsquedas locales con la guía de reglas empíricas o lógicas. Estas reglas se utilizan para generar y clasificar las opciones durante la búsqueda. El proceso heurístico se lleva a cabo hasta que el algoritmo no es capaz de encontrar ya una mejor solución, teniendo en cuenta los criterios de evaluación que se establecieron. Estos criterios suelen incluir los costos de operación de inversión, sobrecargas en los elementos del sistema de potencia, y la potencia no suministrada [9].

Varios autores han propuesto técnicas heurísticas para resolver el problema del planeamiento la expansión integrado generación-transmisión. Las características de estas técnicas son diversas y varían de acuerdo al tipo de sistema en el que se implementen y a las consideraciones de cada autor. En [42] y [43] se propone un método que consiste en generar múltiples escenarios, para en cada escenario evaluar cada candidato de expansión y la confiabilidad. En [29] se calcula una solución inicial sin tener en cuenta las restricciones y para luego ir mejorando la solución. En [44] se calcula una solución inicial considerando algunas restricciones, esta solución se convierte en un límite inferior del problema para luego por medio de un algoritmo constructivo mejorar la solución. En [45] se implementa un algoritmo constructivo. En [27] y [26] se incorpora un algoritmo que resuelve un modelo tri-nivel de planeamiento. En [20] se propone un algoritmo en el que el sistema se basa en el agente y utiliza una técnica de optimización basada en búsqueda. En [46] y [28] se proponen algoritmos heurísticos que en sus etapas resuelven problemas que son formulados como MILP y PL.

### **1.3.3 Técnicas Metaheurísticas**

Las metaheurísticas pueden concebirse como estrategias generales de diseño de procedimientos heurísticos para la resolución de problemas con un alto rendimiento. Las estrategias metaheurísticas se refieren al diseño de alguno de los tipos fundamentales de procedimientos heurísticos de solución de un problema de

optimización [47]. Integran las características de las técnicas de programación matemáticas y los métodos heurísticos [10].

Los conceptos actuales de lo que es una metaheurística están basados en las diferentes interpretaciones de lo que es una forma inteligente de resolver un problema. Estas técnicas en menor medida también han sido utilizadas para resolver el problema del planeamiento de la expansión integrada generación-transmisión. En [48] se propone un algoritmo NSGA-II (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II*) para resolver el PIEGT multiobjetivo. En este caso, se consideran dos funciones objetivo, la primera minimiza la expectativa de energía no suministrada y la segunda minimiza los costos de operación e inversión más los costos de emisiones. En [49] se utiliza el método NBI (*Normal Boundary Intersection*) en un abordaje multiobjetivo similar para obtener las soluciones óptimas de Pareto y luego se utiliza un proceso de toma de decisiones difusa para seleccionar una de las soluciones óptimas. En [21] y [22] se implementa una técnica heurística que combina un algoritmo genético embebido con un algoritmo genético isla paralelo (IPGA. *Island Parallel Genetic Algorithm*), en [22] se resuelve el problema del PET y en [21] se resuelve el equilibrio del mercado de electricidad.

#### **1.4 Representación de la Red de Transmisión en el Problema de Planeamiento Integrado Generación – Transmisión**

En los modelos que resuelven el problema de planeamiento integrado generación-transmisión encontrados en la literatura se han utilizado diferentes formas para representar la red de transmisión. Se ha usado el modelo de transporte, el modelo DC, el modelo DC disyuntivo y el modelo AC.

El modelo de transporte es una aproximación del modelo DC. Considera las ecuaciones de balance en los nodos o primera ley de Kirchhoff. Además tiene en cuenta los límites de operación de los generadores y de las líneas de transmisión. No considera la segunda ley de Kirchhoff, por lo cual la reactancia de las líneas no es considerada en este modelo. Este tipo de simplificaciones presenta facilidad de solución pero los resultados se pueden alejar de la realidad. En [2], [31], [16], [25], [30], [35], [38], [46], [45] y [44] se representa la red de transmisión con el modelo de transporte.

El modelo DC considera las ecuaciones de balance en los nodos o primera ley de Kirchhoff y las ecuaciones de las ramas o segunda ley de Kirchhoff, por lo cual la reactancia de las líneas es considerada en este modelo. Además tiene en cuenta los límites de operación de los generadores y de las líneas de transmisión. En esta representación los resultados se aproximan más a la realidad que con el modelo

de transporte. En [32], [49], [20], [23], [27], [26], [29], [14], [33], [15], [36], [37] y [48] se representa la red de transmisión con el modelo de DC.

El modelo DC disyuntivo considera la primera ley de Kirchhoff y la segunda ley de Kirchhoff como el modelo DC normal. Pero este es una versión lineal del modelo DC. Este modelo es utilizado cuando el PIEGT se formula como un problema de programación lineal entera mixta. En [3], [4], [24], [28], [34], [40] y [41] se representa la red de transmisión con el modelo de DC disyuntivo.

El modelo AC considera la potencia activa, la potencia reactiva y las pérdidas. Este es el modelo que más se aproxima a la realidad, pero puede presentar problemas de convergencia. Muchos escenarios pueden no converger, ya sea porque no tengan solución, el punto inicial no sea factible, las referencias de generadores, transformadores y elementos de compensación no sean adecuados o los perfiles de tensión no sean compatibles [50]. En [39] y [51] se representa la red de transmisión con el modelo AC.

## **1.5 Consideraciones de Confiabilidad**

Los modelos de planeamiento de la expansión de los sistemas de potencia deben cumplir con altos criterios de confiabilidad. Lo anterior para garantizar atención eficiente de la demanda a lo largo del horizonte de planeación. En la literatura se han propuesto diferentes métodos para el cálculo de confiabilidad. Estos métodos se basan en el cálculo de índices, los cuales permitan identificar el grado de confiabilidad de los planes de expansión. Los índices propuestos se pueden clasificar en dos grupos: probabilísticos y deterministas [52]. Los probabilísticos permiten la evaluación cuantitativa de las alternativas del sistema tomando directamente en consideración los parámetros que influyen en la confiabilidad, tales como las capacidades de las unidades generadoras individuales y la tasa de interrupción forzada de cada unidad. Los índices deterministas son más limitados pero son comunes debido a que su cálculo es simple y requiere poca o ninguna información [52]. Los índices deterministas son ampliamente aceptados debido a que están bien establecidos, y su utilización en diversos trabajos lo muestra.

Dentro de los índices deterministas el índice de Margen de Reserva (MR) permite identificar cuanta capacidad de generación se tiene disponible. Este índice es utilizado en [35] y [38]. El índice LU (*Largest Unit*) permite identificar cuanta capacidad de generación se tiene disponible pero considerando la pérdida de la unidad generadora más grande del sistema. En sistemas donde predomina la generación hidráulica se aplica un método denominado día seco. Este consiste en identificar con base en datos históricos el día más seco que se tendrá en el horizonte de planeación para validar en este si el plan de expansión propuesto es capaz de garantizar la atención de la demanda.

En cuanto a índices probabilísticos, uno de los más utilizados es el índice de probabilidad de pérdida de carga (LOLP, *Loss of Load Probability*). El índice LOLP indica la probabilidad de que una parte de la carga no sea atendida debido a que no se cuenta con la generación disponible adecuada [3]. El índice de expectativa de pérdida de carga (LOLE, *Loss of Load Expectation*) definido como la suma del LOLP en el tiempo, es utilizado en [3], [31], [14], [53], [42] y [43]. Otros índices como el índice Energía Esperada No Suministrada (EENS) o el índice de pérdida de energía esperada (LOEE, *Loss of Energy Expectation*) miden la cantidad de energía esperada que no se suministra al año, por no contar con capacidad de generación adecuada o por no suministrar energía debido a fallas en el sistema. Estos índices son utilizados en [31], [32], [36], [40], [53], [42], [43] y [48]. El índice de probabilidad de pérdida de energía (LOEP, *Loss of Energy Probability*) es utilizado en [36] y [40].

## **1.6 Incertidumbre**

En los sistemas de potencia no se conocen con certeza las condiciones que se presentarán en el futuro. Diversas variables como la demanda, el costo de los combustibles, el clima y las políticas de Estado son difíciles de predecir. Lo que genera una variedad de incertidumbres que se deben considerar en la selección de un plan de expansión.

Adicionalmente el número y el tipo de incertidumbres dependen del tipo de mercado eléctrico. En un mercado regulado se presenta un menor número de incertidumbres que en un mercado desregulado, debido a que en los mercados desregulados se tiene un gran número de compañías que compiten entre sí para aumentar sus ganancias [54]. Se hace entonces importante identificar las incertidumbres que causarían cambios significativos en el sistema eléctrico. En [55] se ha planteado una clasificación de incertidumbres de acuerdo al impacto que éstas tienen sobre el sistema. Las de alto impacto son clasificadas como incertidumbres globales, y aquellas que su impacto es menor son clasificadas como locales.

Algunos modelos de planeamiento integrado generación - transmisión encontrados en la literatura consideran incertidumbre. En [46], [29], [28], [33], [25], [23] y [15] se considera incertidumbre en la demanda. En [43], [42], [40], [23], [32] y [36] se considera incertidumbre respecto a la salida de equipos en el sistema de potencia, esto con el propósito de calcular la confiabilidad. En [46], [28] y [25] se considera incertidumbre en el costo de los combustibles y disponibilidad de los recursos energéticos. En [29] se considera incertidumbre en la demanda y en la generación eólica.

## 1.7 Nuevas Tecnologías

La generación producida por la quema de hidrocarburos en todo el mundo continúa impactando negativamente el medio ambiente. Esto ha dado lugar a varias regulaciones ambientales para reducir los gases de efecto invernadero. Por ejemplo, a través de la imposición de los costos de mitigación de emisiones y normas que faciliten el ingreso de generación con fuentes renovables [46].

La generación con recursos renovables y la generación distribuida han llamado mucho la atención en los últimos años a causa de la presión ambiental y el alto precio del gas natural y del petróleo. Muchos países han adoptado normas que incentivan el uso de energías renovables [56]. En particular, la utilización de recursos renovables como el viento y la energía solar para generar electricidad han recibido considerable atención en los últimos años [42]. Por otro lado, la utilización de generación distribuida en el PIEGT puede contribuir a la reducción de pérdidas de transmisión y eventualmente a posponer la construcción de nuevas líneas [57]. Algunos modelos de planeación de PIEGT consideran estas tecnologías. En [45] se propone un modelo del planeamiento de la expansión integrando la generación y la transmisión considerando generación distribuida. En [29], [34] y [38] se propone un modelo de planeamiento de la expansión integrando la generación y la transmisión considerando parques eólicos. En [42] y [58] se estudia la confiabilidad de la planeación y operación del sistema de potencia integrando generación eólica.

## 1.8 Resumen General de los Modelos

En la Tabla 1 y en la Tabla 2 se presenta un resumen de las principales características de los modelos citados en este capítulo. Adicionalmente, en la Figura 1 se presentan los métodos de solución. Se puede evidenciar que el método de solución más utilizado en la literatura es la programación lineal entera mixta (MILP), seguido por las técnicas heurísticas.

En la Figura 2 se presenta el porcentaje de utilización de los modelos de flujo de carga. Se puede observar que el más utilizado es el modelo DC dado que es lineal y presenta mejores resultados que el modelo de transporte. Por último, en la Figura 3 se ilustran los tipos de mercado utilizados en los modelos de expansión. Se observa que el modelo de mercado más utilizado es el regulado.

Tabla 1. Características y contribución de los artículos citados.

<b>Año</b>	<b>Artículo</b>	<b>Función Objetivo</b>	<b>Contribución</b>
2004	[30]	Minimizar costos de inversión, ambientales y de políticas públicas.	Modelo flexible para soportar cambios de políticas. Considera respuesta de la demanda, aspectos ambientales y políticas públicas.
2004	[15]	Minimizar costos de inversión y operación.	Modelo centralizado para el planeamiento integrado utilizando MILP.
2005	[44]	Minimizar costos de inversión, operación e importación de energía.	Se verifican las ventajas que presenta instalar líneas de diferentes niveles de tensión, y cambios de voltajes en las líneas existentes. Considera las importaciones y exportaciones de energía.
2006	[23]	Los generadores maximizan las ganancias. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores.	Se considera un modelo de equilibrio para los generadores con anticipación de los problemas por el operador del mercado. Se evalúa el beneficio social de la expansión en transmisión.
2007	[41]	Maximizar ganancia del generador y del transmisor. Minimizar costo de la energía en la operación.	Considera índices de confiabilidad y costo de la operación. Se resuelve un proceso iterativo entre generadores, transmisores y el operador del sistema (ISO). Se considera un pago por parte del ISO a los generadores para mejorar la confiabilidad.
2009	[28]	Minimizar costos de inversión y operación con y sin variables estocásticas.	Se resuelve un modelo determinista y un modelo estocástico. En el modelo estocástico se considera como incertidumbre la demanda y el costo de los combustibles. Se comparan los dos resultados.
2009	[31]	Minimizar costo de inversión.	Se calcula la confiabilidad con base en un criterio determinista.
2009	[40]	Maximizar ganancia del generador y del transmisor. Minimizar costo de la energía en la operación.	Considera índices de confiabilidad y costo de la operación. Se resuelve un proceso iterativo entre generadores, transmisores y el operador del sistema (ISO). Se considera un pago por parte del ISO a los generadores para mejorar la confiabilidad. Resuelve un modelo estocástico.
2010	[20]	Maximizar ganancia del generador. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores.	Integra expansión de transmisión y generación descentralizada. Optimiza la operación del mercado eléctrico reestructurado. Se formula un problema de 4 niveles. Utiliza un algoritmo heurístico que se basa en el agente.
2011	[34]	Minimizar costo de inversión y de operación.	Considera generación eólica y fuentes de almacenamiento de energía.
2011	[3]	Minimizar costos de inversión y operación.	Considera restricciones relacionadas con combustibles y con contaminación ambiental. Tiene en cuenta horas de servicio y vida útil de unidades generadoras. Se evalúa confiabilidad de plan seleccionado con proceso heurístico. Se calcula el total de energía requerida.



<b>Año</b>	<b>Artículo</b>	<b>Función Objetivo</b>	<b>Contribución</b>
2011	[16]	Maximizar ganancia del generador y del transmisor.	Se formula modelo de equilibrio de mercado como MCP.
2011	[35]	Minimizar costos de inversión y operación.	Propone métodos para reducir el número de variables de decisión: Excluir candidatos imprácticos en generación y transmisión. Reemplazar variables de estado por variables de inversión.
2011	[21]	Maximizar ganancia del generador. Minimizar costos de inversión y operación del transmisor. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores	Se resuelve un problema tri-nivel. Se considerando el mercado por medio de un algoritmo genético. El artículo es presentado en dos partes la parte I presenta la estructura matemática del modelo.
2011	[22]	Maximizar ganancia del generador. Minimizar costos de inversión y operación del transmisor. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores.	Se resuelve un problema tri-nivel. Se considerando el mercado por medio de un algoritmo genético. El artículo es presentado en dos partes la parte II se resuelve la estructura matemática propuesta en la parte I por medio de un algoritmo genético en un sistema de prueba.
2012	[4]	Minimizar costos de inversión y operación.	Considera Heatrate (Btu/kWh) vs power output para unidades térmicas, costo de combustibles y costo de transporte de combustibles, ubicación de las fuentes de recursos energéticos, y restricciones de transporte de combustibles.
2012	[2]	Maximizar ganancia del generador y del transmisor. Minimizar costo de la energía en la operación.	Considera un mercado desregulado para transmisión y generación. Utiliza teoría de juegos. Considera la interacción entre los agentes generadores, transmisores y el operador del sistema.
2012	[29]	Minimizar costo de inversión, contaminación ambiental y costo de confiabilidad.	Considera generación eólica a gran y pequeña escala, regulación de frecuencia, respuesta a cambios de demanda, sobrecargas temporales bajo contingencia en las líneas de transmisión y costo de confiabilidad debido a la variabilidad de viento.
2012	[14]	Minimizar costo de inversión y operación.	Se considera respuesta de la demanda, reserva en las unidades de generación, operación en el corto plazo para verificar la confiabilidad y calcular el LOLE. Resuelve problema de operación variando costo de combustibles y despacho de las unidades en diferentes periodos de tiempo. Genera nuevas restricciones para el problema de planeamiento si no se cumple con confiabilidad.
2012	[38]	Minimizar costo de inversión y operación.	Realiza cooptimización entre mercado de energía y mercado de servicios auxiliares (reserva), capturando el impacto de los generadores eólicos en la operación.  Se analizan dos escenarios por año un día de invierno y uno de verano. Se consideran unidades eólicas a gran escala  Se usa una simulación de Montecarlo para analizar

<b>Año</b>	<b>Artículo</b>	<b>Función Objetivo</b>	<b>Contribución</b>
			múltiples escenarios de operación.
2012	[48]	Minimizar costo de inversión, operación y emisiones y minimizar índice de confiabilidad EENS.	Resuelve un problema multiobjetivo. Considera generadores eólicos a gran distancia del sistema de potencia.
2013	[24]	Se resuelven tres problemas diferentes: -Maximizar beneficio social. -Maximizar ganancias del generador y transmisor. -Maximizar beneficio social transmisión y ganancia de los generadores.	Proporciona una clasificación para los modelos que resuelven de manera conjunta la expansión de la transmisión y de la generación. Resuelve los tipos de modelos y realiza una comparación de estos. Modelo de mercado bi-nivel se formula como EPEC. Utiliza MILP y MINLP.
2013	[39]	Minimizar costo de inversión y operación.	Considera superconductores y flujo AC.
2013	[45]	Minimizar costo de inversión y operación.	Considera generación distribuida y costo de producir y transportar combustible. Se realiza un cálculo de confiabilidad.
2013	[25]	Minimizar costo de inversión y operación del transmisor. Maximizar ganancia del generador. Minimizar costo de la energía en la operación.	Propone un modelo tri-nivel. Considera perfiles y límites de producción de plantas eólicas e hidráulicas. Aproxima el problema no lineal no convexo de tres niveles a un MILP de un nivel.
2013	[32]	Minimizar costo de inversión y operación.	Considera el efecto de conectar pequeñas redes al sistema de potencia, generación distribuida y baterías.
2014	[46]	Minimizar costo de inversión, operación y penalización demanda no atendida.	Presenta modelo de optimización considerando incertidumbre de la demanda y en los costos de operación.
2014	[26]	Maximizar ganancia del generador. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores.	Propone un modelo Tri-nivel. Considera la transmisión centralizada y la generación descentralizada. Formula el modelo de mercado como un MPEC, se reformula como un MCP y se utiliza un método de diagonalización. Se propone un algoritmo heurístico para resolver el problema. En la parte I se presenta el modelo y en la parte II se utiliza el modelo en un sistema de prueba.
2014	[27]	Maximizar ganancia del generador. El operador del sistema maximiza excedente de los vendedores y de los compradores.	Propone un modelo Tri-nivel. Considera la transmisión centralizada y la generación descentralizada. Formula el modelo de mercado como un MPEC, se reformula como un MCP y se utiliza un método de diagonalización. Se propone un algoritmo heurístico para resolver el problema. En la parte I se presenta el modelo y en la parte II se utiliza el modelo en un sistema de prueba.
2014	[37]	Minimizar costo de inversión y operación.	Se presenta un modelo dinámico. Utiliza descomposición de Benders. Calcula la confiabilidad con algoritmo MLC ( <i>Minimum Load Curtailment</i> ).

<b>Año</b>	<b>Artículo</b>	<b>Función Objetivo</b>	<b>Contribución</b>
2014	[36]	Minimizar costo de inversión y operación.	Propone un modelo probabilístico considerando confiabilidad y como variables probabilísticas la salida de servicio de generadores y líneas con base en una tasa histórica.
2014	[49]	Minimizar el costo de inversión, operación y contaminación. Maximizar la confiabilidad.	Se formula un modelo probabilístico multiobjetivo. Utiliza NBI para calcular las soluciones óptimas de Pareto y se utiliza una técnica difusa para seleccionar la mejor solución del frente de Pareto.

Tabla 2. Características de los artículos citados.

<b>Artículo</b>	<b>Sistema de Prueba</b>	<b>Modelo de la Red</b>	<b>Método de Solución</b>	<b>Mercado Eléctrico</b>	<b>Considera</b>
[30]	16 Barras	Transporte	LP	Regulado	Impacto ambiental División temporal dinámica
[15]	17 barras (Prototipo de República Dominicana)	DC	MILP	Regulado	Incertidumbre en la demanda Confiabilidad, índice RM División temporal dinámica
[44]	10 Barras (Prototipo región Marmara de Turquía)	Transporte	Heurística	Semi-desregulado	División temporal dinámica
[23]	30 barras	DC	Heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado MPC-EPEC	Incertidumbre: 1. En la demanda. 2. En la salida de componentes del sistema División temporal estática
[41]	2 barras, 30 barras	DC-Disyuntivo	Benders	Desregulado	División temporal estática
[28]	Garver 6 barras	DC-Disyuntivo	Heurística - Programación Matemática	Regulado	Incertidumbre: 1. En la demanda. 2. En el costo de los combustible Restricciones en el suministro de combustibles División temporal dinámica
[31]	5 barras (Prototipo Korea)	Transporte	MILP	Regulado	Confiabilidad, índices LOLE y EENS División temporal estática
[40]	6 barras	DC-Disyuntivo	Benders	Desregulado	Incertidumbre: 1. En la demanda. 2. En la salida de componentes del sistema Confiabilidad, índice LOEP y EUE División temporal dinámica
[20]	5 barras	DC	Heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	Confiabilidad, índice LOLP División temporal dinámica
[34]	Garver 6 barras IEEE de 24 barras	DC-Disyuntivo	MILP	Regulado	Energías renovables Generación eólica Generación distribuida Almacenamiento de energía División temporal estática

Artículo	Sistema de Prueba	Modelo de la Red	Método de Solución	Mercado Eléctrico	Considera
[3]	Garver 6 barras IEEE 30 barras	DC- Disyuntivo	MILP	Regulado	Impacto ambiental Restricciones en los combustibles Confiabilidad, índices LOLP y LOLE División temporal estática
[16]	3 barras	Transporte	Programación Cuadrática	Desregulado Utiliza Modelo de mercado MCP	División temporal estática
[35]	24 barras	Transporte	MILP	Regulado	Confiabilidad, índice RM División temporal dinámica
[21]	3 barras	DC	Meta heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	División temporal estática
[22]	14 barras	DC	Meta heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	División temporal estática
[4]	9 barras 78 Barras(Prototipo Región sur de india)	DC- Disyuntivo	MILP	Regulado	Restricciones en los combustibles División temporal estática
[2]	3 barras	Transporte	Programación Cuadrática	Desregulado Utiliza Modelo de mercado MCP	División temporal estática
[29]		DC	Heurística	Regulado	Incertidumbre: 1. En la demanda. 2. En el viento Generación eólica Impacto ambiental División temporal estática
[14]	7 Barras	DC	MILP	Regulado	Confiabilidad, índice LOLE Energías renovables Generación distribuida División temporal dinámica
[38]	IEEE 24 barras	Transporte	Benders	Regulado	Confiabilidad, índice RM Generación eólica División temporal dinámica
[48]	4 barras 118 barras 8 barras	DC	Meta heurística	Regulado	Confiabilidad EENS Generación eólica Impacto ambiental Restricciones en los combustible División temporal estática
[24]	3 barras 21 barras	DC- Disyuntivo	MILP-MINLP	Desregulado, Semi-desregulado, centralizado Utiliza Modelo de mercado EPEC	División temporal estática
[39]	26 barras	AC	Benders	Regulado	División temporal estática
[45]	16 barras (Prototipo de Irán)	Transporte	Heurística	Regulado	Confiabilidad, índice LOLP Generación distribuida Energías renovables Restricciones en los combustibles

Artículo	Sistema de Prueba	Modelo de la Red	Método de Solución	Mercado Eléctrico	Considera
					División temporal dinámica
[25]	33 barras (Prototipo de Chile)	Transporte	MILP	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	Incertidumbre en la demanda División temporal estática
[32]		DC	MILP	Regulado	Confiabilidad, índice EENS Incertidumbre en la salida de componentes del sistema Generación renovable Generación distribuida Almacenamiento de energía Impacto ambiental Restricciones en los combustibles División temporal dinámica
[46]	12 Barras	Transporte	Heurística- Programación Matemática	Regulado	Incertidumbre en la demanda Costo de producción Transporte de combustible Impacto ambiental Restricciones en los combustibles División temporal estática
[27]	6 barras IEEE 30 barras IEEE 118 barras	DC	Heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	División temporal estática
[26]	6 barras IEEE 30 barras IEEE 118 barras	DC	Heurística	Semi-desregulado Utiliza Modelo de mercado EPEC	División temporal estática
[37]	30 barras	DC	Benders	Regulado	Confiabilidad, índice MLC (mínima interrupción de carga) División temporal dinámica y estática
[36]	6 barras 24 barras 118 barras	DC	MILP-MINLP	Regulado	Incertidumbre en la salida de componentes del sistema Confiabilidad, índices EENS y LOEP División temporal Estática
[49]	6 barras 24 barras	DC	Meta heurística	Regulado	Incertidumbre: 1. En la demanda 2. En los costos de los combustibles Confiabilidad, índice ELNS Restricciones combustibles División temporal dinámica

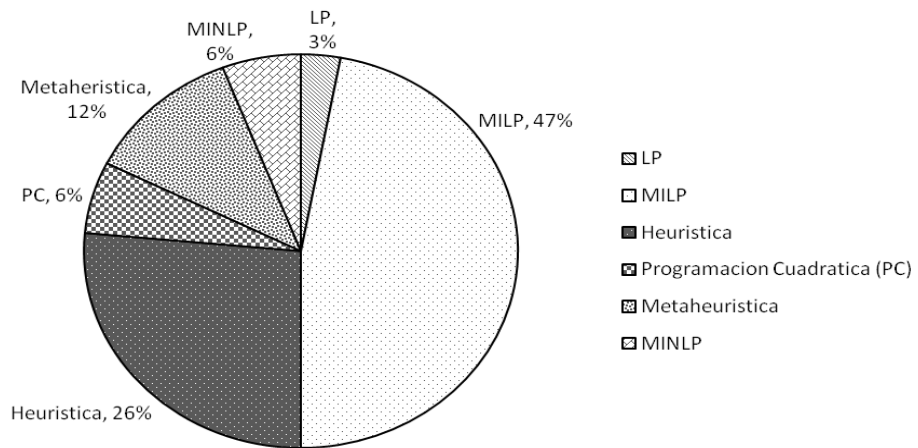


Figura 1. Métodos de solución utilizados en el planeamiento integrado

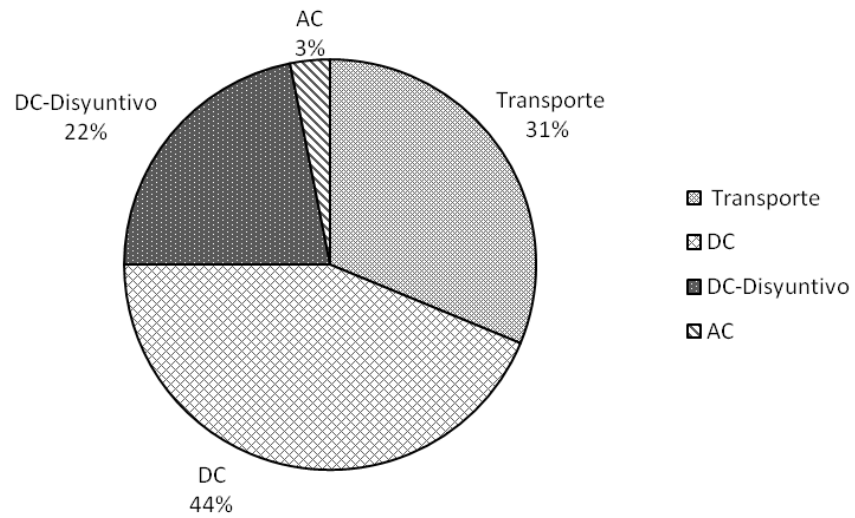


Figura 2. Modelos de red utilizados en el planeamiento integrado

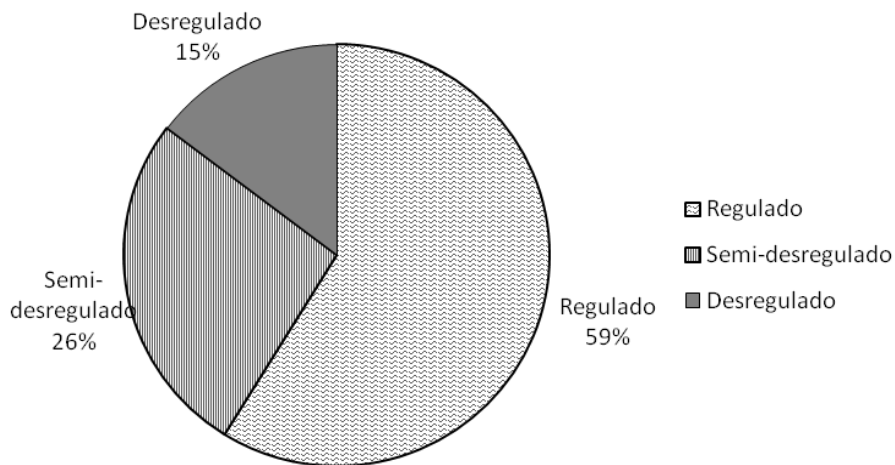


Figura 3. Tipo de mercado eléctrico considerado en los modelos de planeamiento integrado

### 1.9 Observaciones

En este capítulo se presentó una caracterización de los aspectos más importantes en el planeamiento coordinado de la expansión generación – transmisión. Los autores citados muestran la importancia que tiene el problema de planeamiento coordinado para garantizar la atención de la demanda en el futuro de manera confiable, segura y económica. Lo anterior se evidencia con el aumento de número de artículos publicados en este tema en los últimos años.

Los modelos citados en este Capítulo no consideran diferentes aspectos, tales como escenarios hidrológicos, análisis detallados de contingencias, planeamiento de potencia reactiva, aumento de capacidad de circuitos existentes, indicadores que permitan medir la severidad de las sobrecargas y la generación como posible solución para resolver problemas de congestiones en la red. Además en este Capítulo se presentan los métodos de solución utilizados actualmente en la literatura. Se evidenció que el método de solución más utilizado es la programación lineal entera mixta, seguido por las técnicas heurísticas y metaheurísticas. Se evidenció que las técnicas heurísticas y metaheurísticas permiten consideraciones de modelaje más precisas y se han implementado como una opción importante de solución para modelos multiobjetivo. La principal desventaja de estas últimas técnicas radica en que no garantizan la obtención del óptimo global del problema bajo estudio.

## 2. FACTORES DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA E ÍNDICES NODALES WTLR

En la literatura técnica se especifica que el planeamiento de la expansión de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo atender la demanda en el horizonte de planeación de manera económica, cumpliendo con criterios de confiabilidad y seguridad. Para lograr tal objetivo es necesario implementar un conjunto complejo de análisis y herramientas, que permitan encontrar buenas soluciones.

Los términos confiabilidad y seguridad son ampliamente utilizados en el sector eléctrico para describir y medir el rendimiento de un sistema de potencia. De acuerdo con [59] la confiabilidad de un sistema de potencia se refiere a la probabilidad de que este opere satisfactoriamente a largo plazo. Se denota como la capacidad de suministrar el servicio eléctrico de manera casi continua, con pocas interrupciones durante un periodo de tiempo prolongado. De acuerdo con [59] la seguridad de un sistema de potencia se refiere a la capacidad de este para sobrevivir a las perturbaciones (contingencias) sin interrupción del servicio al cliente. Hace referencia a la robustez del sistema a perturbaciones inminentes, y por lo tanto, depende de la condición de funcionamiento del sistema, así como de la probabilidad de que se presente una perturbación.

Es importante que los modelos de planeación de los sistemas de potencia busquen no solo reducir los costos de inversión, deben contribuir también a mejorar la confiabilidad y la seguridad. En la búsqueda por mejorar la confiabilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos la NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) ha recomendado que los sistemas sean planeados y operados para soportar contingencias N-1 o N-2 [60]. Sin embargo, en periodos de alta demanda es difícil que sistemas eléctricos pocos robustos cumplan con este criterio.

De acuerdo con lo anterior, en este trabajo de investigación se propone un modelo de planeamiento integrado de la expansión generación – transmisión que busca reducir los costos de inversión y además mejorar la seguridad. En el modelo propuesto se incorpora un análisis de contingencias N-1 que se realiza por medio de los factores de distribución y es evaluado utilizando el índice nodal WTLR. Se busca que los planes de expansión que se propongan contribuyan a mejorar el cumplimiento del criterio N-1. En este Capítulo se presenta la formulación y la implementación de los factores de distribución de potencia en un análisis de contingencias. Adicionalmente se definen los índices nodales WTLR, se presenta su formulación y se ilustra un ejemplo de aplicación de estos.



## 2.1 Factores de Distribución de Potencia

De acuerdo con [61] los factores de distribución son una aproximación lineal de las sensibilidades específicas de las variables del sistema con respecto a cambios en las inyecciones nodales y a salidas de elementos del sistema. Estos factores son útiles en los análisis de seguridad y en aplicaciones de mercado. Básicamente los factores de distribución son los ISF (*Injection Shift Factors*), los PTDF (*Power Transfer Distribution Factors*) y los LODF (*Line Outage Distribution Factors*).

### 2.1.1 Formulación para el cálculo de los factores de distribución

El  $ISF_l^i$  es considerado el factor básico que sirve para construir los demás factores de distribución. Este representa la sensibilidad del cambio del flujo de potencia de la línea  $l$  con respecto al cambio de potencia inyectada en el nodo  $i$  como se indica en la ecuación (1). El cambio de potencia inyectada en el nodo  $i$  es asumido por el generador de referencia del sistema, si la potencia inyectada en el nodo  $i$  aumenta, la potencia en el generador de referencia disminuye en igual proporción y viceversa.

$$ISF_l^i = \frac{\Delta f_l}{\Delta g_i} \quad (1)$$

De acuerdo con [61], [62] y [63] para el cálculo de la matriz de los  $ISF$  se utiliza la ecuación (2). Donde  $D$  es la matriz diagonal de susceptancias de rama,  $A$  es la matriz de incidencia reducida y  $B'$  es la matriz nodal de susceptancias reducida

$$ISF_{matriz} = DA(B')^{-1} \quad (2)$$

El  $PTDF_l^{ij}$ . Representa la sensibilidad del cambio del flujo de potencia de la línea  $l$  al trasladar potencia inyectada del nodo  $i$  al nodo  $j$ . Para el cálculo de estos se utiliza la ecuación (3).

$$PTDF_l^{ij} = ISF_l^i - ISF_l^j \quad (3)$$

El  $LODF_{l,c}$ . Representa la sensibilidad del cambio del flujo de potencia de la línea  $l$  ante la contingencia  $c$ . La línea  $l$  está conectada a los nodos  $i$  y  $j$ , mientras que el elemento bajo la contingencia  $c$  está conectado a los nodos  $n$  y  $m$ . Donde  $f$  representa el flujo de potencia por determinado elemento del sistema. Para el cálculo de estos se puede utilizar la ecuación (4) o la ecuación (5).

$$LODF_{l,c} = \frac{f_{lij,c} - f_{lij}}{f_{cnm}} \quad (4)$$

$$LODF_{l,c} = \frac{PTDF_l^{nm}}{1 - PTDF_c^{nm}} \quad (5)$$

### 2.1.2 Análisis de contingencia utilizando los factores de distribución de potencia.

A continuación se realiza el análisis de contingencias N-1 al sistema de seis barras propuesto en [64]. Este sistema cuenta con 6 barras, 11 líneas, 3 generadores y 3 cargas que suman un valor de demanda de 210 MW. Este análisis se realiza utilizando los índices de distribución de potencia. En la Figura 4 se presenta el sistema de potencia utilizado para el análisis con los resultados del flujo de carga teniendo red completa. Los parámetros del sistema de prueba pueden ser consultados en el Anexo A.

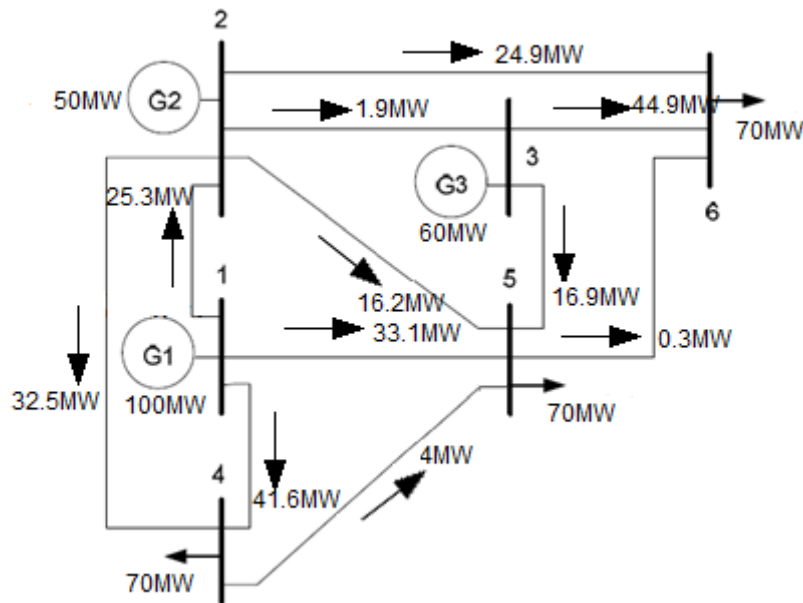


Figura 4. Sistema de 6 barras flujo de carga con red completa

Para realizar el cálculo de contingencias utilizando los factores de distribución se debe realizar lo siguiente: 1. Calcular la matriz diagonal de susceptancias de rama  $D$ , la matriz de incidencia reducida  $A$  y la matriz nodal de susceptancias reducida  $B'$  2. Calcular los factores ISF, PTDF y LODF utilizando las ecuaciones (2), (3) y (5) respectivamente, 3. Correr un flujo de carga con red completa para obtener los flujos de potencia pre-contingencia de los elementos del sistema. 4. Calcular los flujos de potencia pos-contingencia de los elementos del sistema utilizando la ecuación (4).

De acuerdo con lo mencionado anteriormente utilizando los valores de reactancia presentados en el Anexo A se calcula la matriz diagonal de susceptancias de rama  $D$  y la matriz nodal de susceptancias reducida  $B'$ , dichas matrices se presentan en la Tabla 3 y en la Tabla 5 respectivamente. Por otro lado, utilizando la dirección de los flujos de cargas presentados en la Figura 4 se calcula la matriz de incidencia reducida  $A$ , la cual se presenta en la Tabla 4.

Tabla 3. Matriz diagonal de susceptancias de rama **D** del sistema de seis barras.

	L. L1-2	L. L1-4	L. L1-5	L. L2-3	L. L2-4	L. L2-5	L. L 2-6	L. L3-5	L. L3-6	L. L4-5	L. L5-6
L1-2	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1-4	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
L1-5	0	0	3.33	0	0	0	0	0	0	0	0
L2-3	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
L 2-4	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
L 2-5	0	0	0	0	0	3.33	0	0	0	0	0
L2-6	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
L3-5	0	0	0	0	0	0	0	3.85	0	0	0
L3-6	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0
L4-5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.5	0
L5-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.33

Tabla 4. Matriz de incidencia reducida **A** del sistema de seis barras.

	N2	N3	N4	N5	N6
L1-2	-1	0	0	0	0
L1-4	0	0	-1	0	0
L1-5	0	0	0	-1	0
L2-3	1	-1	0	0	0
L 2-4	1	0	-1	0	0
L 2-5	1	0	0	-1	0
L2-6	1	0	0	0	-1
L3-5	0	1	0	-1	0
L3-6	0	1	0	0	-1
L4-5	0	0	1	-1	0
L5-6	0	0	0	1	-1

Tabla 5. Matriz nodal de susceptancias reducida  $B'$  del sistema de seis barras.

	N2	N3	N4	N5	N6	N2
N2	27.33	-4	-10	-3.33	-5	27.33
N3	-4	17.85	0	-3.85	-10	-4
N4	-10	0	17.5	-2.5	0	-10
N5	-3.33	-3.85	-2.5	16.35	-3.33	-3.33
N6	-5	-10	0	-3.33	18.33	-5

Luego se procede a realizar el cálculo de los índices ISF del sistema de seis barras bajo estudio utilizando la ecuación (2). Los índices ISF se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6. ISF del sistema de seis barras.

	N1	N2	N3	N4	N5	N6	N2
L1-2	0	-0.471	-0.403	-0.315	-0.322	-0.406	-0.471
L1-4	0	-0.315	-0.295	-0.504	-0.271	-0.296	-0.315
L1-5	0	-0.215	-0.303	-0.181	-0.407	-0.298	-0.215
L2-3	0	-0.322	-0.664	-0.236	-0.363	-0.516	-0.322
L 2-4	0	0.312	0.215	-0.379	0.101	0.221	0.312
L 2-5	0	0.099	-0.034	0.029	-0.193	-0.027	0.099
L2-6	0	0.064	-0.242	0.019	-0.125	-0.410	0.064
L3-5	0	0.062	0.289	0.018	-0.121	0.153	0.062
L3-6	0	-0.008	0.370	-0.002	0.015	-0.343	-0.008
L4-5	0	-0.003	-0.080	0.117	-0.170	-0.075	-0.003
L5-6	0	-0.057	-0.127	-0.017	0.110	-0.247	-0.057

Una vez se tienen los índices ISF se procede a realizar el cálculo de los índices LODF del sistema de seis barras bajo estudio utilizando las ecuaciones (3) y (5). Los índices LODF se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. LODF del sistema de seis barras.

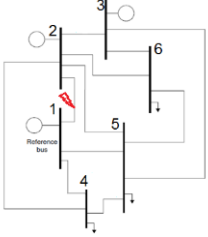
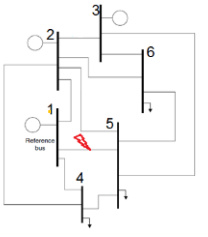
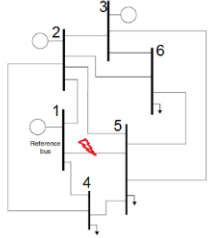
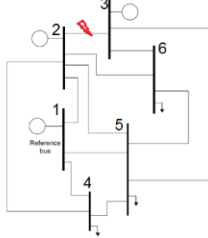
	C. L1-2	C. L1-4	C. L1-5	C. L2-3	C. L2-4	C. L2-5	C. L2-6	C. L3-5	C. L3-6	C. L4-5	C. L5-6
L1-2	-1	0,635	0,543	-0,113	-0,503	-0,210	-0,122	-0,137	0,013	0,010	0,132
L1-4	0,595	-1	0,457	-0,033	0,612	-0,062	-0,036	-0,040	0,004	-0,327	0,039
L1-5	0,405	0,365	-1	0,146	-0,109	0,272	0,158	0,177	-0,017	0,317	-0,170
L2-3	-0,103	-0,032	0,178	-1	0,124	0,226	0,466	-0,400	-0,525	0,171	0,132
L2-4	-0,588	0,765	-0,171	0,159	-1	0,297	0,172	0,193	-0,019	-0,673	-0,186
L2-5	-0,188	-0,059	0,325	0,221	0,226	-1	0,239	0,268	-0,026	0,311	-0,258
L2-6	-0,121	-0,038	0,210	0,507	0,146	0,267	-1	-0,199	0,584	0,201	0,443
L3-5	-0,117	-0,037	0,204	-0,375	0,142	0,258	-0,172	-1	0,475	0,195	-0,425
L3-6	0,015	0,005	-0,025	-0,625	-0,018	-0,032	0,638	0,600	-1	-0,024	0,557
L4-5	0,006	-0,235	0,286	0,126	-0,388	0,235	0,136	0,153	-0,015	-1	-0,147
L5-6	0,107	0,034	-0,185	0,117	-0,129	-0,235	0,362	-0,401	0,416	-0,177	-1

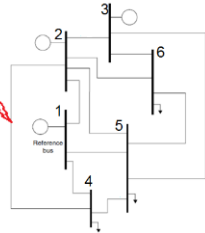
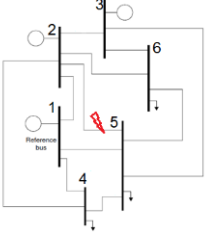
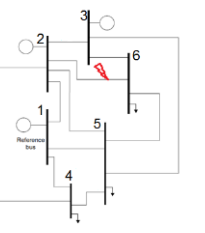
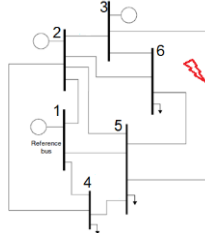
De los índices ISF presentados en la Tabla 6, se puede inferir que un aumento en generación en el nodo 2 produciría una reducción en el flujo de potencia por la línea 1-2 pero generaría un aumento en el flujo de potencia por la línea 2-4. Mientras que de los índices LODF presentados en la Tabla 7, se puede inferir que ante la contingencia de la línea 1-4 el 63.5% del flujo de potencia que circula por la línea 1-4 sería transportado por la línea 1-2.

Adicionalmente se requieren los flujos pre-contingencia del sistema, para esto se resuelve un flujo de carga DC del sistema de 6 barras de prueba considerando todos los elementos del sistema disponibles. Los resultados del flujo de carga DC se presentan en la Figura 4.

Por último, una vez se calculan las Matrices  $D$ ,  $A$  y  $B'$ , los índices LODF y los flujos de potencia por las líneas en el sistema bajo estudio, se procede a realizar el análisis de contingencia utilizando la ecuación (4). Aplicando la ecuación (4) para cada contingencia considerada se calcularon los flujos pos-contingencia por cada elemento del sistema. El cálculo de los resultados de cada contingencia se presentan en la Tabla 8 y el resumen de los resultados se muestra en la Tabla 9.

Tabla 8. Calculo del flujo Post-contingencia del sistema para cada N-1.

N-1	Cálculo	Gráfica
L1-2	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -1 \\ 0.595 \\ 0.405 \\ -0.103 \\ -0.588 \\ -0.188 \\ -0.121 \\ -0.117 \\ 0.015 \\ 0.006 \\ 0.107 \end{bmatrix} \times 25.3284 MW = \begin{bmatrix} 0 \\ 56.6 \\ 43.4 \\ -0.8 \\ 17.6 \\ 11.5 \\ 21.7 \\ 14.0 \\ 45.3 \\ 4.2 \\ 3.0 \end{bmatrix} MW$	
L1-4	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} 0.6353 \\ -1 \\ 0.3647 \\ -0.0323 \\ 0.7647 \\ -0.0589 \\ -0.0381 \\ -0.0369 \\ 0.0046 \\ -0.2352 \\ 0.0335 \end{bmatrix} \times 41.5672 MW = \begin{bmatrix} 51.7378 \\ 0 \\ 48.2622 \\ 0.5106 \\ 64.2622 \\ 13.7704 \\ 23.1946 \\ 15.3979 \\ 45.1127 \\ -5.7378 \\ 1.6927 \end{bmatrix} MW$	
L1-5	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} 0.543 \\ 0.457 \\ -1 \\ 0.178 \\ -0.171 \\ 0.325 \\ 0.210 \\ 0.204 \\ -0.025 \\ 0.286 \\ -0.185 \end{bmatrix} \times 33.1045 MW = \begin{bmatrix} 43.3 \\ 56.7 \\ 0 \\ 7.8 \\ 26.8 \\ 27.0 \\ 31.7 \\ 23.7 \\ 44.1 \\ 13.5 \\ -5.8 \end{bmatrix} MW$	
L2-3	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -0.113 \\ -0.033 \\ 0.146 \\ -1 \\ 0.159 \\ 0.221 \\ 0.507 \\ -0.375 \\ -0.625 \\ 0.126 \\ 0.117 \end{bmatrix} \times 1.8537 MW = \begin{bmatrix} 25.1 \\ 41.5 \\ 33.4 \\ 0 \\ 32.8 \\ 16.6 \\ 25.7 \\ 16.2 \\ 43.8 \\ 4.3 \\ 0.5 \end{bmatrix} MW$	

N-1	Cálculo	Gráfica
L2-4	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -0.503 \\ 0.612 \\ -0.109 \\ 0.124 \\ -1 \\ 0.226 \\ 0.146 \\ 0.142 \\ -0.018 \\ -0.388 \\ -0.129 \end{bmatrix} \times 32.4776 MW = \begin{bmatrix} 9.0 \\ 61.4 \\ 29.6 \\ 5.9 \\ 0 \\ 23.6 \\ 29.5 \\ 21.5 \\ 44.3 \\ -8.6 \\ -3.9 \end{bmatrix} MW$	
L2-5	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -0.210 \\ -0.062 \\ 0.272 \\ 0.226 \\ 0.297 \\ -1 \\ 0.267 \\ 0.258 \\ -0.032 \\ 0.235 \\ -0.235 \end{bmatrix} \times 16.2189 MW = \begin{bmatrix} 21.9 \\ 40.6 \\ 37.5 \\ 5.5 \\ 37.3 \\ 0 \\ 29.1 \\ 21.1 \\ 44.4 \\ 7.9 \\ -3.5 \end{bmatrix} MW$	
L2-6	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -0.122 \\ -0.036 \\ 0.158 \\ 0.466 \\ 0.172 \\ 0.239 \\ -1 \\ -0.172 \\ 0.638 \\ 0.136 \\ 0.362 \end{bmatrix} \times 24.7781 MW = \begin{bmatrix} 22.3 \\ 40.7 \\ 37.0 \\ 13.4 \\ 36.7 \\ 22.2 \\ 0 \\ 12.7 \\ 60.7 \\ 7.4 \\ 9.3 \end{bmatrix} MW$	
L3-5	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} -0.137 \\ -0.040 \\ 0.177 \\ -0.4 \\ 0.193 \\ 0.268 \\ -0.199 \\ -1 \\ 0.6 \\ 0.153 \\ -0.401 \end{bmatrix} \times 16.9317 MW = \begin{bmatrix} 23.0 \\ 40.9 \\ 36.1 \\ -4.9 \\ 35.8 \\ 20.8 \\ 21.4 \\ 0 \\ 55.1 \\ 6.6 \\ -6.5 \end{bmatrix} MW$	

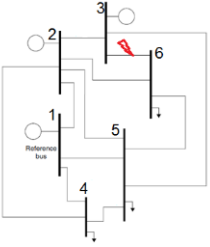
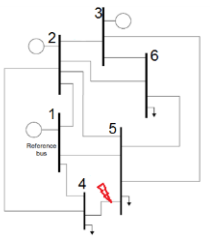
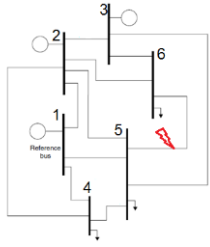
N-1	Cálculo	Gráfica
L3-6	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} 0.013 \\ 0.004 \\ -0.017 \\ -0.525 \\ -0.019 \\ -0.026 \\ 0.584 \\ 0.475 \\ -1 \\ -0.015 \\ 0.416 \end{bmatrix} \times 44.9220 MW = \begin{bmatrix} 25.9 \\ 41.7 \\ 32.3 \\ -21.7 \\ 31.6 \\ 15.0 \\ 51.0 \\ 38.3 \\ 0 \\ 3.4 \\ 19.0 \end{bmatrix} MW$	
L4-5	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} 0.010 \\ -0.327 \\ 0.317 \\ 0.171 \\ -0.673 \\ 0.311 \\ 0.201 \\ 0.195 \\ -0.024 \\ -1 \\ -0.177 \end{bmatrix} \times 4.0448 MW = \begin{bmatrix} 25.4 \\ 40.2 \\ 34.4 \\ 2.5 \\ 29.8 \\ 17.5 \\ 25.6 \\ 17.7 \\ 44.8 \\ 0 \\ -0.4 \end{bmatrix} MW$	
L5-6	$f_{i,l14} = \begin{bmatrix} f_{11-2} \\ f_{11-4} \\ f_{11-5} \\ f_{12-3} \\ f_{12-4} \\ f_{12-5} \\ f_{12-6} \\ f_{13-5} \\ f_{13-6} \\ f_{14-5} \\ f_{15-6} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 25.3284 \\ 41.5672 \\ 33.1045 \\ 1.8537 \\ 32.4776 \\ 16.2189 \\ 24.7781 \\ 16.9317 \\ 44.9220 \\ 4.0448 \\ 0.2999 \end{bmatrix} MW + \begin{bmatrix} 0.132 \\ 0.039 \\ -0.170 \\ 0.132 \\ -0.186 \\ -0.258 \\ 0.443 \\ -0.425 \\ 0.557 \\ -0.147 \\ -1 \end{bmatrix} \times 0.2999 MW = \begin{bmatrix} 25.4 \\ 41.6 \\ 33.1 \\ 1.9 \\ 32.4 \\ 16.1 \\ 24.9 \\ 16.8 \\ 45.1 \\ 4.0 \\ 0 \end{bmatrix} MW$	



Tabla 9. Flujos Pos-contingencia del sistema para cada N-1.

	C. L1-2	C. L1-4	C. L1-5	C. L2-3	C. L2-4	C. L2-5	C. L 2-6	C. L3-5	C. L3-6	C. L4-5	C. L5-6
F. L1-2	0	51,7	43,3	25,1	9,0	21,9	22,3	23,0	25,9	25,4	25,4
F. L1-4	56,6	0	56,7	41,5	61,4	40,6	40,7	40,9	41,7	40,2	41,6
F. L1-5	43,4	48,3	0	33,4	29,6	37,5	37,0	36,1	32,3	34,4	33,1
F. L2-3	-0,8	0,5	7,8	0	5,9	5,5	13,4	-4,9	-21,7	2,5	1,9
F. L 2-4	17,6	64,3	26,8	32,8	0	37,3	36,7	35,8	31,6	29,8	32,4
F. L 2-5	11,5	13,8	27,0	16,6	23,6	0	22,2	20,8	15,0	17,5	16,1
F. L2-6	21,7	23,2	31,7	25,7	29,5	29,1	0	21,4	51,0	25,6	24,9
F. L3-5	14,0	15,4	23,7	16,2	21,5	21,1	12,7	0	38,3	17,7	16,8
F. L3-6	45,3	45,1	44,1	43,8	44,3	44,4	60,7	55,1	0	44,8	45,1
F. L4-5	4,2	-5,7	13,5	4,3	-8,6	7,9	7,4	6,6	3,4	0	4,0
F. L5-6	3,0	1,7	-5,8	0,5	-3,9	-3,5	9,3	-6,5	19,0	-0,4	0

## 2.2 Índices Nodales WTLR

El índice nodal WTLR representa el impacto de instalar generación en la seguridad del sistema. Este índice permite evaluar que tan conveniente es inyectar 1 MW en una barra en particular. Dicha evaluación se realiza verificando la reducción de las sobrecargas esperadas en todas las ramas ante todas las contingencias. El WTLR de un nodo del sistema es un indicador que muestra el cambio aproximado en la sobrecarga total del sistema  $sobrecarga_{sys}$  que se obtendrá con una inyección de 1 MW en una barra en particular. También puede ser utilizado para verificar si la instalación de líneas de transmisión contribuye a mejorar la condición del sistema.

A partir del índice WTLR se puede comparar en que nodos del sistema es conveniente ubicar generación o entre que nodos es conveniente instalar líneas para reducir la sobrecarga total del sistema. Esta comparación se puede dar debido a que el índice permite darle un ranking a las alternativas de expansión, basado en la mejora que éstas brindarían al sistema. El índice puede tomar valores negativos y positivos, por lo que la interpretación de este depende del signo y de la magnitud.

Los índices negativos más altos se encuentran en el extremo receptor del elemento sobrecargado, por lo que inyectar potencia en estos nodos producirán flujos contrarios que permitirán reducir la sobrecarga. Mientras que los índices positivos se encuentran en el extremo emisor, por lo que al inyectar potencia en

estos nodos se producirán flujos de carga que empeoraran la sobrecarga. Entonces si se quiere es reducir la sobrecarga se debe instalar generación nueva en las barras que tengan los índices WTLR grandes en magnitud y negativos.

### 2.2.1 Formulación del índice nodal WTLR

El índice nodal WTLR fue propuesto inicialmente en [65] y utilizado por [66] como criterio de análisis para la planeación de la expansión en sistemas de potencia. Como se menciona anteriormente, la utilización de los índices WTLR permite identificar los nodos del sistema en los que es conveniente instalar generación y ramas de la red donde es conveniente instalar nuevas líneas de transmisión. El cálculo del índice nodal WTLR se realiza utilizando la ecuación (6).

$$WTLR_i = \frac{Nviol}{sobrecarga_{sys}} \left( \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} ISF_l^i PCO_l + \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} \sum_{c \in (\Omega_c)} ISF_{l,c}^i PCO_{l,c} \right) \quad \forall i \in \Omega_b \quad (6)$$

Los elementos de la ecuación (6) se presentan a continuación:

$WTLR_i$ : Índice *Weighted Transmission Loading Relief* para el nodo  $i$ .

$Nviol$ : Número de sobrecargas en operación normal y bajo contingencias.

$sobrecarga_{sys}$ : Sumatoria de todas las sobrecargas del sistema en operación normal y bajo contingencias [MW].

$PCO_l$ : Sobrecarga de la línea  $l$  en condiciones normales del sistema [MW].

$PCO_{l,c}$ : Sobrecarga ante contingencia de la línea  $c$  en la línea  $l$  [MW].

$ISF_l^i$ : Sensibilidad del cambio de flujo de carga en de la línea  $l$  con respecto al nodo  $i$  en condiciones normales del sistema.

$ISF_{l,c}^i$ : Sensibilidad del cambio de flujo de carga en de la línea  $l$  con respecto al nodo  $i$  ante contingencia de la línea  $c$ .

$\Omega_l$ : Conjunto de líneas existentes.

$\Omega_{ln}$ : Conjunto de líneas nuevas.

$\Omega_c$ : Conjunto de contingencias.

En este caso  $Nviol$  representa el número de sobrecargas que se presentan por encima de los límites permitidos en los elementos del sistema, tanto en operación normal como bajo contingencia  $PCO_l$  y  $sobrecarga_{sys}$ : son índices que permiten medir la seguridad del sistema de potencia  $PCO_l$  es la sumatoria de las sobrecargas en MW que se presentan en un elemento del sistema, el cálculo de este se realiza utilizando las ecuaciones (7) y (8). Por otro lado el índice:  $sobrecarga_{sys}$  es la sumatoria de todas las sobrecargas que se presentan en el sistema, el cálculo de este se realiza utilizando la ecuación (9).

$$PCO_l = \sum_{l \in (\Omega_l)} (f_{ij} - \bar{f}_l) \leftrightarrow f_{ij} > \bar{f}_l \quad \forall l \in \Omega_l \quad (7)$$

$$PCO_{l,c} = \sum_{l \in (\Omega_l)} (f_{ij,c} - \bar{f}_l) \leftrightarrow f_{ij,c} > \bar{f}_l \quad \forall l \in \Omega_l, \forall c \in \Omega_c \quad (8)$$

$$sobrecarga_{sys} = \sum_{l \in (\Omega_l)} PCO_l + \sum_{c \in \Omega_c} \sum_{l \in (\Omega_l)} PCO_{l,c} \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}) \quad (9)$$

$f_{ij}$ : Flujo de potencia por la línea  $l$  conectada entre los nodos  $i$  y  $j$  en condición normal de operación [MW].

$f_{ij,c}$ : Flujo de potencia por la línea  $l$  conectada entre los nodos  $i$  y  $j$  ante la contingencia  $c$  [MW].

### 2.2.2 Cálculo del índice nodal WTLR en un sistema de prueba.

En esta sección se presenta un ejemplo de cálculo del índice nodal WTLR utilizando el sistema de prueba mostrado en la Figura 4. Para realizar el cálculo del índice nodal se requiere la solución del sistema en estado de operación normal y ante contingencias. Los resultados de los análisis de contingencia presentados en la Tabla 8 y en la Tabla 9 son considerados para realizar el cálculo de los índices de seguridad  $Nviol$ ,  $PCO_l$  y  $sobrecarga_{sys}$ . Una vez se tienen los resultados de los índices de seguridad, se procede a utilizar estos y los índices ISF mostrados en la Tabla 6 para realizar el cálculo del índice WTLR.

Los resultados de los índices de seguridad se presentan en la Tabla 10. El cálculo de dichos índices se realiza utilizando las ecuaciones (7), (8) y (9). Dichas ecuaciones requieren los límites de emergencia para cada línea, los resultados del flujo de carga pre-contingencia y los resultados del análisis de contingencia. Los resultados del flujo de carga pre-contingencia se presentan en la Figura 4. Los resultados del análisis de contingencia se presentan en la Tabla 8 y en la Tabla 9 y los límites de emergencia se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Índices de seguridad.

Línea	Limite de emergencia [MW]	# Viol	PCO <sub>i</sub> : [MW]	PCO <sub>i,c</sub> [MW]
L1-2	40	2	0	15
L1-4	60	1	0	1.4
L1-5	40	2	0	11.7
L2-3	40	0	0	0
L 2-4	60	1	0	4.3
L 2-5	30	0	0	0
L2-6	90	0	0	0
L3-5	70	0	0	0
L3-6	80	0	0	0
L4-5	20	0	0	0
L5-6	40	0	0	0
Total		6	0	32.4
sobrecarga <sub>sys</sub>				32.4
<i>Nviol</i> ,				6

Los resultados presentados en la Tabla 10 muestran lo siguiente: En condiciones normales de operación no se presentan sobrecargas. Existen contingencias que generan sobrecargas por encima del límite de emergencia en las líneas L1-2, L1-4, L1-5 y L 2-4. El índice *Nviol* es 6, lo que muestra que se presentan 6 sobrecargas por encima del límite de emergencia. El índice *sobrecarga<sub>sys</sub>* es 32.4 MW, lo que muestra que considerando todas las contingencias en el sistema se presenta una sobrecarga total de 32.4 MW.

Una vez se realiza el cálculo de los índices de seguridad y se tengan los índices ISF, se procede a realizar el cálculo del índice WTLR. Los resultados del cálculo del índice nodal WTLR se presentan en la Tabla 11. El cálculo de los índices nodales se realiza utilizando la ecuación (6).

Tabla 11. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba.

Nodos	WTLR
N1	0
N2	0.1472
N3	-0.0187
N4	-1.4876
N5	-0.2158
N6	-0.0093

Los resultados presentados en la Tabla 11 para el sistema de prueba utilizado muestran que para reducir las sobrecargas del sistema es conveniente inyectar mayor generación en el nodo 4, seguido por el nodo 5, el nodo 3 y el nodo 6. La Tabla 11 muestra también que inyectar mayor potencia en el nodo 2 podría generar un aumento en las sobrecargas del sistema. De los resultados también se puede inferir que agregar una línea entre los nodos 4 y 2 contribuye a disminuir las sobrecargas del sistema.

Con el propósito de validar los resultados de la Tabla 11, se agregó un generador en el nodo 4 de 20 MW en el sistema de prueba. Una vez agregado el nuevo generador, se procedió a calcular de nuevo los índices de seguridad y los índices nodales WTLR, los cuales se muestran en la Tabla 12 y Tabla 13 respectivamente.

Tabla 12. Índices de seguridad considerando nuevo generador.

Línea	Límite de emergencia [MW]	# Viol	PCO <sub>i</sub> [MW]	PCO <sub>i,c</sub> [MW]
L1-2	40	0	0	0
L1-4	60	0	0	0
L1-5	40	1	0	0.97
L2-3	40	0	0	0
L 2-4	60	0	0	0
L 2-5	30	0	0	0
L2-6	90	0	0	0
L3-5	70	0	0	0
L3-6	80	0	0	0
L4-5	20	0	0	0
L5-6	40	0	0	0
Total		1	0	0.97
sobrecarga <sub>sys</sub>		0.97		
<i>Nviol</i> ,		1		

Tabla 13. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba considerando nuevo generador.

Nodos	WTLR
N1	0
N2	0.1472
N3	-0.0187
N4	-1.4876
N5	-0.2158
N6	-0.0093

Los resultados presentados en la Tabla 12 muestran lo siguiente: En condiciones normales de operación no se presentan sobrecargas. El índice *Nviol* es 1, lo que muestra que se presentan 1 sobrecargas por encima del límite de emergencia. El índice *sobrecarga<sub>sys</sub>* es 0.97 MW, lo que muestra que considerando todas las contingencias en el sistema se presenta una sobrecarga total de 0.97 MW. En general Se evidencian una disminución de las sobrecargas en el sistema de prueba.

Comparando los resultados de la Tabla 10 y de la Tabla 12, se observa que inyectar 20 MW de potencia en el nodo 4 mejora las condiciones en el sistema. Adicionalmente, comparando los índices nodales WTLR presentados en la Tabla

13 y en la Tabla 11 se evidencia que el índice del nodo 4 presenta una reducción en valor absoluto de su magnitud.

Se evaluó un caso adicional, en el cual se agregó una línea entre los nodos 4 y 2 al sistema de prueba original. Una vez agregada la nueva línea, se procedió a calcular de nuevo los índices de seguridad y los índices nodales WTLR, los cuales se muestran en la Tabla 14 y Tabla 15 respectivamente.

Tabla 14. Índices de seguridad considerando nuevo generador.

Línea	Límite de emergencia [MW]	# Viol	PCO <sub>i</sub> [MW]	PCO <sub>ic</sub> [MW]
L1-2	40	2	0	19.02
L1-4	60	0	0	0
L1-5	40	2	0	11.43
L2-3	40	0	0	0
L 2-4	60	0	0	0
L 2-5	30	0	0	0
L2-6	90	0	0	0
L3-5	70	0	0	0
L3-6	80	0	0	0
L4-5	20	0	0	0
L5-6	40	0	0	0
Total		4	0	30.36
sobrecarga <sub>sys</sub>		30.36		
<i>Nviol</i> ,		4		

Tabla 15. Índices nodales WTLR para el sistema de prueba considerando nuevo generador.

Nodos	WTLR
N1	0
N2	-2.1014
N3	-2.0684
N4	-1.9736
N5	-2.0293
N6	-2.0703

Los resultados presentados en la Tabla 14 muestran lo siguiente: En condiciones normales de operación no se presentan sobrecargas. El índice *Nviol* es 4, lo que muestra que se presentan 4 sobrecargas por encima del límite de emergencia. El

índice  $sobrecarga_{sys}$  es 30.36 MW, lo que muestra que considerando todas las contingencias en el sistema se presenta una sobrecarga total de 30.36 MW. Los resultados presentados en la Tabla 12 evidencian la mejora que presenta el sistema al adicionar una línea entre los nodos 2 y 4 comparado con los resultados que se muestran en la Tabla 10.

### **2.3 Observaciones**

En este Capítulo se presentaron los aspectos más importantes referentes a los factores de distribución de potencia y a los índices nodales WTLR. Se realizaron ejemplos de aplicación donde fue posible validar la utilidad tanto de los factores como de los índices. Es importante destacar que en los artículos citados en el Capítulo 1 no se evidencian la utilización de los factores de distribución en modelos de planeamiento de la expansión de los sistemas de potencias. De igual forma ocurre con los índices nodales, los cuales no han sido reportados en modelos de optimización para expansión.

Adicionalmente se evidenció que la utilización de los factores de distribución para realizar análisis de contingencias en un sistema de potencia reduce los tiempos de elaboración y simplifica el análisis de la información. Al usar los factores de distribución no es necesario correr flujos de carga para cada contingencia que se requiere evaluar, por lo que un análisis de contingencias tradicional consumirá más tiempo que el método presentado en este capítulo. Además, se evidenció que los índices nodales WTLR podrían brindar información importante tanto en la operación como en la planificación de los sistemas de potencia. Los resultados presentados en este Capítulo muestran las ventajas que se podrían tener utilizando los factores de distribución y los índices nodales en los modelos de planeamiento de la expansión de los sistemas de potencia.



### 3. FORMULACIÓN MATEMÁTICA Y MÉTODO DE SOLUCIÓN

En este Capítulo se presenta la formulación matemática del modelo propuesto para la planeación integrada de la expansión generación y transmisión. Dicho modelo presenta como novedad la utilización de los WTLR, así como la utilización de los factores de distribución de potencia para realizar un análisis de contingencias en los planes de expansión candidatos. El modelo de optimización formulado es multiobjetivo, considerando como funciones objetivo: la minimización del costo de inversión y la minimización de los índices nodales WTLR. El modelo propuesto es solucionado por medio de un algoritmo genético Multiobjetivo NSGA-II, el cual se presenta también en este Capítulo.

#### 3.1 Formulación matemática

La formulación matemática del modelo de PIEGT desarrollado en este trabajo se presenta en las ecuaciones (10)-(30). Se propone un modelo multiobjetivo que busca minimizar el costo de inversión de la expansión y minimizar el índice nodal WTLR para cada nodo.

$$\text{Minimizar: } f1 = \sum_{ij \in \Omega_{ln}} c_l w_l + \sum_{k \in \Omega_{gn}} c_k z_k + \sum_{k \in \Omega_{gn}} co_k g_{ki} z_k + \sum_{k \in \Omega_g} co_k g_{ki} + \sum_{i \in \Omega_b} DNA_i C_{DNA} \quad (10)$$

$$\text{Minimizar: } f2 = \text{MAX}_{i \in \Omega_b} |WTLR_i| \quad (11)$$

Sujeto a:

$$WTLR_i = \frac{Nviol}{sobrecarga_{sys}} \left( \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} ISF_l^i PCO_l + \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} \sum_{c \in (\Omega_c)} ISF_{l,c}^i PCO_{l,c} \right) \forall i \in \Omega_b \quad (12)$$

$$PCO_l = \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} (f_{ij} - \bar{f}_l) \leftrightarrow f_{ij} > \bar{f}_l \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}) \quad (13)$$

$$PCO_l = 0 \leftrightarrow f_{ij} \leq \bar{f}_l \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}) \quad (14)$$

$$PCO_{l,c} = \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} (f_{ij,c} - \bar{f}_l) \leftrightarrow f_{ij,c} > 1.2 * \bar{f}_l \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}), \forall c \in (\Omega_c) \quad (15)$$

$$PCO_{l,c} = 0 \leftrightarrow f_{ij,c} \leq 1.2 * \bar{f}_l \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}), \forall c \in (\Omega_c) \quad (16)$$

$$f_{ij,c} = f_{ij} + LODF_{l,c} f_c \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}), \forall c \in (\Omega_c) \quad (17)$$

$$ISF_{l,c}^i = ISF_l^i + LODF_{l,c} ISF_c^i \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}), \forall c \in (\Omega_c) \quad (18)$$

$$sobrecarga_{sys} = \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} PCO_l + \sum_{c \in \Omega_c} \sum_{l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln})} PCO_{l,c} \quad \forall l \in (\Omega_l \cup \Omega_{ln}) \quad (19)$$

$$\left( \sum_{l \in \Omega_l} f_{lji} + \sum_{l \in \Omega_{ln}} f_{lji} w_l \right) - \left( \sum_{l \in \Omega_l} f_{lij} + \sum_{l \in \Omega_{ln}} f_{lij} w_l \right) + \sum_{l \in \Omega_{gn}} g_{ki} z_k + \sum_{l \in \Omega_g} g_{ki} = d_i \quad \forall i \in \Omega_b \quad (20)$$

$$f_{lij} = S_{base} \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_l^{pu}} \quad \forall l \in \Omega_l \quad (21)$$

$$f_{lij} = 0 \leftrightarrow w_l = 0 \quad \forall l \in \Omega_{ln} \quad (22)$$

$$f_{lij} = S_{base} \frac{(\theta_i - \theta_j)}{x_l^{pu}} \leftrightarrow w_l = 1 \quad \forall l \in \Omega_{ln} \quad (23)$$

$$0 \leq g_{ki} \leq \bar{g}_k \quad \forall k \in (\Omega_g) \quad (24)$$

$$g_{ki} = 0 \leftrightarrow z_k = 0 \quad \forall k \in (\Omega_{gn}) \quad (25)$$

$$0 \leq g_{ki} \leq \bar{g}_k \leftrightarrow z_k = 1 \quad \forall k \in (\Omega_{gn}) \quad (26)$$

$$-\bar{\theta} \leq \theta_i \leq \bar{\theta} \quad \forall i \in \Omega_b \quad (27)$$

$$w_l \text{ binario} \quad \forall l \in \Omega_{ln}, \quad (28)$$

$$z_k \text{ binario} \quad \forall k \in \Omega_{gn}, \quad (29)$$

$$\theta_i = 0 \quad \forall i \in \Omega_b / i = ref \quad (30)$$

La nomenclatura usada en este modelo se indica a continuación:

Conjuntos:

$\Omega_b$ : Conjunto de barras

$\Omega_l$ : Conjunto de líneas existentes

$\Omega_g$ : Conjunto de generadores existentes

$\Omega_{ln}$ : Conjunto de líneas nuevas

$\Omega_{gn}$ : Conjunto de generadores nuevos

$\Omega_c$ : Conjunto de contingencias

Parámetros:

$d_i$ : Demanda en la barra  $i$  [MW]  
 $\bar{g}_k$ : Generación máxima del generador  $k$  [MW]  
 $c_l$ : Costo de inversión de la línea  $l$  [\$]  
 $c_k$ : Costo de inversión del generador  $k$  [\$]  
 $co_k$ : Costo de operación del generador  $k$  [\$/MW]  
 $\bar{f}_l$ : Flujo de potencia máxima en la línea  $l$  [MW]  
 $x_l^{pu}$ : Reactancia de la línea  $l$  [p.u]  
 $S_{base}$ : Potencia Base [MW]  
 $\bar{\theta}$ : Ángulo de fase máximo [rad]  
 $C_{DNA}$ : Costo de la demanda no atendida [\$/MW]

Variables:

$w_l$ : Nueva línea  $l$   
 $z_k$ : Nuevo generador  $k$   
 $DNA_i$ : Demanda no atendida en el nodo  $i$  [MW]  
 $g_{ki}$ : Generación de potencia activa del generador  $k$  conectado al nodo  $i$  [MW]  
 $\theta_i$ : Ángulo de fase en la barra  $i$  [rad]  
 $WTLR_i$ : Índice WTLR para el nodo  $i$   
 $Nviol$ : Número de sobrecargas en operación normal y bajo contingencias  
 $sobrecarga_{sys}$ : Sumatoria de todas las sobrecargas del sistema en operación normal y bajo contingencias [MW]  
 $PCO_l$ : Sobrecarga de la línea  $l$  en condiciones normales de operación [MW]  
 $PCO_{l,c}$ : Sobrecarga en la línea  $l$  ante contingencia de la línea  $c$  [MW]  
 $f_{ij}$ : Flujo de potencia por la línea  $l$  conectada entre los nodos  $i$  y  $j$  en condición normal de operación [MW]  
 $f_{ij,c}$ : Flujo de potencia por la línea  $l$  conectada entre los nodos  $i$  y  $j$  ante la contingencia  $c$  [MW]  
 $ISF_l^i$ : Sensibilidad del cambio de flujo de carga en la línea  $l$  con respecto al nodo  $i$  en condiciones normales del sistema  
 $ISF_{l,c}^i$ : Sensibilidad del cambio de flujo de carga en la línea  $l$  con respecto al nodo  $i$  ante contingencia de la línea  $c$   
 $LODF_{l,c}$ : Sensibilidad del cambio del flujo de potencia de la línea  $l$  ante la contingencia  $c$ .

La primera función objetivo, dada por la ecuación (10), consiste en la minimización de los costos de inversión y operación. Los primeros dos términos representan los costos de inversión para nuevas líneas y generadores, respectivamente. El tercer y cuarto término indican el costo de operación para generadores nuevos y existentes, respectivamente. Finalmente, el último término representa el costo de la demanda no atendida. La segunda función objetivo, expresada en la ecuación (11), representa la minimización de las magnitudes de los índices nodales WTRL, los cuales están definidos en la ecuación (12).

Como se mencionó anteriormente los índices nodales WTLR pueden ser utilizados para verificar si la instalación de nuevos generadores o líneas de transmisión contribuyen a mejorar la seguridad del sistema. Estos índices pueden tomar valores negativos o positivos. Los extremos receptores de elementos sobrecargados presentan índices WTLR negativos, lo que indica que inyectar potencia en estos nodos produce flujos contrarios que alivian la sobrecarga. Los extremos emisores de elementos sobrecargados presentan índices positivos, lo que indica que inyectar potencia en estos nodos empeoraría la sobrecarga. Para reducir las sobrecargas en condición normal y bajo contingencia, se deben instalar nuevos elementos (líneas y generadores) de tal forma que se reduzca la magnitud de los índices WTLR. Es decir, si estos índices son cero significa que no hay sobrecargas en operación normal ni bajo contingencias. Para cada plan de expansión evaluado la segunda función objetivo asume el valor del índice que presente la máxima magnitud.

Las ecuaciones (13) y (14) representan los límites de sobrecarga en condición normal de operación para las líneas. Las restricciones (15) y (16) modelan los límites de flujo en cada línea, bajo contingencia. En este caso, se permiten sobrecargas de hasta el 120% del límite máximo de capacidad de las líneas. La restricción (17) permite realizar el cálculo del flujo post-contingencia de cada línea ante cada contingencia mediante los índices LODF. Estos índices representan la sensibilidad del cambio del flujo de potencia en cada línea para cada contingencia.

La restricción (18) representa el ISF de cada línea con respecto a cada nodo ante cada contingencia. La restricción (19) es la ecuación para el cálculo de la sobrecarga total del sistema. La restricción (20) representa la ecuación de balance de potencias nodal. La restricción dada por la ecuación (21) modela los flujos de carga para las líneas existentes, mientras las restricciones (22) y (23) representan los flujos de carga para las líneas candidatas de expansión. La restricción dada por la ecuación (24) limita la generación máxima de cada generador existente. Las restricciones (25) y (26) limitan la generación máxima de cada generador nuevo. La restricción (27) representa los límites máximos de los ángulos de las barras. Las restricciones (28) y (29) consideran la naturaleza binaria de las variables de decisión para la inversión en líneas y generadores, respectivamente. Finalmente, la restricción (30) indica que el ángulo de la barra de referencia debe ser cero.

### **3.2 Algoritmo NSGA-II (No-Dominated Sorting Genetic Algorithm II)**

Para abordar el modelo propuesto en (10)-(30) se ha optado por la aplicación de una técnica metaheurística multiobjetivo. El algoritmo implementado en este trabajo fue propuesto inicialmente en [67] y se denominó NSGA; posteriormente, fue mejorado por [68], recibiendo el nombre NSGA-II. La optimización multiobjetivo ya ha sido utilizada para resolver los problemas PEG y PET de forma

independiente. Un ejemplo de aplicación de estas técnicas, para el PEG, se presenta en [69]; por otro lado, en [70] y [71] se presentan aplicaciones de estas técnicas para el PET. El diagrama de flujo del algoritmo implementado se presenta en la Figura 5.

### ***Población inicial***

La población inicial se genera de forma aleatoria. Cada individuo corresponde a un vector compuesto por unos y ceros, donde cada elemento del vector corresponde a una línea candidata o a un generador candidato de expansión. La longitud del vector corresponde al número de líneas y generadores candidatos. Si el valor de la posición del vector es cero significa que el elemento correspondiente no fue seleccionado como candidato para la expansión. Si el valor de la posición es uno significa que el elemento correspondiente fue seleccionado como candidato para la expansión.

### ***Clasificación de las soluciones no dominadas de la población de padres***

Una vez se evalúan las funciones objetivo de los candidatos de expansión, se aplica el concepto de dominancia para clasificar las soluciones. Se dice que una solución  $x$  domina a una solución  $y$  cuando se cumple que la solución  $x$  no es peor que la solución  $y$  en ninguna de las funciones objetivo, además, la solución  $x$  es mejor que la solución  $y$  en al menos una de las funciones objetivo. La población se clasifica con base en la no dominancia en diferentes frentes de Pareto.

### ***Selección por torneo***

Una vez realizada la clasificación basada en la no dominancia y el cálculo de distancias entre soluciones, se debe escoger algunos individuos entre los mejores para generar nuevas posibles soluciones. En este caso, se implementa la sección por torneo binario que consiste en seleccionar aleatoriamente dos parejas de individuos y escoger el individuo con el mejor desempeño. Se realizan tantos torneos como número de individuos haya. Los mejores individuos (en este caso los mejores planes de expansión) pasan a la siguiente etapa de cruce y mutación.

### ***Cruce y mutación***

El cruce o recombinación es la parte del algoritmo en el que los padres intercambian su material genético para generar nuevos individuos (candidatos de expansión). La mutación consiste en alterar uno de los individuos, lo que permite, eventualmente, escapar de óptimos locales incorporando diversificación en la población. En este caso, el cruce y la mutación se dan con una probabilidad dada. El cruce se realiza seleccionando aleatoriamente dos padres de los ganadores del torneo y cruzando sus bits, esto genera individuos que comparten parte del material genético de los padres (hijos). En la mutación se selecciona aleatoriamente uno de los padres ganadores del torneo para posteriormente mutar, con cierta probabilidad, algunos de sus bits. Una vez se termina el proceso de cruce y mutación se procede a combinar la población de hijos y padres.

### **Clasificación de las soluciones no dominadas de la población combinada**

La población combinada también se clasifica con base en la no dominancia de los diferentes frentes de Pareto. A cada población se le asigna un rango a su nivel de no dominación y se calcula la distancia de esta solución respecto a otras soluciones.

### **Selección de la próxima generación**

Para la selección de la nueva población se utiliza la clasificación basada en la no dominancia. La nueva generación empieza a ser formada con el mejor frente no dominado de acuerdo a su rango, seguido por el segundo frente no dominado y así sucesivamente hasta terminar de seleccionar la mitad de la población combinada de padres e hijos, la otra mitad debe ser descartada. Si el rango de dos individuos es igual, se usa la distancia de este individuo respecto a otros individuos como criterio de selección, se prefiere la solución que este más alejada de las otras soluciones.

### **Criterio de parada**

Existen básicamente dos criterios de parada: el número total de iteraciones o un número máximo de iteraciones sin que se haya encontrado una mejora en los individuos. Si se cumple cualquiera de estos dos criterios el algoritmo se detiene.

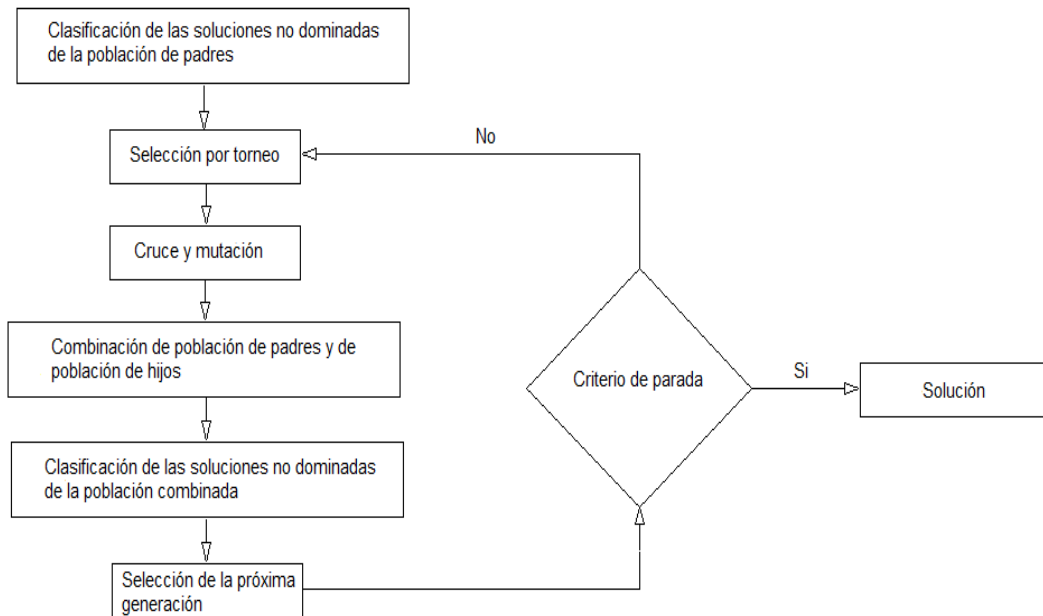


Figura 5. Diagrama de flujo del algoritmo NGSa-II

### 3.3 Observaciones

La formulación propuesta para el modelo del PIEGT presenta 2 funciones objetivos y 19 restricciones. Tiene como novedad la utilización de los índices WTLR, los cuales permiten definir el nivel de seguridad de un sistema y evaluar la pertinencia de instalar nueva generación y nuevas líneas. Adicionalmente el modelo propuesto puede ser implementado en cualquier sistema de potencia. Es importante destacar que dependiendo del tamaño del sistema y del número de candidatos de expansión el tiempo de ejecución de modelo propuesto puede variar considerablemente. Por lo anterior, para aplicaciones en sistemas reales es importante definir el software adecuado para la implementación del modelo, esto para reducir los tiempos de cómputo.

El método de solución presentado en este Capítulo, dada la naturaleza multiobjetivo del problema, permite obtener múltiples planes de expansión. Los planes de expansión que el algoritmo NGSA-II proporcionan varían su costo con base al nivel de seguridad que presentan. Por lo que la selección del plan de expansión dependerá del nivel de seguridad que se requiera en el sistema o dependerá de los recursos económicos que se tengan disponibles.

## 4. PRUEBAS Y RESULTADOS

Para resaltar la generalidad y robustez del modelo propuesto se seleccionaron dos sistemas de prueba y diferentes escenarios de estudio. Los sistemas de prueba utilizados son el Sistema Garver modificado y el sistema IEEE de 24 barras. Adicionalmente, se analizan dos escenarios de estudio para cada sistema de prueba. El escenario 1 considera costos altos en transmisión y el escenario 2 considera costos bajos en transmisión. Para el sistema IEEE de 24 barras se analizó un escenario 3 considerando como candidatos de expansión solo líneas de transmisión. Los cálculos de los flujos de carga se realizaron con ayuda de la herramienta MATPOWER [72]. Las pruebas se realizaron con un computador de procesador AMD E-350 y 4GW de memoria RAM. A continuación se presentan los resultados y análisis de los casos de prueba seleccionados.

### 4.1 Pruebas Sistema Garver Modificado

El sistema de prueba Garver de 6 barras planteado en [73], cuenta con 6 barras, 6 líneas, 2 generadores y 5 cargas que suman un valor de demanda de 190 MW. Se desea encontrar la inversión de mínimo costo para su expansión cumpliendo con criterios de seguridad. Para el escenario futuro a analizar se considera la conexión de una barra nueva al sistema, con una demanda futura de 820 MW y una generación instalada de 670 MW. Los parámetros del sistema de prueba pueden ser consultados en el Anexo B.

Para realizar las pruebas del modelo propuesto, como candidatas de expansión en transmisión se consideraron todas las combinaciones posibles de corredores existentes entre las 5 barras existentes y la barra nueva. En este sistema se permite adicionar hasta 2 líneas por cada corredor. Los parámetros de los corredores considerados como candidatos se presentan [73] y pueden ser consultados en el Anexo B. Además, para cada nodo del sistema se consideró la posibilidad de instalar tres tipos de generadores como candidatos de expansión en generación. El generador tipo 1 tiene una potencia máxima de 10 MW, el tipo 2 de 20 MW y el Tipo 3 de 30 MW.

Para ajustar los parámetros del NSGA-II se realizaron diferentes pruebas variando los parámetros del algoritmo. Del ajuste de parámetros se encontró que la combinación de parámetros que arrojaba mejores resultados es la que se presentan en la Tabla 16.



Tabla 16. Parámetros NSGA-2 - Garver.

Población	Generaciones	Tasa de cruce	Tasa de mutación
30	100	0.9	0.1

#### 4.1.1 Escenario 1: Costos Altos en Transmisión

En el escenario 1 de costos altos en transmisión se consideró para generación un costo de inversión de 1 Millón\$/MW. Mientras que para el valor de inversión de las líneas de transmisión se consideraron los costos presentados en [74], los cuales pueden ser consultados en el Anexo B.

Considerando las características del Escenario 1 se abordó el modelo propuesto utilizando el algoritmo NSGA-II considerando los parámetros presentados en la Tabla 16. Con lo que se obtuvo el frente de Pareto presentado en la Figura 6.

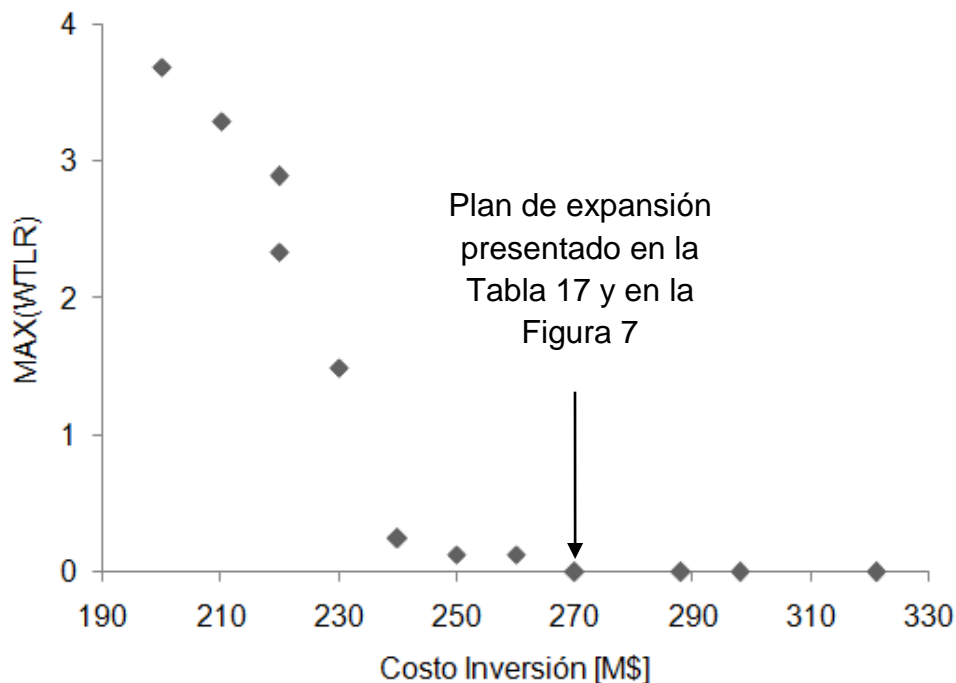


Figura 6. Frente de Pareto escenario 1 precios altos en transmisión-Garver

En el frente de Pareto ilustrado en la Figura 6 se evidencia que una disminución en el costo de inversión implica un aumento en el índice nodal WTLR. Un aumento en el índice WTLR implica una disminución en seguridad. Se puede observar que inversiones entre 270 M\$ y 330 M\$ garantizan que no se presenten sobrecargas que superen los límites permitidos en condición normal y ante contingencias. Por otro lado, inversiones menores a 270 M\$ empiezan a disminuir la seguridad del

sistema, por lo que en algunas condiciones se podrían presentar sobrecargas por encima de los límites permitidos.

En la Tabla 17 se presenta el plan de expansión que garantiza seguridad en el sistema a mínimo costo. En la primera columna se presentan las líneas seleccionadas en el plan. En la columna dos se presentan los generadores seleccionados en el plan. La etiqueta Nodo (MW) indica la ubicación y potencia del generador propuesto como solución. Por ejemplo N1 (30) significa que un generador de 30 MW será instalado en el nodo 1. Con este plan no se presentarían sobrecargas que superen los límites permitidos tanto en condición normal del sistema como ante contingencias. El plan recomienda 3 líneas y 10 generadores con una potencia instalada de 210 MW.

Tabla 17. Resultados escenario de precios altos – Garver.

Líneas de transmisión	Generadores Nodo(MW)	FO1 (C.I.[M\$] )	FO2 Max(WTRL)	Tiempo de cálculo (seg)
L1-5, L2-3, L2-3,	N2(20), N3(10), N3(20), N3(30), N4(10), N4(30), N5(30), N6(10), N6(20), N6(30)	270	8.33E-06	1182

El plan de expansión presentado en la Tabla 17 se ilustra en la Figura 7. En este caso los elementos marcados en línea discontinua indican los nuevos elementos que propone el plan de expansión.

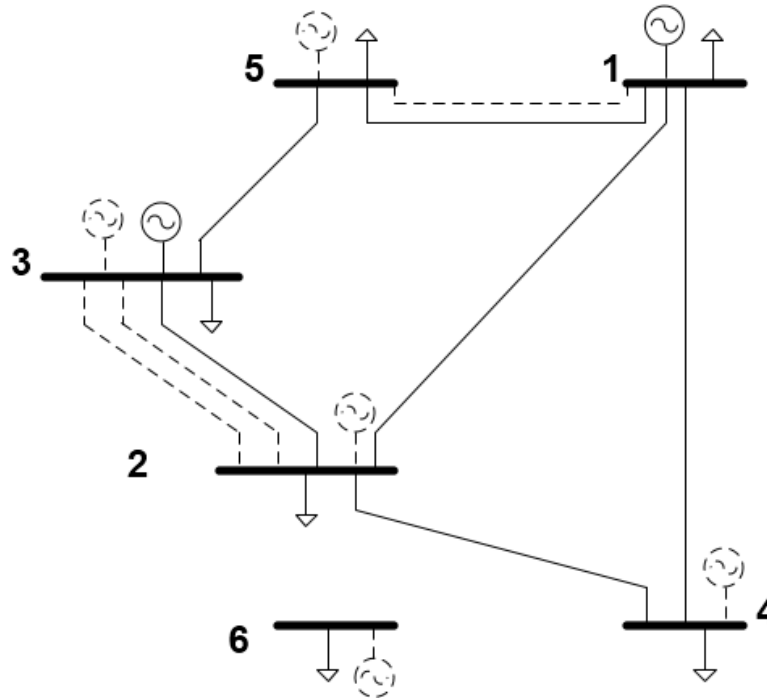


Figura 7. Diagrama del sistema de prueba Garver modificado - Expansión escenario 1

Se puede observar que el plan de expansión presentado en la Figura 7 propone atender la carga de la barra 6 de manera local instalando generación en dicha barra, para este plan no se propone conectar la barra 6 al sistema por medio de ninguna línea. Lo anterior es generado por los costos que se consideran en las líneas de transmisión para el Escenario 1 y criterios de seguridad considerados. Si solo hay una línea que atienda la barra 6, la falla de esa línea generaría racionamiento. Se requeriría entonces, conectar dos o más líneas para atender la demanda de la barra 6 de forma segura, lo que incrementaría los costos. De acuerdo con esto es más atractivo atender esta carga con generación en la barra 6 que instalar nuevas líneas.

#### 4.1.2 Escenario 2: Costos bajos en Transmisión

En el Escenario 2 de costos bajos en transmisión se consideró para generación un costo de inversión de 1 Millón\$/MW. Mientras que para el valor de inversión de las

líneas de transmisión se consideraron los costos presentados en [3], los cuales pueden ser consultados en el Anexo B.

Considerando las características del Escenario 2 se abordó el modelo propuesto utilizando el algoritmo NSGA-II considerando los parámetros presentados en la Tabla 16. Con lo que se obtuvo el frente de Pareto presentado en la Figura 8.

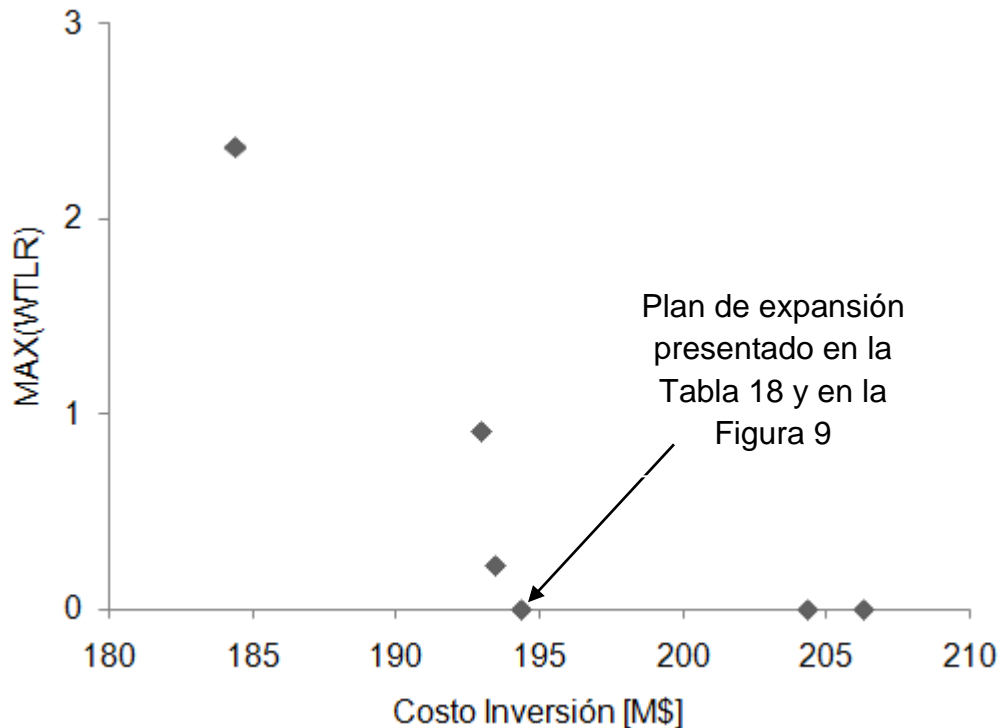


Figura 8. Frente de Pareto Escenario 2 precios altos en transmisión – Garver

Se puede observar que inversiones entre 195 M\$ y 210 M\$ garantizan que en el sistema no se presenten sobrecargas que superen los límites permitidos en condición normal del sistema y ante contingencias. Por otro lado, inversiones menores a 195 M\$ empiezan a disminuir la seguridad del sistema, por lo que en algunas condiciones se podrían presentar sobrecargas por encima de los límites permitidos.

En la Tabla 18 se presenta el plan de expansión que garantiza seguridad en el sistema a mínimo costo. En la primera columna se presentan las líneas seleccionadas en el plan. En la columna dos se presentan los generadores seleccionados en el plan. Con este plan no se presentarían sobrecargas que superen los límites permitidos tanto en condición normal del sistema como ante contingencias. El plan recomienda 6 líneas y 6 generadores con una potencia instalada de 150 MW.

Tabla 18. Resultados escenario de precios bajos – Garver.

Líneas de transmisión	Generadores Nodo(MW)	FO1 (C.I.[M\$] )	FO2 Max(WTRL)	Tiempo de cálculo (seg)
L1-3,L1-6,L2-3,L2-6,L2-6,L3-5	N2(20), N3(20), N4(20), N4(30),N5(30),N6(30)	194	3.45E-12	1204

En plan de expansión presentado en la Tabla 18 se ilustra en la Figura 8. En este caso los elementos marcados en línea discontinua indican los nuevos elementos que propone el plan de expansión.

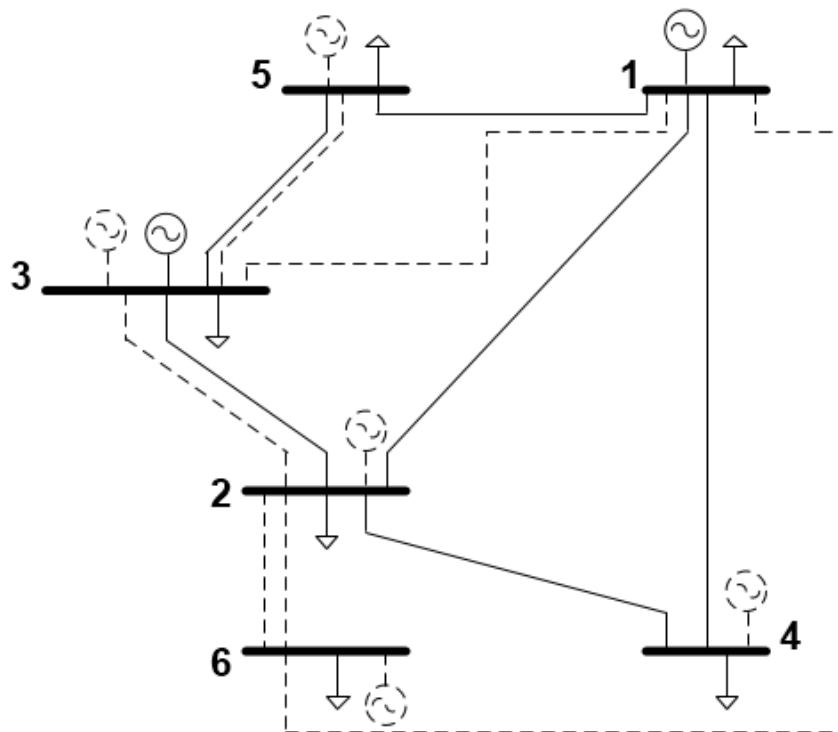


Figura 9. Diagrama del sistema de prueba Garver modificado - Expansión escenario 2

Se puede observar que el plan de expansión presentado en la Figura 9 propone atender la carga de la barra 6 de manera local instalando generación en dicha barra y propone conectar la barra 6 al sistema por medio de dos líneas por el corredor 6-2 y una línea por el corredor 6-1. Además propone instalar 150 MW de

generación en el sistema, con lo que se logra un balance exacto entre generación y demanda. Lo anterior es generado por los costos que se consideran en las líneas de transmisión para el escenario 2. De acuerdo con esto es más económico instalar líneas de transmisión. La generación que se instale debe ser la suficiente para garantizar el balance entre demanda y generación, debido a que los costos de la generación son superiores a los de la transmisión en este escenario.

## 4.2 Pruebas Sistema IEEE 24 Barras

Para verificar la validez del modelo propuesto se consideró el sistema de prueba IEEE RTS-24 planteado en [75]. Este sistema cuenta con 24 barras, 38 líneas, 32 generadores y 17 cargas que suman un valor de demanda de 2850 MW. Se desea encontrar la inversión óptima de mínimo costo para su expansión cumpliendo con criterios de seguridad. El valor de la carga futura es de 8550 MW, lo que representa tres veces el valor de la demanda actual. Los parámetros del sistema de prueba pueden ser consultados en el Anexo C.

Para realizar las pruebas del modelo propuesto, se consideraron los corredores existentes y 7 corredores nuevos como candidatas de expansión en transmisión. En este sistema se permite adicionar hasta 2 líneas por cada corredor. Los parámetros de los corredores considerados como candidatos se tomaron de [74] y pueden ser consultados en el Anexo C. Además, para cada nodo del sistema se consideró la posibilidad de instalar tres tipos de generadores como candidatos de expansión en generación. El generador tipo 1 tiene una potencia máxima de 10 MW, el tipo 2 de 20 MW y el Tipo 3 de 30 MW.

Para ajustar los parámetros del NSGA-II se realizaron diferentes pruebas variando los parámetros del algoritmo. Del ajuste de parámetros se encontró que la combinación de parámetros que arrojaba mejores resultados es la que se presentan en la Tabla 19

Tabla 19. Parámetros NSGA-2- IEEE RTS-24.

Población	Generaciones	Tasa de cruce	Tasa de mutación
60	100	0.9	0.1

### 4.2.1 Diagnóstico previo sistema IEEE 24 BARRAS

Se realizó un análisis previo del sistema IEEE de 24 barras para evidenciar el comportamiento de los índices de seguridad y de los índices WTLR. Los resultados del análisis previo se presentan en la Tabla 20 y en la Figura 10. El flujo de potencia máximo por cada corredor en condición normal de operación se

presenta en el Anexo C. Se considera que el límite de emergencia de las líneas es el 120 % de flujo de potencia máximo permitido por cada corredor en condición normal de operación.

Tabla 20. Índices de seguridad sistema IEEE de 24 barras

Línea	# Viol	PCO <sub>j</sub> : [MW]	PCO <sub>l,c</sub> [MW]
L1-2	1	0	20.0
L 1-3	0	0	0.0
L 1-5	6	0	145.0
L 2-4	1	0	12.0
L 2-6	1	0	198.0
L 3-9	3	0	424.2
L 3-24	37	269.0	7779.1
L 4-9	1	0	12.0
L 5-10	1	0	3.0
L 6-10	37	94.4	2323.1
L 7-8	0	0	0.0
L 8-9	38	122.6	3507.8
L 8-10	36	56.7	1209.5
L 9-11	8	7.4	680.0
L 9-12	12	57.4	1005.3
L 10-11	34	138.5	2958.6
L 10-12	37	189.0	4798.9
L 11-13	5	0	628.0
L 11-14	7	7.2	919.9
L 12-13	2	0	182.8
L 12-23	36	198.4	4805.7
L 13-23	10	88.4	1256.7
L 14-16	37	589.2	18837.5
L 15-16	3	0	800.8
L 15-21	37	174.2	3711.4
L 15-21	37	174.2	3711.4
L 15-24	37	169.0	3459.1
L 16-17	37	452.5	13461.8
L 16-19	1	0	388.3
L 17-18	7	31.1	743.2
L 17-22	1	0	300.0
L 18-21	0	0	0.0

Línea	# Viol	PCO <sub>l</sub> :[MW]	PCO <sub>l,c</sub> [MW]
L 18-21	0	0	0.0
L 19-20	0	0	0.0
L 19-20	0	0	0.0
L 20-23	1	0	54.9
L 20-23	1	0	54.9
L 21-22	2	0	308.6
Total	514	2819.3565	78701.53
	<i>sobrecarga<sub>sys</sub></i>		81520.88
	<i>Nviol</i> ,		514

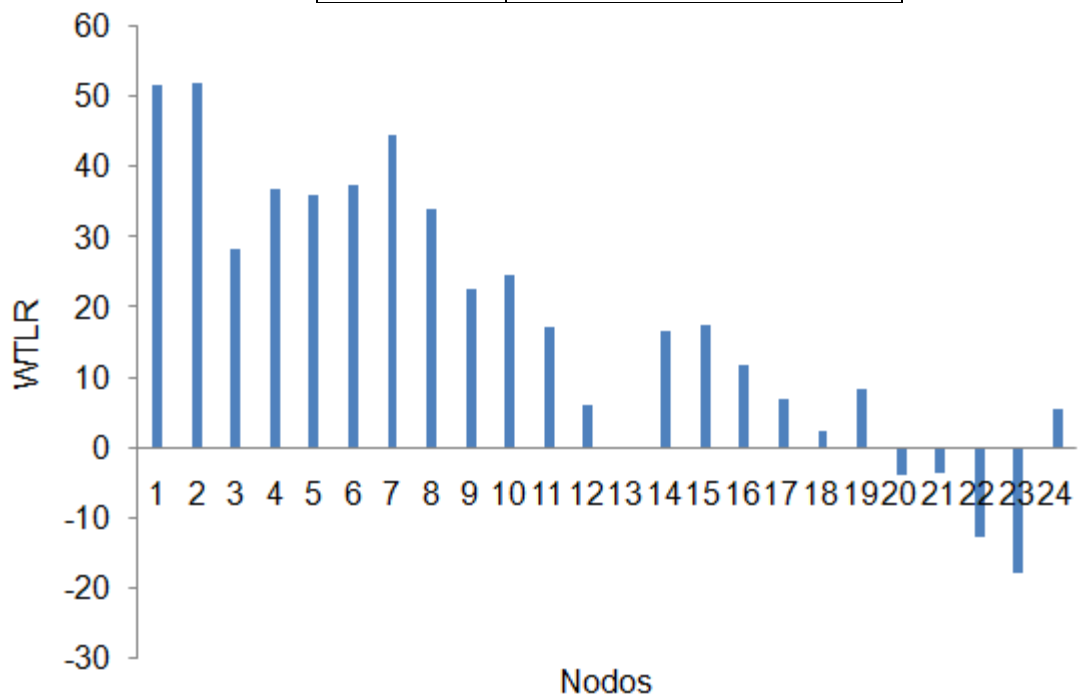


Figura 10, Índices nodales del sistema IEEE de 24 barras

Los resultados presentados en la Tabla 20 indican lo siguiente: El índice *Nviol* es 514, lo que muestra que se presentan 514 sobrecargas por encima de los límites permitidos, tanto en condición normal, como bajo contingencias. El índice *sobrecarga<sub>sys</sub>* es 81520.88 MW. Los índices nodales WTLR presentados en la Figura 10 evidencian un nivel alto de congestión de la red. También se observa que la prioridad actual en la red es la expansión de líneas de transmisión, puesto que solo se presentan cuatro nodos como posibles candidatos para descongestionar el sistema.

#### 4.2.2 Escenario 1: Costos Altos en Transmisión

En el escenario 1 de costos altos en transmisión se consideró para generación un costo de inversión de 1 Millón\$/MW. Mientras que para el valor de inversión de las



líneas de transmisión se consideraron los costos presentados en [74], los cuales pueden ser consultados en el Anexo C.

Considerando las características del escenario 1 se abordó el modelo propuesto utilizando el algoritmo NSGA-II considerando los parámetros presentados en la Tabla 19. Con lo que se obtuvo el frente de Pareto presentado en la Figura 11.

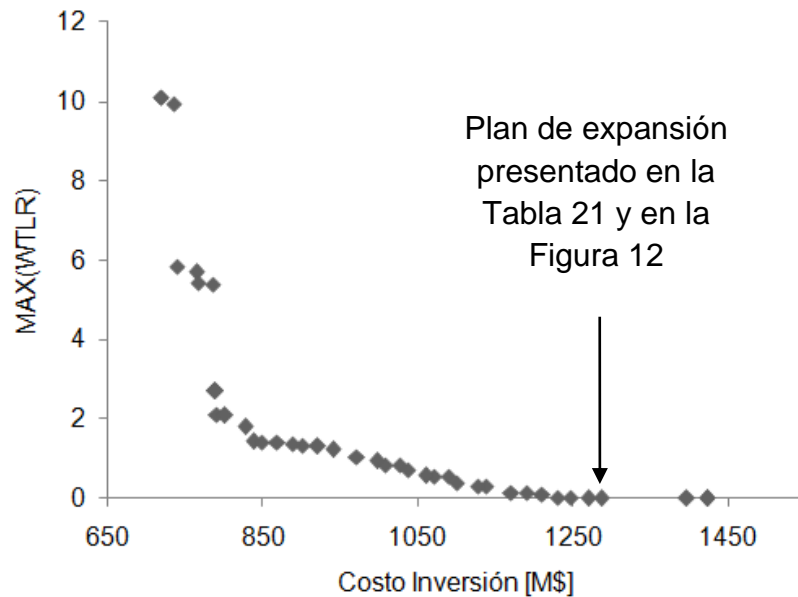


Figura 11. Frente de Pareto escenario 1 precios altos en transmisión - IEEE RTS-24

Se puede observar que inversiones entre 1200 M\$ y 1400 M\$ garantizan que en el sistema no se presenten sobrecargas que superen los límites permitidos en condición normal del sistema y ante contingencias. Por otro lado, inversiones menores a 1200 M\$ empiezan a disminuir la seguridad del sistema, por lo que en algunas condiciones se podrían presentar sobrecargas por encima de los límites permitidos.

En la Tabla 21 se presenta el plan de expansión que garantiza seguridad en el sistema a mínimo costo. En la primera columna se presentan las líneas seleccionadas en el plan. En la columna dos se presentan los generadores seleccionados en el plan. Con este plan no se presentarían sobrecargas que superen los límites permitidos tanto en condición normal del sistema como ante contingencias. El plan recomienda 21 líneas y 11 generadores con una potencia instalada de 190 MW.

Tabla 21. Resultados escenario de precios altos - IEEE RTS-24.

Líneas de transmisión	Generadores Nodo(MW)	FO1 (C.I.[M\$] )	FO2 Max(WTRL)	Tiempo de cálculo (seg)
L3-24,L6-10,L9-11,L9-12,L14-16,L16-17,L17-18,L17-22,L1-8,L2-4,L4-9,L8-9,L10-11,L11-14,L13-23,L14-16,L15-21,L15-24,L16-17,L16-19,L20-23,	N3(20),N5(10),N11(10),N11(30),N12(30),N13(30),N16(10),N17(10),N22(10),N23(10),N24(20),	1270	1.74E-12	9541

El plan de expansión presentado en la Tabla 21 se ilustra en la Figura 12. En este caso los elementos marcados en línea discontinua indican los nuevos elementos que propone el plan de expansión.

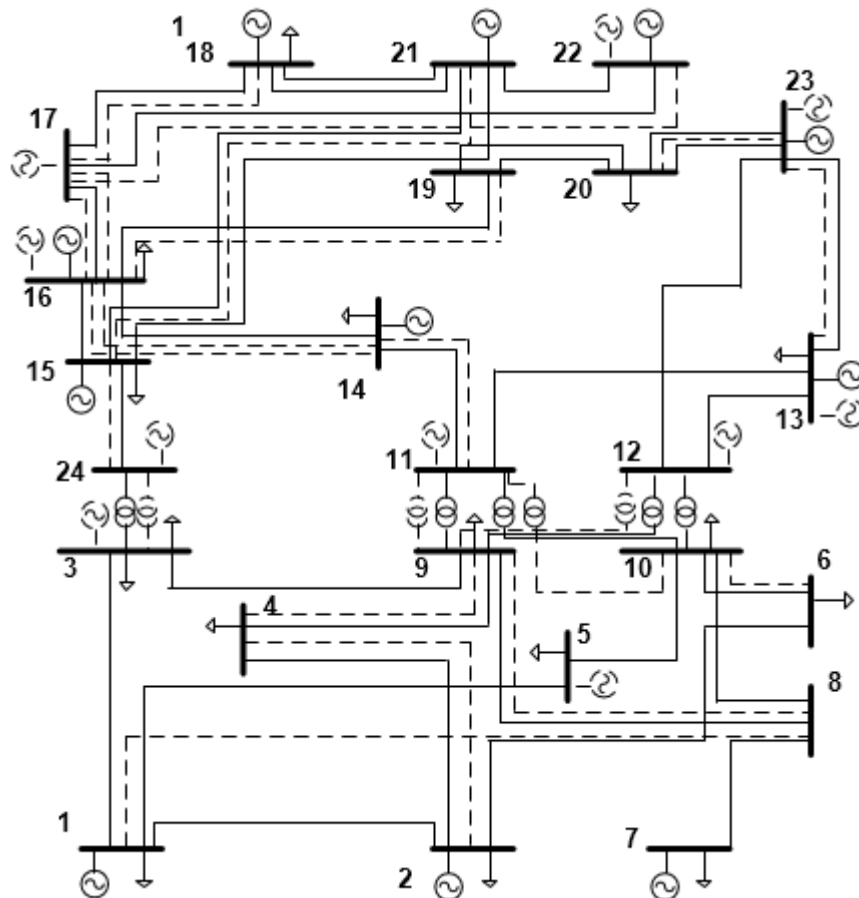


Figura 12. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 -Expansión escenario 1 - IEEE RTS-24

### 4.2.3 Escenario 2: Costos Bajos en Transmisión

En el escenario 2 de costos bajos en transmisión se consideró para generación un costo de inversión de 1 Millón\$/MW. Mientras que para el valor de inversión de las líneas de transmisión se consideraron los costos presentados en [3], los cuales pueden ser consultados en el Anexo C.

Considerando las características del Escenario 2 se abordó el modelo propuesto utilizando el algoritmo NSGA-II considerando los parámetros presentados en la Tabla 19. Con lo que se obtuvo el frente de Pareto presentado en la Figura 13.

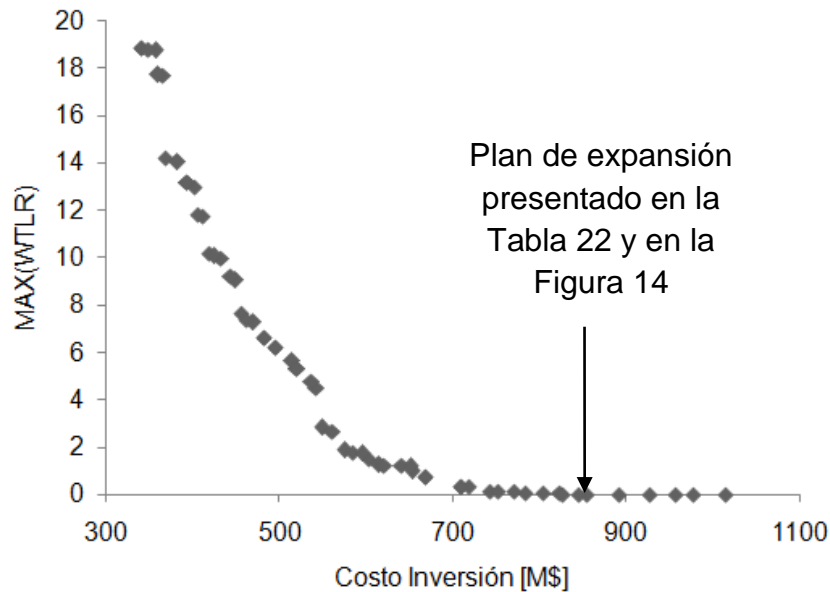


Figura 13. Frente de Pareto Escenario 2 precios bajos en transmisión IEEE RTS-24

Se puede observar que inversiones entre 700 M\$ y 1150 M\$ garantizan que en el sistema no se presente o se presenten pocas sobrecargas que superen los límites permitidos en condición normal del sistema y ante contingencias. Por otro lado inversiones menores a 750 M\$ empiezan a disminuir la seguridad del sistema, por lo que en algunas condiciones se podrían presentar sobrecargas por encima de los límites permitidos.

En la Tabla 22 se presenta el plan de expansión que garantiza seguridad en el sistema a mínimo costo. En la primera columna se presentan las líneas seleccionadas en el plan. En la columna dos se presentan los generadores seleccionados en el plan. Con este plan no se presentarían sobrecargas que superen los límites permitidos tanto en condición normal del sistema como ante contingencias. El plan recomienda 28 líneas y 10 generadores con una potencia instalada de 140 MW.

Tabla 22. Resultados escenario de precios bajos IEEE RTS-24.

Líneas de transmisión	Generadores (MW)	FO1 (C.I.[M\$] )	FO2 Max(WTRL)	Tiempo de cálculo (seg)
L2-6,L3-24,L4-9,L5-10,L6-10,L7-8,L8-9,L9-11,L10-12,L14-16,L15-21,L21-22,L14-23,L1-2,L1-3,L1-5,L3-9,L3-24,L6-10,L11-14,L15-21,L15-24,L16-17,L17-18,L18-21,L20-23,L1-8,L13-14	N2(10),N3(20),N4(30),N5(20),N6(10),N7(20),N9(10),N18(10),N20(10),N22(10)	892	2E-13	10843

En plan de expansión presentado en la Tabla 22 se ilustra en la Figura 14. En este caso los elementos marcados en línea discontinua indican los nuevos elementos que propone el plan de expansión.

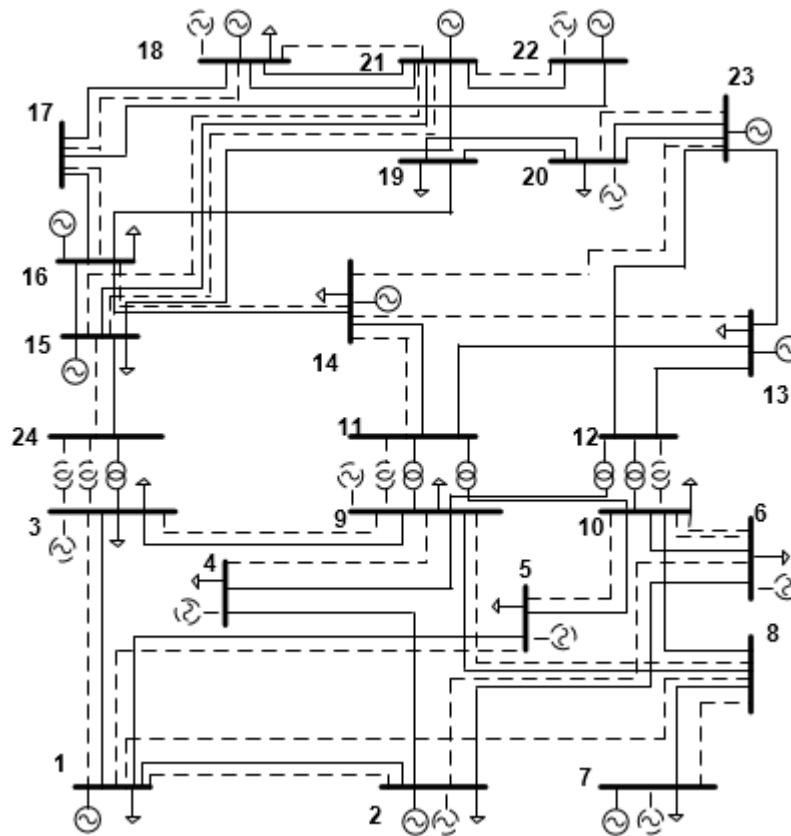


Figura 14. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 - Expansión Escenario 2

#### 4.2.4 Escenario 3: Considerando solo Expansión en Transmisión

En el Escenario 3 que tiene en cuenta solo candidatos de expansión en transmisión para el valor de inversión de las líneas de transmisión se consideraron los costos presentados en [74], los cuales pueden ser consultados en el Anexo C.

Considerando las características del Escenario 3 se abordó el modelo propuesto utilizando el algoritmo NSGA-II considerando los parámetros presentados en la Tabla 19. Con lo que se obtuvo el frente de Pareto presentado en Figura 15.

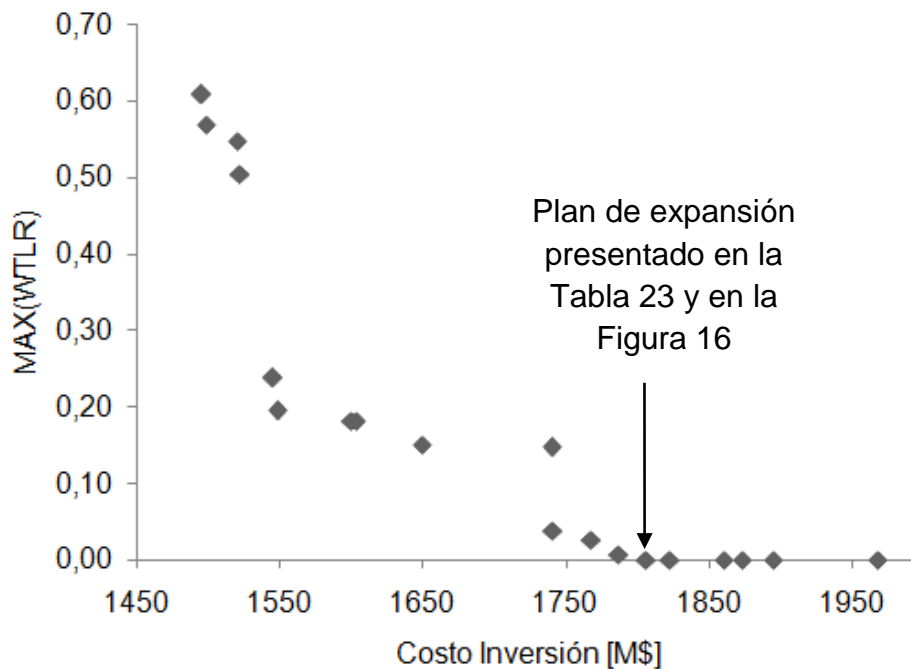


Figura 15. Frente de Pareto escenario 3 considerando solo candidatos en transmisión- IEEE RTS-24

Finalmente, con el objetivo de constatar los resultados del modelo PIEGT con los resultados del modelo PET tradicional se resolvió el problema considerando solo líneas de transmisión como candidatos de expansión. En la Figura 15 se presenta el frente óptimo de Pareto para el escenario 3. Al comparar la Figura 15 con la Figura 11 se puede observar que para garantizar altos niveles de seguridad (WTLR aproximadamente igual a cero) el PET requiere inversiones superiores al PIEGT. Tabla 23 se presentan los resultados del plan de expansión de mínimo costo que garantiza máxima seguridad. En este caso se contempla la instalación de 36 líneas (15 líneas más que las reportadas por el PIEGT para el mismo caso). Al comparar los resultados de la Tabla 23 con los reportados en la Tabla 21 se evidencia que para un nivel de seguridad dado el PIEGT puede encontrar soluciones más económicas que el PET. Las diferencias de resultados entre los

modelos PIEGT y PET dependen de los costos de líneas y generadores que se incorporen a la red. La principal ventaja del PIEGT consiste en que la incorporación de generación en nodos estratégicos puede aplazar o sustituir parte de la expansión de la red de transmisión y aumentar la seguridad del sistema al suplir la demanda de forma local.

Tabla 23. Resultados Escenario 3 considerando solo candidatos de transmisión- IEEE RTS-24.

Líneas de transmisión	FO1 (C.I.[M\$] )	FO2 Max(WTRL)	Tiempo de cálculo (seg)
L1-5,L2-6,L3-24,L4-9,L5-10,L9-11,L10-12,L11-13,L14-16,L15-21,L16-17,L17-18,L17-22,L21-22,L13-14,L14-23,L1-5,L2-4,L2-6,L3-9,L3-24,L5-10,L6-10,L8-9,L8-10,L9-11,L11-14,L14-16,L15-16,L15-24,L16-17,L16-19,L20-23,L1-8,L14-23,L16-23	1806	1.15E-12	8289

En plan de expansión presentado en la Tabla 23 se ilustra en la Figura 16. En este caso los elementos marcados en línea discontinua indican los nuevos elementos que propone el plan de expansión.

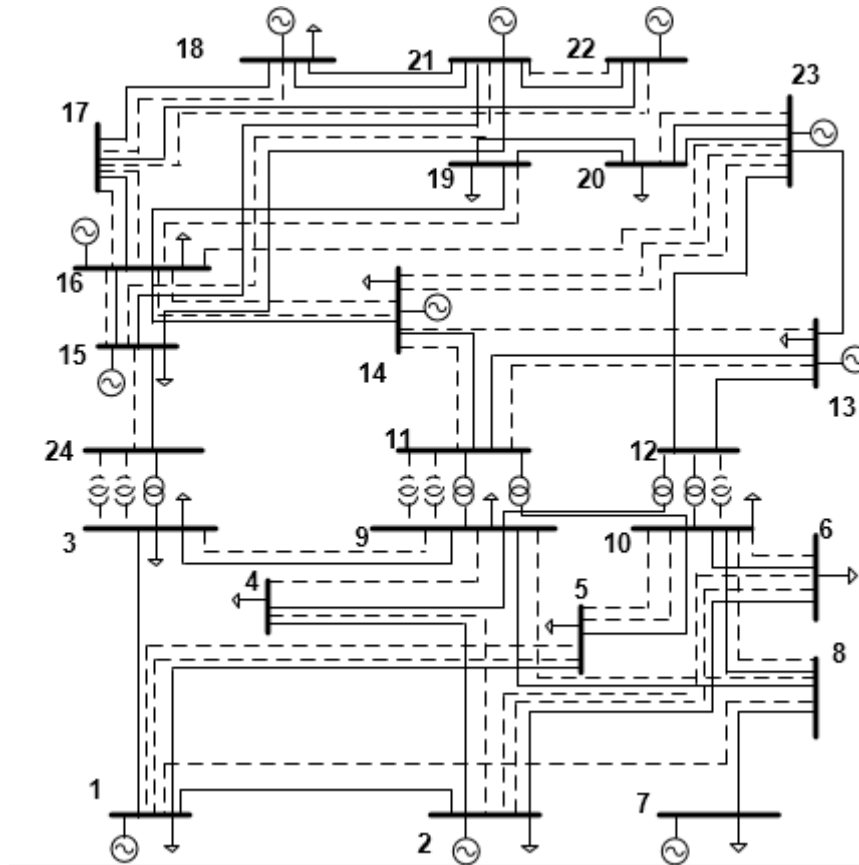


Figura 16. Diagrama del sistema de prueba IEEE RTS-24 - Expansión Escenario 3

## 5. CONCLUSIONES

En este trabajo se presentó un modelo de optimización y un método de solución para el PIEGT que busca minimizar los costos de inversión y maximizar la seguridad del sistema. El principal aporte radica en la utilización de los índices nodales WTLR (expresados en función de los factores de distribución de potencia), los cuales no han sido utilizados previamente en modelos de optimización para el PIEGT. Los índices nodales WTLR no solo indican el nivel de seguridad del sistema, sino que identifican los nodos más sensibles a inyecciones de potencia. En este trabajo los índices WTLR fueron utilizados con la doble función de diagnosticar el sistema en términos de congestión y guiar el algoritmo genético a encontrar mejores propuestas de expansión.

El modelo de optimización presentado en este trabajo incorpora un análisis de contingencia N-1 utilizando los factores de distribución de potencia. Es importante resaltar que los modelos de PIEGT consultados para la realización de este trabajo no consideran análisis detallados de contingencias. Además, la utilización de dichos factores permitió reducir los tiempos de cómputo y simplificar el procesamiento de la información en el análisis de contingencias.

Abordar de forma integrada el planeamiento de la expansión en generación y transmisión permite explorar un conjunto de alternativas mucho mayor al que se tiene acceso cuando se abordan estos problemas por separado, o de forma secuencial. Se verificó que al incluir generación como alternativa de expansión, el número de líneas de transmisión necesarias para atender la demanda futura con altos niveles de seguridad se reduce considerablemente. Una ventaja adicional del método de solución propuesto radica en que no se obtiene como resultado un único plan de expansión, sino un conjunto de planes para diferentes niveles de seguridad deseados. Por lo tanto, de acuerdo a los requerimientos regulatorios y a los recursos económicos disponibles, el planeador podrá seleccionar un plan que se ajuste a sus necesidades.

En futuras investigaciones se deben construir modelos que incorporen nuevas tendencias en el planeamiento, tales como generación solar, baterías, y respuesta de la demanda. Además se debe profundizar en la incorporación de tecnologías como generación distribuida, generación eólica a pequeña y gran escala y el efecto de considerar redes de diferente nivel de tensión en la expansión del sistema de potencia.

Los tiempos de cómputo obtenidos para el sistema de prueba de 24 barras evidencian que el modelo propuesto puede ser implementado en sistemas reales. Dado que el problema abordado corresponde al planeamiento de la expansión (decisiones que involucran un horizonte de tiempo de varios años) los tiempos de cómputo no son críticos, ya que generalmente se cuenta con largos plazos para la toma de decisiones. Además, para casos reales el número de candidatos de



expansión suele ser reducido (se consideran solo alternativas viables). En caso de que se requiera reducir los tiempos de cómputo se podría implementar el modelo propuesto en programas como Fortran o C. Por último, es importante destacar que dependiendo del tamaño del sistema y del número de candidatos de expansión el tiempo de ejecución de modelo propuesto puede variar considerablemente.

## ▪ BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. K. Reza Hemmati, Rahmat-Allah Hooshmand, “State-of-the-art of transmission expansion planning :Comprehensive review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 23, pp. 312–319, 2013.
- [2] L. Xiaotong, L. Yimei, Z. Xiaoli, and Z. Ming, “Generation and Transmission Expansion Planning Based on Game Theory in Power Engineering,” *Syst. Eng. Procedia*, vol. 4, no. 2011, pp. 79–86, 2012.
- [3] B. Alizadeh and S. Jadid, “Reliability constrained coordination of generation and transmission expansion planning in power systems using mixed integer programming,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 5, no. 9, p. 948, 2011.
- [4] I. Sharan and R. Balasubramanian, “Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints,” *Energy Policy*, vol. 43, pp. 275–284, 2012.
- [5] Jinxiang Zhu and Mo-yuen Chow, “A review of emerging techniques on generation expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1722–1728, 1997.
- [6] O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, and T. Tang, “Hybrid Generation Systems Planning Expansion Forecast : A Critical State of the Art Review,” 2013.
- [7] V. Phupha, T. Lantharthong, and N. Rugthaicharoencheep, “Generation Expansion Planning Strategies on Power System : A Review,” vol. 6, no. 4, pp. 436–439, 2012.
- [8] R. Hemmati, R. A. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, 2013.
- [9] G. Latorre, R. Darío Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, 2003.
- [10] C. w. Lee, S. Ng, J. Zhong, and F. Wu, “Transmission expansion planning from past to future,” *2006 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo.*, pp. 257–265, 2006.

- [11] J. D. Molina and H. Rudnick, "Transmission of electric energy: A bibliographic review," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 8, no. 3, pp. 245–258, 2010.
- [12] J. Quintero, H. Zhang, S. Member, and Y. Chakhchoukh, "Next Generation Transmission Expansion Planning Framework: Models , Tools , and Educational Opportunities," vol. 29, no. 4, pp. 1911–1918, 2014.
- [13] R. Romero, a. Monticelli, A. V Garcia, and S. Haffner, "Test systems and mathematical models for transmission network expansion planning," *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 1, pp. 27–36, 2002.
- [14] A. Khodaei, M. Shahidehpour, L. Wu, and Z. Li, "Coordination of short-term operation constraints in multi-area expansion planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2242–2250, 2012.
- [15] J. E. D. Cohén, "ExpandRD: Modelo de Planificación de Expansión de Largo Plazo Generación/Red para República Dominicana."
- [16] M. S. Javadi and M. Saniei, "Network Based Generation and Transmission Expansion Planning," *Univ. Power Eng. Conf. (UPEC), Proc. 2011 46th Int.*, no. September, pp. 1–6, 2011.
- [17] L. Eduardo, G. Vega, L. Eduardo, and G. Vega, "Estimación y análisis de precios nodales como efecto de las restricciones de transmisión en el mercado mayorista de Colombia Assessment and analysis of local marginal prices as an effect of electric transmission constraints in the Colombian power market," vol. 30, no. 3, pp. 71–85, 2010.
- [18] S. Wogrin, B. F. Hobbs, D. Ralph, E. Centeno, and J. Barquín, "Open versus closed loop capacity equilibria in electricity markets under perfect and oligopolistic competition," *Math. Program.*, vol. 140, no. 2, pp. 295–322, 2013.
- [19] L. Tang and M. C. Ferris, "A Hierarchical Framework for Long-Term Power Planning Models," vol. 30, no. 1, pp. 46–56, 2015.
- [20] A. Motamedi, H. Zareipour, M. O. Buygi, and W. D. Rosehart, "A transmission planning framework considering future generation expansions in electricity markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 4, pp. 1987–1995, 2010.
- [21] M. R. Hesamzadeh, D. R. Biggar, N. Hosseinzadeh, P. J. Wolfs, and S. Member, "Transmission Augmentation With Mathematical Modeling of

- Market Power and Strategic Generation Expansion — Part 1,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 1–9, 2011.
- [22] M. R. Hesamzadeh, D. R. Biggar, N. Hosseinzadeh, and P. J. Wolfs, “Transmission augmentation with mathematical modeling of market power and strategic generation expansion - Part II,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2040–2048, 2011.
- [23] E. E. Sauma and S. S. Oren, “Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets,” *J. Regul. Econ.*, vol. 30, no. 3, pp. 261–290, 2006.
- [24] M. Jenabi, S. M. T. Fatemi Ghomi, and Y. Smeers, “Bi-level game approaches for coordination of generation and transmission expansion planning within a market environment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2639–2650, 2013.
- [25] D. Pozo, E. Sauma, and J. Contreras, “A Three-Level Static MILP Model for Generation and Transmission Expansion Planning,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 1, pp. 202–210, 2013.
- [26] S. Jin and S. M. Ryan, “A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part I,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 142–148, 2014.
- [27] S. Jin and S. M. Ryan, “A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part II,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 142–148, 2014.
- [28] G. H. Moon, S. K. Joo, D. Hur, H. S. Jeong, H. S. Ryu, and K. W. Cho, “Stochastic integrated generation and transmission planning method with gradient radar step (GRS),” *Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific, T D Asia 2009*, pp. 1–4, 2009.
- [29] X. Ma and Y. Zhou, “Coordination of Generation and Transmission Planning for Power System with Large Wind Farms,” *Energy Procedia*, vol. 16, pp. 1979–1985, 2012.
- [30] B. Graeber, R. Spalding-Fecher, and B. Gonah, “Optimising trans-national power generation and transmission investments: A Southern African example,” *Energy Policy*, vol. 33, no. 18, pp. 2337–2349, 2005.

- [31] C. Junmin, P. Jeongje, C. Jaeseok, J. Youngbum, and Y. Yongbum, "Determination of a deterministic reliability criterion for composite power system expansion planning," *2009 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. PES '09*, pp. 1–6, 2009.
- [32] A. Khodaei and M. Shahidehpour, "Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1582–1590, 2013.
- [33] P. Jirutitijaroen and C. Singh, "Comparative study of system-wide reliability-constrained generation expansion problem," *3rd Int. Conf. Deregul. Restruct. Power Technol. DRPT 2008*, no. April, pp. 675–678, 2008.
- [34] H. Saboori, M. Mohammadi, and R. Taghe, "Composite Generation and Transmission Expansion Planning Considering the Impact of Wind Power Penetration," *2011 Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf.*, pp. 1–6, 2011.
- [35] G. Liu, H. Sasaki, and N. Yorino, "Application of network topology to long range composite expansion planning of generation and transmission lines," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 157–162, 2001.
- [36] J. Aghaei, N. Amjady, A. Baharvandi, and M. Akbari, "Generation and Transmission Expansion Planning: MILP-Based Probabilistic Model," *leeeexplore.lee.org*, vol. 29, no. 4, pp. 1592–1601, 2014.
- [37] B. Alizadeh and S. Jadid, "A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 65, pp. 408–418, 2015.
- [38] Y. Gu, J. D. McCalley, and M. Ni, "Coordinating Large-Scale Wind Integration and Transmission Planning," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 652–659, 2012.
- [39] F. Current, L. Sfcl, G. Moon, S. Member, J. Lee, S. Joo, a Application, and B. S. Scheme, "Integrated Generation Capacity and Transmission Network Expansion Planning With Superconducting," vol. 23, no. 3, 2013.
- [40] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and L. Wu, "Market-based generation and transmission planning with uncertainties," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1587–1598, 2009.

- [41] J. H. Roh, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Market-based coordination of transmission and generation capacity planning," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1406–1419, 2007.
- [42] K. Cho, J. Park, T. Oh, J. Choi, a. a. El-Keib, and M. Shahidehpour, "Probabilistic reliability criterion for expansion planning of grids including wind turbine generators," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–6, 2011.
- [43] J. Park, T. Oh, J. Choi, D. Jeon, a. a. El-Keib, and M. Shahidehpour, "Grid expansion planning considering probabilistic production and congestion costs based on nodal effective load model," *IEEE PES Gen. Meet. PES 2010*, pp. 1–10, 2010.
- [44] B. Küçükyazici, L. Özdamar, and S. Pokharel, "Developing concurrent investment plans for power generation and transmission," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 166, no. 2, pp. 449–468, 2005.
- [45] A. Rouhani, S. H. Hosseini, and M. Raoofat, "Composite generation and transmission expansion planning considering distributed generation," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 62, pp. 792–805, 2014.
- [46] T. S. Ng and C. Sy, "An affine adjustable robust model for generation and transmission network planning," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 141–152, 2014.
- [47] B. Melián, J. a. Moreno Perez, and J. Marcos Moreno-Vega, "Metaheuristics: A global view," *Intel. Artif.*, vol. 7, no. 19, pp. 7–28, 2003.
- [48] M. S. Javadi, M. Saniei, H. R. Mashhadi, and G. Gutiérrez-Alcaraz, "Multi-objective expansion planning approach: distant wind farms and limited energy resources integration," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 7, no. 6, pp. 652–668, 2013.
- [49] A. Heidari, H. Mavalizadeh, and A. Ahmadi, "Probabilistic multi-objective generation and transmission expansion planning problem using normal boundary intersection," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 6, pp. 560–570, 2015.
- [50] K. Uhlen and L. Warland, "A Comparison of AC and DC Power Flow Models for Contingency and Reliability Analysis," 2014.

- [51] H. Kim and W. Kim, "Integrated Optimization of Combined Generation and Transmission Expansion Planning Considering Bus Voltage Limits," *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 9, pp. 742–749, 2014.
- [52] Iaea, "Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook - Technical Report Series No. 241," *Int. At. Energy Agency–IAEA*, ..., no. 241, pp. 1–642, 1984.
- [53] J. C. J. Choi, R. Thomas, Z. W. Z. Wang, a. El-Keib, and R. Billinton, "A study on probabilistic optimal reliability criterion determination in composite power system expansion planning," *IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2005*, pp. 1–8, 2005.
- [54] S. Hossein and S. S. Mohammad, *Electric Power System Planning*. 2011.
- [55] D. Mejia-Giraldo, "Robust and flexible planning of power system generation capacity," 2013.
- [56] Y. Zhang, S. Zhu, and a. a. Chowdhury, "Reliability modeling and control schemes of composite energy storage and wind generation system with adequate transmission upgrades," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 520–526, 2011.
- [57] a P. Agalgaonkar, S. V Kulkarni, and S. a Khaparde, "Evaluation of configuration plans for DGs in developing countries using advanced planning techniques," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 21, no. 2, pp. 973–981, 2006.
- [58] J. Lin, L. Cheng, Y. Chang, K. Zhang, B. Shu, and G. Liu, "Reliability based power systems planning and operation with wind power integration: A review to models, algorithms and applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 31, pp. 921–934, 2014.
- [59] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and Classification of Power System Stability," *IEEE Trans. Power Systsems*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [60] N.-N. A. E. R. Council, "Reliability Assessment Guidebook Version 3.1," no. August, 2012.
- [61] T. Güler, G. Gross, and M. Liu, "Generalized line outage distribution factors," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 879–881, 2007.

- [62] J. Guo, Y. Fu, Z. Li, and M. Shahidehpour, "Direct calculation of line outage distribution factors," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1633–1634, 2009.
- [63] T. Güler and G. Gross, "Detection of island formation and identification of causal factors under multiple line outages," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 505–513, 2007.
- [64] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, and G. B. Sheble, *Power generation, operation, and control, 3rd Edition*. 2013.
- [65] S. Grijalva and A. M. Visnesky, "The effect of generation on network security: Spatial representation, metrics, and policy," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1388–1395, 2006.
- [66] C. Genesi, P. Marannino, M. Montagna, S. Rossi, and I. Siviero, "Power flow based indices for the coordination of transmission and generation system planning," *2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Towar. Electr. Grid Futur.*, pp. 1–7, 2009.
- [67] N. Srinivas and Kalyanmoy Deb, "Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms," *Evol. Comput.* 2, vol. 3, no. 0, pp. 221–248, 1994.
- [68] K. Deb, A. Pratap, S. Agarwal, and T. Meyarivan, "A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II," *IEEE Trans. Evol. Comput.*, vol. 6, no. 2, pp. 182–197, 2002.
- [69] J. Aghaei, M. A. Akbari, A. Roosta, and A. Baharvandi, "Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 102, pp. 8–19, 2013.
- [70] C. a. Correa Florez, R. a. Bolaños Ocampo, and A. H. Escobar Zuluaga, "Multi-objective transmission expansion planning considering multiple generation scenarios," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 62, pp. 398–409, 2014.
- [71] F. Ugranlı and E. Karatepe, "Multi-objective transmission expansion planning considering minimization of curtailed wind energy," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 65, pp. 348–356, 2015.
- [72] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo Sánchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems



Research and Education,” *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011.

- [73] L. L. Garver, “Transmission Network Estimation Using Linear Programming,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-89, no. 7, 1970.
- [74] J. R. . M. and I. G. S. R. Romero, C. Rocha, “Constructive heuristic algorithm for the DC model in network transmission expansion planning,” *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib*, vol. 152, no. 2, 2005.
- [75] C. Grigg and P. Wong, “The IEEE reliability test system -1996 a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.

## 6. ANEXO A

Tabla 24. Información de las barras para Sistema Wood and Wollenberg

Barra	d[MW]	g[MW]
1	0	200
2	0	150
3	0	180
4	70	0
5	70	0
6	70	0

Tabla 25. Información de las líneas para Sistema Wood and Wollenberg

Corredor	r	x	fmax[MW]
1-2	0.1	0.2	40
1-4	0.05	0.2	60
1-5	0.08	0.3	40
2-3	0.05	0.25	40
2-4	0.05	0.1	60
2-5	0.1	0.3	30
2-6	0.07	0.2	90
3-5	0.12	0.26	70
3-6	0.02	0.1	80
4-5	0.2	0.4	20
5-6	0.1	0.3	40

## 7. ANEXO B

Tabla 26. Información de las barras para Sistema Garver Modificado

Barra	d[MW]	g[MW]
1	80	350
2	240	0
3	40	320
4	160	0
5	240	0
6	60	0

Tabla 27. Información de las líneas existentes para Sistema Garver Modificado

Corredor	r	x	fmax[MW]
1-2	0.1	0.4	100
1-4	0.15	0.6	80
1-5	0.05	0.2	100

Corredor	r	x	fmax[MW]
2-3	0.05	0.2	100
2-4	0.1	0.4	100
3-5	0.05	0.2	100

Tabla 28. Información de los corredores candidatos para Sistema Garver Modificado

Corredor	r	x	fmax[MW]	Costo [M\$] Escenario altos precios en transmisión	Costo [M\$] Escenario bajo precios en transmisión
1-2	0.1	0.4	100	40	9.02
1-3	0.09	0.38	100	38	8.57
1-4	0.15	0.6	80	60	11.68
1-5	0.05	0.2	100	20	4.51
1-6	0.17	0.68	70	68	13.24
2-3	0.05	0.2	100	20	4.51
2-4	0.1	0.4	100	40	9.02
2-5	0.08	0.31	100	31	6.99
2-6	0.08	0.3	100	30	6.77
3-4	0.15	0.59	82	59	11.48
3-5	0.05	0.2	100	20	4.51
3-6	0.12	0.48	100	48	10.82
4-5	0.16	0.63	75	63	12.26
4-6	0.08	0.3	100	30	6.77
5-6	0.15	0.61	78	61	11.87

## 8. ANEXO C

Tabla 29. Información de las barras para Sistema IEEE 24 Barras RTS

Barra	d[MW]	g[MW]
1	324	576
2	291	576
3	540	0
4	222	0
5	213	0
6	408	0
7	375	900
8	513	0
9	525	0

Barra	d[MW]	g[MW]
10	585	0
11	0	0
12	0	0
13	795	1773
14	582	0
15	951	645
16	300	465
17	0	0
18	999	1200
19	543	0
20	384	0
21	0	1200
22	0	900
23	0	1980
24	0	0

Tabla 30. Información de los corredores existentes para Sistema IEEE 24 Barras  
RTS

Corredor	r	x	fmax[MW]	Costo [M\$] Escenario altos precios en transmisión	Costo [M\$] Escenario bajo precios en transmisión
1-2	0.0026	0.0139	175	3	1.06
1-3	0.0546	0.2112	175	55	19.47
1-5	0.0218	0.0845	175	22	7.79
2-4	0.0328	0.1267	175	33	11.68
2-6	0.0497	0.192	175	50	17.70
3-9	0.0308	0.119	175	31	10.98
3-24	0.0023	0.0839	400	50	33.23
4-9	0.0268	0.1037	175	27	9.56
5-10	0.0228	0.0883	175	23	8.14
6-10	0.0139	0.0605	175	16	5.66
7-8	0.0159	0.0614	175	16	5.66
8-9	0.0427	0.1651	175	43	15.22
8-10	0.0427	0.1651	175	43	15.22
9-11	0.0023	0.0839	400	50	33.23
9-12	0.0023	0.0839	400	50	33.23
10-11	0.0023	0.0839	400	50	33.23

Corredor	r	x	fmax[MW]	Costo [M\$] Escenario altos precios en transmisión	Costo [M\$] Escenario bajo precios en transmisión
10-12	0.0023	0.0839	400	50	33.23
11-13	0.0061	0.0476	500	66	46.10
11-14	0.0054	0.0418	500	58	40.51
12-13	0.0061	0.0476	500	66	46.10
12-23	0.0124	0.0966	500	134	93.59
13-23	0.0111	0.0865	500	120	83.81
14-16	0.005	0.0389	500	54	37.72
15-16	0.0022	0.0173	500	24	16.76
15-21	0.0063	0.049	500	68	47.49
15-24	0.0067	0.0519	500	72	50.29
16-17	0.0033	0.0259	500	36	25.14
16-19	0.003	0.0231	500	32	22.35
17-18	0.0018	0.0144	500	20	13.97
17-22	0.0135	0.1053	500	146	101.97
18-21	0.0033	0.0259	500	36	25.14
19-20	0.0051	0.0396	500	55	38.41
20-23	0.0028	0.0216	500	30	20.95
21-22	0.0087	0.0678	500	94	65.65

Tabla 31. Información de los corredores nuevos para Sistema IEEE 24 Barras RTS

Corredor	r	x	fmax[MW]	Costo [M\$] Escenario altos precios en transmisión	Costo [M\$] Escenario bajo precios en transmisión
1-8	0.0348	0.1344	500	35	24.45
2-8	0.0328	0.1267	500	33	23.05
6-7	0.0497	0.192	500	50	34.92
13-14	0.0057	0.0447	500	62	43.30
14-23	0.008	0.062	500	86	60.07
16-23	0.0105	0.0822	500	114	79.62
19-23	0.0078	0.0606	500	84	58.67