

Xx(147062.1)



Centro de Investigación y de Estudios Avanzados

del I.P.N.

Unidad Guadalajara

Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado

Tesis que presenta:

Pablo Enrique Oñate Yumbla

Para obtener el grado de:

Doctor en ciencias

En la especialidad de:

Ingeniería Eléctrica

Director de tesis:

Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo

CINVESTAV
IPN
ADQUISICION
DE LIBROS

Guadalajara, Jalisco, Febrero 2008.

CLASIF.: <u>TRIGS.GB .OS3</u>
ADQUIS.: <u>BC-502</u>
FECHA: <u>12-XI-2008</u>
PROCED. <u>Don. 2.008</u>
\$ _____

2008

ID: 144217-1001

Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado

**Tesis Doctoral
En Ingeniería Eléctrica**

Por:

Pablo Enrique Oñate Yumbla
Maestro en Ciencias
CINVESTAV del IPN 2002-2004

Director de tesis:

Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo

DEDICATORIA

A mis PADRES y hermanos Marcela, Roberto, Carmen, quienes con sus consejos y apoyo incondicional son los artífices del cumplimiento de este objetivo en mi vida estudiantil.

A toda mi familia, en especial a mi tía Gerardina, por su apoyo desinteresado.

Gracia a todos.

AGRADECIMIENTOS

En el transcurso de estos años se han cruzado muchas personas a las cuales estaré agradecido por su apoyo y gratos momentos, a todos ellos quiero agradecerles por brindarme su amistad.

Un agradecimiento especial al Dr. Juan Manuel Ramírez mi director de tesis, quien desinteresadamente me brindó sus consejos, apoyo económico y sobre todo su amistad.

A la Familia Córdova Borboa, mi familia adoptiva, quienes me abrieron no sólo las puertas de su hogar sino de su corazón, haciendo la estancia en este país muy llevadera y agradable, a todos ustedes les estaré eternamente agradecido.

Al CINVESTAV Unidad Guadalajara y a todos los maestros por compartir sus conocimientos.

"Soy de los que piensa que la ciencia tiene una gran belleza. Un sabio en su laboratorio no es solamente un teórico, es también un niño colocado ante los fenómenos naturales que le impresionan como un cuento de hadas."

Marie Curie

ÍNDICE GENERAL

Índice general	I
Lista de tablas	III
Lista de figuras	IV
Resumen	V
Abstract	VI
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	
1.1. Motivación de la investigación	1
1.2. Estructura del trabajo	3
1.3. Resumen de contribuciones	4
1.4. Referencias	6
CAPÍTULO 2 OPERACIÓN ECONÓMICA DE REDES ELÉCTRICAS	
2.1. Introducción	7
2.2. El problema de flujos de potencia óptimo	8
2.2.1. Formulación general	8
2.2.2. Variables	9
2.2.3. Función objetivo	9
2.2.4. Restricciones de igualdad	10
2.2.5. Restricciones de desigualdad	10
2.2.6. Bibliografía recomendada sobre las técnicas de solución al problema de FPO	13
2.3. Problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad	13
2.3.1. Formulación del problema de FPO-RS	14
2.3.1.1. Función Objetivo	14
2.3.1.2. Restricciones	20
2.3.1.3. Criterio N-1	23
2.4. Estabilidad transitoria dentro del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad	25
2.4.1. Formulación del problema de FPO-RS con restricciones de estabilidad transitoria	26
2.5. Conclusiones	30
2.6. Referencias	31
CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN HEURÍSTICAS EN PROBLEAS DE REDES ELÉCTRICAS	
3.1. Introducción	33
3.2. Revisión de técnicas de computación evolutivas	33
3.3. Optimizador por enjambre de partículas convencional	35
3.4. Manejo de restricciones	40
3.5. Implementación del OEP en el problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad considerando una medida de estabilidad transitoria...	41
3.6. Conclusiones	51
3.7. Referencias	53

CAPÍTULO 4	EJEMPLOS DE APLICACIÓN	
4.1.	Introducción	55
4.2.	El problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad	55
4.3.	Inclusión al problema de flujos de potencia óptimo de cotas en las diferencias angulares	70
4.4.	Conclusiones	80
4.5.	Referencias	82
CAPÍTULO 5	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	
5.1.	Conclusiones	83
5.2.	Trabajos futuros	84
5.3.	Publicaciones	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1	Capacidades de generación y carga	45
Tabla 3.2	Población inicial	46
Tabla 4.1	Coeficientes y capacidades de generación, sistema de 2 generadores	57
Tabla 4.2	Despacho de generación del FPO-RS (sin interrupción de carga)	59
Tabla 4.3	Despacho de generación del FPO-RS (con interrupción de carga) ...	60
Tabla 4.4	Despacho de generación del FPO-RS (reportados en [1])	60
Tabla 4.5	Coeficientes y capacidades de generación, sistema de 6 generadores	61
Tabla 4.6	Parámetros del OEP-OR	63
Tabla 4.7	Asignación de generación reportadas en [3] para el sistema de 6 generadores	63
Tabla 4.8	Valores estadísticos obtenidos de 100 ejecuciones	63
Tabla 4.9	Asignación óptima de las variables de control, sistema de 6 generadores	64
Tabla 4.10	Coeficientes de las funciones de costo, sistema de 3 generadores	66
Tabla 4.11	Parámetros de seguridad de cargas y generadores	66
Tabla 4.12	Resultados de optimización para el sistema de 3 generadores (Ejemplo 3)	67
Tabla 4.13	Cargos de transmisión para el sistema de 3 generadores (Ejemplo 3)	67
Tabla 4.14	Coeficientes de la función de costos de generación (sistema de Nueva Inglaterra)	68
Tabla 4.15	Coeficientes de proporción (sistema de Nueva Inglaterra)	68
Tabla 4.16	Resultados de optimización para el sistema de Nueva Inglaterra (Ejemplo 4)	69
Tabla 4.17	Despacho de generación y carga, sistema de 3 generadores	71
Tabla 4.18	Parámetros de OEP-OR	74
Tabla 4.19	Despacho de generación, sistema de Nueva Inglaterra, contingencia 1	75
Tabla 4.20	Despacho de generación, sistema de Nueva Inglaterra, contingencia 2	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Nodo genérico de un sistema eléctrico de potencia	10
Figura 2.2	Relación entre puntos pre-contingencia y post-contingencia	14
Figura 2.3	Ilustración del principio de participación proporcional	18
Figura 3.1	Modelado del PSO utilizando como símil el movimiento de un enjambre de abejas sobre un campo con flores	36
Figura 3.2	Concepto de la modificación de los puntos de búsqueda	38
Figura 3.3	Número de publicaciones que han utilizado OEP en diferentes áreas	39
Figura 3.4	Número de publicaciones que han utilizado OEP aplicados al área de sistema de potencia	40
Figura 3.5	Diagrama de flujos de la metodología propuesta	42
Figura 3.6	Estructura de la población inicial	43
Figura 3.7	Representación de una partícula (considerando $T=1$)	43
Figura 4.1	Diagrama unifilar del sistema de dos generadores	56
Figura 4.2	Solución del problema de FPO, ejemplo 1	57
Figura 4.3	(a) Estructura de la población, (b) estructura de un individuo (ejemplo 1, caso 1)	58
Figura 4.4	(a) Estructura de la población, (b) estructura de un individuo (ejemplo 1, caso 2).....	59
Figura 4.5	Diagrama unifilar del sistema de 6 generadores 26 nodos	62
Figura 4.6	Diagrama unifilar del sistema de 9 nodos 3 generadores	70
Figura 4.7	Diferencia angular FPO-RS caso 1, sistema de 3 generadores	71
Figura 4.8	Diferencia angular casos 2, sistema de 3 generadores	72
Figura 4.9	Diferencia angular casos 3, sistema de 3 generadores	72
Figura 4.10	Diagrama unifilar del sistema de Nueva Inglaterra	73
Figura 4.11	Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 1, contingencia 1	76
Figura 4.12	Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 2, contingencia 1	77
Figura 4.13	Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 3, contingencia 1	78
Figura 4.14	Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 2, contingencia 2	79
Figura 4.15	Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 3, contingencia 2	80

RESUMEN

El objetivo del problema de flujos de potencia óptimo (FPO) es determinar un programa de arranque y parada de las unidades de generación para satisfacer la demanda del sistema al mínimo costo de producción, mientras se satisface un conjunto de restricciones operativas de las unidades de generación y de los sistemas de potencia, a través del ajuste de las variables de control.

Hoy en día los sistemas de transmisión son considerados como una compañía independiente, la cuál proporciona acceso a todos los participantes. Un esquema de precios debe compensar a las compañías de transmisión de una manera justa por proveer los servicios de transmisión y asignar los costos totales de transmisión entre todos los usuarios de la red de transporte. En este trabajo, se emplea un esquema de precios basado en el método de rastreo para determinar la contribución real de los generadores en cada una de las líneas de transmisión.

Además los sistemas de potencia deben ser capaces de resistir la pérdida de un componente (ejm. Líneas, transformadores, generadores), sin poner en peligro el sistema, garantizando su seguridad. Este problema se conoce como flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPO-RS). Además restricciones como tiempos mínimos de encendido y apagado, velocidades de cambio de generación, perfiles de voltaje y restricciones de estabilidad transitoria son incluidas al problema de FPO-RS.

Se propone utilizar un optimizador por enjambre de partículas con operadores de reconstrucción como herramienta de optimización para solucionar el problema propuesto. La metodología propuesta utiliza los operadores de reconstrucción y términos de penalización dinámicos para manejar las restricciones del problema planteado. La utilización de los operadores de reconstrucción permite incrementar el número de partículas (posibles soluciones) que se encuentran dentro de la zona factible de búsqueda, lo que reduce el tiempo de computo y mejora la calidad de la solución encontrada.

ABSTRACT

THE power system optimal power flow (OPF) objective is to obtain a start-up and shut-down schedule of generating units to meet the required demand at minimum production cost, satisfying units' and system's operating constraints, by adjusting the power system control variables.

Nowadays, the transmission system can be considered as an independent transmission company that provides open access to all participants. Any pricing scheme should compensate transmission companies fairly for providing transmission services and allocate entire transmission costs among all transmission users. This thesis uses a transmission pricing scheme using a power flow tracing method to determine the actual contributions of generators to each link flow.

Furthermore, the power system must be capable to withstand the loss of any component (e.g., lines, transformers, generators) without jeopardizing the system's operation, guaranteeing its security; such events are often termed *probable* or *credible* contingencies, this problem is known as optimal power flow with security constraints (OPF-SC). Additionally, constraints in generating units' limits, minimum and maximum up- and down-time, slope-down and slope-up, voltage profile improved and coupling constraints between the pre- and the post-contingency states and transient stability constraints have been taken into account.

A particle swarm optimizer with reconstruction operators (PSO-RO) for solving the OPF-SC is proposed. To handle the constraints of the problem, such reconstruction operators and an external penalty are adopted. The reconstruction operators allow that all particles representing a possible solution satisfy the units' operating constraints, while looking for the optimal solution only within the feasible space, reducing the computing time and improving the quality of the achieved solution.

INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La operación económica y segura de un sistema eléctrico de potencia ha sido la prioridad de los agentes de la industria eléctrica. La industria gasta considerables cantidades de dinero en combustible para la producción de energía eléctrica. Por ejemplo, una compañía eléctrica de tamaño relativamente grande (con un consumo pico anual de 10000MW), puede gastar hasta \$1.5 mil millones en combustible por año [1]. Por lo que el uso eficiente de los combustibles es de gran importancia, no solamente porque el empleo de muchos de los combustibles representan fuentes de energía no renovables, sino porque esto resulta en una reducción significativa en los costos de operación. A fin de cumplir con este objetivo, los operadores del sistema son entrenados para efectuar ajustes en las variables de control (potencias de generación, selección de los parámetros de transformadores, etc). Para los actuales sistemas de potencia, donde existe un número considerable de variables de control por ajustar, se han creado herramientas que ayudan en tal propósito. Los flujos de potencia óptimo (FPO) introducidos por Carpentier en 1962 [2], son una herramienta básica de la que están provistos los centros de control, que permite a los ingenieros de planificación y operación determinar condiciones de operación económica y segura del sistema eléctrico de potencia. Convencionalmente los FPO emplean métodos de programación matemática para determinar el ajuste de las variables de control, sujeta a requerimientos operativos y de seguridad.

Con la desregulación de los sistemas eléctricos de potencia, el sistema de transmisión se considera como una compañía independiente que proporciona un acceso abierto a todos los participantes del mercado [3]-[4]. Estas empresas requieren recuperar sus costos de inversión, operación y mantenimiento en los que incurren con el objeto de proporcionar un servicio seguro y confiable. Alrededor del mundo se han desarrollado diferentes métodos para la asignación de los costos de transmisión entre los usuarios de la red [5]-[8], estos métodos tienen como objetivo compensar de una manera justa a las empresas de transmisión por los servicios proporcionados, asignando los costos de transmisión entre todos los usuarios de una manera proporcional, de acuerdo al uso de los recursos del sistema de transmisión. La asignación de costos se ha vuelto particularmente importante en países con un alto grado de crecimiento en la demanda de energía eléctrica y donde los costos de transmisión representan una

parte importante de las inversiones totales, este es el caso de países como Colombia, Perú, y Brasil, con una cantidad importante de recursos hidroeléctricos, en este último el 85% de los 100 GW de capacidad instalada proviene de plantas hidroeléctricas [9]. En estos países los centros de producción hidroeléctricos se encuentran alejados de los centros de consumo, por lo que los costos de inversión en el sistema de transmisión son altos, lo que origina que éstos pueden alcanzar el 20% del costo total de la energía. En contraste, los nuevos sistemas de generación por gas, que al tener la posibilidad de encontrarse cerca de los centros de consumo, disminuyen los costos de inversión en transmisión.

Así, la desregulación de los sistemas eléctricos de potencia, ha provocado que la industria eléctrica se maneje en ambientes competitivos, de modo que las redes de transmisión frecuentemente sean operadas cerca de sus capacidades máximas de transferencia de potencia, lo que ha traído como consecuencia que muchos sistemas operen en sus límites de estabilidad. En la formulación convencional de todo FPO, las restricciones de estabilidad transitoria no son incluidas, de modo que la estabilidad del sistema no se garantiza para el ajuste de las variables de control obtenidas por la solución del problema del FPO ante la ocurrencia de una contingencia (salida de una línea, transformador). Esto ha llevado a la necesidad de incluir este tipo de análisis para el ajuste adecuado de las variables de control, de modo de garantizar que los sistemas sean operados de manera segura y económica, tanto en estado estacionario como en estado transitorio ante la ocurrencia de alguna de las contingencias de mayor impacto.

Matemáticamente, incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de FPO (FPO-RS-ET), es una extensión al problema de FPO, al que se le adicionan restricciones de desigualdad, que toman en cuenta los límites de posiciones angulares del rotor de dos diferentes grupos de generadores.

En general, el problema de FPO es un problema de optimización de gran tamaño, no-lineal, no-convexo, y con restricciones. Debido a la importancia en la planificación y operación de los sistemas eléctricos, muchos esfuerzos se han invertido para desarrollar procedimientos eficientes y robustos para solucionar el problema [10]. Durante las últimas cuatro décadas, se han empleado diversas técnicas de optimización convencionales tales como programación lineal, métodos de punto interior, programación dinámica, métodos de Lagrange, etc., para calcular soluciones al problema de flujos de potencia óptimo. Generalmente, estos métodos presentan problemas de convergencia y dificultades para estimar el óptimo global, además se basan en suposiciones de convexidad. Sin embargo, esto normalmente no se cumple cuando se trata con unidades de generación térmicas, por ejemplo, cuando se desea modelar la apertura de válvulas, uso de diferentes tipos de combustibles, zonas de operación prohibidas de las unidades de generación térmicas, o cuando se incluyen dispositivos FACTS en el sistema de potencia; esto trae como consecuencia la existencia de varios mínimos locales. El incluir las restricciones de estabilidad transitoria dentro del problema de FPO, incrementa la dificultad para calcular la solución al problema de optimización. De

aquí que han surgido nuevas técnicas de optimización que permiten modelar y manejar formulaciones avanzadas.

En los últimos años se han desarrollado técnicas de optimización heurísticas (recocido simulado, estrategias evolutivas, algoritmos genéticos, etc.) [11]-[12] como alternativa para la solución de problemas de optimización difíciles. Estas técnicas ofrecen ventajas sobre los métodos de optimización convencionales. Su capacidad de explorar en espacios de búsqueda no convexos con múltiples óptimos (máximos o mínimos), convergencia global, robustez, y su característica de búsqueda paralela son las principales propiedades que las hacen atractivas.

El optimizador por enjambre de partículas (OEP) es una técnica novedosa de optimización heurística, que tiene propiedades similares o aún superiores al resto de las técnicas de optimización de su tipo, con características de convergencia rápidas y estables [13]-[14]. La aplicación de esta técnica en problemas de redes eléctricas ha crecido en los últimos años. La inclusión de restricciones de estabilidad transitoria al problema de FPO, es una nueva área de investigación que ha cobrado interés, dadas las características de operación de las redes eléctricas dentro de los nuevos marcos regulatorios de los mercados de energía.

Este trabajo tiene como objetivo proponer una metodología para la solución del problema de flujos de potencia óptimo incluyendo restricciones de estabilidad transitoria, basado en una modificación del optimizador de enjambre de partículas propuesto por Kennedy y Eberhart [15]-[16]. El optimizador por enjambre de partículas se ha escogido de entre las otras técnicas de optimización por su simplicidad y robustez, debido a que el número de parámetros que deben ser ajustados es menor al de otras técnicas. Además, al no poseer un operador de selección, es menos sensible a la elección de las funciones de penalización utilizadas para el manejo de restricciones. En este trabajo se utilizan operadores de reconstrucción para el manejo de las restricciones operativas y de seguridad de las unidades, lo que ayuda a incrementar el número de individuos que exploran la zona factible de búsqueda, mientras se emplean funciones de penalización dinámica para el manejo de las restricciones operativas del sistema y las restricciones de estabilidad transitoria. Aquí se mostrará que la combinación de estas técnicas de manejo de restricciones resulta en una alternativa eficaz para la solución del problema planteado.

1.2. ESTRUCTURA DEL TRABAJO

La aplicación de cualquier método de optimización a la solución de un problema concreto requiere un conocimiento detallado de las características del problema físico y de su formulación, con el objetivo de poder establecer la relación entre el problema a resolver y el método de optimización, y permitir así seleccionar el método o métodos idóneos para abordar su solución. En este sentido, El capítulo 2 presenta una revisión de los fundamentos del problema de operación económica de redes eléctricas como un problema de optimización con restricciones. Se inicia con la formulación matemática del problema convencional del FPO, para seguir

con el análisis de restricciones de seguridad, presentando los conceptos básicos y métodos empleados para la selección de las contingencias de mayor impacto. En este capítulo se expone la formulación matemática para incluir las restricciones de estabilidad transitoria dentro del problema del FPO. El material de este capítulo es importante, ya que en éste se presentan los conceptos necesarios para la formulación del problema de optimización.

El capítulo 3 inicia con una breve revisión de las principales técnicas de optimización heurísticas, para luego presentar el modelado y formulación del optimizador por enjambre de partículas convencional, que es la técnica de optimización empleada. Al final del capítulo se presenta la metodología propuesta, incluyendo los detalles de las técnicas empleadas para el manejo de restricciones del problema de optimización.

En el capítulo 4 se incluyen ejemplos que ilustran el uso del método de solución propuesto. Específicamente, este capítulo presenta ejemplos de diferente grado de complejidad, que permiten justificar la validez y efectividad de la metodología propuesta.

Finalmente, en el capítulo 5 se exponen las principales conclusiones que pueden extraerse de este trabajo, y algunos de los trabajos futuros que se visualizan.

1.3. RESUMEN DE CONTRIBUCIONES

La principal contribución obtenida de este trabajo es la proposición de una metodología que permite incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de flujos de potencia óptimo, metodología que utiliza como herramienta de solución una modificación del optimizador por enjambre de partículas.

Las contribuciones específicas se pueden resumir en los siguientes puntos.

- Se presenta una formulación matemática que considera restricciones operativas de las unidades y del sistema, además de restricciones de estabilidad transitoria que toman en cuenta la máxima diferencia de posiciones angulares entre los diferentes generadores. Esta formulación permite obtener puntos de operación seguros, tanto para los estados pre-contingencia como para un grupo de contingencias de mayor impacto, lo que se logra a través de acciones correctivas rápidas y seguras que permiten preservar la estabilidad ante las contingencias consideradas.
- Utilizar la metodología de asignación de costos de transmisión propuesta por J. Bialek, que permite incluir costos de transmisión en la función objetivo, además de que los costos sean asignados en forma proporcional al grado de utilización de los recursos del sistema de transmisión entre los diferentes usuarios.
- Se propone una alternativa para el manejo de las restricciones operativas de las unidades. Tal manejo es a través de operadores de reconstrucción que

permiten incrementar el número de posibles soluciones que se encuentran explorando la región factible de búsqueda, lo que proporciona una mayor capacidad de exploración en cada generación del OEP.

- El empleo de la técnica de optimización basada en el optimizador por enjambre de partículas permite eliminar las suposiciones de convexidad y diferenciabilidad, que son inherentes a las técnicas de optimización convencionales. Además, mediante la adecuada elección de las funciones de penalización, se reduce el fuerte sesgo que exhiben las técnicas de optimización heurísticas basadas en procesos de selección, respecto a las restricciones. En problemas de optimización altamente restringidos, una mala elección de la función de penalización puede provocar que durante el proceso de selección se consideren o descarten soluciones que poseen información importante.
- Debido a que está basada en un proceso de búsqueda paralela, la metodología propuesta para resolver el problema de optimización permite obtener un grupo de soluciones factibles al final del proceso de búsqueda, lo que representa una ventaja sobre las técnicas de optimización convencionales, ya que ésta proporciona a los ingenieros de planificación u operación alternativas para elegir un estado de operación factible del sistema y cercanas a la óptima. Esto en el caso de que la mejor solución calculada no pueda ser implementada por motivos imprevistos.

1.4. REFERENCIAS

- [1] Allen J. Wood, Bruce F Wollenberg, "Power generation operation and control," *John Wiley & Sons, Inc, USA, 1996.*
- [2] J. Carpentier, "Contribution a l'etude du dispatching economique," *Bulletin Society Francaise Electriciens, 1962, 8(3), pp. 431-447.*
- [3] S. Stoff, "Power System Economics," *IEEE Press, Inc., Piscataway, 2002.*
- [4] M. Ilic, F. Galiana y L. Fink, "Power System Restructuring: Engineering and Economics," *Kluwer Academic Publishers Inc, Boston, 1998.*
- [5] M. Shahidehpour, H. Yamin, y Z. Li, "Market Operation in Electric Power Systems", *John Wiley & Sons Inc, New York, USA, 2002.*
- [6] H. R. Rudnick, R. Palma, y J. E. Fernandez, "Marginal Pricing and supplement cost allocation in transmission open access," *IEEE Transactions on Power Systems, May. 1995, Vol. 10, issue 2, pp. 1125 – 1142.*
- [7] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity," *IEE Proc. On. Generation, Transmission and Distribution, Vol 143, No. 4, July 1996, pp. 313-320.*
- [8] D. Kirschen, R. Allan, y G. Strbac, "Contribution of individual generations to loads and flows," *IEEE Transactions on Power Systems, Feb. 1997, Vol. 12, issue 1, pp. 52 – 60.*
- [9] M. Junqueira, Luis Carlos da Costa. Luiz Augusto Barroso, Gercon C. Olivera, Luiz Mauricio Thomé, y Mario Veiga Pereira, "An Aumann-shapley approach to allocate transmission service cost among network users in electricity markets," *IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2007, Vol. 22, No 4, pp. 1532 – 1546.*
- [10] J. A. Momoh, R. Adapa, y M. E. El-Hawary, "A review of selected optimal power flow literature to 1993 I Nonlinear and quadratic programming approaches," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No 1, pp. 96-104.*
- [11] Thomas Back, "Evolutionary Algorithms in Theory and Practice," *Oxford University Press, New York, 1996.*
- [12] S. Kirkpatrick, C.D. Gelatt, M.P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *Science, Vol. 220, No. 4598, May 1983, pp. 671-680.*
- [13] J. Kennedy, y R. C. Eberhart, "Swarm intelligence," *Morgan Kaufmann Publisher, 2001.*
- [14] Maurice Clerc y James Kennedy, "The Particle Swarm Explosion, Stability, and Convergence in a Multidimensional Complex Space," *IEEE Transactions on evolutionary computation, Vol. 6, No.1, Feb 2002, pp. 58-73.*
- [15] R. C. Eberhart, y J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory," *Proc. Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science (Nagoya, Japan), 1995, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. 39-43.*
- [16] J. Kennedy y R. C. Eberhart, "Particle swarm optimization," *Proc. IEEE International Conference on Neural Networks (Perth, Australia), 1995, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. IV: pp. 1942-1948.*

CAPÍTULO 2

OPERACIÓN ECONÓMICA DE REDES ELÉCTRICAS

2.1. INTRODUCCIÓN

LOS sistemas eléctricos de potencia han experimentado un crecimiento en sus tres sectores: generación, transmisión y distribución. En el pasado, los sistemas de transmisión se caracterizaban por un bajo grado de interconexión, de aquí que era una tarea fácil el reparto de la carga entre varios generadores. El incremento en la demanda y la complejidad operacional han introducido mayores dificultades en la operación de las redes eléctricas, lo que ha vuelto impráctico determinar las estrategias apropiadas de operación basadas únicamente en la experiencia de los operadores. Se adoptaron nuevos conceptos basados en aspectos económicos. Carpentier formula por primera vez en 1962 la estrategia como un problema de optimización no lineal [1], y son Dommel y Tinney [2] quienes lo denominaron flujos de potencia óptimo (FPO). Se han desarrollado desde entonces varias técnicas para la solución de un FPO que permiten una planificación y operación segura de un sistema de potencia.

Dos objetivos básicos se deben cumplir en la operación de un sistema eléctrico de potencia: 1.- Asegurar una operación segura, y 2.- Encontrar un punto de operación económico. En un mercado reestructurado la seguridad está medida por la utilización de los diferentes dispositivos del sistema de potencia dentro de los parámetros de seguridad. La operación económica significa reducir los costos por la utilización de la energía eléctrica, esto incluye los costos de producción, transporte y consumo. A pesar de que los costos de transporte de la energía eléctrica hacia los centros de consumo, podría representar un pequeño porcentaje de los gastos totales de operación, la red de transporte es una parte importante en mercados eléctricos reestructurados donde los costos pueden influir en decisiones importantes como la localización de nuevos recursos (instalación de generadores), expansión o reforzamiento del sistema. Esta variable es particularmente importante en países con un alto crecimiento en el consumo de energía eléctrica y en donde sus centros de producción de la energía se encuentra alejados de los de consumo (como es el caso de la generación hidroeléctrica), lo que origina que los costos de transmisión representen una parte significativa del costo total de la energía eléctrica, de aquí la necesidad de establecer un esquema adecuado de precios de transmisión en el problema de FPO.

En el FPO convencional no se consideran restricciones de diferencias angulares. Sin embargo, el sistema que está operando en un estado determinado por el FPO puede no preservar la estabilidad transitoria cuando el sistema experimenta una contingencia. Como los nuevos mercados eléctricos están inmersos en medios competitivos, y el costo por pérdidas de sincronismo como resultado de una inestabilidad transitoria es muy alto, se ha vuelto un aspecto importante a considerar en la operación y planeación de las redes eléctricas, por lo que en los últimos años se ha visto la necesidad de incluir tales aspectos dentro del problema de flujos de potencia óptimo.

2.2. EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO

Un estudio de flujos de potencia óptimo es utilizado ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un FPO es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. Un FPO ajusta las cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas.

Una función objetivo puede incorporar aspectos económicos, de seguridad o medioambientales, que se resuelve utilizando técnicas de optimización adecuadas. Las restricciones son leyes físicas que gobiernan a los generadores, el sistema de transmisión, límites constructivos de los equipos eléctricos y estrategias operativas. Esta clase de problema es expresado como un problema de programación no lineal, con la función objetivo expresada como una función no lineal, y las restricciones expresadas como ecuaciones lineales y no lineales.

2.2.1. Formulación general

Se han considerado varias funciones objetivo en un FPO, pero la que más frecuentemente se usa toma en cuenta los costos de generación, la que refleja aspectos económicos del sistema de potencia. De aquí que la formulación matemática del FPO se enfoca en minimizar el costo de generación de potencia activa por un ajuste adecuado de las variables de control. De forma general, el FPO puede ser formulado como un problema de optimización no lineal con restricciones, que matemáticamente se expresa como:

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & f(x,u) \\ \text{s. a.} \quad & h(x,u) = 0 \\ & y \quad g(x,u) < 0 \end{aligned} \tag{2.1}$$

donde, $x \in R^{n1}$ es un vector de $n1$ variables de estado, $u \in R^{n2}$ es un vector de $n2$ variables de control, $f(x,u)$ es la función objetivo, $h(x,u)=0$, representa r restricciones de igualdad, $g(x,u)$ representa m restricciones de desigualdad, que consideran los límites operativos de las variables de control y las restricciones operativas.

2.2.2. Variables

Las variables que pueden ser ajustadas con el fin de encontrar la solución óptima y satisfacer las restricciones se denominan variables de control. Las variables de control pueden incluir:

- La potencia activa asignada a las unidades de generación.
- La potencia reactiva asignada a las unidades de generación.
- Magnitud de voltaje de los nodos de generación.
- Posición del *tap* de los transformadores.
- Ángulo de los transformadores cambiadores de fase.
- Potencia reactiva de los condensadores síncronos.
- Potencia reactiva de un compensador de reactivos.
- Magnitud de interrupción de carga.
- Parámetros de control de los dispositivos FACTS.

Las variables de control pueden tomar valores continuos dentro de sus límites operativos (como es el caso de la generación de potencia activa de los generadores), o valores discretos (por ejemplo la posición del *tap* de un transformador).

Las variables que se calculan a partir de las variables de control se denominan variables de estado (o dependientes). Las principales variables de estado son:

- La potencia en el nodo *slack*,
- Magnitud de voltaje en los nodos de carga.
- Potencia reactiva asignada a los generadores.
- Ángulo de fase de todos los nodos (excepto el *slack*).
- Flujos de potencia en la red de transmisión.

2.2.3. Función objetivo

La función objetivo representa el criterio (o índice de desempeño) usado para optimizar. La selección de la función objetivo obedece a un análisis cuidadoso de la seguridad y economía del sistema eléctrico de potencia. Algunas de las funciones objetivo empleadas en un estudio de FPO son:

- Minimizar el costo de generación.
- Minimizar las pérdidas de transmisión de potencia activa.
- Minimizar las pérdidas de transmisión de potencia reactiva.
- Minimizar el costo por interrupción de carga.
- Minimizar el número de reprogramación de los controles.
- Minimizar emisiones contaminantes por parte de los generadores térmicos.

El costo de generación de potencia activa se emplea ampliamente como función objetivo en un FPO.

2.2.4. Restricciones de igualdad

Las restricciones de igualdad son típicamente las ecuaciones de balance de carga, las que se obtienen al imponer una restricción de balance de potencia activa y reactiva en todos los nodos del sistema. En un punto de operación en estado estable, la potencia generada debe ser tal que sea suficiente para cubrir la demanda más las pérdidas en la red. Las ecuaciones de balance consideran un punto de equilibrio de potencia activa y reactiva que debe satisfacer cada una de los nodos:

$$\begin{aligned} P_{Gi} - P_{Di} + P_i(V, \theta) &= 0 & \text{para } i = 1, 2, \dots, \mathfrak{N}_1 \\ Q_{Gi} - Q_{Di} + Q_i(V, \theta) &= 0 & \text{para } i = 1, 2, \dots, \mathfrak{N}_2 \end{aligned} \quad (2.2)$$

donde, \mathfrak{N}_1 es el número de nodos del sistema de potencia excepto el nodo *slack*; \mathfrak{N}_2 son todos los nodos del sistema de potencia; P_{Gi} y Q_{Gi} son la potencia activa y reactiva de generación programada para el *i*-ésimo generador, respectivamente; P_{Di} y Q_{Di} son la potencia activa y reactiva, respectivamente, de la carga conectada en el *i*-ésimo nodo. $P_i(V, \theta)$ y $Q_i(V, \theta)$ son la potencia activa y reactiva, respectivamente, inyectada en el *i*-ésimo nodo. La Figura 2.1 muestra un diagrama unifilar de un nodo que incluye generación, carga, y líneas de transmisión.

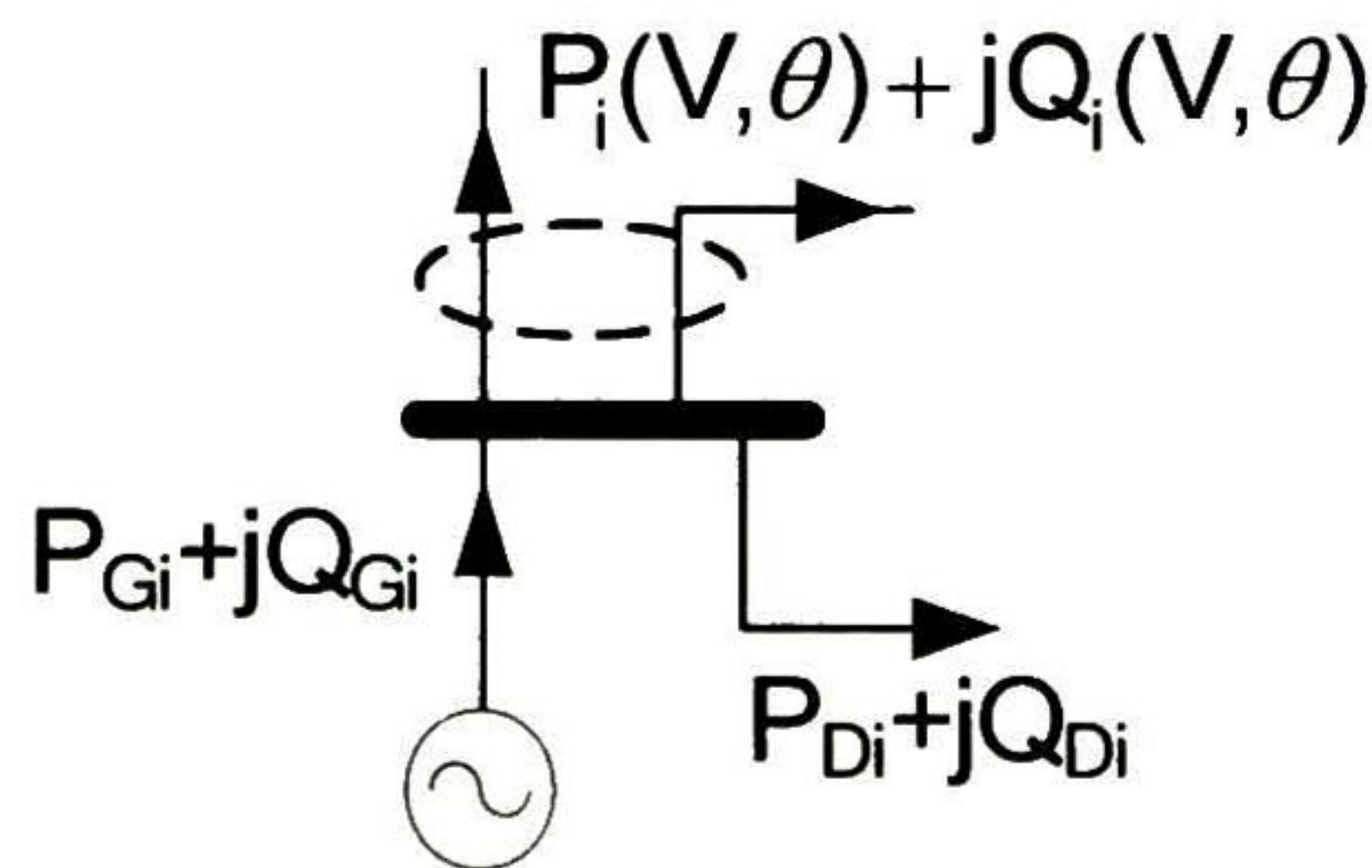


Figura 2. 1 Nodo genérico de un sistema eléctrico de potencia

2.2.5. Restricciones de desigualdad

Las restricciones de desigualdad consideran los límites que deben satisfacer las variables de control y estado. Estas restricciones reflejan los límites operativos impuestos a los dispositivos y al sistema eléctrico de potencia. Las principales restricciones de desigualdad consideradas en un FPO son:

- **Límites de potencia activa y reactiva de generación.**- La potencia activa y reactiva asignada a las unidades de generación deben estar dentro de límites de operación. Esta restricción refleja los límites operativos y térmicos que un generador debe satisfacer; se les modela por (2.3).

$$\begin{aligned} P_{Gi_MIN} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi_MAX} \\ Q_{Gi_MIN} &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi_MAX} \end{aligned} \quad (2.3)$$

donde, P_{Gi_MIN} y P_{Gi_MAX} son los límites de potencia activa mínima y máxima, respectivamente, para el i -ésimo generador; Q_{Gi_MIN} y Q_{Gi_MAX} son los límites de potencia reactiva mínima y máxima, respectivamente, para el i -ésimo generador.

- **Tiempos mínimos de encendido y apagado.-** Cuando un generador cambia de estado, por motivos operativos y térmicos debe satisfacer restricciones de un tiempo mínimo que la unidad debe permanecer en su nuevo estado. De aquí:

$$\begin{aligned} \text{Time}_i^{\text{ON}} &\geq \text{Time}_{\text{MIN},i}^{\text{ON}} \\ \text{Time}_i^{\text{OFF}} &\geq \text{Time}_{\text{MIN},i}^{\text{OFF}} \end{aligned} \quad (2.4)$$

donde:

- $\text{Time}_i^{\text{ON}}$ Representa el tiempo que la i -ésima unidad ha permanecido encendida.
- $\text{Time}_i^{\text{OFF}}$ Representa el tiempo que la i -ésima unidad ha permanecido apagada.
- $\text{Time}_{\text{MIN},i}^{\text{ON}}$ Es el tiempo mínimo que la i -ésima unidad debe permanecer encendida antes de poder ser apagada nuevamente.
- $\text{Time}_{\text{MIN},i}^{\text{OFF}}$ Es el tiempo mínimo que la i -ésima unidad debe permanecer apagada antes de poder ser encendida nuevamente.

- **Límites de velocidad de cambio de generación.-** Los generadores deben ser capaces de pasar a un nuevo valor de generación en un período corto de tiempo. Sin embargo, si los generadores son unidades grandes, por limitantes térmicas, éstas no serán capaces de modificar la generación de potencia activa por encima de un valor denominado "*velocidad de cambio de generación*". Esta característica de los generadores requiere la inclusión de restricciones que consideren este aspecto. Por lo tanto, cada unidad térmica debe obedecer a un límite en la velocidad de cambio de generación de tal manera que:

$$\begin{aligned} P_{Gi}^t &= P_{Gi}^{t-1} + \Delta P_{Gi} \\ \Delta P_{Gi_MIN} &< \Delta P_{Gi} < \Delta P_{Gi_MAX} \end{aligned} \quad (2.5)$$

donde:

- P_{Gi}^t , Es la potencia activa que se le ha asignado a la i -ésima unidad para la hora t .

P_{Gi}^{t-1} Es la potencia activa que se le asigna a la i-ésima unidad para la hora previa.

ΔP_{Gi} Es la velocidad de cambio de generación permitida para la i-ésima unidad.

- **Límites de flujos en las ramas.-** Con la finalidad de mantener la seguridad en los sistemas de potencia, los enlaces (líneas o transformadores) no deben ser sobrecargados. Por lo tanto, es necesario definir límites para todas las ramas (o para un grupo de ellas). Estos límites pueden deberse a restricciones térmicas de los equipos o por consideraciones de seguridad del sistema. Los límites de los flujos se pueden formular como:

$$|\text{FLOW}_{m,n}| \leq \text{FLOW}_{m,n_MAX} \quad (2.6)$$

donde, FLOW_{m,n_MAX} representa el máximo flujo de potencia activa permitido en la rama que conecta los nodos m y n.

- **Perfiles de voltaje.-** Debido a que el voltaje en los nodos es uno de los criterios de seguridad e índice de calidad de servicio más importante, incluir una restricción que mejore el perfil de voltaje de los nodos de carga del sistema es un aspecto importante a ser considerado en el problema de optimización. Los voltajes en los nodos de generación son constantes, mientras que el nivel de voltaje en los nodos de carga debe mantenerse muy cercano a un voltaje de referencia. Matemáticamente esta restricción se puede definir mediante:

$$\min |V_i - V_{ref}| \quad (2.7)$$

donde, V_i , representa la magnitud de voltaje en el i-ésimo nodo de carga, V_{ref} , representa la magnitud de voltaje de referencia, en general definido como $V_{ref} = 1.0$ p.u.

- **Límites de la posición de taps.-** Los transformadores con cambiador de derivaciones son utilizados como dispositivos para el control de la magnitud de voltaje (y como resultado de esto el control del flujo de potencia reactiva). Estos transformadores están restringidos por valores del cambiador de tap dentro de límites mínimos y máximos.

$$\text{Tap}_{i_MIN} \leq \text{Tap}_i \leq \text{Tap}_{i_MAX} \quad (2.8)$$

donde Tap_i , es la posición en la que se encuentra el i-ésimo tap del transformador; Tap_{i_MIN} y Tap_{i_MAX} , son la posición mínima y máxima, respectivamente, permitida para el i-ésimo transformador.

Otras restricciones que pueden ser incluidas en un FPO son:

- Límites del cambiador de fase de un transformador.
- Límites de las variables de control de los dispositivos FACTS.
- Límites de compensación de potencia reactiva.
- Requerimientos de reserva rodante.
- Límites de emisión de contaminantes al medio.

2.2.6. Bibliografía recomendada sobre las técnicas de solución al problema de FPO

El problema de FPO fue introducido a inicios de 1960 como un complemento al problema convencional de despacho económico (DE). Squires [3] propone un método de solución al problema de DE en el que incluye un modelo completo de la red eléctrica. En 1962 Carpentier [1] presenta la primera formulación matemática completa para el problema de FPO, planteándolo como un problema de optimización no lineal, utilizando las condiciones de Kuhn-Tucker para establecer las condiciones de optimización necesarias. Desde entonces se han presentado diversos trabajos buscando alternativas para la solución a este problema. [2], [5]-[6].

En las últimas décadas muchas técnicas se han aplicado satisfactoriamente a la solución del problema de FPO, entre las más importantes se citan [6]-[14]:

- Método del Gradiente
- Programación lineal
- Programación cuadrática
- Métodos de Newton
- Aproximaciones por descomposición P-Q
- Métodos por Punto Interior
- Algoritmos genéticos
- Redes neuronales
- Programación Evolutiva
- Búsqueda Tabú
- Programación por enjambre de partículas

2.3. PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

Un FPO convencional resuelve el problema de despacho económico mientras considera las restricciones de seguridad de la red en estado estacionario [1]-[4]. Es probable que en el evento de una contingencia, el punto de operación seleccionado en estado estacionario amenace la seguridad del sistema si éste no es capaz de pasar rápidamente a un nuevo punto de equilibrio. En el problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad (FPO-RS), se incluye un despacho para el estado de contingencia que pueda ser alcanzado de manera rápida y segura a través de acciones correctivas. La solución encontrada por el problema de FPO-RS representa un estado en que se da una negociación (compromiso) entre la economía y la seguridad del sistema eléctrico de potencia.

La Figura. 2.2 ilustra la relación entre el despacho pre-contingencia y el post-contingencia. En esta figura se muestra una región factible de operación para el estado estable y cuatro regiones de posibles contingencias. Y representa el punto óptimo de operación en estado estable; Y^0 representa el punto de operación pre-contingencia con acciones preventivas, la cual podría mitigar violaciones del estado estacionario. Cuando las contingencias 3 ó 4 ocurren (C3, C4), el sistema requiere acciones correctivas dentro de una "distancia aceptable", de tal manera que éste pueda ser seguro, pasando de un punto Y^0 a los nuevos puntos de operación Y^3 ó Y^4 , respectivamente.

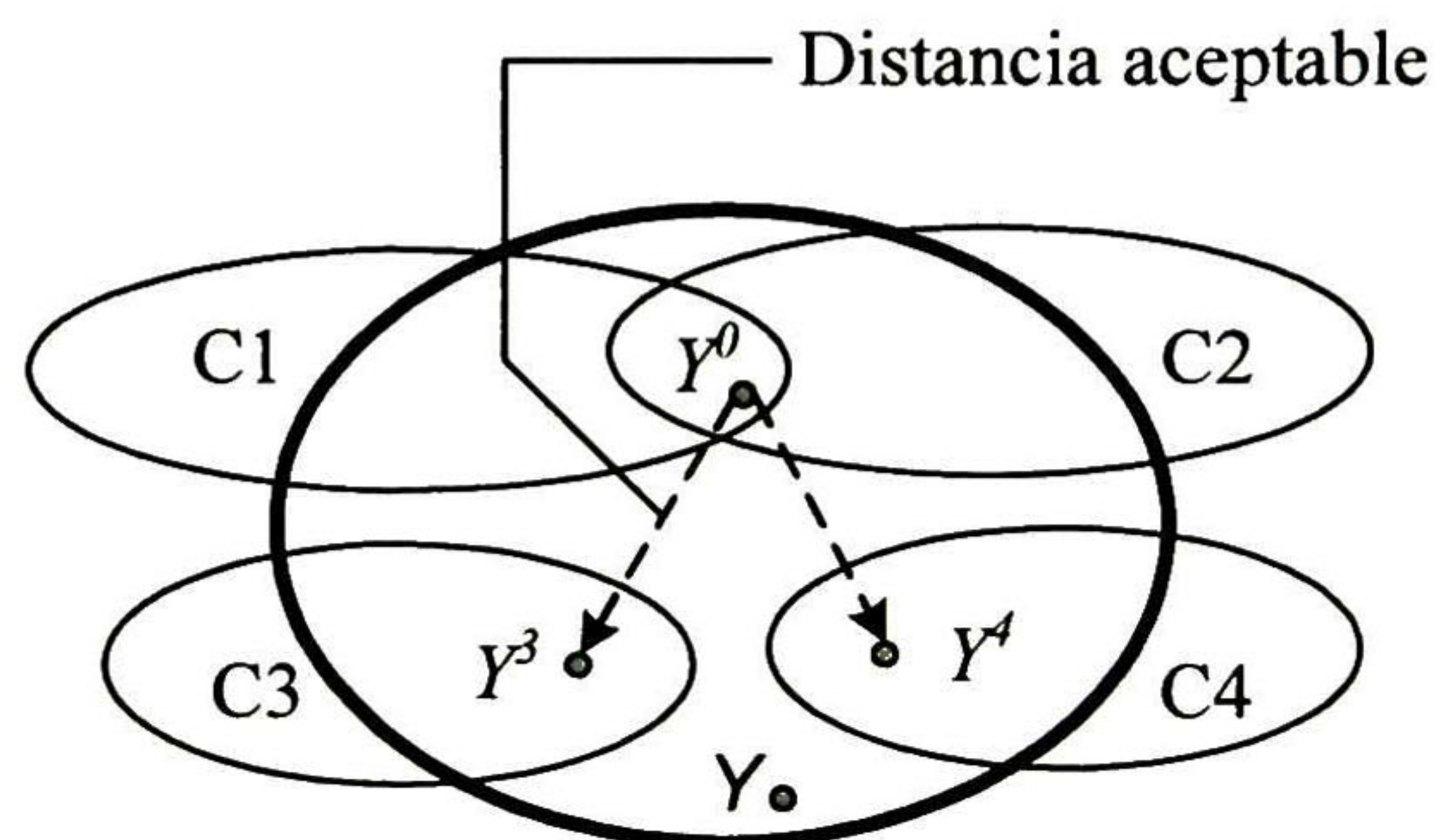


Figura 2.2 Relación entre puntos pre- y post-contingencia

2.3.1. Formulación del problema de FPO-RS

2.3.1.1. Función Objetivo

Como se mencionó en 2.2.3, uno de los objetivos del problema de FPO-RS es minimizar el costo esperado de operación del sistema de potencia. Este costo esperado incluye tanto el costo para operar el sistema en estado normal (pre-contingencia), así como el costo para cada uno de los posibles estados de contingencia, (post-contingencia).

Para calcular el costo de operación del sistema, se requiere conocer el costo de producción de potencia activa, el beneficio recibido por el consumo de la potencia activa y el costo de transportar la energía desde los puntos de generación a los centros de consumo. El productor conoce su costo de producción como una función de la cantidad de potencia activa generada, esta información es la curva de costo del generador. Por otro lado, el consumidor puede determinar el beneficio que recibe como una función de la cantidad de potencia activa que consume, ésta es la curva de beneficio del consumidor. Matemáticamente la función objetivo del problema de FPO-RS se puede definir como:

$$F^{Obj} = \min_{Y^0, Y^k} \left\{ C^0 + \sum_{k=1}^K C^k \right\} \quad (2.9)$$

La ecuación (2.9) consta de dos términos, el primero (C^0), considera el costo de operación pre-contingencia mostrada en la ecuación (2.10); un segundo término (C^k), es el costo de operación para el k-ésimo estado de contingencia definido en la ecuación (2.11). Y^0, Y^k representan el valor que toman las variables de control a optimizar para los estados pre-contingencia y post-contingencia, respectivamente. K representa el número total de posibles contingencias.

$$C^0 = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NG} (U_{i,t}^0 * f(P_{Gi,t}^0) + SUC_i) + TC_t^0(FLW_{m-n}^0) - \sum_{j=1}^{NLoad} B(P_{Loadj,t}^0) \right) \quad (2.10)$$

$$C^k = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^{NG} (U_{i,t}^k * f(P_{Gi,t}^k) + SUC_i) + TC_t^k(FLW_{m-n}^k) - \sum_{j=1}^{NLoad} B(P_{Loadj,t}^k) \right) \quad (2.11)$$

donde:

$U_{i,t}^0, U_{i,t}^k$	Representan el estado pre- y post-contingencia, respectivamente, de la i-ésima unidad para el período t; toma un valor 1 si la unidad está encendida y 0 si está apagada.
$f(P_{i,t}^0), f(P_{i,t}^k)$	Representan la función de costo de generación pre- y post-contingencia, respectivamente, de la i-ésima unidad, para el período t.
SUC_i	Representan el costo de arranque de la i-ésima unidad para el período t.
$TC(FLW_{m-n}^0)$	Representa la función de costo por el uso de las líneas de transporte, como función del flujo de potencia activa que circula por la línea que une los nodos m-n.
$B(P_{Loadj,t}^0), B(P_{Loadj,t}^k)$	Representan la curva de beneficio del consumidor pre- y post-contingencia, respectivamente, para la j-ésima carga (consumidor), para el período t.
$P_{Gi,t}^0, P_{Gi,t}^k$	Representan la potencia activa asignada a la i-ésima unidad para el estado pre-contingencia y para la k-ésima contingencia, respectivamente, para el período t.
$P_{Loadj,t}^0, P_{Loadj,t}^k$	Representan las potencias activas consumidas por la j-ésima carga en el estado pre-contingencia y para la k-ésima contingencia, en el período t.
T	Representa el número total de períodos de estudio.
NG	Representa el número total de unidades disponibles en el sistema.
$NLoad$	Representa el número total de cargas en el sistema.

- **Asignación de los costos de transmisión.** En la nueva estructura de los mercados eléctricos, el sistema de transmisión es utilizado por múltiples compañías de generación y de distribución, las cuáles no son propietarias de las redes de transmisión. Desde el punto de vista de la operación de los mercados de energía en ambientes competitivos, se ha vuelto un aspecto importante determinar el aporte en los flujos de potencia en cada uno de las líneas de la red de transmisión por parte de cada uno de los agentes del mercado. El objetivo de cualquier esquema de precios de transmisión, es asignar parte o el total de los costos en que ha incurrido (costos de inversión) e incurre (costos de operación) el sistema de transmisión a cada uno de los clientes del mismo, además de que debe cumplir los siguientes objetivos.
 - *Recuperar costos.* Las tarifas cargadas por el uso de los servicios de transmisión deben producir los ingresos suficientes para cubrir los gastos realizados en inversión, operación y mantenimiento de la red de transmisión, además de proporcionar una utilidad (regulada) para los propietarios de la red.
 - *Motivar el uso eficiente.* La política de precios debe proporcionar incentivos que promuevan el uso eficiente del sistema de transmisión. El uso eficiente podría significar: una eficiencia económica por la maximización del beneficio social, y una eficiencia técnica por la minimización de las pérdidas.
 - *Motivar inversiones eficientes.* La estructura de precios debe incentivar a nuevas inversiones en el momento y en el lugar en que éstas sean requeridas.
 - *Justicia.* El esquema de precio debe ser justo y equitativo para todos los usuarios.
 - *Entendible.* Todos los usuarios deben entender la estructura de precios.

Un adecuado mecanismo en la asignación de los costos de transmisión a los diferentes agentes del mercado, permitiría recuperar los costos de transmisión, los que pueden incluir:

- Costos de operación que incluyen los costos de mantenimientos y de servicios auxiliares.
- Costos de inversión.
- Costos de inversión para expansiones futuras y reforzamiento asociados con el crecimiento de la carga.

Independiente de la estructura de mercado, un aspecto importante para la asignación de los costos de transmisión es determinar de la forma más precisa posible el uso de la red de transmisión por parte de cada uno de los agentes involucrados. Esto es, debido a la naturaleza no lineal de los flujos de potencia, determinar de una manera precisa estos aportes podría ser una tarea difícil, esto a llevado a la necesidad de usar modelos aproximados, índices de sensibilidad, o algoritmos de rastreo para determinar el aporte a los flujos de potencia por parte de cada uno de los usuarios de la red de transmisión. Los principales métodos para la asignación de costos son [15]-[17]:

- Método de proporción de franqueo (*'Postage-stamp Rat'*).
- Método del camino contratado.
- Método MW-Milla.
- Método de la capacidad de transmisión no utilizada.
- Método de flujos opuestos.
- Método de factores de distribución [18].
 - Método de factores de distribución de cambio de generación (Factores A).
 - Método de factores de distribución de generación generalizada (Factores D).
 - Factores de distribución de carga generalizada. (Factores C).
- Método de flujos de potencia AC.
- Métodos de rastreo.
 - Método de rastreo de Bialek [19].
 - Método de rastreo de Kirschen [20].

En este trabajo, se utiliza el método de rastreo de Bialek propuesto por J. Bialek, para la asignación de los costos de transmisión. El método asume que la potencia que es inyectada en un nodo de la red de transmisión es proporcionalmente compartida por todas las líneas que salen de dicho nodo. Este método usa una aproximación topológica para determinar la contribución de cada generador o carga a cada uno de los flujos en las líneas, y puede ser utilizado tanto en flujos de carga AC como DC; es decir puede ser usado para determinar contribuciones tanto para flujos de potencia activa como flujos de potencia reactiva.

La Figura 2.3 ilustra el método; se asumen cuatro líneas conectadas al nodo i , dos de las cuales inyectan potencia y por las otras dos sale potencia. El flujo total de potencia que fluye a través del nodo i es $P_i=60+40=100\text{MW}$, del cuál el 40% es suministrado por la línea $j-i$ y el 60% por la línea $k-i$. Ya que la electricidad es indistinguible y cada uno de los flujos que salen del nodo i es dependiente únicamente de la diferencia de potencial y de la impedancia de la línea, se puede asumir que cada MW que sale del nodo i mantiene la misma proporción del total de flujos que están entrando al nodo i . De aquí que de los 70 MW que fluyen en la línea $i-m$, el 40%, es decir 28 MW son suministrados por la línea $i-j$, y el 60% restante, que corresponde a 42 MW, vienen de la línea $k-i$. De manera similar, para los 30 MW que fluyen a través de la línea $i-l$, 12 MW provienen de la línea $j-i$ y 18 MW de la línea $k-l$.

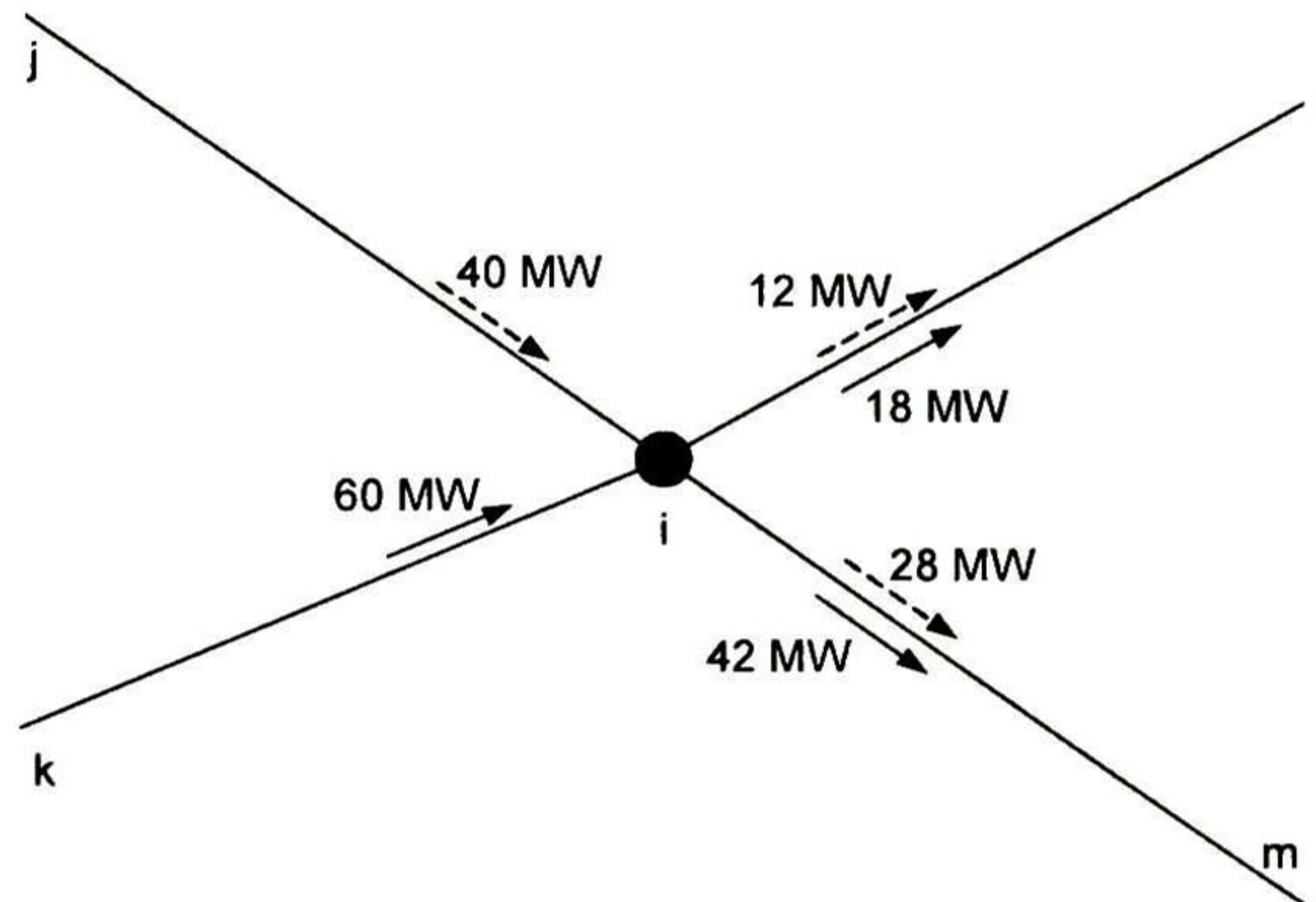


Figura 2.3. Ilustración del principio de participación proporcional.

El método de rastreo puede ser visto como un problema de transportación, que permite determinar la manera en que los flujos son distribuidos en una red mallada, la única condición que deben satisfacer los datos de entrada es cumplir la ley de corrientes de Kirchhoff.

El flujo total P_i a través del nodo i , considerando las potencias inyectadas en el mismo, puede ser definido por:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} |P_{i-j}| + P_{Gi} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (2.12)$$

donde $\alpha_i^{(u)}$ es el conjunto de nodos que inyectan potencia al nodo i (los flujos de potencia fluyen hacia el nodo i), P_{i-j} es el flujo de potencia que fluye en la línea que une los nodos $i-j$ y que es inyectada en el nodo i , y P_{Gi} es la potencia generada en el nodo i . Si se considera un sistema sin pérdidas, ($|P_{i-j}| = |P_{j-i}|$).

El flujo en la línea puede ser relacionado con el flujo en el nodo j por:

$$|P_{i-j}| = c_{ji} P_j, \quad \text{donde } c_{ji} = \frac{|P_{j-i}|}{P_j},$$

de donde:

$$P_i = \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ji} P_j + P_{Gi} \quad (2.13)$$

Reagrupando se obtiene

$$P_i - \sum_{j \in \alpha_i^{(u)}} c_{ji} P_j = P_{Gi} \quad \text{o} \quad A_u P = P_G \quad (2.14)$$

donde A_u es una matriz de distribución cuadrada del $n \times n$ elementos, P es el vector de flujos a través del nodo i y P_G es el vector de generación nodal. El elemento i - j de la matriz A se define a través de:

$$[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{para } i = j \\ -c_{ij} = -c_{ji} = \frac{|P_{j-i}|}{P_i} & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{caso contrario} \end{cases} \quad (2.15)$$

Si la inversa de A_u existe, $P = A_u^{-1} P_G$, el i -ésimo elemento está dado por:

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, n \quad (2.16)$$

Esta ecuación muestra el aporte del k -ésimo generador en el i -ésimo nodo.

El flujo en la línea i - l , que sale del nodo i , puede ser calculado utilizando el principio de participación proporcional como:

$$\begin{aligned} |P_{i-l}| &= \frac{|P_{i-l}|}{P_i} P_i = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \\ &= \sum_{k=1}^n D_{il,k}^G P_{Gk} \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \end{aligned} \quad (2.17)$$

donde $\alpha_i^{(d)}$ es el conjunto de nodos que suministran flujo de potencia directamente al nodo i .

El método puede resumirse en los siguientes pasos:

- Resolver un flujo de potencia (AC o DC), y definir los flujos de potencia en las líneas (entran o salen).
- Si existe pérdidas, asignarlas a cada extremo de las líneas como cargas adicionales.
- Calcular la matriz A_u .
- Definir el vector de generación P_G .
- Invertir la matriz A_u .
- Calcular la potencia neta P_G a través de (2.14).
- Calcular el flujo de salida neto de la línea i - j usando (2.17).

2.3.1.2 Restricciones

Las restricciones consideradas en el problema de FPO-RS se dividen en restricciones de igualdad pre- y post-contingencia, restricciones de desigualdad pre- y post-contingencia, y restricciones de acoplamiento.

- **Restricciones de igualdad pre-contingencia.-** Este conjunto considera las ecuaciones de balance de potencia como restricción de igualdad, la que establece que la potencia activa y reactiva asignada a las unidades disponibles para el estado pre-contingencia, debe ser suficiente para cubrir los requerimientos de demanda y de las pérdidas en el sistema de transmisión. Matemáticamente se formulan como:

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi,t}^0 - \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj,t}^0 - P_{Loss,t}^0 = 0 \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.18)$$

$$\sum_{i=1}^{NG} Q_{Gi,t}^0 - \sum_{j=1}^{NLoad} Q_{Loadj,t}^0 - Q_{Loss,t}^0 = 0 \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.19)$$

donde:

- $Q_{Gi,t}^0$ Representa la potencia reactiva pre-contingencia asignada a la i-ésima unidad, para el período t.
- $Q_{Loadj,t}^0$ Representa la potencia reactiva pre-contingencia consumida por la j-ésima carga, en el período t.
- $P_{Loss,t}^0$ Representa las pérdidas totales de potencia activa en el sistema de transmisión para el estado pre-contingencia, en el período t.
- $Q_{Loss,t}^0$ Representa las pérdidas totales de potencia reactiva en el sistema de transmisión para el estado pre-contingencia, en el período t.

- **Restricciones de igualdad post-contingencia.-** De forma similar que en el estado pre-contingencia, para cada uno de los estados post-contingencia deben satisfacerse las ecuaciones de balance de potencia.

$$\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi,t}^k - \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj,t}^k - P_{Loss,t}^k = 0 \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.20)$$

y $k = 1,2,\dots,K$

$$\sum_{i=1}^{NG} Q_{Gi,t}^k - \sum_{j=1}^{NLoad} Q_{Loadj,t}^k - Q_{Loss,t}^k = 0 \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.21)$$

y $k = 1,2,\dots,K$

donde:

$Q_{Gi,t}^k$	Representa la potencia reactiva asignada a la i-ésima unidad, para la k-ésima contingencia, en el período t.
$Q_{Loadj,t}^k$	Representa la potencia reactiva consumida por la j-ésima carga, para la k-ésima contingencia, en el período t.
$P_{Loss,t}^k$	Representa las pérdidas totales de potencia activa en el sistema de transmisión para la k-ésima contingencia, en el período t.
$Q_{Loss,t}^k$	Representa las pérdidas totales de potencia reactiva en el sistema de transmisión, para la k-ésima contingencia, en el período t.

• **Restricciones de desigualdad para los estados pre- y post-contingencias.-**

Las potencias activas de generación asignadas deben satisfacer sus límites máximos y mínimos de generación, tanto para el despacho en el estado pre-contingencia, como para cada uno de los posibles estados post-contingencia.

$$P_{Gi_MIN} \leq P_{Gi,t}^0 \leq P_{Gi_MAX} \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.22)$$

$$P_{Gi_MIN} \leq P_{Gi,t}^k \leq P_{Gi_MAX} \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.23)$$

y $k = 1,2,\dots,K$

donde:

P_{Gi_MAX}, P_{Gi_MIN}	Representan los límites de generación de potencia activa permitidos para la i-ésima unidad.
----------------------------	---

Los flujos de potencia activa a través de cada uno de los enlaces del sistema de transmisión deben satisfacer límites de operación en el estado de operación pre-contingencia, y para cada uno de los posibles estados post-contingencia.

$$|FLW_{m,n}^0| \leq FLW_{m,n_MAX}^0 \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.24)$$

y $\forall m,n, \text{ con } m \neq n$

$$|FLW_{m,n}^k| \leq FLW_{m,n_MAX}^k \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T; k = 1,2,\dots,K \quad (2.25)$$

y $\forall m,n, \text{ con } m \neq n$

donde:

$FLW_{m,n}^0, FLW_{m,n}^k$ Representan el flujo de potencia activa a través de la línea que une los nodos m y n, para el estado pre-contingencia y para el k-ésimo estado post-contingencia, respectivamente.

FLW_{m,n_MAX}^0 Representa el límite de flujo de potencia activa a través de la línea que une los nodos m y n, para el estado pre-contingencia.

FLW_{m,n_MAX}^k Representa el límite de flujo de potencia activa a través de la línea que une los nodos m y n, para el estado post-contingencia.

Las unidades de generación deben satisfacer restricciones en los tiempos mínimos que éstas deben permanecer encendidas o apagadas.

$$Time_{i,t}^{ON} \geq Time_{i_MIN}^{ON} \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.26)$$

$$Time_{i,t}^{OFF} \geq Time_{i_MIN}^{OFF} \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.27)$$

donde:

$Time_{i,t}^{ON}, Time_{i,t}^{OFF}$ es el número total de horas que la i-ésima unidad ha permanecido encendida o apagada, respectivamente, hasta el período t.

$Time_{i,t_MIN}^{ON}$ es el tiempo mínimo que la i-ésima unidad debe permanecer encendida antes de poder ser apagada.

$Time_{i,t_MIN}^{OFF}$ es el tiempo mínimo que la i-ésima unidad debe permanecer apagada antes de poder ser encendida.

- **Restricciones de Acoplamiento.-** La inclusión de las restricciones de acoplamiento dentro de la formulación del problema garantiza que los controles del sistema eléctrico de potencia puedan pasar de un estado pre-contingencia a cualquiera de los estados post-contingencia de manera rápida y segura, y del estado inmediatamente anterior al período de estudio al estado pre-contingencia. Las ecuaciones (2.28) - (2.31) representan estas restricciones:

$$P_{Gi,t}^0 \leq P_{Gi,t-1}^0 + \Delta_{MAXi}^+ \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.28)$$

$$P_{Gi,t}^0 \geq P_{Gi,t-1}^0 - \Delta_{MAXi}^- \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.29)$$

$$P_{Gi,t}^k \leq P_{Gi,t}^0 + \Delta_{MAXi}^+ \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.30)$$

$$\text{y } k = 1,2,\dots,K$$

$$P_{Gi,t}^k \geq P_{Gi,t}^0 - \Delta_{MAXi}^- \quad \text{para } t = 1,2,\dots,T \quad (2.31)$$

$$\text{y } k = 1,2,\dots,K$$

donde:

$P_{Gi,t}^0$ Representa la potencia activa para el estado pre-contingencia asignada a la i-ésima unidad en el período t.

$P_{Gi,t}^k$ Representa la potencia activa para la k-ésima contingencia asignada a la i-ésima unidad en el período t.

Δ_{MAXi}^+ Representa la velocidad de cambio para incrementar la generación de potencia activa para la i-ésima unidad.

Δ_{MAXi}^- Representa la velocidad de cambio para disminuir la generación de potencia activa para la i-ésima unidad.

- **Niveles de Voltaje en los nodos.** La magnitud de voltaje en los nodos de los sistemas de potencia es uno de los índices de seguridad y calidad de servicio más importantes a ser considerados al momento de obtener el punto de operación. Una forma de considerar este índice de seguridad es mejorar el perfil de voltaje en los nodos del sistema de potencia, reduciendo la desviación de la magnitud de voltaje en los diferentes nodos con respecto a un voltaje de referencia (definido normalmente como $V_{ref} = 1.0$ p.u) esto puede ser considerado a través de (2.7).

2.3.1.3 Criterio N-1

Los operadores del sistema eléctrico de potencia tienen en cuenta criterios que analizan las contingencias como una restricción para la operación segura del sistema. La seguridad del sistema puede ser dividida en tres funciones principales que son llevadas a cabo en un centro de control:

- Monitoreo del sistema.
- Análisis de contingencias.
- Flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad.

El monitoreo del sistema proporciona al operador información en tiempo real acerca de las condiciones del sistema de potencia.

La función de análisis de contingencias permite al sistema ser operado de manera conservadora. Muchas de las fallas que se ocasionan en un sistema, ocurren en un período de tiempo muy corto, lo que impide que el operador pueda tomar acciones correctivas de manera inmediata. Debido a esto, los centros de control

actualmente cuentan con programas de análisis de contingencias que simulan las posibles fallas en el sistema, antes de que éstas ocurran.

En la tercera función se incorpora un análisis de contingencias al problema de FPO, de tal manera que se garantice la operación segura ante la ocurrencia de una única contingencia. El criterio de considerar la ocurrencia de una única contingencia, denominada criterio de seguridad N-1, se basa en el siguiente hecho: la probabilidad de ocurrencia de dos o más fallas de forma simultánea de los componentes es muy bajo. Este criterio de seguridad N-1 es ampliamente usado como regla de operación segura. Los operadores deben valorar de una manera rápida y confiable cuáles fallas (salida de líneas o generadores) pueden causar sobre-flujos o voltajes fuera de límites. Tres formas básicas se utilizan para la selección de contingencias:

- Estudio del sistema de potencia con algoritmos aproximados pero rápidos.
- Seleccionar solamente los casos importantes para un análisis detallado.
- Uso de computadores con múltiples procesadores para ganar velocidad.

El primer método ha estado en uso por muchos años y se los conoce por varios nombres: "métodos del factor D", "métodos de sensibilidad lineal", "método por flujos de potencia CD" Esta aproximación es útil cuando se desea un análisis aproximado del efecto de cada salida. Estas tienen las limitaciones atribuidas a los flujos de potencia CD, los que proporcionan información únicamente de los flujos de potencia activa a través de la red de transmisión, además de que tienen una precisión de alrededor del 5%. No proporcionan información de flujos de potencia reactiva ni de magnitudes de voltaje en los nodos.

Si es necesario conocer con más detalle el efecto de una contingencia, entonces se utilizan algunas formas de flujos de potencia CA. Estos métodos presentan dificultades cuando debe analizarse un gran número de casos. Debido a que no todos los casos presentan violaciones de los límites operativos, es necesario correr un flujo completo CA únicamente para los casos "críticos". Estas técnicas se denominan como "selección de contingencias"

- **Selección de contingencias**

El ranking de contingencias es una medida para evaluar la severidad relativa de una contingencia. Para llevar a cabo esto, se define el "índice de desempeño" (PI), el cual se evalúa a través de (2.32), [4]:

$$PI = \frac{W_l}{2} \left(\frac{|FLOW_{m,n}|}{FLOW_{m,n_MAX}} \right)^{2n} \quad (2.32)$$

donde:

W_i	Es un coeficiente de peso no negativo ($W_i=1$).
$FLOW_{m,n}$	Flujo de potencia activa a través de la línea que une los nodos m, n .
$FLOW_{m,n_MAX}$	Máximo flujo de potencia activa permitida en la línea que une los nodos m, n .

PI toma un valor pequeño (menor a 1), si todos los flujos están dentro de los límites, y será un valor grande (mayor a 1) si una o más líneas se encuentran fuera de sus límites de operación segura. Se utiliza un programa de flujos AC, para cada una de las contingencias en el cálculo del índice de desempeño PI. La valoración de contingencias se realiza de acuerdo al grado de severidad de la contingencia; los casos más severos se analizarán con más detalle. El procedimiento de selección involucra ordenar el índice PI de mayor a menor. El criterio de selección puede tomar diferentes formas; un criterio de selección es considerar los primeros N casos de la lista como contingencias con mayor severidad para incluirlas en el estudio de FPO.

El último de los métodos permite realizar el análisis de cientos de contingencias haciendo uso de la ayuda de herramientas computacionales; estas herramientas implican el uso de muchos procesadores corriendo en paralelo.

2.4 ESTABILIDAD TRANSITORIA DENTRO DEL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

En los incisos anteriores se ha descrito con detalle la formulación para el problema de FPO-RS. La solución de este problema permite encontrar el “mejor” punto de operación del sistema de potencia. Aquí como “mejor” debe entenderse que la solución del problema de FPO-RS proporciona un punto de operación que alcanza su objetivo (minimizar pérdidas de potencia activa, minimizar costos de operación, etc.), mientras satisface límites operativos. Las restricciones de seguridad evitan que los límites de operación sean violados después de una contingencia. En un FPO-RS no son consideradas las restricciones de estabilidad transitoria, por lo que, si el sistema se encuentra operando en un punto obtenido de la solución FPO-RS, puede no ser capaz de mantener la estabilidad transitoria cuando está sujeto a una contingencia.

El concepto de estabilidad indica si los generadores en operación permanecen en sincronismo entre ellos durante un cambio de carga o luego de un disturbio. Esta definición está directamente relacionada con la variación relativa del ángulo del rotor entre los generadores.

El constante crecimiento de los sistemas eléctricos ha llevado a que éstos estén operando en puntos cercanos a sus límites de estabilidad. Para estos sistemas, la

estabilidad transitoria se convierte en la principal preocupación por parte de los encargados de la operación. Es por eso que se considera incluir restricciones que permitan obtener puntos de operación seguros, tanto en estado estable como transitorio, ante la ocurrencia de contingencias de gran impacto, lo que ha motivado a buscar herramientas adecuadas que permitan incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de FPO-RS.

2.4.1. Formulación del problema de FPO-RS con restricciones de estabilidad transitoria

Un sistema eléctrico de potencia contiene elementos no lineales y su operación está controlado por tres conjuntos de ecuaciones genéricas (2.33): uno diferencial y dos algebraicas (generalmente no lineales). De los dos conjuntos de ecuaciones algebraicas, uno abarca las restricciones de igualdad las cuales consideran el balance entre generación y la demanda (correspondientes a las leyes de Kirchhoff para cada nodo) así como el comportamiento estático de los dispositivos pasivos (ejemplo, capacitores en derivación y cargas estáticas). El otro conjunto incluye las restricciones de desigualdad que consideran límites de operación de los equipos (tales como corrientes y voltajes que no deben superar límites máximos).

En mayor o menor medida, todas las variables requieren de un tiempo para responder a cambios en la condiciones de operación, requiriéndose de una gran número de ecuaciones diferenciales para determinar la respuesta de los elementos a estos cambios. Un modelo detallado de todos los elementos es impráctico por lo que se realizan simplificaciones de acuerdo al estudio a realizar, lo que permite reducir el modelo del sistema. Estas simplificaciones están directamente relacionadas con las constantes de tiempo de los dispositivos involucrados. Así por ejemplo, las constantes de tiempo asociadas a los elementos de la red, dado que su respuesta a los cambios de configuración o de carga son rápidos, pueden ser consideradas cero sin pérdidas significativas en la precisión de los resultados. De igual manera las constantes de tiempo del estator de las máquinas síncronas también pueden ser consideradas como cero.

Un punto de operación en un sistema eléctrico de potencia no solamente debe ser estable, sino que también debe prever el manejo de un conjunto de restricciones de igualdad y desigualdad, tales como los límites de generación de las unidades, voltajes en los nodos, límites de flujos en las líneas, etc. Además, como un requerimiento de seguridad dinámica, cuando ocurre una contingencia (ejemplo, salida de líneas o generadores), un punto de operación factible debe resistir la falla y asegurar que el sistema de potencia se mueva a un nuevo estado de equilibrio estable luego de que la falla ha sido liberada (sin violar restricciones de igualdad y desigualdad). Estas condiciones para todas las posibles contingencias se denominan restricciones de estabilidad transitoria.

Convencionalmente se evalúa un punto de operación a partir de un FPO, luego a esta solución se le somete a las contingencias más severas. Si las restricciones de estabilidad transitoria son satisfechas, entonces la solución es un punto de

operación óptimo, caso contrario esta solución tiene que ser modificada de tal manera que se alcance estabilidad transitoria.

$$\begin{aligned}\dot{x}(t) &= F(x(t), y(t), \bar{z}) \\ G(x(t), y(t), \bar{z}) &= 0 \\ H(x(t), y(t), \bar{z}) &\leq 0\end{aligned}\tag{2.33}$$

F representa la dinámica de los generadores síncronos, mientras que G representa las ecuaciones de balance de carga y el comportamiento de los elementos pasivos en la red. H representa las condiciones de operación tales como los límites de operación de las unidades y del sistema, $x(t)$ y $y(t)$ representan las variables de estado y funciones de ellas, como las potencias de salida de los generadores, magnitudes de voltaje y ángulos; z son las variables de control, como la posición de los taps.

- **Restricciones de estabilidad transitoria.**

El problema de estabilidad transitoria en un sistema de potencia se describe por la solución de un conjunto de ecuaciones diferenciales [21]-[22], que normalmente se resuelven por técnicas de solución en el dominio del tiempo. Las ecuaciones que modelan la dinámica de los generadores se describen mediante un grupo de ecuaciones diferenciales que modelan la parte mecánica y un grupo de ecuaciones diferenciales que modelan la parte eléctrica.

Para derivar las ecuaciones mecánicas (2.36) y (2.37) se consideran tres aspectos:

1. La velocidad del rotor de la máquina no varía en gran medida de la velocidad síncrona (1.0 p.u).
2. Las pérdidas de potencia rotacional debido a los devanados y por fricción son ignoradas.
3. Se considera una potencia mecánica constante aplicada al eje de la máquina.

Las ecuaciones eléctricas que toman en cuenta los cambios de flujo en las máquinas síncronas están descritas en Concordia [23] y Kimbark [24]. Las aproximaciones realizadas para derivar las expresiones (2.34)-(2.38) son:

1. La velocidad del rotor es suficientemente cercana a 1 p.u. que puede ser considerada como constante.
2. Todas las inductancias son independientes de la corriente.

3. Las inductancias de los devanados de la máquina pueden ser consideradas como constantes más un término armónico senoidal del ángulo del rotor.
4. La máquina puede ser considerada como una fuente de voltaje detrás de una impedancia.
5. No hay pérdidas por histéresis en el hierro, y las corrientes de eddy son consideradas por un devanado equivalente en el rotor

$$\frac{dE'_{q,i}}{dt} = \frac{1}{T'_{do,i}} [E_{fd,i} - E'_{q,i} + (X_{d,i} - X'_{d,i})i_{d,i}] \quad (2.34)$$

$$\frac{dE'_{d,i}}{dt} = \frac{1}{T'_{qo,i}} [-E'_{d,i} - (X_{q,i} - X'_{q,i})i_{q,i}] \quad (2.35)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_o \quad (2.36)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{2H_i} [T_{m,i} - T_{e,i} - D \frac{\omega_i - \omega_o}{\omega_o}] \quad (2.37)$$

$$\frac{dE_{fd,i}}{dt} = \frac{1}{T_A} [-E_{fd,i} + K_A (V_{ref,i} - |V_{t,i}|)] \quad (2.38)$$

donde:

- $E'_{q,i}$ Es la componente de voltaje en el eje-q detrás de la reactancia transitoria.
- $E'_{d,i}$ Es la componente de voltaje en el eje-d detrás de la reactancia transitoria.
- $E'_{fd,i}$ Es el voltaje de salida del excitador.
- ω_i representa la velocidad angular del rotor.
- T_e y T_m Es el torque eléctrico y mecánico, respectivamente.

En esta propuesta, las ecuaciones diferenciales eléctricas y mecánicas se modelan algebraicamente. Utilizando el método de Runge-Kutta de 4 orden estas ecuaciones diferenciales pueden ser convertidas en ecuaciones algebraicas numéricamente equivalentes [22], ecs.(2.39)-(2.43).

$$E_{q,i}^{n+1} = E_{q,i}^n + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (2.39)$$

$$E_{d,i}^{n+1} = E_{d,i}^n + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (2.40)$$

$$\delta_i^{n+1} = \delta_i^n + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (2.41)$$

$$\omega_i^{n+1} = \omega_i^n + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (2.42)$$

$$E_{fd,i}^{n+1} = E_{fd,i}^n + \frac{1}{6}(K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (2.43)$$

donde

$$\begin{aligned} K_1 &= f(x^n, t_f^n) \Delta t \\ K_2 &= f\left(x^n + \frac{K_1}{2}, t_f^n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \\ K_3 &= f\left(x^n + \frac{K_2}{2}, t_f^n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \\ K_4 &= f\left(x^n + K_3, t_f^n + \frac{\Delta t}{2}\right) \Delta t \end{aligned} \quad (2.44)$$

Siendo $f(\cdot)$ las funciones dadas por las ecuaciones (2.34)-(2.38), evaluadas en los puntos indicados; x^n son las variables de estado de las máquinas para el n -ésimo paso de integración de la ecuación respectiva; Δt es el paso de integración pre-especificado.

Los siguientes criterios prácticos son usados para medir la estabilidad transitoria o la inestabilidad de un sistema de potencia.

1.- Para que un sistema sea estable el ángulo relativo del rotor entre dos grupos de generadores síncronos debe ser menor a 180 grados. Para fines prácticos, los sistemas de potencia consideran que esta diferencia angular no debe superar un umbral (por ejemplo 100 grados) durante la duración del transitorio.

$$\delta_{ij}(t_f) = |\delta_i(t_f) - \delta_j(t_f)| < \delta_{MAX} \quad i, j \in S_G \quad i \neq j, \quad t_f = 0, \dots, T_f \quad (2.45)$$

donde; $\delta_i(t_f)$ representa el ángulo del rotor conectado al nodo i ; δ_{MAX} representa la máxima diferencia angular entre dos diferentes grupos de generadores y define la restricción del límite de estabilidad; T_f es el tiempo de simulación.

2.- Para que un sistema sea estable, el ángulo del rotor con respecto al centro de inercia (COI), no debe superar un límite (por ejemplo 100 grados) durante la duración del transitorio.

$$\delta_i(t_f) = |\delta_i(t_f) - \delta_{COI}(t_f)| < \delta_{MAX} \quad i = 1, 2, \dots, NG \quad (2.46)$$

La posición de COI es definida como [25].

$$\delta_{COI}(t_f) = \frac{\sum_{i=1}^{NG} H_i \delta_i(t_f)}{\sum_{i=1}^{NG} H_i} \quad (2.47)$$

donde H_i es la constante de inercia del i -ésimo generador, y NG es el número total de generadores.

2.5 CONCLUSIONES

En este capítulo se presenta la formulación para incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de FPO-RS. Este es un problema de optimización no lineal no es trivial incluso para sistemas de pequeño tamaño. Por otro lado, el surgimiento de los mercados de energía hace que este problema tome importancia debido a la competitividad entre los diferentes agentes del mercado, lo que implica que los sistemas no puedan ser operados de una manera conservativa. Matemáticamente, el problema de FPO-RS con restricciones de estabilidad transitoria es una extensión del problema de FPO, al que se le añaden restricciones de desigualdad, representadas a través de la máxima diferencia angular entre dos generadores.

2.6 REFERENCIAS

- [1] J. Carpetier, "Contribution a l'etude du dispatching economique," *Bulletin Society Francaise Electriciens*, 1962, 8(3), pp. 431-447.
- [2] H. Dommel, H. y W. F. Tinney, "Optimal power flow solutions," *IEEE Transaction on Power Apparatus and System*, 1968, PAS-87, pp. 1866-1876.
- [3] R. B. Squires, "Economic Dispatch of generation Directly from Power System Voltages and Admittances", *AIEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-79, February 1961, pp. 1235-1245.
- [4] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, "Power generation operation and control," *John Willey & Sons, INC, USA*, 1996.
- [5] M. Huneault, y F. D. Galiana, "A Survey of the Optimal Power Flow Literature," *IEEE Transaction on Power Systems*, Vol. 6, No.2, May 1991, pp. 762-770.
- [6] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, y R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part II: Newton linear Programming and interior point methods," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, February 1999, pp. 105-111.
- [7] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary, and R. Adapa, "A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 Part I: Nonlinear and Quadratic Programming Approaches," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, February 1999, pp. 96-104.
- [8] K. P. Wong and C. Fung, "Simulated Annealing based economic dispatch algorithm," *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, Vol. 140, No. 6, Nov 1993, pp. 509-515.
- [9] D. C. Walters and G. B. Sheblé, "Genetic algorithm solution of economic dispatch with valve point loading," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 1325-1332.
- [10] A. G. Bakirtzis, P. N. Biskas, C. E. Zoumas, and V. Petridis, "Optimal power flow by enhanced genetic algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 17, No. 2, May 2002, pp. 229-236.
- [11] T. Yalcinoz and M. J. Short, "Neuronal approach for solving economic dispatch problem with transmission capacity constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, May 1998, pp. 307-313.
- [12] J. Yuryevich y K. P. Wong, "Evolutionary programming based optimal power flow algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 4, Nov 1999, pp. 1245-1250.
- [13] M. A. Abido, "Environmental/economic power dispatch using multiobjective evolutionary algorithm," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, No. 4, Nov. 2003, pp. 1529-1537.
- [14] T. Kulworawannichpong y S. Sujitjorn, "Optimal power flow using tabu search," *IEEE Power Eng. Rev.*, Vol. 22, No. 6, Jun 2002, pp. 37-40.
- [15] M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, "Market Operations in Electric Power Systems," *John Wiley and Sons Inc, New York, USA*, 2002.
- [16] Max Junqueira, Luiz Carlos da Costa Jr., Luiz Augusto Barroso, Gerson C. Olivera, Luiz Mauricio Thomé, and Mario Veiga Pereira, "An Aumann Shapley Approach to allocate Transmission Service Cost Among Network Users in

- Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 4, Nov. 2007, pp. 1532-1546.
- [17] P. Jiuping, Yaonel Teklu, y Saifur Rahman, "Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No. 4, Nov 2000, pp. 1218-1224.
- [18] H. Rudnick, R. Palma, J. Fernández, "Marginal Pricing and Supplement cost Allocation in Transmission open access", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 1125-1142.
- [19] J. Bialek, "Tracing the flow of electricity" *IEE Proc. On. Generation, Transmission and Distribution*, Vol 143, No. 4, July 1996, pp. 313-320.
- [20] D. Kirschen, R. Allan, y G. Strbac, "Contribution of individual generations to loads and flows," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, Feb. 1997, pp. 52 – 60.
- [21] P. Anderson y A. Fouad, "Power System Control and Stability", Ames: Iowa State Univ. Press, 1977.
- [22] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw Hill-Inc, USA, 1994.
- [23] C. Concordia, "Synchronous Machines. Theory and Performance," John Wiley and Sons, New York, 1951.
- [24] E. W. Kimbark, "Power System Stability: Synchronous Machines," John Wiley and Sons, Vol.3, New York, 1956.
- [25] G. Dequiag, J. Robert Thomas, y Ray D. Zimmerman., "Stability – Constrained Optimal Power Flow." *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, No 2, May 2000 pp. 535 – 540.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN HEURÍSTICAS EN PROBLEMAS DE REDES ELÉCTRICAS

3.1. INTRODUCCIÓN

A PESAR de haberse desarrollado un gran número de técnicas de optimización convencionales, muchos de estos problemas exhiben características difíciles de manejar por tales métodos, debido a que éstos obtienen la mejor solución posible en la vecindad del punto inicial, de modo que se les atribuye una fuerte dependencia del punto de arranque del algoritmo. Así también, la mayor parte de los métodos utilizan la información del gradiente, por lo que se requiere el cálculo de derivadas, en consecuencia, imponen condiciones de diferenciabilidad y continuidad sobre el espacio de búsqueda, difíciles de garantizar y controlar en la práctica. Además, tienen dificultades con regiones factibles no-convexas y con funciones objetivo no disponibles en forma algebraica (por ejemplo cuando en la función de costo de generación se agrega un término senoidal para considerar el efecto de apertura de válvulas de las unidades térmicas de generación). Es precisamente por tales situaciones que las técnicas heurísticas se han convertido en una alternativa útil y altamente competitiva.

Dentro de los métodos heurísticos se tienen los de naturaleza determinista como es el denominado búsqueda tabú [1], y los de naturaleza probabilística, denominación asociada con el hecho de que la optimización depende de eventos aleatorios. Para esta última clasificación existen dos familias diferenciadas: aquellas que utilizan un único punto de partida como es el recocido simulado [2], y aquellas que emplean una población, dentro de los que se encuentran: programación evolutiva, algoritmos genéticos, estrategias evolutivas, programación genética y el optimizador por enjambre de partículas [3]-[12]. En contraste con las técnicas de optimización convencionales, las técnicas de optimización probabilísticas que operan sobre una población de individuos, cada una de los cuales representa un punto de búsqueda en el espacio solución, son menos vulnerables a quedar atrapadas en un mínimo local, aún cuando se trate con espacios de búsqueda amplios y complejos.

3.2. REVISIÓN DE TÉCNICAS DE COMPUTACIÓN EVOLUTIVAS

Las técnicas de computación evolutivas (programación evolutiva, algoritmos genéticos, estrategias evolutivas, y programación genética) están basadas en el concepto de evolución natural. Al inicio del proceso, se crea una población

inicial de individuos (padres), entonces estos padres son manejados de acuerdo a variaciones aleatorias para crear nuevas posibles soluciones (hijos). Estas variaciones aleatorias (operadores genéticos) usualmente incluyen mutación (operador que permite que varios atributos de los individuos sean modificados), y recombinación (operador por medio de cual los atributos de dos o más individuos son combinados para crear un nuevo individuo). Enseguida, los individuos son evaluados a través de una función de aptitud, (cuyo objetivo es proporcionar una medida de qué tan bien adaptados se encuentran los individuos de la población al medio). Finalmente, un operador de selección determina cuál individuo se mantendrá como padre para la siguiente iteración (generación). Este proceso iterativo continúa hasta satisfacer el criterio de convergencia.

A pesar de compartir la misma estructura, la diferencia más notable entre las técnicas está relacionada con el tipo de representación usado por las posibles soluciones (individuos), del tipo de operadores genéticos utilizados, y de la forma en la cual se implementa cada operación.

- **Programación evolutiva.**

El concepto lo propuso Fogel [4] en 1961, destacando la relación entre la herencia y el comportamiento entre los padres e hijos. En este paradigma, la adaptación es concebida como un tipo de inteligencia.

La programación evolutiva simula la evolución a nivel de las especies. Por lo tanto, no hay operadores de recombinación, (en la naturaleza no es posible el cruce de dos diferentes especies). La selección por torneo se utiliza para evaluar la aptitud de los individuos y el único operador utilizado es la mutación.

- **Estrategias evolutivas**

Las estrategias evolutivas fueron desarrolladas en 1964 en Alemania [5]. Éstas simulan la evolución a nivel de un individuo, entonces hay un operador de recombinación, el cual actúa como un operador secundario, siendo el operador de mutación el operador principal. El operador de mutación varía sobre el tiempo y es auto-adaptivo. La representación en las estrategias evolutivas es a nivel de fenotipo (no se requiere de codificación), y a diferencia de la programación evolutiva, el proceso de selección es determinístico y los peores individuos tienen una probabilidad nula de supervivencia.

- **Algoritmos genéticos**

Los algoritmos genéticos fueron denominados originalmente "*Planes reproductivos*" El método fue desarrollado por John Holland [6] y popularizado por David Goldberg [7], quien lo utilizó para resolver un problema de naturaleza mecánica. Los algoritmos genéticos son técnicas de búsqueda basados en el mecanismo de selección natural y genética natural. Trabajan a nivel de genotipo y el operador de recombinación es su principal operador ya que los algoritmos genéticos emulan la evolución a nivel de individuos; la mutación es

el operador secundario. La selección es probabilística basada en la aptitud. Generalmente no son auto adaptivos.

- **Otras técnicas**

Existen otras técnicas de programación evolutivas que no se basan en los paradigmas de selección, recombinación, y mutación, pero que hoy en día son comúnmente usadas en problemas de optimización [8]. Entre éstas se encuentran la programación genética, evolución diferencial, sistemas de colonia de hormigas, inteligencia artificial, inteligencia de enjambres, en el que se incluye al optimizador por enjambre de partículas. Por sus características se eligió éste último como herramienta de optimización para resolver el problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad, incluyendo medidas de estabilidad transitoria, y que será descrito con detalle en los siguientes puntos.

3.3. OPTIMIZADOR POR ENJAMBRE DE PARTÍCULAS CONVENCIONAL

El optimizador por enjambre de partículas (OEP), nace, a semejanza de otras técnicas estocásticas de cálculo evolutivo, en un intento por imitar el comportamiento de procesos naturales, tratando de imitar los comportamientos sociales de un colectivo a partir de la interacción de los individuos entre sí y con el entorno.

El optimizador por enjambre de partículas (OEP) es una técnica de optimización estocástica, adaptiva, basada en poblaciones, e introducida por Kennedy y Eberhart en 1995 como una alternativa a los algoritmos genéticos [9]-[11], quienes se fijan como objetivo inicial simular gráficamente el movimiento sincronizado e impredecible de grupos tales como los bancos de peces o las bandadas de aves, intrigados por la capacidad de estos grupos para separarse, reagruparse o encontrar alimento. En línea con trabajos previos en el ámbito de la biología y de la sociología, que concluyen que el comportamiento, inteligencia y movimiento de estas agrupaciones está relacionado directamente con la capacidad de los individuos para compartir información y aprovecharse de la experiencia acumulada por sus congéneres, en [12] se modela dicho comportamiento de forma matemática utilizando expresiones simples que revelan su potencial como método de optimización. La primera versión se desarrolló para manejar problemas de optimización no lineales con variables continuas. Sin embargo, sus avances han incrementado su capacidad, permitiendo manejar una variedad de problemas de optimización complejos [13].

El OEP usa el término *multitud* o *enjambre*, para referirse a cualquier conjunto de agentes o individuos que interactúan entre sí y con el medio que los rodea. El ejemplo clásico de enjambre lo representan las abejas en las inmediaciones del panal, aunque esta analogía se hace extensible a cualesquier otro sistema con una arquitectura y comportamiento social como grupo similar. Para entender el funcionamiento del OEP como algoritmo de optimización supongamos, a modo de ejemplo, el comportamiento que exhibe un enjambre de abejas en su movimiento sobre un campo cubierto con diferentes

concentraciones de flores. Sin ningún conocimiento a priori del espacio de búsqueda, las abejas inician su movimiento desde posiciones aleatorias y con velocidades aleatorias. En su desplazamiento, el objetivo del enjambre se centra en encontrar el emplazamiento con la mayor densidad de flores. Cada abeja tiene memoria y puede recordar la posición visitada con mayor densidad de flores y también conoce, por mecanismos de comunicación con sus congéneres, la localización donde otras abejas encontraron una densidad de flores significativa. Esta dupla de información es utilizada por la abeja para modificar continuamente su trayectoria, acelerando en ambas direcciones y volando hacia un punto espacial intermedio que dependerá de su posición actual y de cómo influyan sobre su decisión las así denominadas nostalgia o memoria y cooperación o conocimiento social. De esta forma, las abejas se encuentran permanentemente sobrevolando el campo en busca de posiciones con mayor densidad de flores, redirigiendo en parte la trayectoria del enjambre cada vez que se encuentran configuraciones de mayor calidad. Con el transcurso del tiempo, una vez que ha sido explorado el espacio de soluciones en su totalidad, el conjunto del enjambre se encontrará volando alrededor de la zona con la mayor concentración de flores de todo el campo. En esta situación, las abejas, incapaces de encontrar posiciones alternativas mejores, son permanentemente atraídas hacia dicha posición. Este comportamiento social se ilustra en la Figura 3.1.

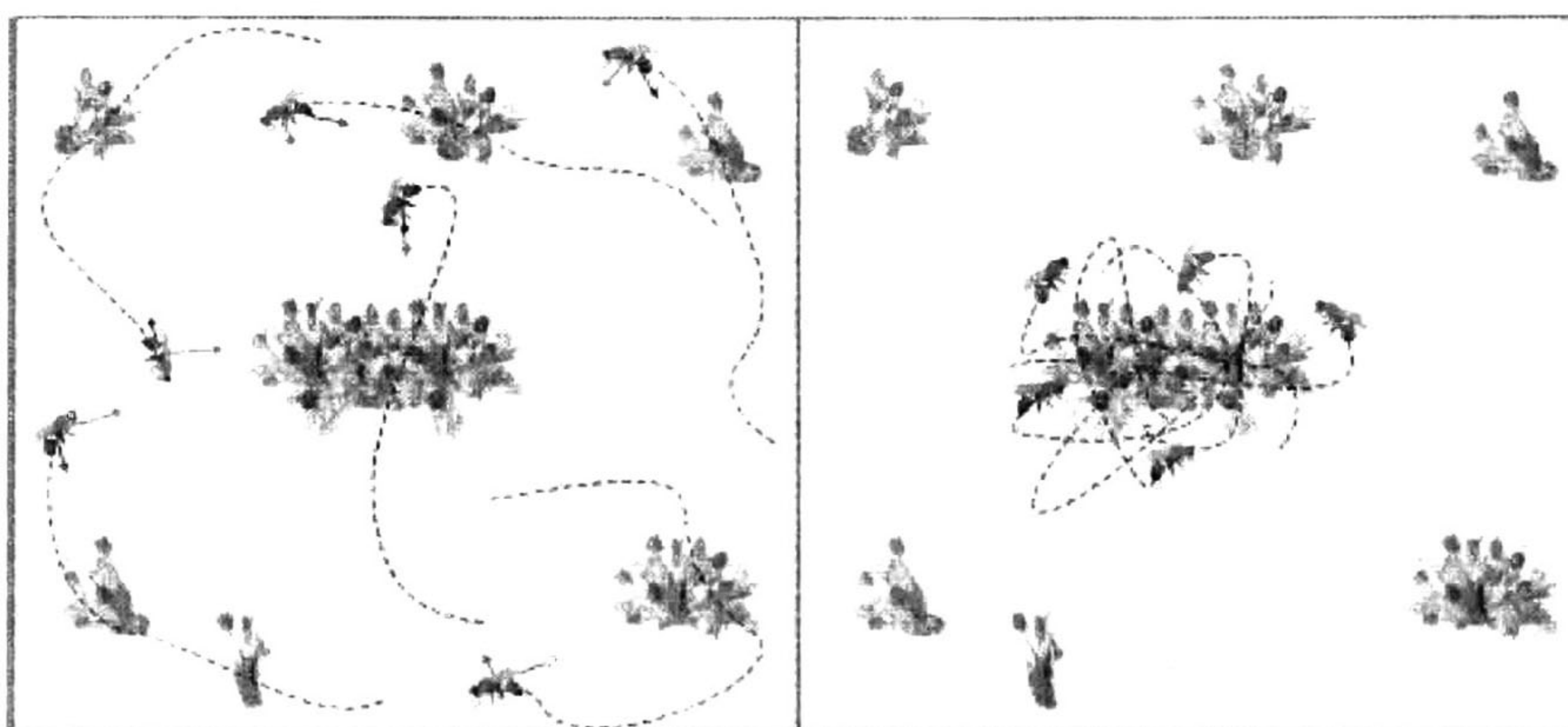


Figura. 3.1. Modelado del OEP utilizando como símil el movimiento de un enjambre de abejas sobre un campo con flores.

El comportamiento social que exhiben éste y otros organismos se puede entender como un método de optimización en el que el espacio de búsqueda se puede extender a las N dimensiones del problema a optimizar, y donde cada partícula, abeja en este caso, se identifique como una potencial solución al problema. Caracterizada por un vector velocidad y un vector posición, ambos en N dimensiones. El problema se reduce a establecer la ecuación que dicte cómo debe moverse cada partícula de la población en el espacio N -dimensional para mimetizar la inteligencia de estas comunidades y evitar a su vez caer en soluciones locales.

La idea básica del OEP es el modelado matemático y la simulación del proceso de búsqueda de comida de un enjambre (población). En un espacio

multidimensional donde se busca la solución óptima, cada individuo (partícula) en el enjambre se mueve hacia la solución óptima, adicionándole un término de ajuste a la posición actual (velocidad de ajuste). En el OEP clásico, la velocidad se compone de tres términos denominados inercial, social, y cognitivo.

El componente inercial simula el comportamiento inercial de las abejas de volar en direcciones previas. El término cognitivo modela la memoria de las abejas para recordar la mejor posición previa encontrada, y el término social modela la memoria de las abejas para grabar la mejor posición entre las partículas (interacción entre las partículas). Las partículas se mueven alrededor del espacio de búsqueda multidimensional hasta que encuentran la comida (solución óptima).

El OEP primero produce una población inicial, cuyos miembros representan una posible solución al problema de optimización; ésta tiene su propia posición y velocidad inicial. Para un problema N-dimensional, la posición y velocidad pueden ser especificados por matrices de tamaño $M \times N$ como se describe en (3.1) y (3.2).

$$X = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1N} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{M1} & X_{M2} & \dots & X_{MN} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

$$V = \begin{bmatrix} V_{11} & V_{12} & \dots & V_{1N} \\ V_{21} & V_{22} & \dots & V_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ V_{M1} & V_{M2} & \dots & V_{MN} \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

donde X y V son la matriz de posiciones y velocidades, respectivamente. M , representa el número de partículas que constituyen una población. Cada fila en la matriz de posiciones representa la posición de cada partícula en el espacio de búsqueda, a través de la cual se calcula el valor de aptitud de la partícula. En cada iteración, cada partícula memoriza y sigue el rastro de su mejor población (P_{best}), y el vector con la mejor posición global (G_{best}) para actualizar la velocidad de la matriz. La mejor población (P_{best}) es la posición con el mejor valor de aptitud que se ha encontrado, y se puede definir por (3.3):

$$P_{best} = \begin{bmatrix} p_{best}_{11} & p_{best}_{12} & \dots & p_{best}_{1N} \\ p_{best}_{21} & p_{best}_{22} & \dots & p_{best}_{2N} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{best}_{M1} & p_{best}_{M2} & \dots & p_{best}_{MN} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

La mejor posición global (Gbest), es la mejor posición de entre todas las partículas de la mejor población (Pbest) y es definida como:

$$Gbest = [gbest_1 \quad gbest_2 \quad \dots \quad gbest_N] \quad (3.4)$$

Conociendo estas dos mejores posiciones, las partículas pueden modificar velocidades y posiciones usando las siguientes expresiones:

$$v_{ij}^{iter+1} = w \cdot v_{ij}^{iter} + C_1 \cdot rand() \cdot (pbest_{ij} - x_{ij}^{iter}) + C_2 \cdot Rand() \cdot (gbest_i - x_{ij}^{iter}) \quad (3.5)$$

$$x_{ij}^{iter+1} = x_{ij}^{iter} + v_{ij}^{iter+1} \quad i = 1,2,\dots,M \quad j = 1,2,\dots,N \quad (3.6)$$

donde, iter, es la iteración (generación) actual; C_1 , C_2 , son coeficientes positivos de aceleración, que ajustan el paso máximo de aproximación de las partículas hacia Pbest y Gbest; rand(), Rand(), son variables generadas aleatoriamente, uniformemente distribuidas en el rango [0, 1], cuyo objetivo es emular el comportamiento estocástico y un tanto impredecible que exhibe la población del enjambre; w, es conocido como el peso inercial y cumple la función de balancear la búsqueda local y la búsqueda global, [14]-[15].

La Figura. 3.2 esquematiza el concepto de modificación del punto de búsqueda. Con pequeñas modificaciones, pueden manejarse variables discretas en (3.5) y (3.6).

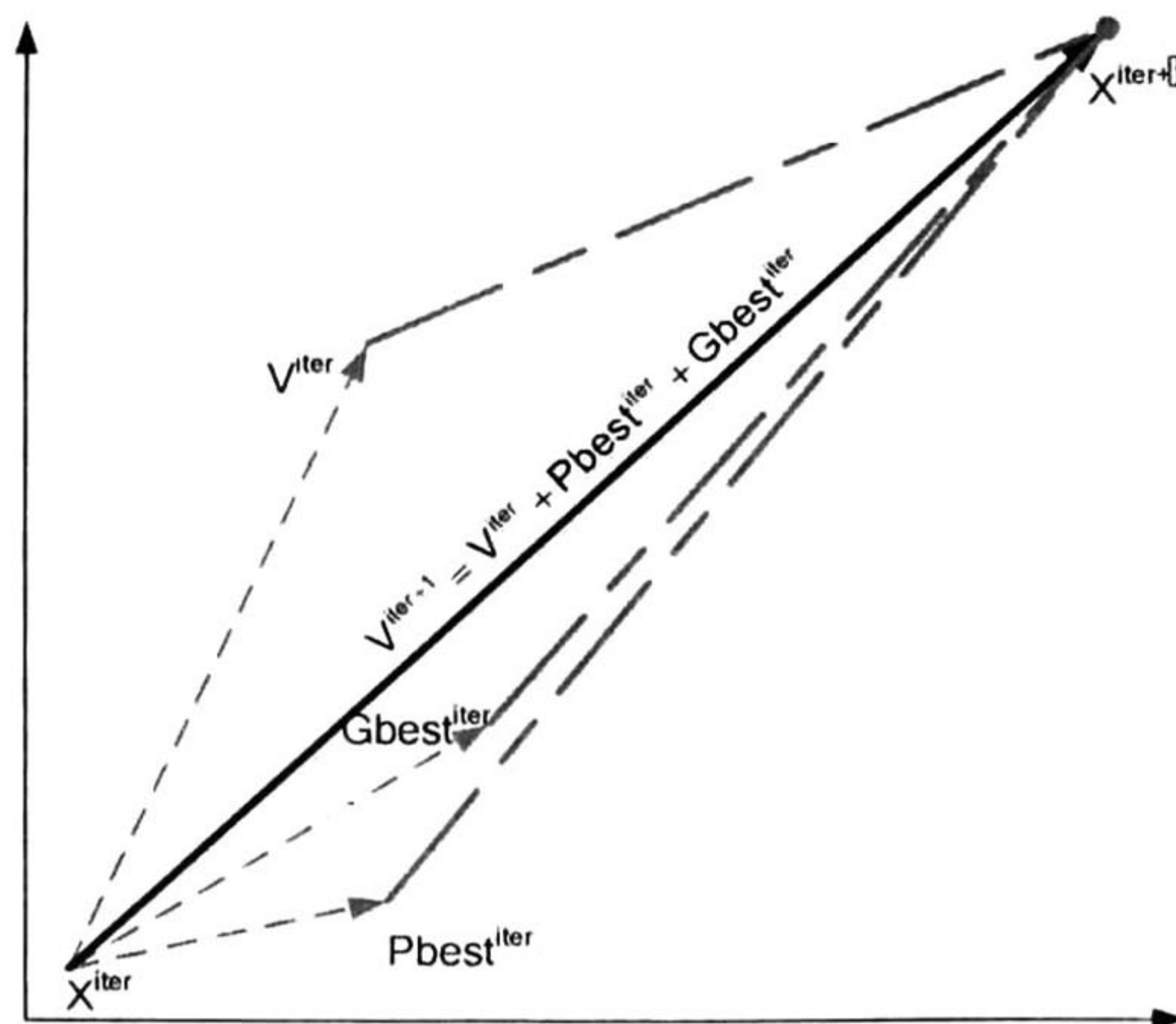


Figura. 3.2. Concepto de la modificación de los puntos de búsqueda

A partir de (3.5) y (3.6), se observa que cuando una partícula coincide con la mejor posición global (Gbest), la partícula saldrá de este punto si el peso inercial w y su velocidad actual son diferentes de cero. Si las velocidades actuales de las partículas son cercanas a cero, entonces estas partículas no se

moverán y quedarán atrapadas, lo que significa que todas las partículas convergen a la mejor posición (Gbest) encontrada por la partícula. Para este caso, se presenta un problema de convergencia prematura si la aptitud de la mejor posición encontrada no corresponde a un óptimo global. Para resolver este problema la literatura proporciona alternativas basadas en adicionar variantes de operadores de mutación al OEP.

El uso de un operador de mutación en OEP no es nuevo. Higashi e Iba [16], Secret y Lamond [17], proponen incorporar una mutación con distribución de probabilidad Gaussiana al OEP convencional o a una modificación de éste. Por otro lado, Stancey, Jancic y Grundy [18], proponen utilizar una distribución de Cauchy para producir la mutación.

- **Áreas de aplicación del OEP**

Uno de los motivos por los que el OEP es atractivo para diferentes aplicaciones, es debido a que hay pocos parámetros que deben ser ajustados. Una versión con muy pocas modificaciones puede trabajar bien en una amplia variedad de aplicaciones. La Figura. 3.3 ilustra el crecimiento de las contribuciones que han utilizado OEP para resolver diferentes problemas de optimización [19].

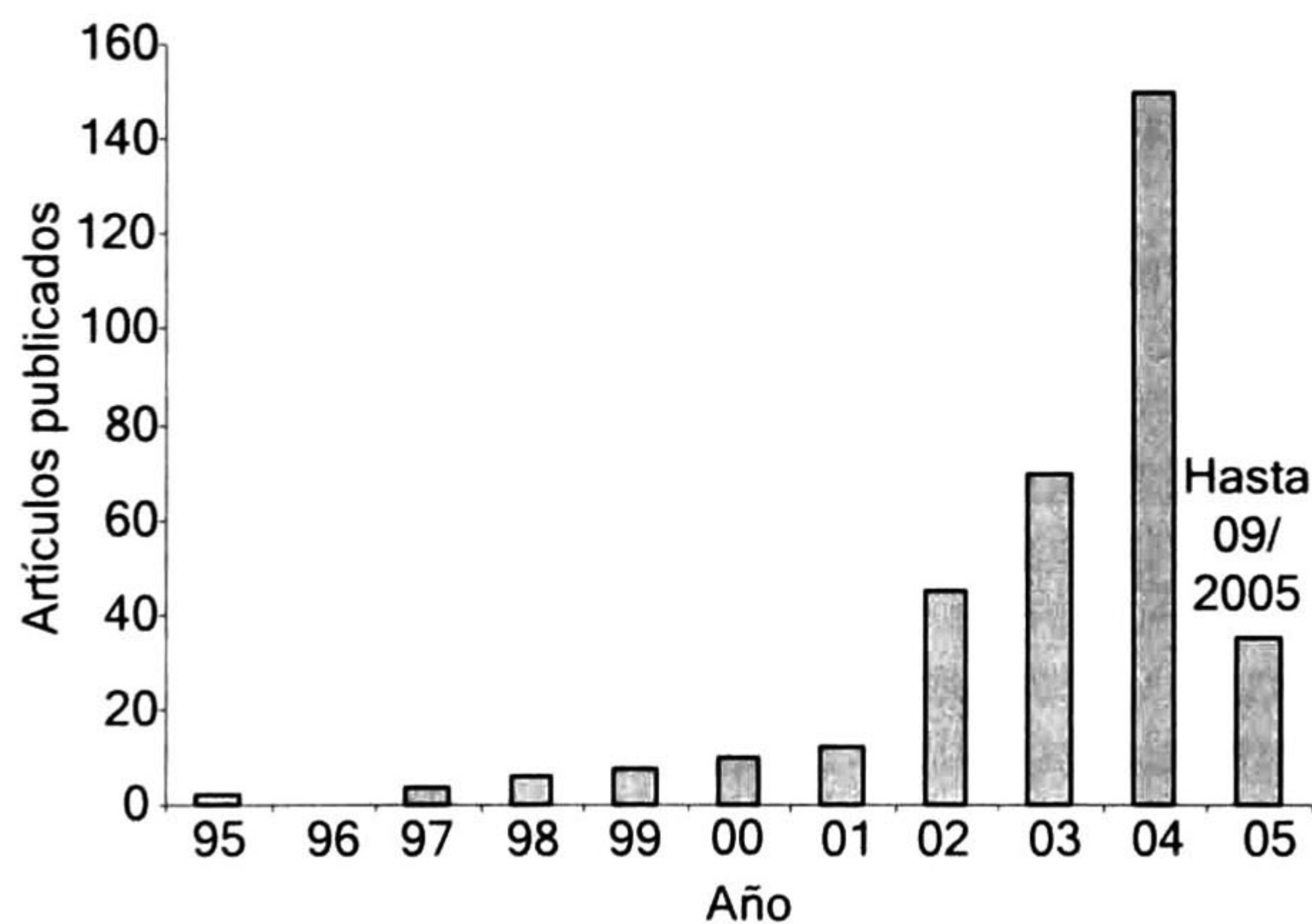


Figura. 3.3 Número de publicaciones que han utilizado OEP en diferentes áreas

En el área de los sistemas eléctricos de potencia, los se ha aplicado el OEP en varios problemas de optimización. La Figura. 3.4 presenta el número de publicaciones en esta área [19]. De ahí su aplicabilidad y el rápido crecimiento en la utilización del OEP.

Las siguientes son las principales áreas en las cuales el OEP ha sido utilizado.

- Despacho Económico.

- Control de potencia reactiva y reducción de pérdidas de potencia.
- Flujos óptimos de potencia.
- Diseño de controles en sistemas eléctricos de potencia.
- Entrenamiento de redes neuronales.

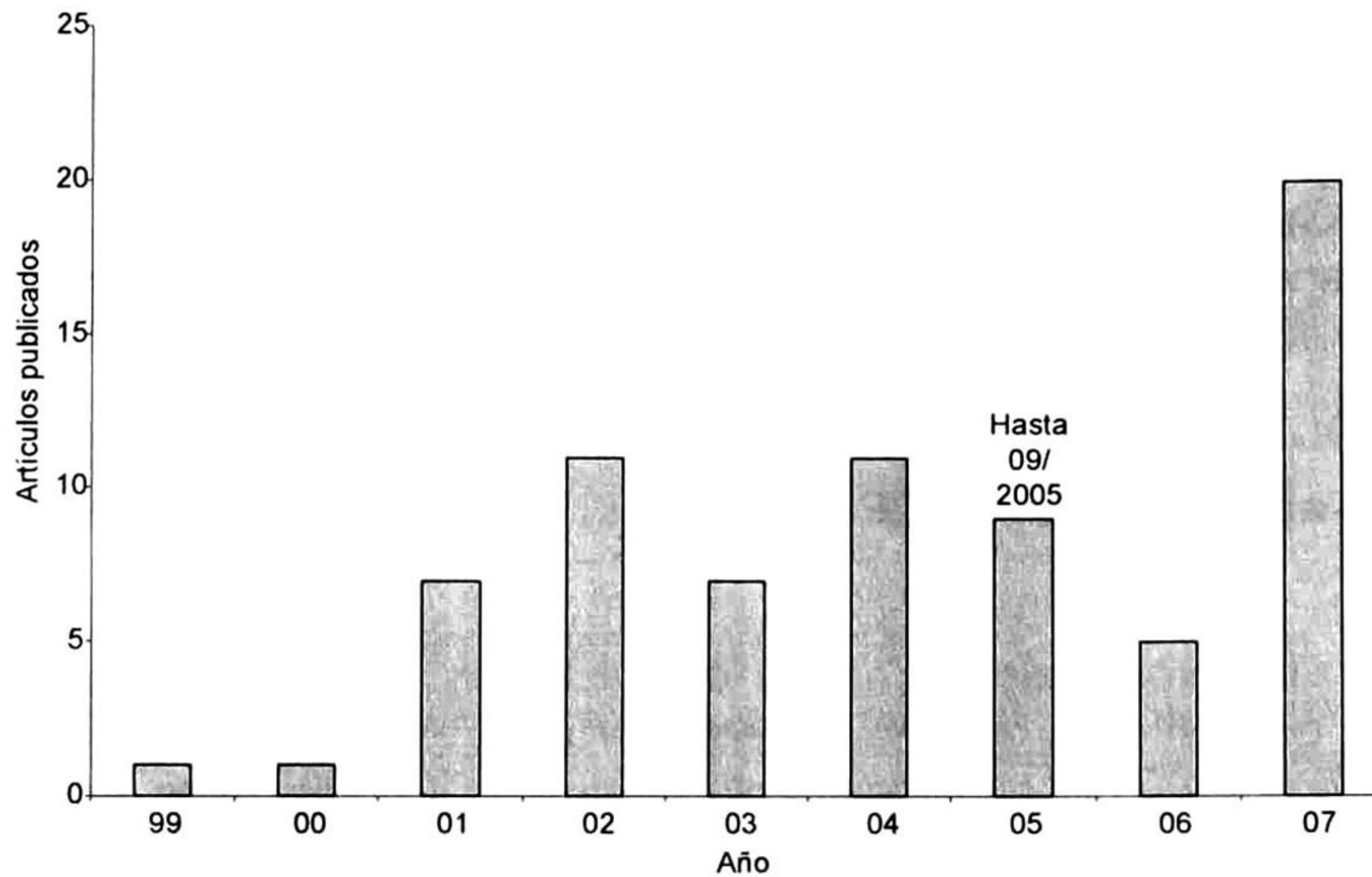


Figura. 3.4. Número de publicaciones que han utilizado OEP aplicados al área de sistemas de potencia

3.4. MANEJO DE RESTRICCIONES

Los problemas de optimización con restricciones se encuentran en numerosas aplicaciones, es por eso que hay un creciente interés en abordar el tema de su manejo. Al igual que las técnicas de optimización evolutivas, el optimizador por enjambre de partículas fue creado para resolver problemas sin restricciones. Sin embargo, se han desarrollado técnicas que permiten manejar problemas de optimización con restricciones. En los últimos años se han reportado resultados alentadores; variantes de los algoritmos genéticos [7], programación evolutiva [4], estrategias evolutivas, optimizador por enjambre de partículas han sido propuestas para tratar este tipo de problemas [9].

En el espacio de búsqueda de un problema de optimización con restricciones hay dos clases de partículas (posibles soluciones): factibles y no factibles. Las soluciones factibles satisfacen todas las restricciones, mientras que las no factibles no cumplen con al menos una de ellas.

La forma común para tratar los problemas de optimización con restricciones es usar funciones de penalización. El problema con restricciones se transforma en uno sin restricciones a través de la penalización de la función objetivo. Cuando se usa una función de penalización, la magnitud de la desviación de la restricción se usa para "castigar" o "penalizar" una solución que no es factible, de manera que las soluciones factibles se vean favorecidas. Sin embargo, la principal desventaja de la función de penalización es que requiere de un ajuste fino de los factores de penalización que estime acertadamente el grado de

penalización por aplicar, de tal manera que se pueda aproximar acertadamente a la región factible. Si el valor de penalización es alto, el algoritmo de minimización (optimización) puede quedar atrapado en un mínimo local, mientras que si los valores de penalización son bajos, difícilmente se distingue entre soluciones factibles o no factibles.

Las funciones de penalización pueden clasificarse en dos categorías: estacionarias y no estacionarias. Las primeras son valores de penalización fija a lo largo del algoritmo de optimización. Por otro lado, en las funciones de penalización no estacionarias, los valores de penalización son dinámicamente modificados. De lo reportado en la literatura especializada puede concluirse que los resultados obtenidos usando funciones de penalización no estacionarias muestran ser más eficientes que los obtenidos por funciones de penalización estacionarias.

Una función de aptitud se define generalmente como [20]:

$$F^{apt}(x) = F^{obj}(x) + h(iter)H(x) \quad (3.7)$$

donde $F^{obj}(x)$ es la función objetivo, $h(iter)$ es el valor de penalización dinámicamente modificado, $iter$ es el número de iteración actual del algoritmo, y $H(x)$ es el factor de penalización.

La funcione $H(.)$ es una función dependiente del problema. Para el problema planteado en este trabajo, se utiliza una función de penalización no estacionaria. En la siguiente sección se proporcionan detalles concernientes a ésta función.

3.5. IMPLEMENTACIÓN DEL OEP EN EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD CONSIDERANDO UNA MEDIDA DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

En el capítulo 2 se presentó la formulación al problema de FPO-RS-ET. Este se convierte en un problema de optimización multimodal, no-lineal, no-convexo, con restricciones. La formulación propuesta se puede resumir mediante (3.8).

$$\begin{aligned} \text{Min} = & \text{ ec. (2.9)} \\ \text{sujeto} & \text{ ecs. (2.18) – (2.21) y (2.39 – 2.44)} \\ & \text{ y ecs. (2.22) – (2.31) y (2.45)} \end{aligned} \quad (3.8)$$

En esta sección se bosqueja el procedimiento completo de solución propuesto. El diagrama de flujo se presenta en la Figura. 3.5. Los detalles de los principales pasos se dan a continuación.

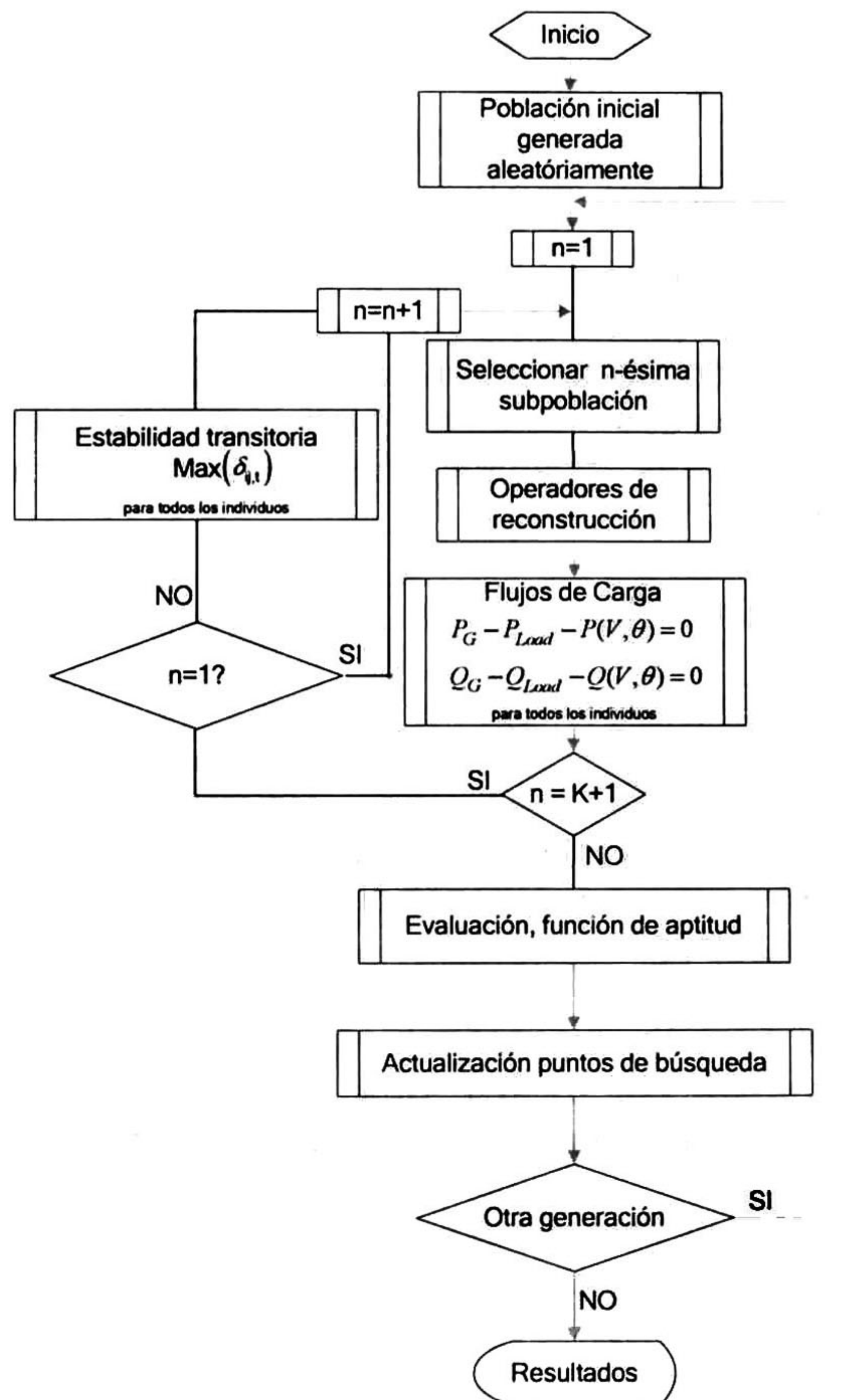


Figura. 3.5 Diagrama de flujos de la metodología propuesta

A. Población Inicial.

De acuerdo a la función objetivo definida por (2.9), las variables por optimizar (variables de control), se pueden dividir en variables de control continuas y variables de control discretas. Entre las primeras están: la potencia activa generada por cada una de las unidades disponibles en el sistema, la demanda de potencia activa consumida por cada una de las cargas, esto tanto para los estados pre- y post-contingencia. Forman parte de las variables de control discretas: los estados de las unidades, los valores definidos para el tap correspondiente, y la potencia reactiva proporcionada por un condensador/inductor en derivación.

En este trabajo se propone la generación de una población inicial definida en subpoblaciones, una para el estado pre-contingencia y una para cada uno de los estados post-contingencia, Figura. 3.6. Cada una de las sub-poblaciones se

define como una matriz de tamaño $T \times NVAR \times NINDV$; donde, $NVAR$ es el número total de variables de control, mientras que $NINDV$ representa el número de partículas que se definen para el optimizador por enjambre de partículas, K representa el número total de contingencias consideradas, mientras que T es el número de horas programadas.

Para cada una de las partículas, los genes correspondientes a la potencia activa generada son creados aleatoriamente, de tal manera que la demanda para cada período de tiempo y para cada uno de los estados, sea repartida proporcionalmente entre los NG generadores disponibles en el sistema:

$$P_{G,t}^k = \frac{\text{rand}(NG)}{\sum \text{rand}(NG)} * \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Load,j,t}^k \quad \text{para } k = 0, 1, \dots, K \text{ y } t = 1, 2, \dots, T \quad (3.9)$$

donde, $\text{rand}(NG)$ representa un vector de NG elementos generados aleatoriamente, distribuidos uniformemente en el intervalo $[0, 1]$.

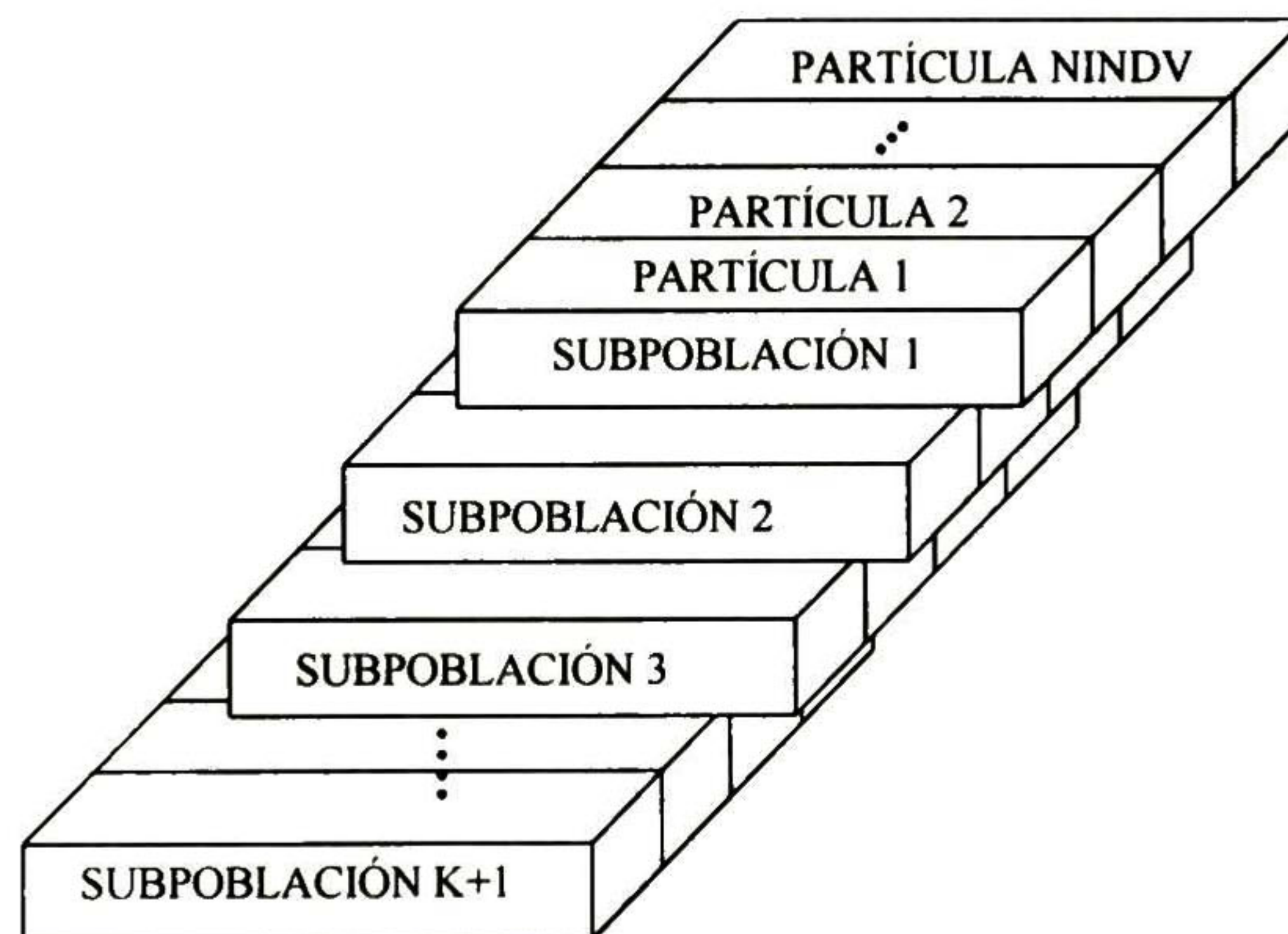
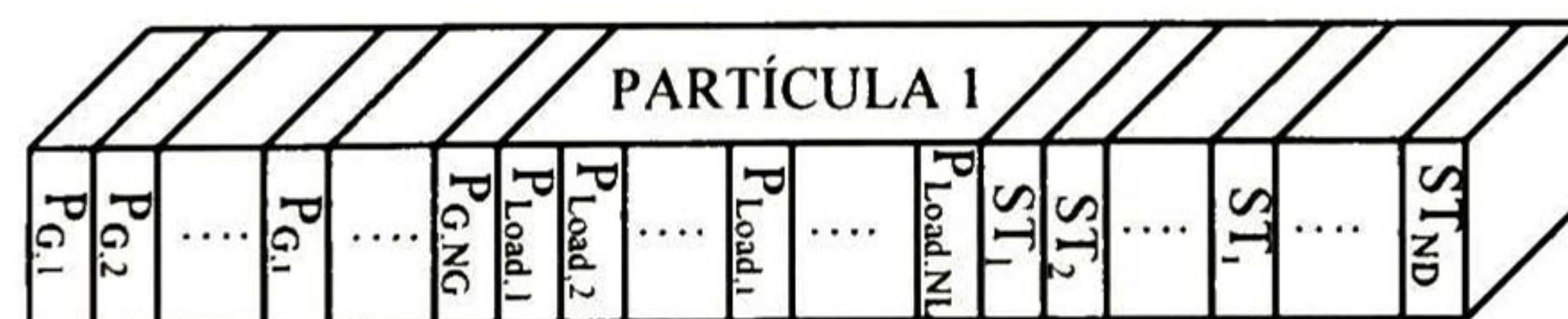


Figura. 3.6 Estructura de la población inicial

Cada partícula de una sub-población se define por un vector de tamaño $T \times NVAR$, en el que cada uno de los elementos del vector (gen) representa una de las variables de control, Figura. 3.7.



ST_i representa a las variables discretas

Figura. 3.7 Representación de una partícula (considerando $T=1$)

Para los genes correspondientes a la demanda de potencia activa, éstos son generados aleatoriamente de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$P_{Load,j}^0 = P_D \quad (3.10)$$

$$P_{Load,j,t}^k = P_{Load_MIN} + \text{rand}() * [P_{Load_MAX,j} - P_{Load_MIN,j}] \quad \text{para } k = 1,2,\dots,K \quad (3.11)$$

donde P_D representa el pronóstico de demanda; $P_{Load_MAX,j}$, $P_{Load_MIN,j}$ representan los límites máximos y mínimos de consumo de potencia activa permitidos para la j -ésima carga; $\text{rand}()$ representa un valor generado aleatoriamente distribuido uniformemente en el intervalo $[0, 1]$.

Para el caso de las variables discretas, esto es para el valor del tap y potencia reactiva asignada a los capacitores/reactores conectados en derivación, se generan aleatoriamente entre sus límites máximos y mínimos (3.13), y toman el valor más cercano en el intervalo $[u_k^{\max}, u_k^{\min}, \text{paso } M_i]$, con M_i definido como en (3.12):

$$M_j = \frac{(u_j^{\max} - u_j^{\min})}{\text{step}_j} \quad (3.12)$$

$$ST_{j,t}^k = u_j^{\min} + \text{rand}() (u_j^{\max} - u_j^{\min}) \quad (3.13)$$

para $j = 1,2,\dots,ND$; $t = 1,2,\dots,T$; $k = 0,1,\dots,K$

donde:

- u_j^{\max}, u_j^{\min} Representan los límites máximos y mínimos, respectivamente, que puede tomar la j -ésima variable discreta.
- step_j Es el número total de pasos dentro del intervalo de ajuste que puede tomar la j -ésima variable discreta.
- $ST_{j,t}^k$ Representa el valor asignado a la j -ésima variable discreta para el período t , y para cada uno de los estados de operación del sistema.

Ejemplo 3.1 Considerar un sistema formado por tres generadores, tres cargas y un transformador con cambiador de taps. Los datos de pronóstico de demanda y límites de posición de derivaciones de un transformador con cambiador de taps se muestran en la Tabla 3.1. Generar una población inicial formada por 5 individuos. Asumir que el sistema estará sometido a una contingencia.

La población inicial estará formado por 2 sub-poblaciones, una para el caso base de operación y otra para la única contingencia considerada.

Para el caso base de operación, $k=0$. De acuerdo a (3.9),

$$NG=3$$

$$P_{Load}^0 = [117.92 \ 83.86 \ 104.73]$$

$$\text{rand}(NG)=[0.5020, 0.4020, 0.0960]$$

TABLA 3.1. CAPACIDADES DE GENERACIÓN Y CARGA

NODO	1	2	3	5	6	8
P_D				117.92	83.86	104.73
P_{Load_MIN}				110	80	100
P_{Load_MAX}				117.92	83.86	104.73
P_{G_MAX}	250	270	285			
P_{G_MIN}	25	25	35			
Transformador						
Nodo envío	1					
Nodo recepción	4					
Tap máximo	1.05					
Tap mínimo	0.95					
Número taps	10					

para $k=0$ y $t=1$, una partícula para el estado pre-contingencia estará dada por :

$$P_G^0 = \frac{[0.5020 \ 0.4020 \ 0.0960]}{1.8363} * \sum_{j=1}^3 P_{Load,j}^0 = [153.8676 \ 123.2204 \ 29.4221]$$

De acuerdo a (3.10)

$$P_{Load}^0 = [117.92 \ 83.86 \ 104.73]$$

Considerando (3.12)

$$M_j = \frac{(1.05 - 0.95)}{10} = 0.01$$

Entonces los valores de tap que puede tomar el transformador están dados en el vector

$$[0.95 \ 0.96 \ 0.97 \ 0.98 \ 0.99 \ 1.00 \ 1.01 \ 1.02 \ 1.03 \ 1.04 \ 1.05]$$

Utilizando (3.13)

$$ST_{1,1}^0 = 0.95 + 0.8462 * (1.05 - 0.95) = 1.0346$$

Comparando con el vector de valores de tap posible se le asigna el valor más próximo factible: 1.03.

k=1

Se inicia con la asignación de demanda de potencia activa. De (3.11)

$$P_{Load1}^1 = 110 + 0.9883 * (117.92 - 110)$$

$$P_{Load}^1 = [117.8276 \quad 82.2496 \quad 102.0031]$$

La potencia activa es:

$$P_G^1 = \frac{[0.5155 \quad 0.3340 \quad 0.4329]}{1.2824} * \sum_{j=1}^3 P_{Load,j}^1 = [121.4361 \quad 78.6670 \quad 101.9773]$$

El valor del tap será

$$ST_{1,1}^1 = 0.95 + 0.3704 * (1.05 - 0.95) = 0.9870$$

En este caso se le asigna el valor más próximo factible: 0.99.

El proceso se repite hasta completar el número definido de individuos. La población inicial se presenta en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2. POBLACIÓN INICIAL

Partícula	Variables de control						
	k=0						
	P _{G1}	P _{G2}	P _{G3}	P _{Load1}	P _{Load2}	P _{Load3}	ST ₁
1	153.87	123.22	29.42	117.92	83.86	104.73	1.03
2	127.14	98.89	80.49	117.92	83.86	104.73	0.96
3	100.86	90.23	115.42	117.92	83.86	104.73	1.01
4	124.29	67.89	114.33	117.92	83.86	104.73	0.96
5	37.22	210.86	58.42	117.92	83.86	104.73	0.99
	k=1						
1	121.44	78.67	101.98	117.83	82.25	102.00	0.99
2	43.12	110.65	145.10	112.00	83.38	103.49	0.98
3	113.45	137.15	44.77	111.08	80.05	104.23	1.04
4	60.94	125.68	109.24	111.58	81.15	103.13	0.95
5	74.45	91.68	128.24	112.25	81.81	100.31	1.03

B. Operadores de reconstrucción.

Los operadores de reconstrucción son mecanismos que permiten manejar cada uno de los genes, de tal manera que las restricciones correspondientes a los requerimientos operativos de las unidades sean satisfechas. Para el estado pre-contingencia, y para cada uno de los estados post-contingencia se aplicaron los siguientes operadores de reconstrucción.

1) Límites de generación de potencia activa.

Cada uno de los genes correspondientes a la potencia activa de generación de una partícula debe satisfacer la siguiente relación.

$$P'_{Gi} = \begin{cases} P_{Gi_MAX} & \text{si } P_{G,i} \geq P_{Gi_MAX} \\ P_{Gi} & \text{si } P_{G,i_MIN} < P_{Gi} < P_{G,i_MAX} \\ P_{Gi_MIN} & \text{si } \lambda * P_{Gi_MIN} < P_{Gi} \leq P_{Gi_MIN} \\ 0 & \text{otro caso} \end{cases} \quad (3.14)$$

De la ec. (3.14), los genes a los que se asigne un valor por debajo de un porcentaje del mínimo permitido (en este trabajo elegido como $\lambda=0.8$), pasará automáticamente a un valor cero, que corresponde a un estado de apagado para la unidad respectiva. Este operador, además de controlar los límites de generación, se utiliza para establecer el estado de las unidades, evitando el uso de variables de control discretas adicionales.

En el caso de los genes correspondientes a las potencias activas consumidas por las cargas, para los casos post-contingencia, deben cumplir la siguiente relación:

$$P'_{Load,j} = \begin{cases} P_{Load,j}^o & \text{si } P_{Load,j}^k > P_{Load,j}^o \\ P_{Load,j}^o - \Delta_{Load,j}^- & \text{si } P_{Load,j}^k < P_{Load,j}^o - \Delta_{Load,j}^- \\ P_{Load,j}^k & \text{otro caso} \end{cases} \quad (3.15)$$

para $k = 1, 2, \dots, K$ y $j = 1, 2, \dots, NLoad$

donde $\Delta_{Load,j}^-$ representa la máxima interrupción de carga permitida para la j -ésima carga; $NLoad$, es el número total de cargas conectadas en el sistema.

Para el caso de las variables discretas se lleva a cabo un control de límites a través de (3.16):

$$ST_j'^k = \begin{cases} u_j^{\max} & \text{si } ST_j^k > u_j^{\max} \\ u_j^{\min} & \text{si } ST_j^k < u_j^{\min} \\ ST_j & \text{otro caso} \end{cases} \quad (3.16)$$

para $k = 0, 1, \dots, K$ y $j = 1, 2, \dots, ND$

2) Tiempos mínimos de encendido y apagado

Las unidades de generación, en especial las unidades térmicas de gran tamaño, deben satisfacer requerimientos en tiempo mínimo de encendido y de apagado. En este caso, el operador controla tal restricción, modificando el estado de la unidad si se requiere de acuerdo a la siguiente relación:

$$P_{Gi}'' = \begin{cases} 0 & \text{si } i\text{-ésima unidad se arranca y } T_i^{\text{OFF}} < T_{\text{MIN},i}^{\text{OFF}} \\ P_{Gi_MIN} & \text{si } i\text{-ésima unidad se apaga y } T_i^{\text{ON}} < T_{\text{MIN},i}^{\text{ON}} \\ P_{Gi}' & \text{otro caso} \end{cases} \quad (3.17)$$

3) Rampas de modificación de generación

El valor por el que una unidad puede modificar su generación de potencia activa que entrega al sistema se ve restringido por la velocidad de cambio. Este operador permite que la potencia activa de generación asignada a las unidades cumpla tal restricción:

$$P_{Gi}''' = \begin{cases} \min(P_{Gi}'', \Delta_{\text{ON}}) & \text{si } U_{i,t-1} = 0 \text{ y } U_{i,t} = 1 \\ \max(\max(P_{Gi,t-1} - \Delta_{\text{OFF}}, 0), P_{Gi_MIN}) & \text{si } U_{i,t-1} = 1 \text{ y } U_{i,t} = 0 \\ \min(P_{Gi_MAX}, P_{Gi,t-1} + \Delta_{\text{UP}}) & \text{si } P_{Gi}^k - P_{Gi}^o > 0 \\ \max(P_{\text{min}}, P_{Gi,t-1} - \Delta_{\text{DOWN}}) & \text{si } P_{Gi}^o - P_{Gi}^k > 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

donde:

Δ_{ON}	rampa de arranque para la i -ésima unidad
Δ_{OFF}	rampa de parada para la i -ésima unidad
Δ_{UP}	rampa de subida para la i -ésima unidad
Δ_{DOWN}	rampa de bajada para la i -ésima unidad.
$U_{i,t}$	estado de la i -ésima unidad al tiempo t

4) Manejo de las restricciones de balance de carga

Luego de aplicar los operadores de reconstrucción descritos en los puntos 1) y 3), es necesario verificar la restricción de balance de carga para cada partícula. De ser necesario, se efectúan modificaciones en el valor de los genes de acuerdo al siguiente algoritmo.

PASO 1: Definir un conjunto $S_{\text{on}} = \{j | U_j = 1, \text{ satisface } 1 \leq j \leq \text{NG}\}$

PASO 2: Definir un conjunto $S_{\text{off}} = \{j | U_j = 0, \text{ satisface } 1 \leq j \leq \text{NG}\}$

PASO 3: Definir un conjunto $S_1 = \{j | P_{Gj_MIN} \leq P_{Gj}''' < P_{Gj_MAX}, \text{ satisface } 1 \leq j \leq \text{NG}\}$

PASO 4: Definir un conjunto $S_2 = \{j | P_{Gj_MIN} < P_{Gj}''' \leq P_{Gj_MAX}, \text{ satisface } 1 \leq j \leq \text{NG}\}$

PASO 5: Hacer mientras $\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}''' < \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj}$

Elija aleatoriamente un elemento de S_1 , o de S_{off} si $S_1 = \{\}$, (P_{UP})

$$P_{Gi}''' = \min \left(P_{Gi_MAX}, P_{UP} + \left(\sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj} - \sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}''' \right), P_{Gi}''' + \Delta \right)$$

Elimine el elemento del conjunto correspondiente

Fin

PASO 6. Hacer mientras $\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}''' > \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj}$

Elija aleatoriamente un elemento de S_2 o de S_{on} si $S_2 = \{\}$,

$$P_{Gi}''' = \max \left(P_{Gi_MIN}, P_{Gi}''' - \left(\sum_{i=1}^{NG} P_{Gi}''' - \sum_{j=1}^{NLoad} P_{Loadj} \right), P_{Gi,k-1}''' - \Delta, P_{Gi}''' - \Delta \right)$$

Elimine el elemento del conjunto correspondiente

Fin

PASO 7: *Fin.*

S_1 (paso 3) representa un conjunto de unidades que tienen capacidad de incrementar su generación sin violar sus límites máximos. Por otro lado, S_2 (paso 4), es un conjunto de unidades que pueden disminuir su nivel de generación.

C. Flujos de carga.

Una vez determinados los valores de las variables de control, para cada una de las partículas se ejecuta una rutina de flujos de carga que permite determinar los voltaje en cada nodo y los flujos de potencia activa a través de las líneas del sistema de potencia. Además, se obtienen las pérdidas totales de potencia activa en el sistema de transmisión, mismas que se suman a la potencia asignada a la unidad conectada a la barra definida "slack" en el algoritmo de flujos de potencia óptimo.

D. Estabilidad transitoria.

Esta función permite determinar la máxima diferencia angular entre dos diferentes grupos de generadores, a través de la solución del grupo de ecuaciones diferenciales que modelan la dinámica de los diferentes dispositivos de un sistema eléctrico de potencia.

E. Función de aptitud

Una vez aplicados los operadores de reconstrucción, deben tomarse en cuenta las restricciones correspondientes a los límites térmicos de las líneas de transmisión (flujo máximo permitido en cada una de las líneas de la red de transporte), ecs (2.24)-(2.25), y las restricciones de estabilidad transitoria impuestas, ec (2.45). Como se ha descrito en la sección 3.4, se han desarrollado varios métodos que permiten el manejo de restricciones. Uno de estos métodos considera incluir funciones de penalización a la función objetivo. La función constituida por la función objetivo más las funciones de penalización se denomina función de aptitud. De acuerdo a la definición de la función de aptitud presentada en (3.7), para el control de las restricciones de flujo de potencia activa en la red de transporte, y la restricciones asociadas a medidas de estabilidad transitoria, definida por la máxima diferencia angular entre dos generadores, (3.19) representa la función de aptitud considerada en este trabajo.

$$F_{1,i}^{apt} = F_i^{Obj} + Cte(iter) * \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{N_OFLW} OverFlow_j + cte * \max(|\delta_{mn}(t_f)| - \delta_{MAX}, 0) \right)$$

para $i = 1, \dots, NIND$

(3.19)

donde:

F_i^{Obj}	Es el valor de la función objetivo para la i-ésima partícula definido en (2.9).
$\delta_{mn}(t_f)$	Es la diferencia angular entre dos generadores, definida en (2.45).
δ_{MAX}	Es la máxima diferencia angular deseada.
Cte	Representa un valor positivo constante.
Cte(iter)	Es un valor positivo de penalización modificado dinámicamente [20].
N_OFLW	Representa el número total de líneas que presentan sobreflujo.
OverFlow _j	Definido en (3.20).

$$abs(FLOW_{i,j_MAX} - |FLOW_{i,j}|) \quad (3.20)$$

$FLOW_{i,j_MAX}$, es el máximo flujo permitido a través de las líneas que enlazan los nodos i-j.

Para mejorar los perfiles de voltaje, a la función de aptitud definida en (3.19), se le adiciona un nuevo término de penalización, de esta manera la nueva función de aptitud queda definida por:

$$F_{2,i}^{apt} = F_{1,i}^{apt} + \sum_{t=1}^T \left(F_i^{obj} * \sum_{j=1}^{NLB} |V_{ref} - V_{j,t}| \right) \quad (3.21)$$

donde V_{ref} es la magnitud de voltaje de referencia (definido como 1 p.u.); V_j , es la magnitud de voltaje en el j -ésimo nodo; NLB es el número de nodos de carga.

F Actualización de los puntos de búsqueda.

Para explorar nuevas zonas en el espacio de búsqueda, los genes de cada una de las partículas requieren ser modificados; las ecs. (3.5)-(3.6) permiten este proceso de actualización.

En este trabajo, el peso w , definido en (3.5) se considera como una función que decrece linealmente a través del proceso iterativo (3.22), iniciando en un valor relativamente alto ($w_{MAX}=0.9$) hasta alcanzar un valor pequeño ($w_{MIN}=0.4$). Esta estrategia permite una exploración global al inicio del proceso iterativo, y una exploración local al final del mismo [13]-[14].

$$w = w_{MAX} - \frac{w_{MAX} - w_{MIN}}{iter_{MAX}} * iter \quad (3.22)$$

donde; $iter_{MAX}$ representa el número máximo de iteraciones definido.

Al final de cada iteración, la partícula con la función de aptitud de menor valor se guarda como posible solución al problema de optimización.

3.6. CONCLUSIONES

En este capítulo se presenta una metodología para solucionar el problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad considerando límites asociados al problema de estabilidad transitoria, basada en un optimizador por enjambre de partículas con operadores de reconstrucción. El empleo de estos operadores implica una técnica en el manejo de las restricciones, lo que permite que las partículas generadas cumplan con las restricciones operativas de las unidades, incrementando el número de partículas que exploran la región de búsqueda factible. Por otro lado, los operadores permiten manejar los genes de tal manera que se pueden establecer estados de encendido y apagado a las unidades de generación, sin necesidad de considerar variables de control discretas adicionales.

El límite de estabilidad transitoria es incorporado al problema de optimización a través de agregar un término de penalización a la función objetivo, para aquellas partículas que no satisfacen la restricción de máxima diferencia

angular. Se adopta un método en el dominio del tiempo (métodos de integración paso a paso) para la solución de las ecuaciones diferenciales que modelan el generador.

La metodología propone la utilización del OEP como herramienta de optimización por su facilidad de adaptación a una gran variedad de problemas, además de que posee pocos parámetros de ajuste. El OEP no presenta una gran dependencia de la correcta elección de las funciones de penalización, como es el caso de otras técnicas heurísticas que aplican el criterio de selección para la generación de los nuevos individuos.

3.7. REFERENCIAS

- [1] F. Glover, "Future paths for integer programming and links to artificial intelligence", *Computer and Operations Research*, Vol.13, No. 5, May 1986, pp. 533-549.
- [2] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt Jr., y M. P. Vecchi, "Optimization by simulated annealing," *Science*, 1983, 671-680.
- [3] Thomas Back, "Evolutionary Algorithms in Theory and Practice," *Oxford University Press*, New York, 1996
- [4] D. B. Fogel., "Toward a new Philosophy in machine intelligence", *Evolutionary computation*, IEEE Press, 1995.
- [5] H. Schwefel, "Evolution and Optimum Seeking," Willey, New York, 1995.
- [6] John H. Holland. *Adaptation in Natural an Artificial Systems*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, second edition, 1992.
- [7] David E. Goldberg "Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning", *Addison-Wesley Publishing Co* Reading, Massachusetts, 1989.
- [8] S. Rao Singiresu "Engineering Optimization", *John Wiley and Sons*, third edition, 1996.
- [9] R. C. Eberhart, y J. Kennedy, "A new optimizer using particle swarm theory" *Proc. Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science* (Nagoya, Japan), 1995, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. 39-43.
- [10] J. Kennedy, y R. C. Eberhart, "Particle swarm optimization" *Proc. IEEE International Conference on Neural Networks* (Perth, Australia), 1995, IEEE Service Center, Piscataway, NJ, pp. IV: pp. 1942-1948.
- [11] James Kennedy and Russell C. Eberhart. *Swarm Intelligence*. Morgan Kaufmann, UK, 2001.
- [12] J. Kennedy, R. C. Eberhart, "Particle swarm optimization", *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks-ICNN'95*, Perth (Australia), December 1995, Vol.4, pp. 1942-1948
- [13] H. Xiaohui, S. Yuhui, y R. C. Eberhart, "Recent advances in particle swarm", *IEEE Proceedings of 2004 Congress on Evolutionary Computation*, Vol. 1, June 19-23, pp. 90-97.
- [14] Shi, Y. H., R. C. Eberhart, "Parameter selection in particle swarm optimizer" *1998 Annual Conference on Evolutionary Programming*, San Diego, March 1998, pp. 1945-1950.
- [15] Shi, Y. H., y R. C. Eberhart, "A modified particle swarm optimizer", *IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, Anchorage, Alaska, May. 4-9, 1998, pp. 69-73.
- [16] N. Higashi y H. Iba, "Particle swarm optimization with Gaussian mutation" *in Proceedings of the IEEE swarm Intelligence Symposium (SIS 2003)*, Indianapolis, Indiana, USA, 2003, pp. 72-79.
- [17] B. R. Secrest y G. B. Lamont, "Visualizing particle swarm optimization – Gaussian particle swarm optimization," *in Proceedings of the IEEE swarm Intelligence Symposium (SIS 2003)*, Indianapolis, Indiana, USA, 2003, pp. 198-204.

- [18]A. Stacey, Mirjana Jancic, Ian Grundy, "Particle Swarm Optimization with mutation," *The congress on Evolutionary Computation*, December 2003, pp. 1425-1430.
- [19]M. R. Alrashidi, M. E. El-Hawary, "A Survey of Particle Swarm Optimization application in Power System Operation," *Electric Power Components and Systems*, 2006, pp. 1349-1357.
- [20]J. Yang, Y. Chen, J. Horno, C. Kao, "Applying Family Competition to Evolution Strategies for Constrained Optimization," *Lecture notes in Computer Science*, Vol. 1213, Springer – Verlag, Berlin Heidelberg New York (1997), pp 201-211.

CAPÍTULO 4

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

EN este capítulo se utilizan los conceptos, formulación y metodología propuesta en ejemplos obtenidos de la literatura especializada, lo que permite validar la solución propuesta. El punto 4.2 se enfoca en solucionar el problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad, iniciando con un sistema pequeño, que permite visualizar gráficamente y con mayor facilidad las soluciones obtenidas. A continuación se presenta un sistema de mayor tamaño y con un mayor número de variables de control. Dos ejemplos adicionales de diferente tamaño y complejidad se utilizan para mostrar el efecto de los costos de transmisión y las restricciones de voltaje en el problema de FPO-RS. En el punto 4.3 dos sistemas de prueba son empleados para resolver el problema de FPO-RS incluyendo restricciones de estabilidad transitoria.

4.2. EL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO CON RESTRICCIONES DE SEGURIDAD

EJEMPLO 1.

En este caso se considera un sistema constituido por 5 nodos, 7 líneas y dos generadores [1]. La susceptancia serie de las líneas de transmisión se muestran en el diagrama unifilar (Figura. 4.1); la resistencia de las líneas no se considera.

Los límites máximos y mínimos de generación, la velocidad de cambio de generación de las unidades térmicas, y los coeficientes de las funciones de costo se presentan en la Tabla 4.1.

Los coeficientes de la curva de costos de generación dados en la Tabla 4.1, corresponden a una función cuadrática definida por:

$$f(P_{Gi}^k) = a_i(P_{Gi}^k)^2 + b_i P_{Gi}^k + c_i \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, K \quad (4.1)$$

La curva de beneficio del consumidor se presenta como una ecuación en función del consumo de potencia activa, y se define mediante:

$$B(P_{Load,i}^k) = \alpha_i(P_{Load,i}^k)^2 + \beta_i P_{Load,i}^k + \gamma_i \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, K \quad (4.2)$$

donde α_i , β_i y γ_i representan los i -ésimos coeficientes de la función de beneficio del consumidor los cuales se presentan en la Tabla 4.1.

El costo por interrupción de carga se define por la curva:

$$C_i(P_{Load,i}^0, P_{Load,i}^k) = \chi_i * (P_{Load,i}^0 - P_{Load,i}^k) \quad (4.3)$$

donde χ_i representa el i -ésimo coeficiente de interrupción de carga el cuál se presenta en la Tabla 4.1.

Los límites de capacidad de transporte de las líneas de transmisión (en MW) se exhiben en la Figura 4.1. El valor menor corresponde al límite para el estado pre-contingencia, mientras el valor mayor (valor entre paréntesis), es la capacidad de transmisión de las líneas para el caso post-contingencia.

Antes de aplicar FPO-RS al sistema en estudio, se ejecuta un simple FPO, que no considera contingencias. El objetivo de este problema es minimizar el costo total de operación sin el costo asociado por la ocurrencia de contingencias. De las ecuaciones (2.9) y (2.10), la función objetivo para este ejemplo se define por:

$$F^{Obj} = \min_{Y^0, Y^k} \{C^0\} \quad (4.4)$$

donde

$$C^0 = \sum_{i=1}^{NG} (U_i^0 * f(P_{Gi}^0)) - \sum_{j=1}^{NLoad} B(P_{Load,j}^0) \quad (4.5)$$

El pronóstico de demanda para el estado pre-contingencia es el que se ilustra en la Figura. 4.1.

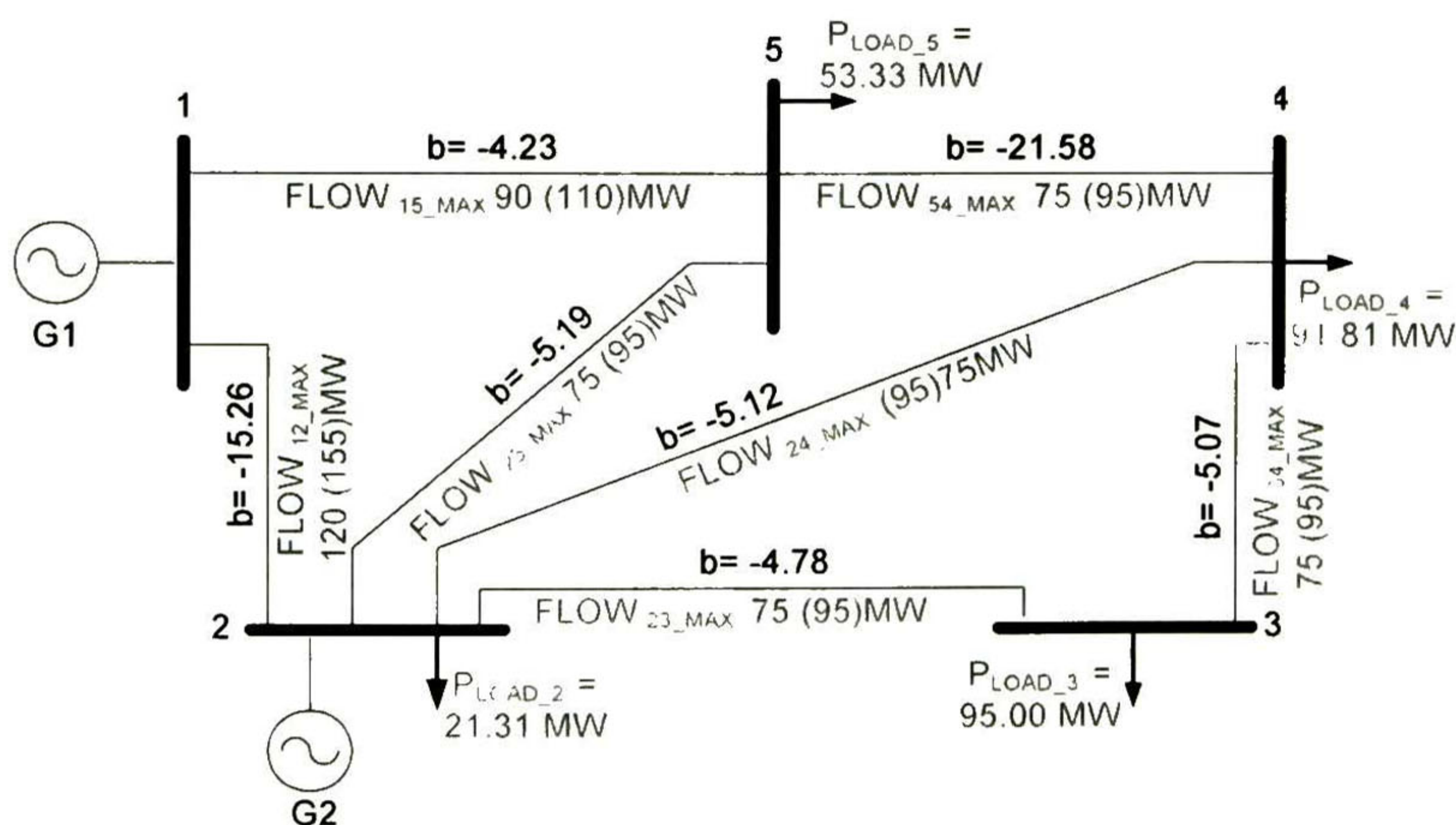


Figura 4.1 Diagrama unifilar del sistema de dos generadores

TABLA 4.1
COEFICIENTES Y CAPACIDADES DE GENERACIÓN, SISTEMA DE 2 GENERADORES

Nodo	1	2		
a [\$/MW ²]	0.00082	0.000776		
b [\$/MW]	11	12		
c [\$]	0	0		
Rampas				
Arranque	250	150		
Parada	250	150		
Subida	50	35		
Bajada	50	35		
P _{G_MAX} [MW]	250	150		
P _{G_MIN} [MW]	45	15		
P _{inicial}	0	0		
Carga				
Coeficientes	2	3	4	5
α [\$/MW ²]	-0.2147	-0.0531	-0.0531	-0.093
β [\$/MW]	21.43	23	22.48	22.11
γ [\$]	0	0	0	0
χ [\$/MW]	100	100	100	100

La solución del problema de FPO, Fig. 4.2, indica que la máxima generación de la unidad más barata (G1) está limitada por la máxima transferencia de potencia permitida a través de las líneas que conectan los nodos 1-2, y 2-3, que operan cerca de sus límites operativos. De aquí que la salida de estas líneas se consideran como contingencias de mayor impacto para el problema de FPO-RS.

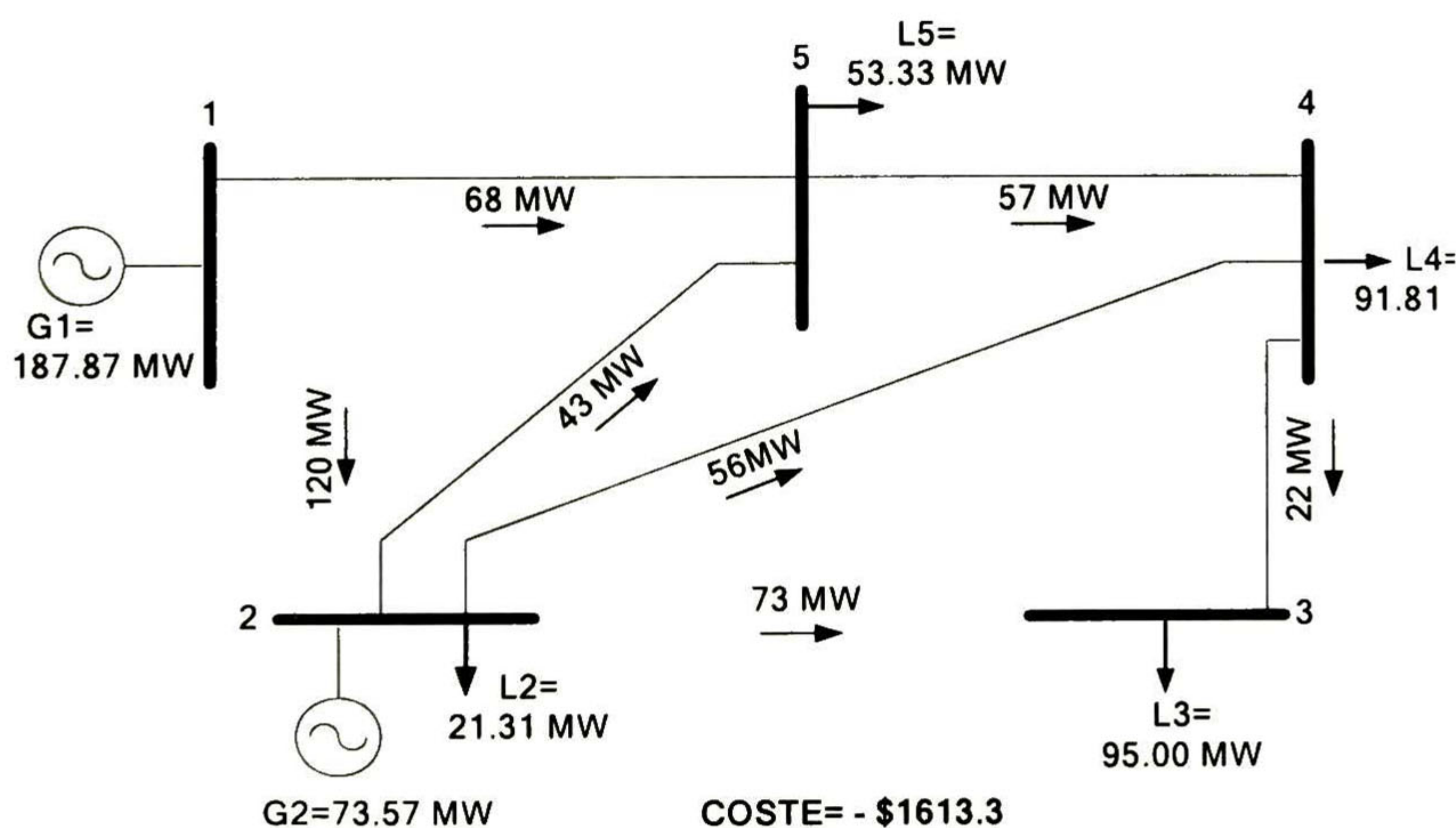


Figura 4.2 Solución del problema de FPO, ejemplo 1

Para el caso de FPO-RS, se determina la asignación de potencia activa para los generadores, y se estudian dos casos. En el primero no se considera como variables de control la demanda de potencia activa en los nodos de carga, y como segundo caso se incluyen las demandas como variables de control.

- CASO 1. La función objetivo se define por:

$$F^{Obj} = \min_{Y^0, Y^k} \left\{ C^0 + \sum_{k=1}^K C^k \right\} \quad (4.6)$$

donde

$$C^0 = \sum_{i=1}^{NG} (U_i^0 * f(P_{Gi}^0)) - \sum_{j=1}^{NLoad} B(P_{Load,j}^0) \quad (4.7)$$

$$C^k = \sum_{i=1}^{NG} (U_i^k * f(P_{Gi}^k)) - \sum_{j=1}^{NLoad} B(P_{Load,j}^k) \quad (4.8)$$

La Fig. 4.3 ilustra la estructura de la población y una partícula para este caso. La población está constituida por tres subpoblaciones, una para el caso pre-contingencia y una por cada una de las contingencias consideradas (salida de las líneas que unen los nodos 1-2 y 2-3). Las dos variables de control que se consideran, corresponden a la potencia activa de generación asignada a las unidades térmicas disponibles en el sistema de prueba.

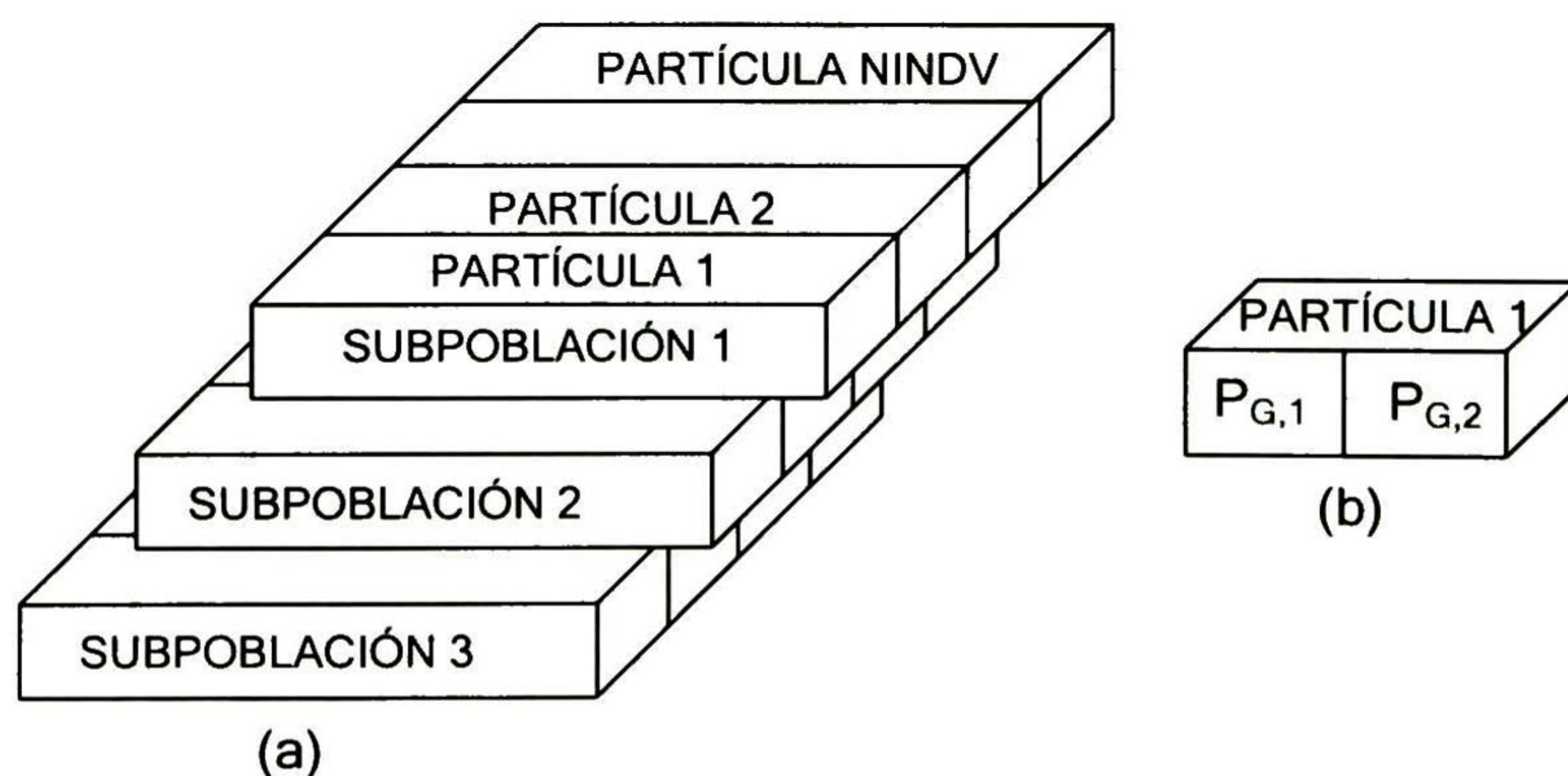


Figura 4.3 (a) Estructura de la población, (b) estructura de un individuo (ejemplo 1, caso 1).

El despacho de generación resultante se despliega en la Tabla 4.2. De los resultados obtenidos, comparando el despacho de generación para la solución del problema de FPO, Figura. 4.2, con aquellos obtenidos por el despacho de generación para el problema de FPO-RS, se observa que el generador 1 disminuye su generación de 188 MW a 146 MW (columna 3, Tabla 4.2). Además, indica que cuando la salida de la línea que une los nodos 1-2 se considera como

contingencia, el flujo a través de la línea 1-5 presenta un sobreflujo de 1.45 MW (columna 4 de la Tabla 4.2). Aunque el generador 1 puede disminuir su generación para eliminar este sobreflujo, el generador 2 no puede incrementar su generación sin violar la restricción de la velocidad de cambio de generación. Por lo tanto, una interrupción de carga es necesaria para mantener la seguridad del sistema. El valor óptimo de interrupción de carga será obtenido más adelante.

TABLA 4.2
DESPACHO DE GENERACIÓN DEL FPO-RS (SIN INTERRUPCIÓN DE CARGA)

NE	NR	Flujos [MW]		
			Contingencias	
			Sale línea 1-2	Sale línea 2-3
1	2	85.39	0.00	79.02
1	5	61.06	111.45	78.18
2	3	74.18	65.88	0.00
2	4	58.56	40.89	91.76
2	5	46.33	21.92	70.21
3	4	-20.82	-29.12	-95.00
4	5	-54.07	-80.04	-95.05
$P_{G,1}$ [MW]		146.44	111.45	157.18
$P_{G,2}$ [MW]		115.00	150.00	104.26
Costos [\$]		-1577.20	-1542.30	-1587.30

- CASO 2. Para el segundo caso se adicionan los valores de demanda como variables de control, lo que permite determinar los valores de éstas para satisfacer la restricción que no pudo ser satisfecha en el caso previo. La Figura. 4.4 esquematiza la estructura de la población y una partícula.

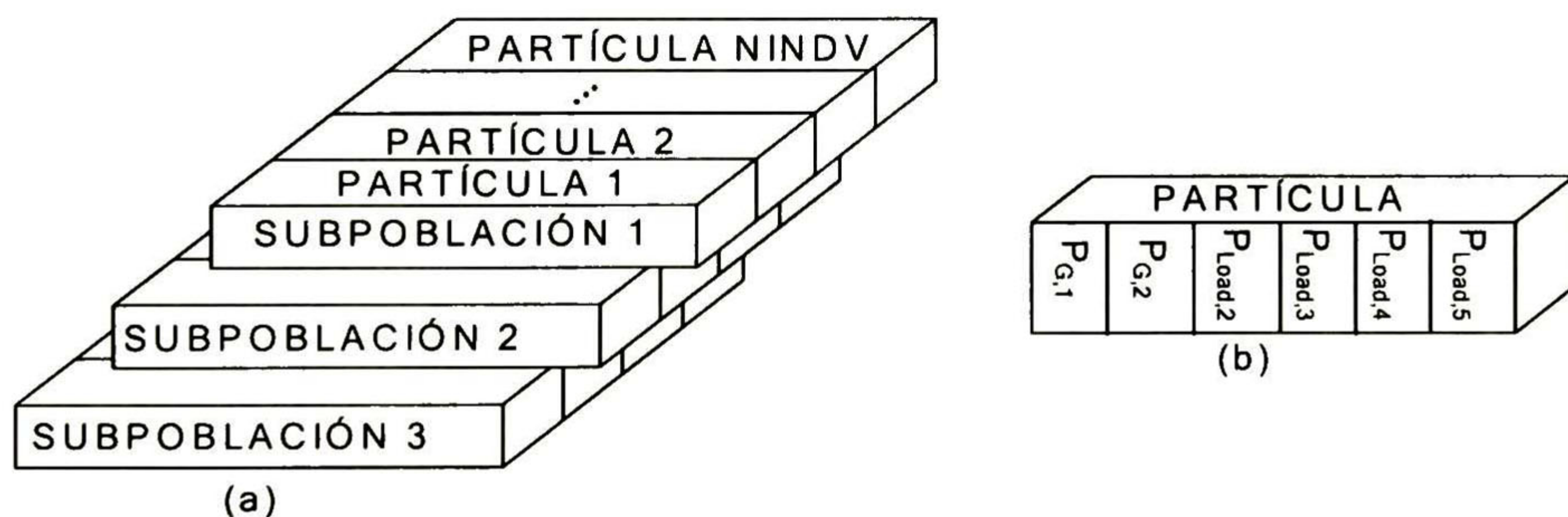


Figura 4.4 (a) Estructura de la población, (b) estructura de un individuo (ejemplo 1, caso 2).

Para este caso, la ecuación dada por (4.7) se utiliza para calcular el costo para el estado pre-contingencia. Para el estado post-contingencia, el término que considera el costo por interrupción de carga (4.3) debe ser agregado a la ecuación (4.8).

La Tabla 4.3, despliega el despacho de generación, carga y los flujos a través de las líneas.

TABLA 4.3
DESPACHO DE GENERACIÓN DEL FPO-RS (CON INTERRUPCIÓN DE CARGA)

NE	NR	Flujos [MW]		
			Contingencias	
			sale línea 1-2	sale línea 2-3
1	2	85.08	0.00	82.37
1	5	60.60	110.08	78.13
2	3	74.31	66.13	0.00
2	4	58.73	40.92	91.81
2	5	46.50	21.65	70.19
3	4	-20.69	-28.87	-95.00
4	5	-53.77	-79.77	-94.99
$P_{G,1}$ [MW]		145.6771	110.0771	160.5095
$P_{G,2}$ [MW]		115.7729	150.0000	100.9405
$P_{Load,2}$ [MW]		21.31	21.31	21.31
$P_{Load,3}$ [MW]		95.00	95.00	95.00
$P_{Load,4}$ [MW]		91.81	91.81	91.81
$P_{Load,5}$ [MW]		53.33	51.96	53.33
Costos [\$]		-1576.40	-1403.40	-1590.00
Costos total [\$]		-4569.80		

TABLA 4.4
DESPACHO DE GENERACIÓN DEL FPO-RS (REPORTADOS EN [1])

	pre-conting.	Contingencias	
		sale línea 1-2	sale línea 2-3
$P_{G,1}$ [MW]	146.4400	110.0000	152.3200
$P_{G,2}$ [MW]	115.0000	150.0000	109.1200
$P_{Load,2}$ [MW]	21.31	21.02	21.31
$P_{Load,3}$ [MW]	95.00	95.00	95.00
$P_{Load,4}$ [MW]	91.81	91.81	91.81
$P_{Load,5}$ [MW]	53.33	52.17	53.33
Costos [\$]	-1577.07	-1396.40	-1582.53
Costo total [\$]	-4556.00		

Note que además del re-despacho de generación, la carga que se encuentra conectada en el nodo 5 debe disminuir su consumo en el caso de que ocurra la salida de la línea 1-2; esto permite mantener los flujos de las líneas dentro de sus límites.

Para este caso de estudio, los mejores resultados reportados en [1] se muestran en la Tabla 4.4.

De la Tabla 4.3 y 4.4, se observa que la metodología propuesta es capaz de encontrar una mejor solución, reduciendo la función objetivo de \$ -4556.00, como mejor resultado reportado en [1], a \$ -4569.80 aplicando el OEP-OR.

■

EJEMPLO 2.

Se considera un sistema compuesto por 6 unidades de generación, 26 nodos y 46 líneas de transmisión, Fig. 4.5. La demanda total del sistema es de 1263 MW, los parámetros de las líneas y los datos de las cargas se toman de [2].

Los coeficientes de la curva de costo se presentan en la Tabla 4.5. Estos corresponden a una curva de costos de generación de potencia activa con una componente senoidal que representa el efecto de apertura de las válvulas de las calderas de un generador, (4.9), [3].

$$f(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i + \left| d_i \sin\left(e_i (P_{Gi_MIN} - P_{Gi})\right) \right| \quad (4.9)$$

TABLA 4.5
COEFICIENTES Y CAPACIDADES DE GENERACIÓN, SISTEMA DE 6 GENERADORES

Nodo	1	2	3	4	5	6
a [\$/MW ²]	0.007	0.0095	0.009	0.009	0.008	0.0075
b [\$/MW]	7	10	8.5	11	10.5	12
c [\$]	240	200	220	200	220	190
d	100	80	80	50	80	50
e	0.0545	0.0825	0.071	0.093	0.0825	0.09
P _{G_MAX} [MW]	500	200	300	150	200	120
P _{G_MIN} [MW]	100	50	80	50	50	50
Rampas						
Arranque	500	200	300	150	200	120
Parada	500	200	300	150	200	120
Subida	250	150	80	100	100	100
Bajada	250	150	80	100	100	100
Pinicial	0	0	0	0	0	0

El sistema tiene un total de 22 variables de control, 6 correspondientes a la generación de potencia activa de las unidades, 7 correspondientes a los taps de los transformadores, y 9 para la potencia reactiva aportada por los dispositivos conectados en derivación. Los transformadores tienen un total de 20 pasos de ajuste, en el rango de [0.9 a 1.1]. En lo que respecta al aporte de reactivos de los

capacitores, éstos tiene un total de 10 pasos de ajuste en el rango de [0.0, 5.0 MVAR].

La Fig. 4.5 incluye las capacidades de transmisión de potencia activa en MW para los estados pre- y post-contingencia.

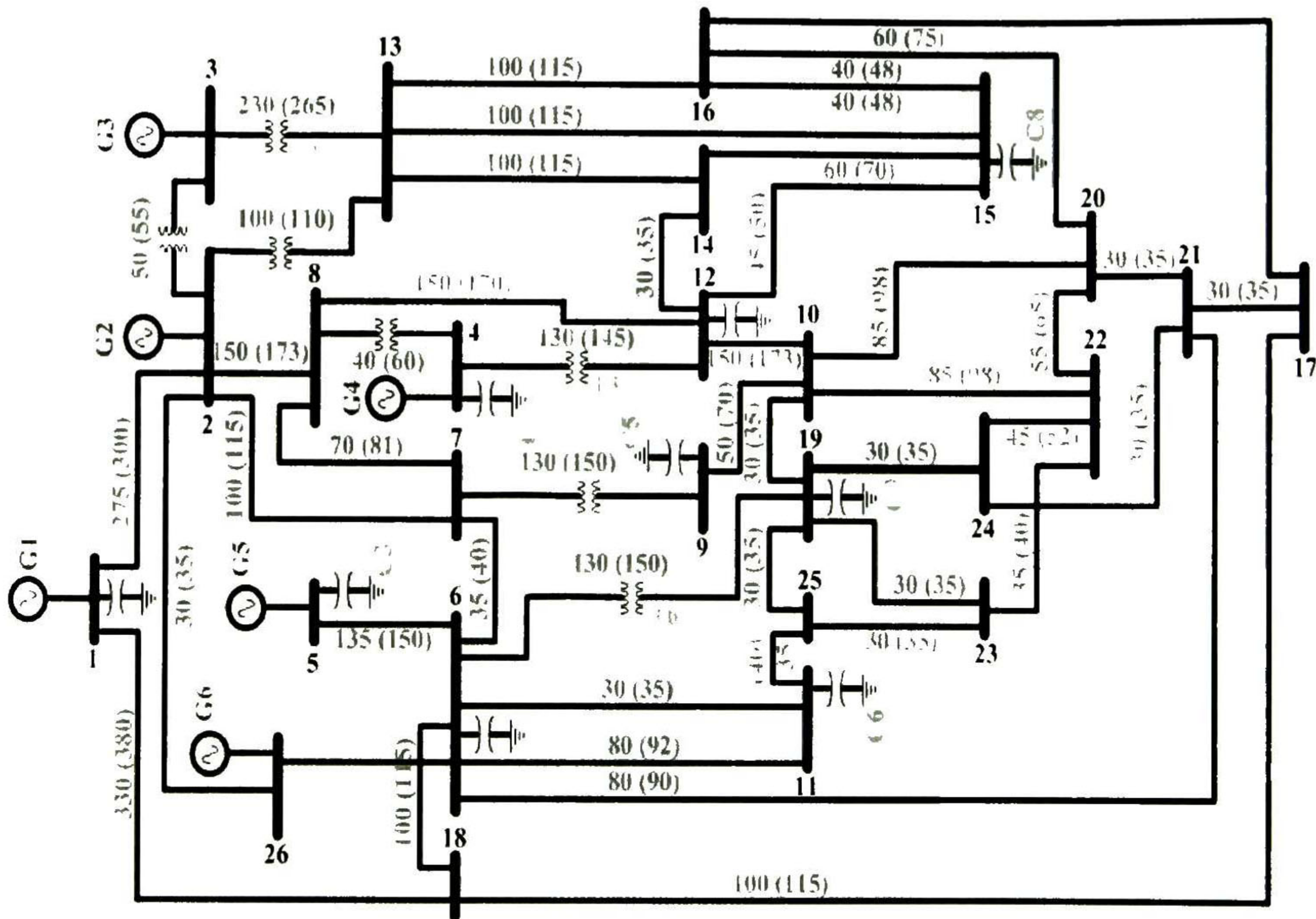


Figura 4.5 Diagrama unifilar del sistema de 6 generadores 26 nodos

Para este ejemplo se consideran 3 casos de estudio.

CASO 1. No incluye las restricciones de capacidad máxima de transporte de potencia activa en el sistema de transmisión. Este caso, conocido como despacho económico (DE), se ejecuta para comparar y validar la técnica de optimización propuesta con resultados presentados en la literatura [3].

CASO 2. En éste se resuelve un simple FPO, el que permite, a través del índice de desempeño PI, determinar las contingencias más probables.

CASO 3. Se calculan las soluciones al problema de FPO-RS, considerando las contingencias con los 2 valores más altos del índice de desempeño PI.

Para los tres casos de estudio, los valores de los parámetros del OEP-OR utilizados son presentados en la Tabla 4.6, [4]-[5].

TABLA 4.6
PARÁMETROS DEL OEP-OR

C_1	C_2	w_{MAX}	w_{MIN}	$itermax$	$NIND$
2.1	2.1	0.9	0.4	50	100

El caso de DE se planteó con fines de validar la técnica de optimización planteada. La referencia [3] presenta resultados obtenidos para el sistema de prueba considerado, empleando variantes del OEP y una variante de algoritmo genético (AG). La Tabla 4.7 reproduce los resultados reportados en dicha referencia. Para este caso, el término senoidal de la curva de costos de generación no se considera ya que la referencia indicada tampoco lo hace.

Las técnicas de optimización heurísticas, al manejar variables aleatorias, calculan soluciones próximas al óptimo global que varían de una corrida a otra, por lo que se requiere ejecutar varias veces el mismo problema de optimización para encontrar la mejor solución. Datos estadísticos, como la desviación estándar, permiten comprobar el comportamiento y estabilidad del algoritmo. Para el caso planteado, los datos estadísticos presentados en la Tabla 4.8 son resultado de ejecutar el algoritmo de optimización un total de 100 veces. Los valores de las variables de control para el mejor caso obtenido se despliegan en la Tabla 4.9

TABLA 4.7
ASIGNACIÓN DE GENERACIÓN REPORTADAS EN [3] PARA EL SISTEMA DE 6 GENERADORES

Generación	Método				
	AG	PSO	PSO-LRS	NPSO	NPSO-LRS
P_{G1} [MW]	474.8066	474.4970	447.4440	447.4734	446.9600
P_{G2} [MW]	178.6363	173.3221	173.3430	173.1012	173.3944
P_{G3} [MW]	262.2089	263.4745	263.3646	262.6804	262.3436
P_{G4} [MW]	134.2826	139.0594	139.1279	139.4156	139.5120
P_{G5} [MW]	151.9039	165.4761	165.5076	165.3002	164.7089
P_{G6} [MW]	74.1812	87.1280	87.1698	87.9761	89.0162
Total [MW]	1276.03	1276.01	1275.95	1275.95	1275.94
P_{Loss} [MW]	13.02	12.96	12.96	12.95	12.94
Costo [\$/h]	15459.00	15450.00	15450.00	15450.00	15450.00

TABLA 4.8
VALORES ESTADÍSTICOS OBTENIDOS DE 100 EJECUCIONES

Caso	Promedio (\$)	Min (\$) (mejor)	Max (\$) (peor)	Desviación estándar
DE	15437.8	15436	15444	3.093
FPO	15561	15523	15601	18.35
FPO-RS	47535	47306	47863	112.6

La Tabla 4.9 indica también el tiempo de cómputo empleado para cada uno de los casos planteados. Este tiempo incluye el empleado por el algoritmo de optimización y el algoritmo de flujos de potencia usando la técnica de Newton Raphson. El término senoidal se incluye en la función objetivo para los problemas de FPO y FPO-RS.

TABLA 4.9
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE LAS VARIABLES DE CONTROL, SISTEMA DE 6 GENERADORES

Unidad	DE	FPO	FPO-RS		
			pre-contingencia	Líneas salidas	
				3 - 13	17 - 18
P _{G,1}	446.4	446.7	448.2	493.3	449.4
P _{G,2}	173.1	166.3	199.6	200.0	200.0
P _{G,3}	261.9	255.8	197.7	117.7	209.7
P _{G,4}	136.5	150.0	148.4	150.0	119.1
P _{G,5}	171.1	166.6	164.6	199.4	200.0
P _{G,6}	86.1	90.3	120.0	120.0	110.2
Tap ₁	0.90	1.03	1.04	0.90	1.10
Tap ₂	0.97	1.10	0.95	0.91	1.09
Tap ₃	0.94	0.90	0.99	1.04	0.99
Tap ₄	0.98	0.98	0.90	1.07	0.90
Tap ₅	1.00	0.96	1.10	0.93	1.08
Tap ₆	0.96	0.95	1.10	1.10	0.90
Tap ₇	0.97	0.90	0.90	0.90	0.90
Shunt ₁	3.5	0.0	5.0	0.0	0.0
Shunt ₂	1.5	0.0	0.0	5.0	0.0
Shunt ₃	1	0.0	0.0	0.0	0.0
Shunt ₄	4	5.0	5.0	4.5	5.0
Shunt ₅	1.5	4.5	5.0	4.5	0.0
Shunt ₆	1	2.0	5.0	0.0	4.5
Shunt ₇	0	0.0	5.0	4.5	0.0
Shunt ₈	5	0.0	0.0	5.0	2.5
Shunt ₉	5	5.0	0.0	4.5	2.0
Costo (\$/h)	15436	15523	15662	15874	15770
Pérdidas	12.1	12.8	15.5	17.5	25.3
tiempo [min]	5.0	7.0	16.0		

De la Tabla 4.9, la salida de la línea que une los nodos 3-13 provoca que el despacho obtenido en estado pre-contingencia para la unidad de generación conectada en el nodo 3 disminuya con respecto a los obtenidos para los casos de DE y FPO, incrementado el costo de generación. Este redespacho de generación

permite que en el caso de ocurrir dicha contingencia, la unidad pueda modificar su nivel de generación satisfaciendo los cambios de velocidad de generación y límites de flujos de potencia activa en las líneas de transporte.

■

EJEMPLO 3.

En el siguiente caso se enfatiza el efecto de los costos de transmisión en la función objetivo, además se incluye la restricción para mejorar los perfiles de voltaje.

Como primer caso de estudio, se utiliza el sistema de prueba formado por 3 generadores, 9 nodos y 9 líneas de transmisión. Los parámetros del sistema de transmisión y los datos de las cargas son tomados de [6]. La máxima transferencia de potencia se elige como de 200MW para los estados pre- y post-contingencia.

La curva de costos de generación y la curva de beneficio del consumidor se define en (4.1) y (4.2), respectivamente. El cálculo de los costos de transmisión se realiza a través de (4.10)

$$TC_i = \sum_{m=1}^M c_m L_m MW_{gi,m} \quad \text{para } i = 1, 2, \dots, NG \quad (4.10)$$

donde TC_i , es el costo de transmisión asignado al i -ésimo generador, C_m representa el costo por unidad de longitud de la m -ésima línea; L_m , representa la longitud de la m -ésima línea; $MW_{gi,m}$, es el flujo en la m -ésima línea provocado por el i -ésimo generador; M representa el número total de líneas del sistema de potencia. Los coeficientes de estas funciones se indican en la Tabla 4.10.

En la Tabla 4.11 se exhibe el pronóstico de demanda, límites de generación y de consumo de potencia activa, así como los valores de velocidades de cambio de generación

En el presente ejemplo se analizan 4 casos:

CASO 1. Se ejecuta un FPO-RS sin considerar los costos de transmisión y las restricciones de voltaje (perfiles de voltaje)

CASO 2. Se adicionan los costos de transmisión a la función objetivo.

CASO 3. Se consideran los costos de transmisión y restricciones de voltaje (perfiles de voltaje)

CASO 4. Se incluyen restricciones de voltaje en el proceso de optimización.

TABLA 4.10
COEFICIENTES DE LAS FUNCIONES DE COSTO, SISTEMA DE 3 GENERADORES

Coeficientes de la función de los costos de generación			
Nodo	1	2	3
a_i [\$/MW ²]	0.00082	0.000876	0.000646
b_i [\$/MW]	12.712	12.001	12.29
c_i [\$]	0	0	0
Coeficientes de la función de beneficio del consumidor			
Nodo	5	6	8
α_i [\$/MW ²]	-0.1047	-0.0231	-0.0431
β_i [\$/MW]	38.665	16.844	21.63
γ_i [\$]	0	0	0
Coeficientes de la curva de corte de carga			
X_i	100	100	100

Costos de transmisión ($C_m * L_m$) [\$/MW]								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
L_{1-4}	L_{4-6}	L_{6-9}	L_{3-9}	L_{9-8}	L_{8-7}	L_{7-2}	L_{7-5}	L_{5-4}
0.60	2.40	2.80	1.20	0.30	2.40	0.60	2.80	0.30

TABLA 4.11
PARÁMETROS DE SEGURIDAD DE CARGAS Y GENERADORES

NODO	1	2	3	5	6	8
P_D				117.92	83.86	104.73
P_{Load_MIN}				100	70	90
P_{Load_MAX}				117.92	83.86	104.73
P_{G_MAX}	250	270	285			
P_{G_MIN}	25	25	35			
Rampas						
Arranque	250	270	285			
Parada	250	270	285			
Subida	50	35	35			
Bajada	50	35	35			
Pinicial	0	0	0			

La Tabla 4.12 muestra los valores de las variables de control obtenidas del problema de optimización para los 4 casos en estudio.

Agregar el término de penalización que toma en cuenta la desviación de voltaje, permite mejorar los perfiles de voltaje. Esto se puede observar de los resultados presentados en la Tabla 4.12, donde la desviación total de voltaje en los nodos del

sistema de potencia se reduce de 0.2626 p.u en el caso 1, a 0.2027 p.u y a 0.2008 p.u en los casos que es considerada esta restricción (caso 3 y caso 4), para el estado pre-contingencia. Similarmente, ocurre para el estado post-contingencia, en donde la desviación de voltaje disminuye de 0.2109 p.u para el caso 1, a 0.2048 y a 0.1867 para el caso 3 y 4, respectivamente.

Por otro lado, en los casos en que los costos de transmisión son incluidos en la función objetivo, se evalúa un nuevo despacho de generación, en donde G2 es apagado debido a que se encuentra conectado a líneas de transmisión con costos de peaje más altos en comparación con el resto de líneas de enlace.

TABLA 4.12
RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN PARA EL SISTEMA DE 3 GENERADORES (EJEMPLO 3)

	Nodo	CASO 1		CASO 2		CASO 3		CASO 4	
			5-7 out		5-7 out		5-7 out		5-7 out
P_G [MW]	1	83.10	134.15	173.44	195.18	173.64	199.38	110.83	133.01
	2	141.33	106.32	0.00	0.00	0.00	0.00	199.87	180.66
	3	85.63	70.63	136.64	115.37	136.44	112.26	0.00	0.00
P_{Load} [MW]	5	117.92	117.92	117.92	117.92	117.92	117.92	117.92	117.92
	6	83.86	83.86	83.86	83.86	83.86	83.86	83.86	83.86
	8	104.73	104.73	104.73	104.73	104.73	104.73	104.73	104.73
P_{loss} [MW]		3.54	4.60	3.57	4.04	3.57	4.13	4.19	7.16
$\sum V_i - V_{ref} $ [p.u]		0.2626	0.2109	0.2027	0.2056	0.2027	0.2048	0.2008	0.1867
TC				549.80	529.08	550.00	525.15		
Costo generación		-2313.5	-2268.9	-2225.3	-2207.3	-2225.2	-2203.6	-2293.6	-2244.1
Función de aptitud		-4582.4		-3353.8		-2853		-4069.7	

En la Tabla 4.13, para el estado pre-contingencia, caso 3, se presenta la asignación de los costos de transmisión para cada uno de los generadores, y el aporte de flujos de cada generador en las diferentes líneas de enlace.

TABLA 4.13
CARGOS DE TRANSMISIÓN PARA EL SISTEMA DE 3 GENERADORES (EJEMPLO 3)

línea		costo línea	pre-contingencia			
NE	NR		$MW_{g1,m}$	$MW_{g3,m}$	Costo	
1	4	0.6	173.64	0.00	104.19	0.00
4	6	2.4	53.94	0.00	129.46	0.00
6	9	2.8	19.41	10.91	54.36	30.56
3	9	1.2	0.00	136.44	0.00	163.73
9	8	0.3	0.00	105.30	0.00	31.59
8	7	2.4	0.00	0.07	0.00	0.18
7	2	0.6	0.00	0.00	0.00	0.00
7	5	2.8	0.11	0.00	0.31	0.00
5	4	0.3	118.76	0.00	35.63	0.00
Costo por generador [\$]					323.95	226.06
Costo total [\$]					550.0	

EJEMPLO 4.

Aquí se estudia el sistema de Nueva Inglaterra, constituido por 10 generadores, 39 nodos, 46 líneas de transmisión y 11 transformadores con cambiadores de derivación.

Se define una función de costo de generación cuadrática, (4.1); los coeficientes son presentados en la Tabla 4.14. Los costos de transmisión (4.11) son definidos como una proporción de los costos de generación en función de los flujos de potencia activa que aporta cada generador a las líneas de transmisión.

$$TC_{gi,m} = (a_{gi}MW_{gi,m}^2 + b_{gi}MW_{gi,m} + c_{gi}) * C_m \quad (4.11)$$

donde a_{gi} , b_{gi} , c_{gi} son los coeficientes de la función de costos de transmisión, considerados iguales a los de la función de costos de generación, C_m es un factor de para cada una de las líneas el que se presenta en la Tabla 4.15.

TABLA 4.14
COEFICIENTES DE LA FUNCIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN (SISTEMA DE NUEVA INGLATERRA)

Nodo	a_i [\$/MW ²]	b_i [\$/MW]	c_i [\$]
30	0.0193	6.9	0
31	0.0111	3.7	0
32	0.0104	2.8	0
33	0.0088	4.7	0
34	0.0128	2.8	0
35	0.0094	3.7	0
36	0.0099	4.8	0
37	0.0113	3.6	0
38	0.0071	3.7	0
39	0.0064	3.9	0

TABLA 4.15
COEFICIENTES DE PROPORCIÓN (SISTEMA DE NUEVA INGLATERRA)

Coeficientes de proporción para la función de costos (C_m)											
L_{1-2}	L_{1-18}	L_{2-3}	L_{2-7}	L_{2-8}	L_{2-13}	L_{2-26}	L_{3-13}	L_{4-8}	L_{4-12}	L_{5-6}	L_{6-7}
0.033	0.040	0.040	0.056	0.042	0.058	0.037	0.042	0.046	0.053	0.047	0.053
L_{6-11}	L_{6-18}	L_{6-19}	L_{6-21}	L_{7-8}	L_{7-9}	L_{8-12}	L_{9-10}	L_{10-12}	L_{10-19}	L_{10-20}	L_{10-22}
0.048	0.047	0.056	0.061	0.043	0.036	0.054	0.060	0.058	0.049	0.060	0.042
L_{11-25}	L_{11-26}	L_{12-14}	L_{12-15}	L_{13-14}	L_{13-15}	L_{13-16}	L_{14-152}	L_{15-16}	L_{16-17}	L_{16-20}	L_{17-18}
0.046	0.064	0.049	0.051	0.037	0.054	0.055	0.058	0.055	0.045	0.065	0.050
L_{17-21}	L_{19-23}	L_{19-24}	L_{19-25}	L_{20-21}	L_{20-22}	L_{21-24}	L_{22-23}	L_{22-24}	L_{23-25}		
0.060	0.047	0.049	0.057	0.052	0.042	0.042	0.046	0.054	0.054		

Para este ejemplo, además de los casos analizados en el ejemplo 3, en los cuales no fueron incluidos como variables de control las posiciones de los taps, se adiciona un caso, donde estas variables son incluidas como variables de control. La Tabla 4.16 despliega los resultados de los casos considerados.

TABLA 4.16
RESULTADOS DE OPTIMIZACIÓN PARA ERL SISTEMA DE NUEVA INGLATERRA (EJEMPLO 4)

CASE 1		CASE 2		CASE 3		CASE 4		CASE 5	
PG [MW]									
pre-cont	26-27 out	pre-cont	26-27 out	pre-cont	26-27 out	pre-cont	26-27 out	pre-cont	26-27 out
267.09	283.94	187.12	365.35	281.45	186.66	246.29	237.09	412.56	400.41
446.38	650.00	632.98	608.84	469.34	449.62	499.17	425.95	467.29	610.76
780.04	665.73	546.83	573.56	396.69	555.12	523.45	516.13	567.73	650.14
629.33	720.56	592.53	750.00	750.00	718.85	750.00	750.00	750.00	750.00
377.12	482.92	490.54	485.70	650.00	590.27	637.94	598.02	590.72	583.41
663.99	717.96	637.32	614.19	750.00	739.10	750.00	719.96	327.32	456.88
595.30	479.15	540.87	537.74	750.00	750.00	750.00	750.00	712.50	484.92
480.27	463.92	587.32	449.15	700.00	437.84	564.75	626.15	512.09	488.72
807.35	834.96	801.15	692.73	900.00	900.00	900.00	900.00	829.27	559.63
1081.20	855.82	1121.20	1063.80	538.12	844.09	554.76	669.23	990.59	1163.00
Posición de taps									
1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.02	0.90
1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.10	1.10
1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.10	1.10
1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.10	0.93
1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	1.006	0.94	1.08
1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.08	1.10
1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	1.070	0.99	1.10
1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.009	1.10	1.10
1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	0.95	0.94
1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	0.91	1.10
1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	0.99	0.95
Pérdidas de potencia activa									
39.60	57.45	40.31	43.55	88.09	74.05	78.86	95.03	62.56	50.41
Sumatoria de la desviación de voltaje									
1.1178	0.9920	1.1402	1.0376	0.8962	0.9109	0.9164	0.8898	0.5450	0.6736
Costo total de transmisión									
		4639.50	4853.40	6462.50	5782.80			4914.20	4719.10
Valor de la función Objetivo									
61662.0	61618.0	61345	61867	64424.0	62380.0	63352	63201	63387	63193
Valor de la función de aptitud									
123280.0		132710		216080		203380		175860	

Al igual que en el ejemplo anterior, la metodología propuesta es capaz de calcular despachos de generación que permiten mejorar los perfiles de voltaje para el sistema de prueba. Además, para el caso 5 en que las variables de control discretas (posición de los taps) son incluidos, las desviaciones de las magnitudes de voltaje con respecto a los de referencia en los nodos de carga son mejorados, lo que resulta en mejores perfiles de voltaje.

4.3. INCLUSIÓN AL PROBLEMA DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO DE COTAS EN LAS DIFERENCIAS ANGULARES

Ejemplo 5.

Para incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de FPO-RS, se utiliza como ejemplo el sistema de 9 nodos, 3 generadores y 3 cargas, Fig. 4.6. Los parámetros del sistema se toman de [6]. Como límites de capacidad de transporte del sistema de transmisión se considera 200 MW para todas las líneas.

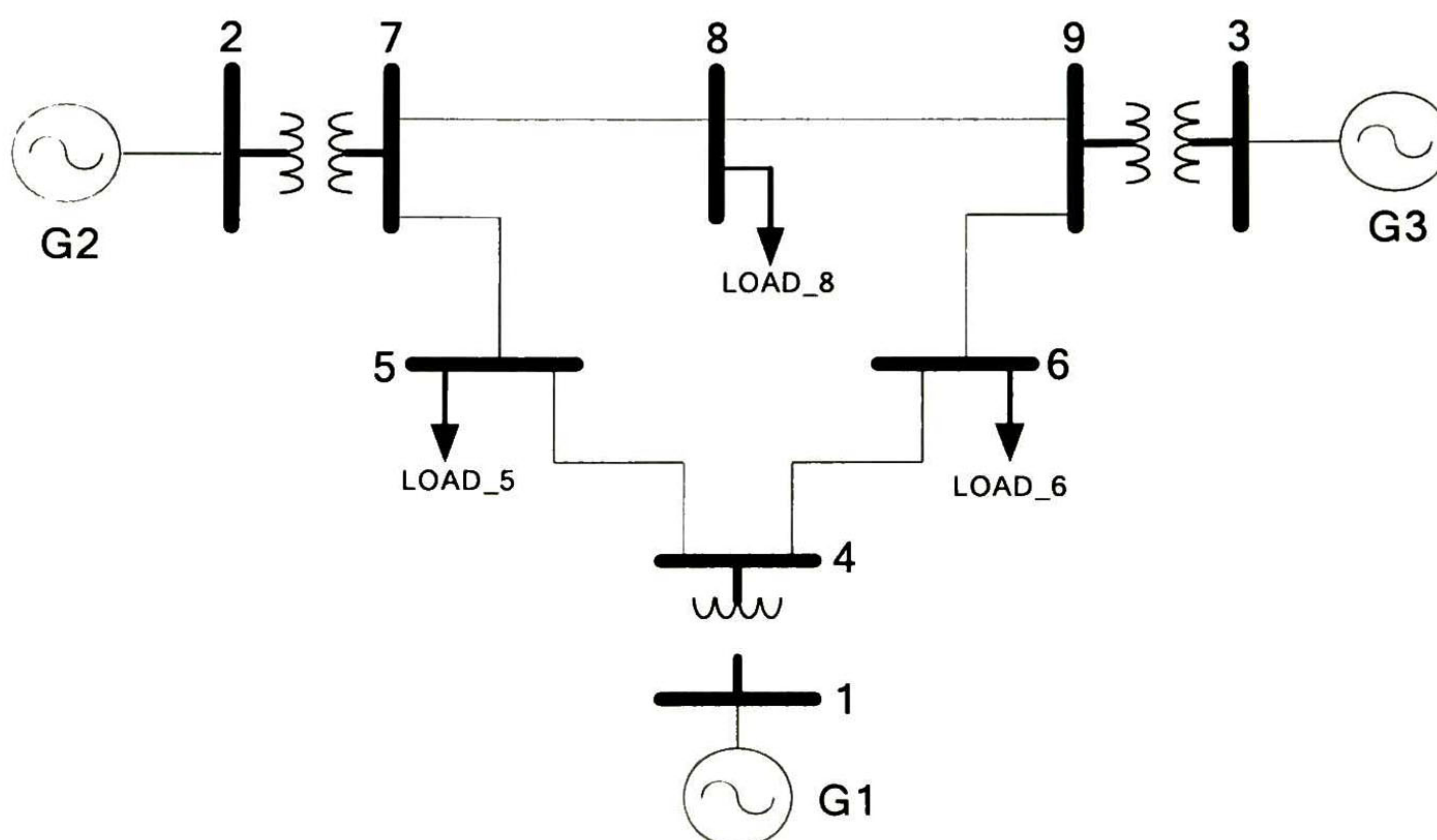


Figura. 4.6. Diagrama Unifilar del sistema de 9 nodos 3 generadores

Las funciones de costo de generación, de beneficio del consumidor, y costos por interrupción de carga son definidas en (4.1), (4.2) y (4.3), respectivamente. Los parámetros para el caso de estudio se proporcionan en la Tabla 4.10. Los límites de generación, carga y velocidades de cambio de generación se presentan en la Tabla 4.11

Para este ejemplo se analizan tres condiciones:

CASO 1. Se resuelve un FPO-RS donde las restricciones de estabilidad transitoria no se toman en cuenta. La salida de la línea 5-7 se analiza como contingencia.

CASO 2. Se adiciona la restricción de estabilidad transitoria. Se define una diferencia angular máxima de 100 grados.

CASO 3. Se incluye la restricción de estabilidad transitoria. Se define una desviación angular máxima de 60 grados.

Para el análisis transitorio se estudia una falla trifásica en el nodo 7, aplicada a los 0.2 s, con una duración de 5 ciclos (0.083 s), que se libera mediante la apertura de de la línea 5-7. Los despachos de generación y carga se resumen en la Tabla 4.17.

TABLA 4.17
DESPACHO DE GENERACIÓN Y CARGA, SISTEMA DE 3 GENERADORES

		CASO 1	CASO 2		CASO 3	
		FPO	$\delta_{max}=100$		$\delta_{max}=60$	
		Nodo	pre-cont	5-7 out	pre-cont	5-7 out
P_G [MW]	1	68.38	70.64	122.69	87.18	138.09
	2	161.27	164.49	141.37	136.02	101.02
	3	81.02	75.50	48.62	86.72	71.72
P_{Load} [MW]	5	117.92	117.92	117.92	117.92	117.92
	6	83.86	83.86	83.86	83.86	83.86
	8	104.73	104.73	104.73	104.73	104.73
P_{loss}		4.16	4.11	6.17	3.67	4.31
Costo		-2314.96	-2314.9	-2261.1	-2312.6	-2269.2
Costo total		-2314.96	-4575.9		-45823	

De la Tabla 4.17, el beneficio social para el problema de FPO (Tabla 4.17, caso 1) es más pequeño, pero el sistema para este punto de operación es inestable cuando la línea 5-7 experimenta una falla, esto se puede ver en la diferencia angular del generador 2 y generador 3 con respecto al generador 1 de la Figura. 4.7.

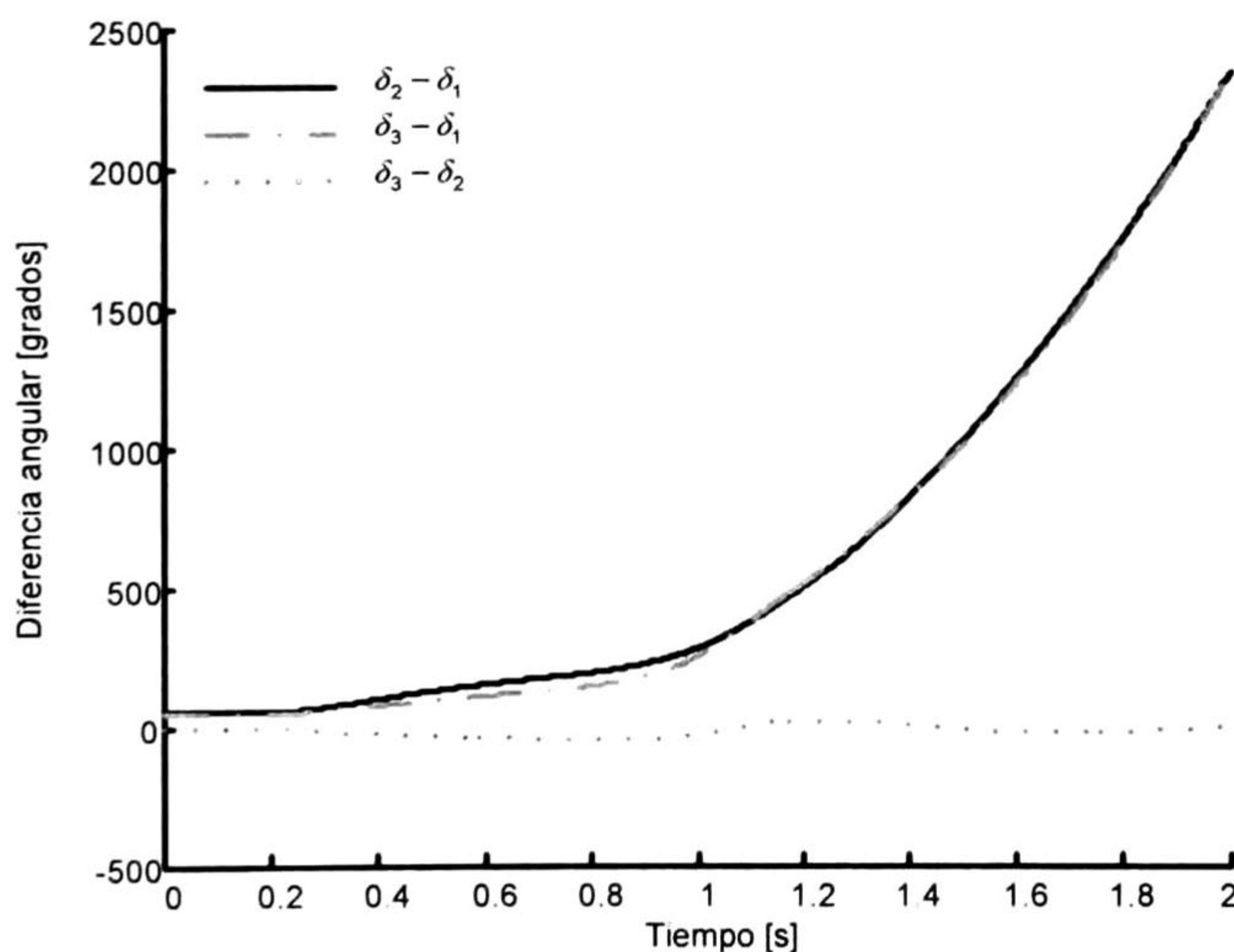


Figura. 4.7. Diferencia angular FPO-RS Caso 1, sistema de 3 generadores

Las Figuras. 4.8-4.9 muestran la diferencia angular relativa para los caso 2 y 3 del sistema de prueba.

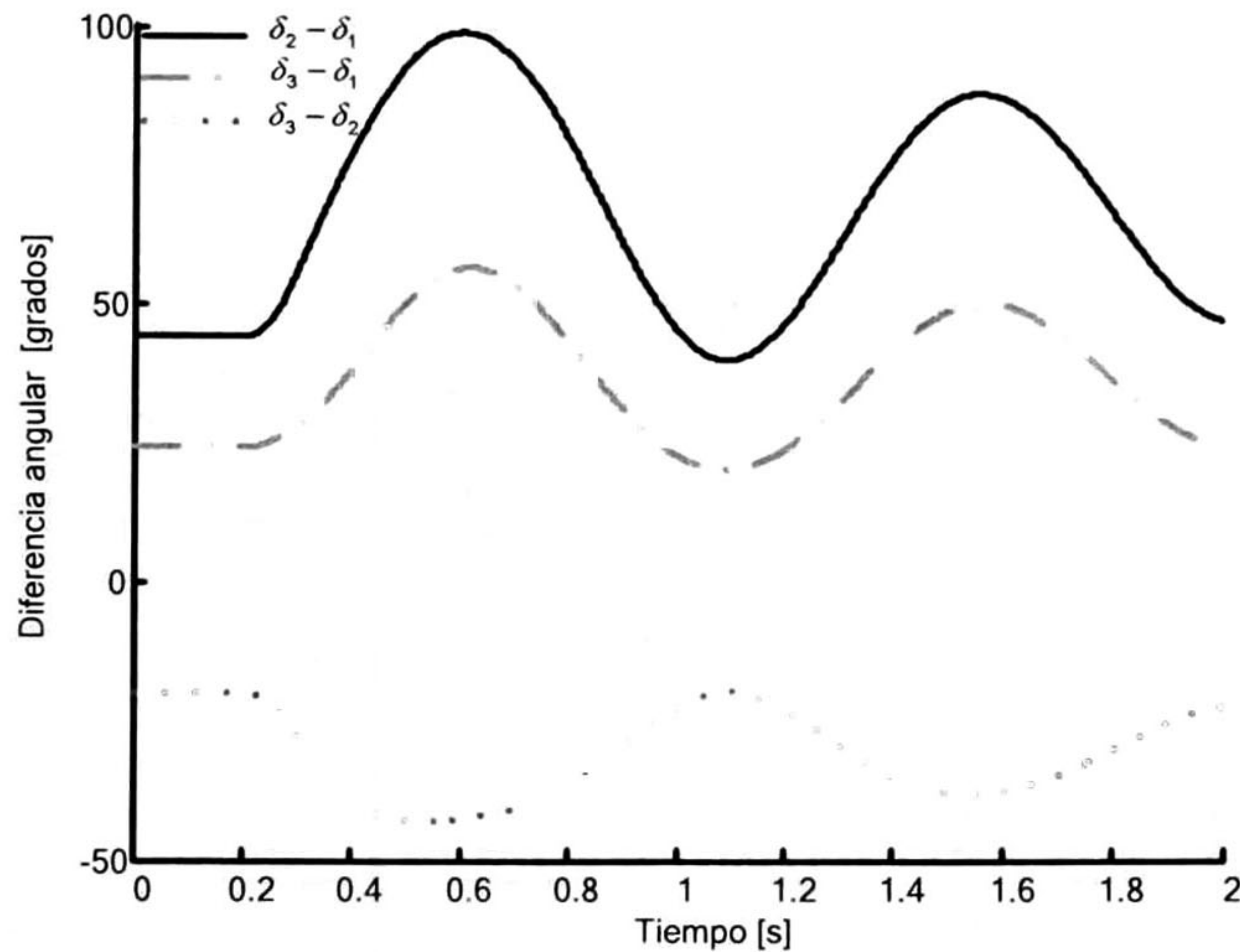


Figura. 4.8. Diferencia angular Caso 2, sistema de 3 generadores

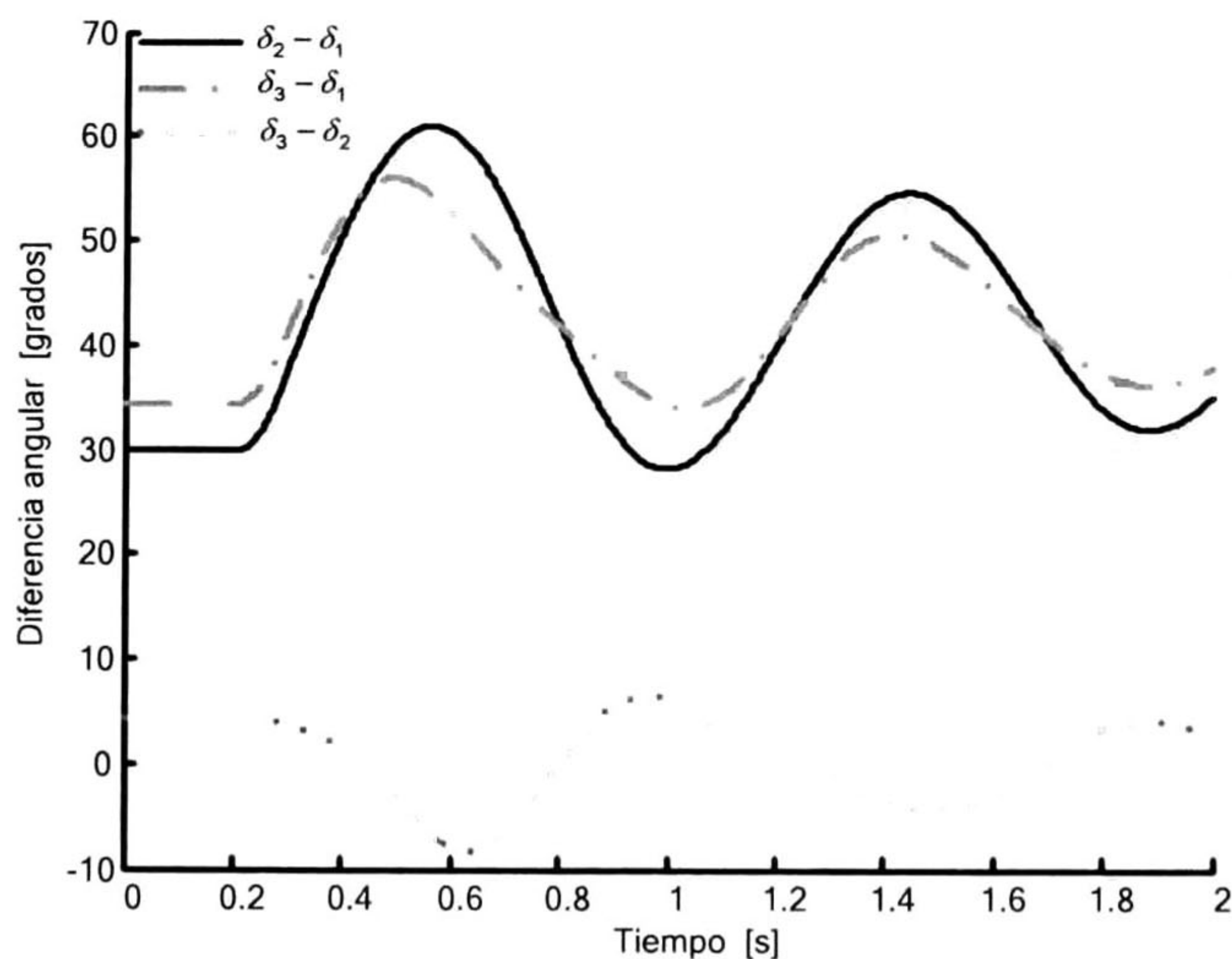


Fig. 4.9. Diferencia angular Caso 3, sistema de 3 generadores

Después de resolver el FPO, la máxima diferencia angular se seleccionó como 100 grados. El despacho obtenido (Tabla 4.17, caso 2) para el estado pre-contingencia es similar al obtenido para el FPO, pero cuando la línea 5-7 se dispara, como resultado de la ocurrencia de la falla, el generador 1, con un costo de generación superior, incrementa su generación para satisfacer la restricción de

estabilidad transitoria. Por otro lado, si la máxima diferencia angular que debe satisfacer el sistema se limita a 60 grados (Tabla 4.17 caso 3), también se requiere un re-despacho de generación. Este ejemplo permite ilustrar la efectividad del algoritmo propuesto. Las Figuras. 4.8 y 4.9 ilustran que el algoritmo es capaz de alcanzar estos nuevos puntos operación.

Los principales parámetros empleados por OEP-OR, se muestran en la Tabla 4.18.

TABLA 4.18
PARÁMETROS DEL OEP-OR

C_1	C_2	w_{MAX}	w_{MIN}	itermax	NIND
2.1	2.1	0.9	0.4	50	36

Ejemplo 6.

Aquí se emplea el sistema de Nueva Inglaterra, formado por 10 generadores, 39 nodos y 46 líneas, Fig. 4.10. Los datos del sistema están disponibles en [7]. La carga total considerada es 6098 MW y 1409 MVar. Las unidades de generación están provistas de un excitador IEEE tipo-I. Las cargas se modelan como impedancias constantes [7].

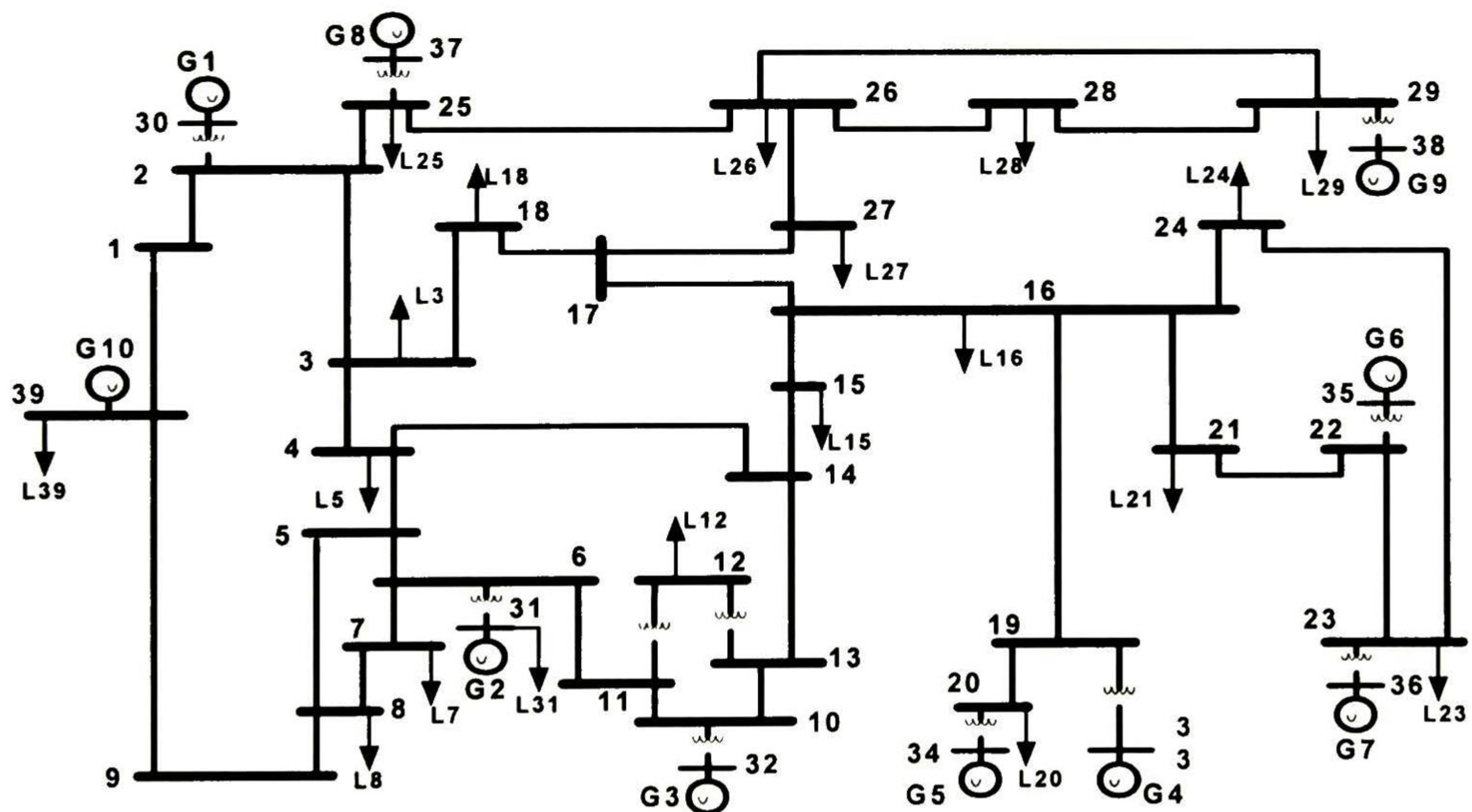


Figura. 4.10. Diagrama unifilar del sistema de Nueva Inglaterra

Los parámetros que se indican en la Tabla 4.14 consideran una función de costo de generación de segundo orden, ec. (4.1).

Para este ejemplo se consideraron dos contingencias como las de mayor impacto.

CONTINGENCIA 1. Una falla trifásica en el extremo de la línea 26-27 cerca del nodo 26. La falla se libera por la apertura de esta línea, luego de 0.20 s de que ocurre la falla.

CONTINGENCIA 2. Una falla trifásica en el extremo de la línea 16-17 cerca del bus 17. La falla se libera por la apertura de esta línea, luego de 0.25 s de que ocurre la falla.

Para las dos contingencias consideradas se analizan los siguientes casos:

CASO 1. Se resuelve un simple FPO, sin restricciones de estabilidad transitoria.

CASO 2. Para la contingencia 1, se resuelve el problema de FPO-RS incluyendo restricciones de estabilidad transitoria. En este caso se impone una diferencia angular máxima de 180 grados entre dos diferentes grupos de generadores.

CASO 3. Para la contingencia 1, se resuelve el problema de FPO-RS incluyendo restricciones de estabilidad transitoria. En este caso se impone una diferencia angular máxima de 100 grados entre dos diferentes generadores.

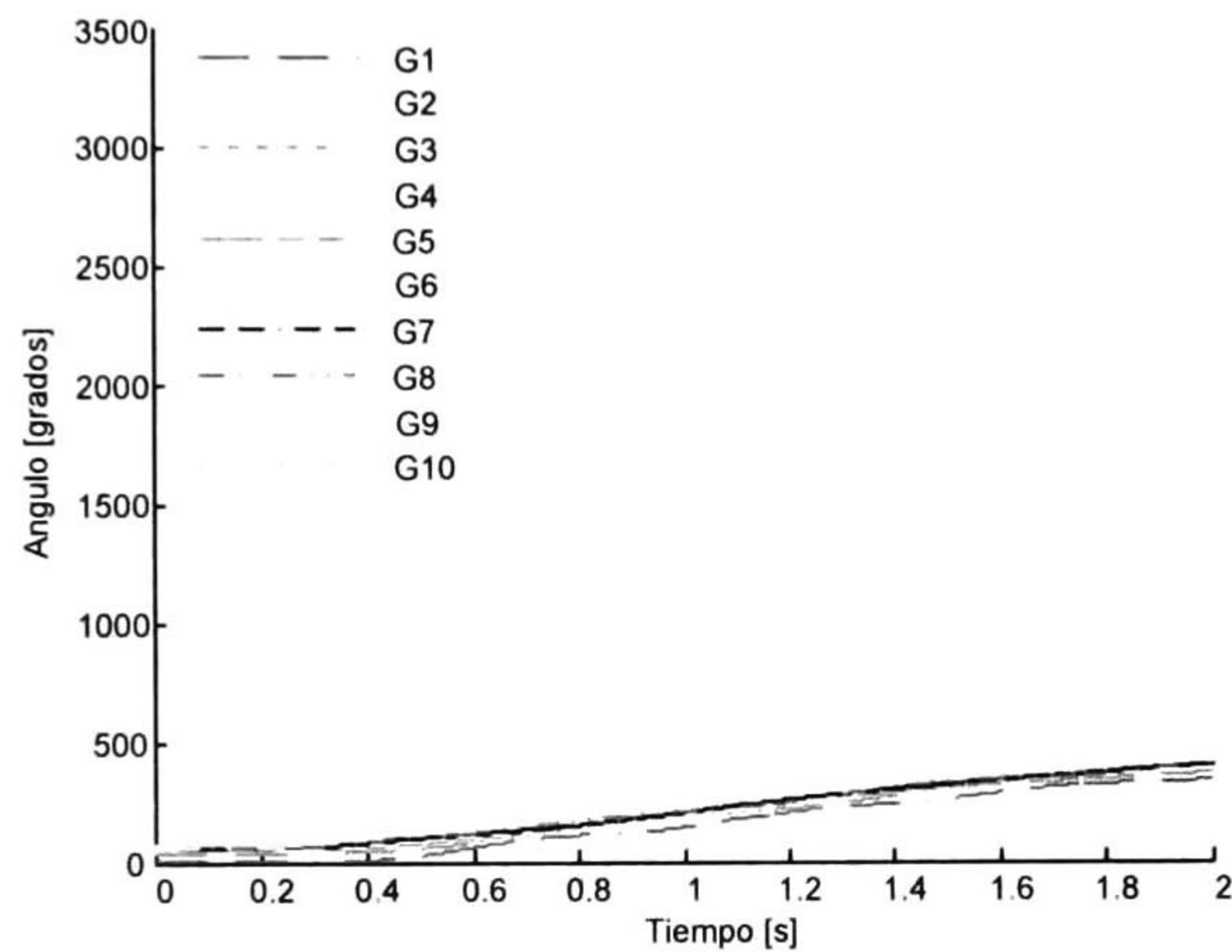
Los resultados obtenidos para los casos de estudio se reportan en la Tabla 4.19.

TABLA 4.19
DESPACHO DE GENERACIÓN, SISTEMA DE NUEVA INGLATERRA, CONTINGENCIA 1

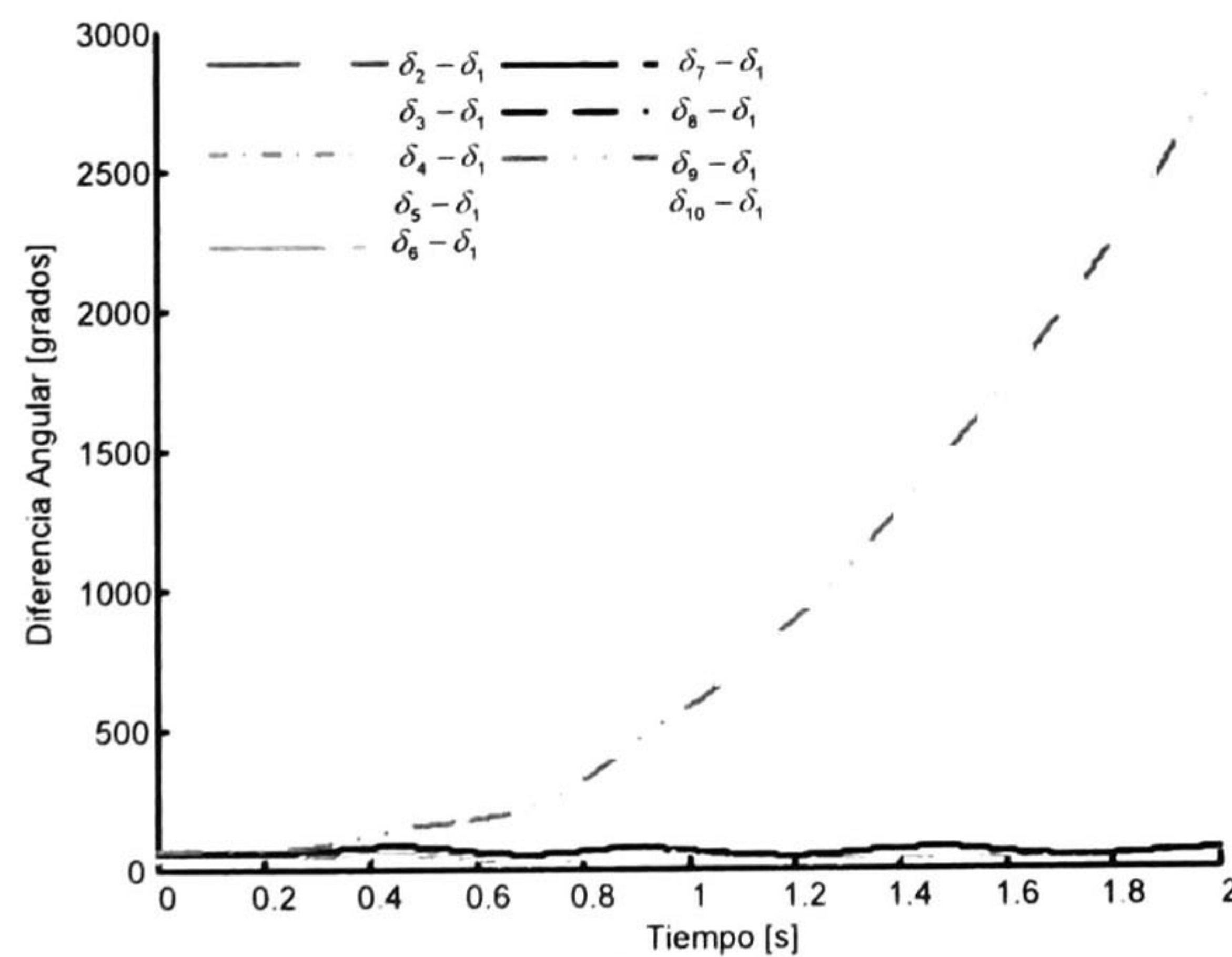
Generador	NODO	OPF	FPO-RS-ET	
		CASO 1	CASO 2 $\Delta\delta_{\max}=180^\circ$	CASO 3 $\Delta\delta_{\max}=100^\circ$
1	30	238.4	124.3	292.7
2	31	556.0	650.0	650.0
3	32	642.8	643.6	619.4
4	33	624.1	742.4	632.8
5	34	501.3	647.5	532.2
6	35	664.9	750.0	738.1
7	36	561.1	70.1	609.3
8	37	529.3	637.6	474.1
9	38	834.5	753.8	607.5
10	39	988.6	1139.3	982.8
Generación Total [MW]		6141.0	6158.5	6138.8
Pérdidas totales [MW]		43.5	61.0	41.3
Costo generación [\$/h]		60948	64789	61687

Como se esperaba, el costo total de generación para el caso base (Caso 1), es menor que para el estado post-contingencia de los otros dos casos considerados, pero es inestable como se puede apreciar del comportamiento transitorio que exhibe el generador 9 en la Figuras 4.11 (a) y 4.11 (b). Para los casos 2 y 3, la metodología propuesta es capaz de encontrar un re-despacho de generación que satisface la restricción de estabilidad transitoria impuesta, cuando el sistema de potencia queda sometido a la contingencia respectiva, Figs. 4.12-4.13.

Las Figs. 4.11-4.13 exhiben el ángulo del rotor de las unidades de generación, y la diferencia angular del nodo que presenta una mayor diferencia angular (Generador 1) con respecto a los demás unidades del sistema.

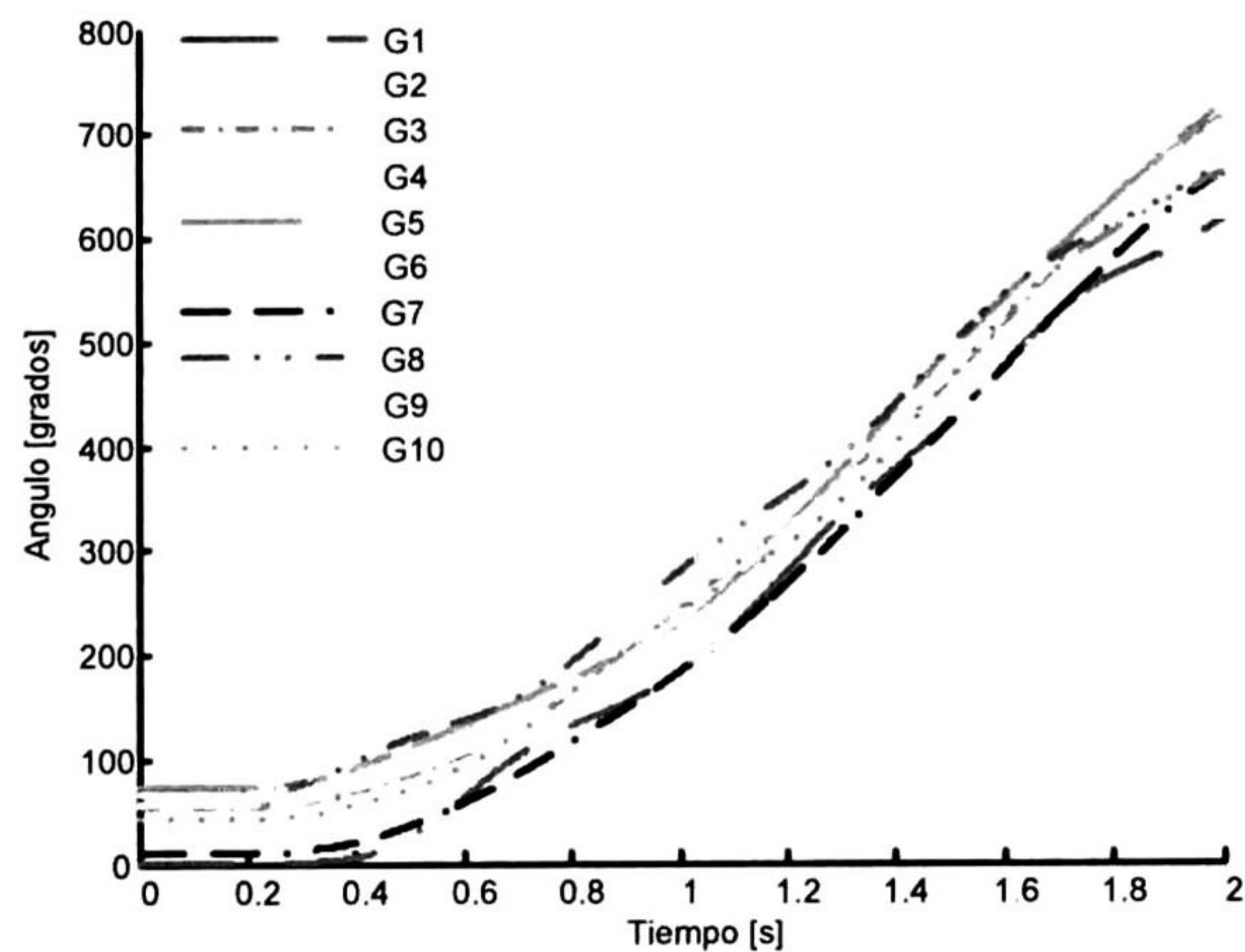


(a)

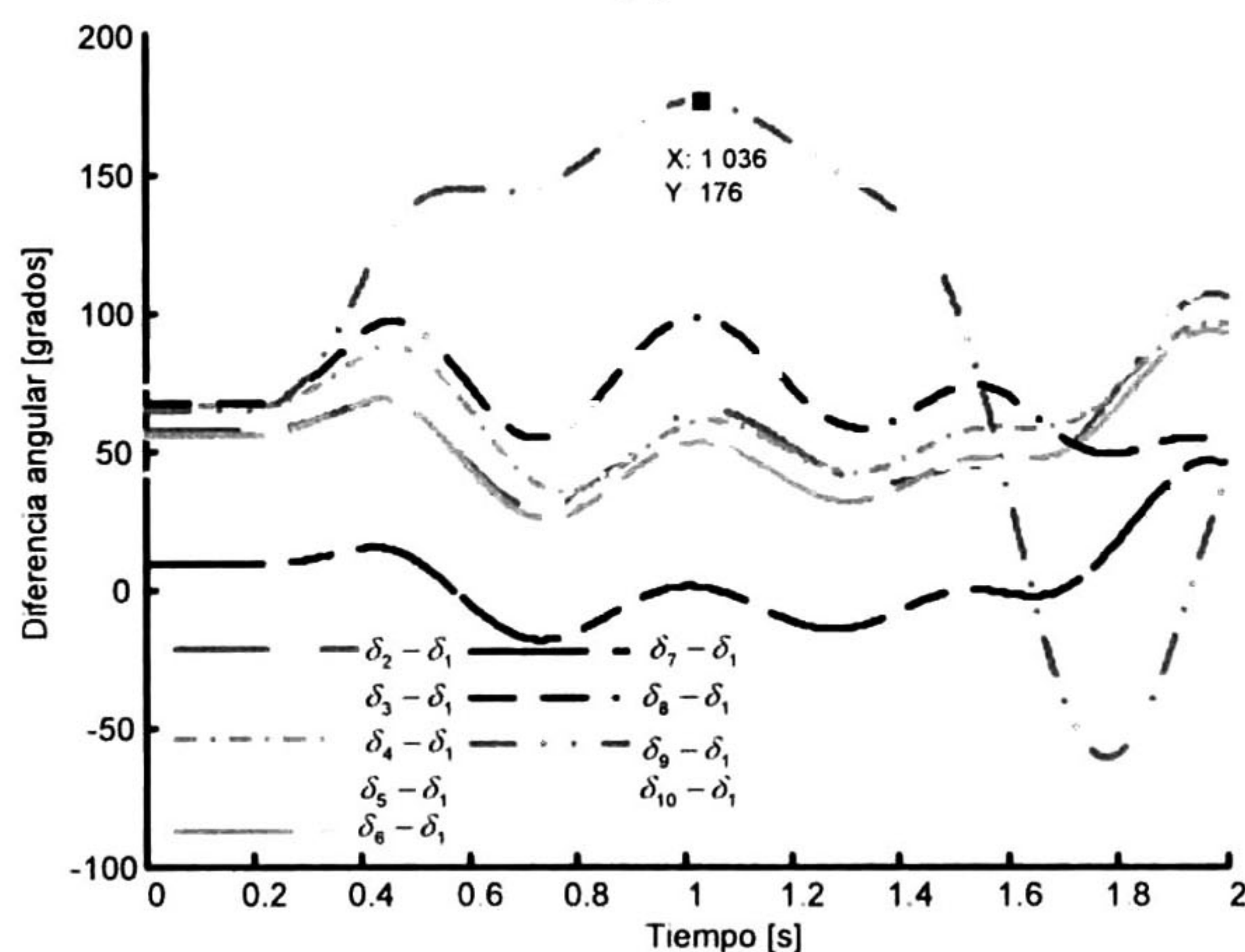


(b)

FIGURA. 4.11. Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 1, contingencia 1



(a)

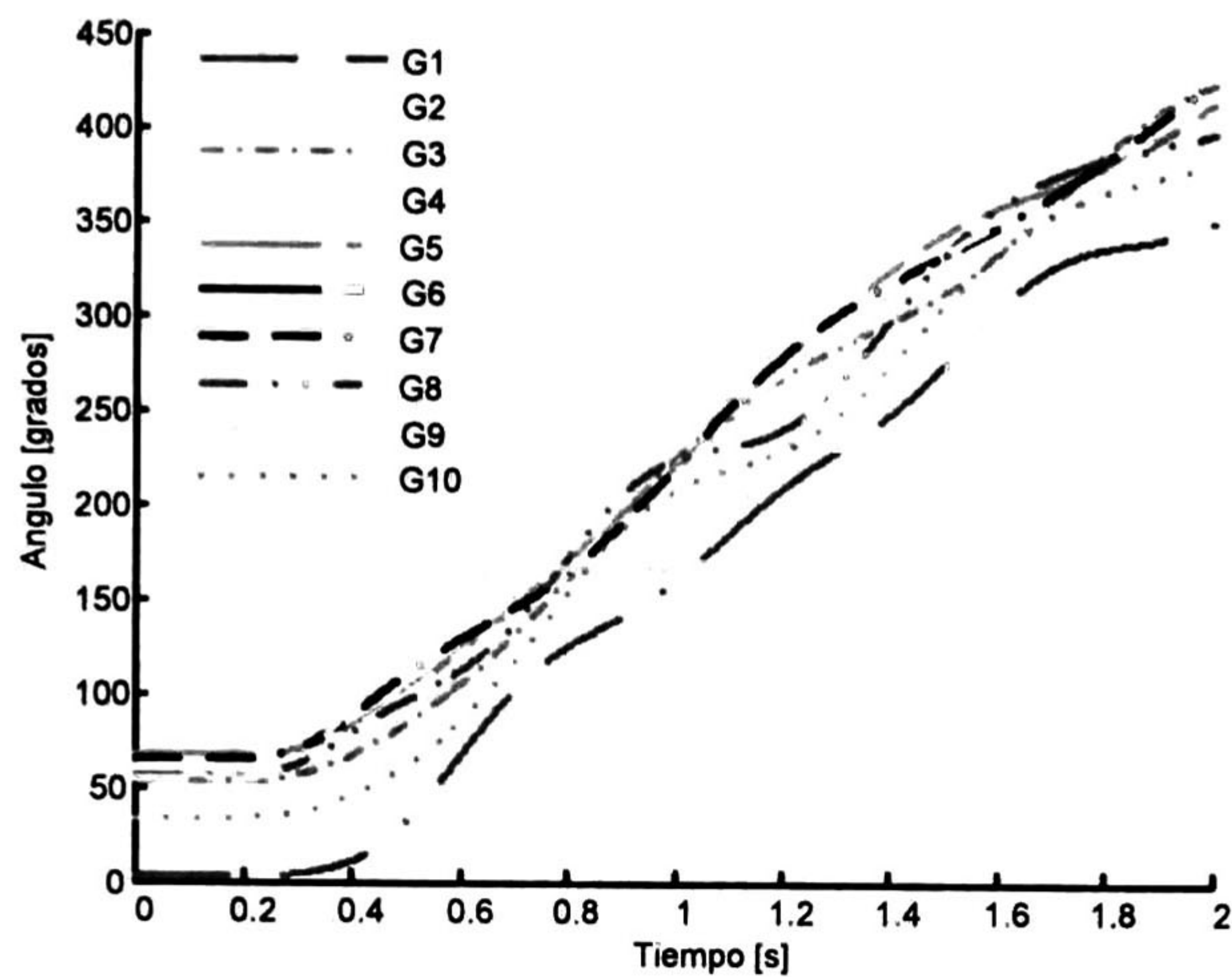


(b)

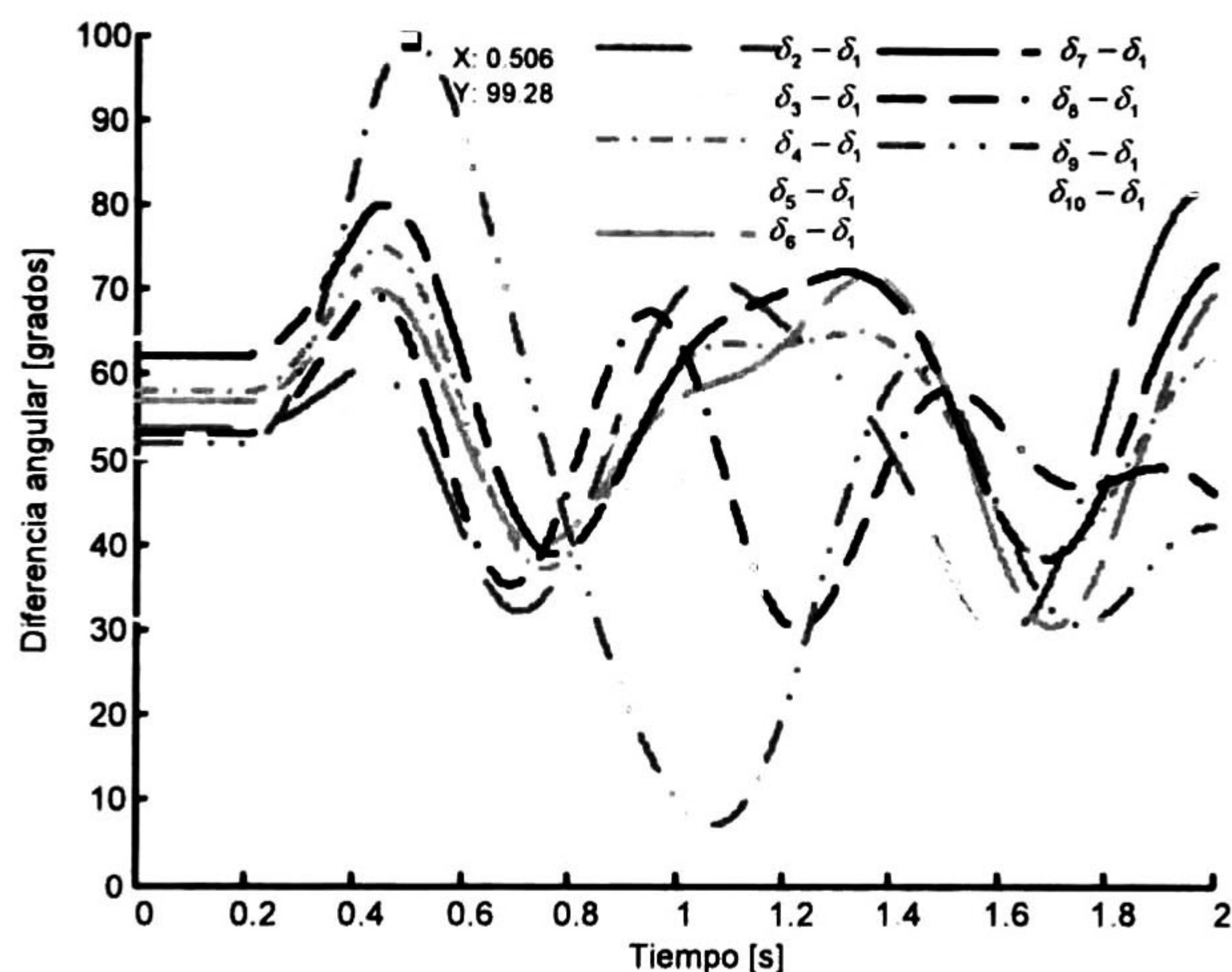
Figura. 4.12. Curvas de (a) ângulo do rotor, (b) diferença angular. Caso 2, contingência 1

La Figura 4.12 (a), muestra el comportamiento del ángulo del rotor de las 10 unidades de generación disponibles en el sistema, a lo largo del período de estudio transitorio, en la Figura 4.12 (b), se presenta el ángulo relativo del rotor de la unidades disponibles en el sistema de prueba con respecto a la unidad conectada con el nodo slack (Generador 1). La figura muestra que con el despacho presentado en la Tabla 4.19, la máxima diferencia angular cumple las restricciones de estabilidad transitoria en el caso de que la contingencia 1 sea considerada.

De igual forma, la Figura 4.13 (b), muestra que se cumple la máxima diferencia angular de 100 grados cuando la contingencia 1 afecta al sistema de prueba.



(a)



(b)

Figura. 4.13. Curvas de (a) ângulo do rotor, (b) diferença angular. Caso 3, contingência 1

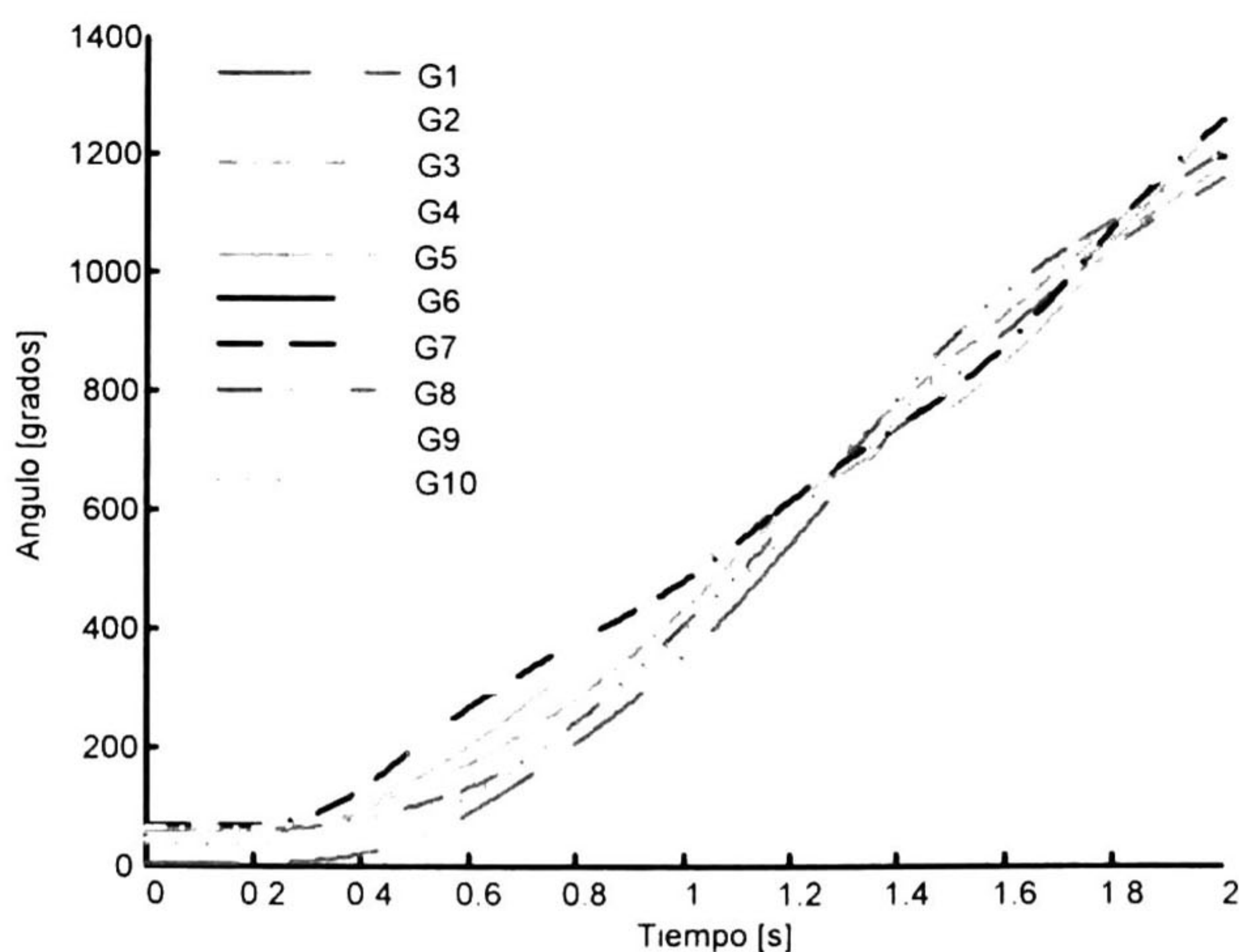
La Tabla 4.20 resume el despacho de generación para los tres casos, cuando el sistema es sometido a la contingencia 2. Al igual que para la contingencia 1, el sistema es inestable ante la ocurrencia de la falla con el despacho de generación obtenido por un FPO.

Las Figuras. 4.14 (a) y 4.14 (b) muestran el ángulo del rotor de las unidades de generación y la diferencia angular del nodo slack con el resto de generadores del sistema, cuando el sistema se ve sometido a la contingencia 2. La figura 4.14 (b), muestra que la metodología propuesta es capaz de encontrar un punto de

operación (redespacho de generación) que cumpla la máxima diferencia angular (180 grados) entre dos grupos de generadores durante el período de estudio transitorio (Generador 7 con respecto al generador 1).

TABLA 4.20
DESPACHO DE GENERACIÓN SISTEMA DE NUEVA INGLATERRA, CONTINGENCIA 2

Generador	NODO	OPF	FPO-RS-ET	
		CASO 1	CASO 2	CASO 3
			$\Delta\delta_{\max}=180^\circ$	$\Delta\delta_{\max}=100^\circ$
1	30	238.4	286.3	389.0
2	31	556.0	617.4	650.0
3	32	642.8	765.1	596.4
4	33	624.1	549.6	532.4
5	34	501.3	482.4	489.5
6	35	664.9	484.8	537.3
7	36	561.1	707.0	461.9
8	37	529.3	508.9	700.0
9	38	834.5	775.0	735.4
10	39	988.6	962.2	1044.7
Generación Total [MW]		6141.0	6138.8	6136.5
Pérdidas totales [MW]		43.5	41.3	39.0
Costo generación [\$/h]		60948	61788	62210



(a)

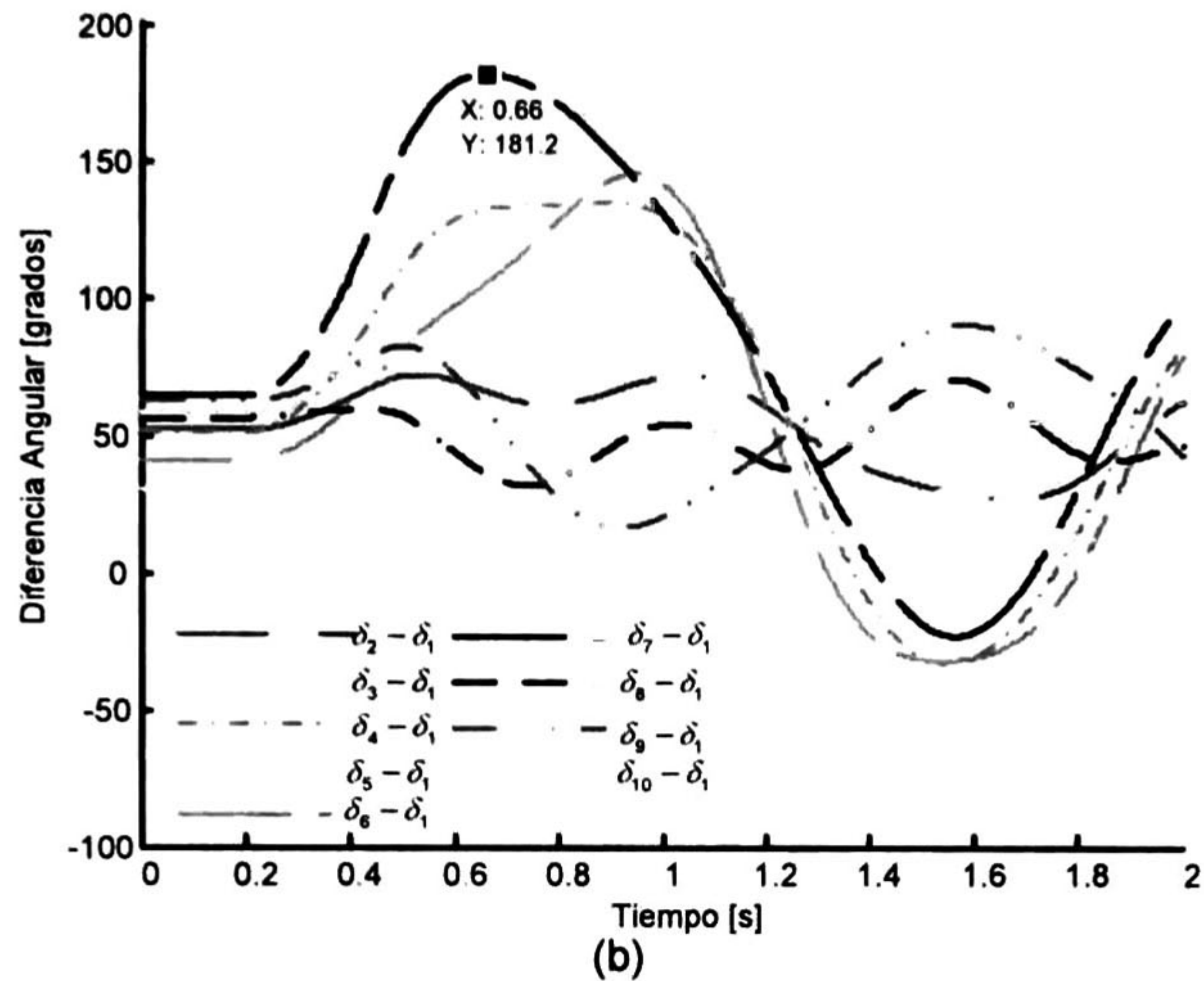
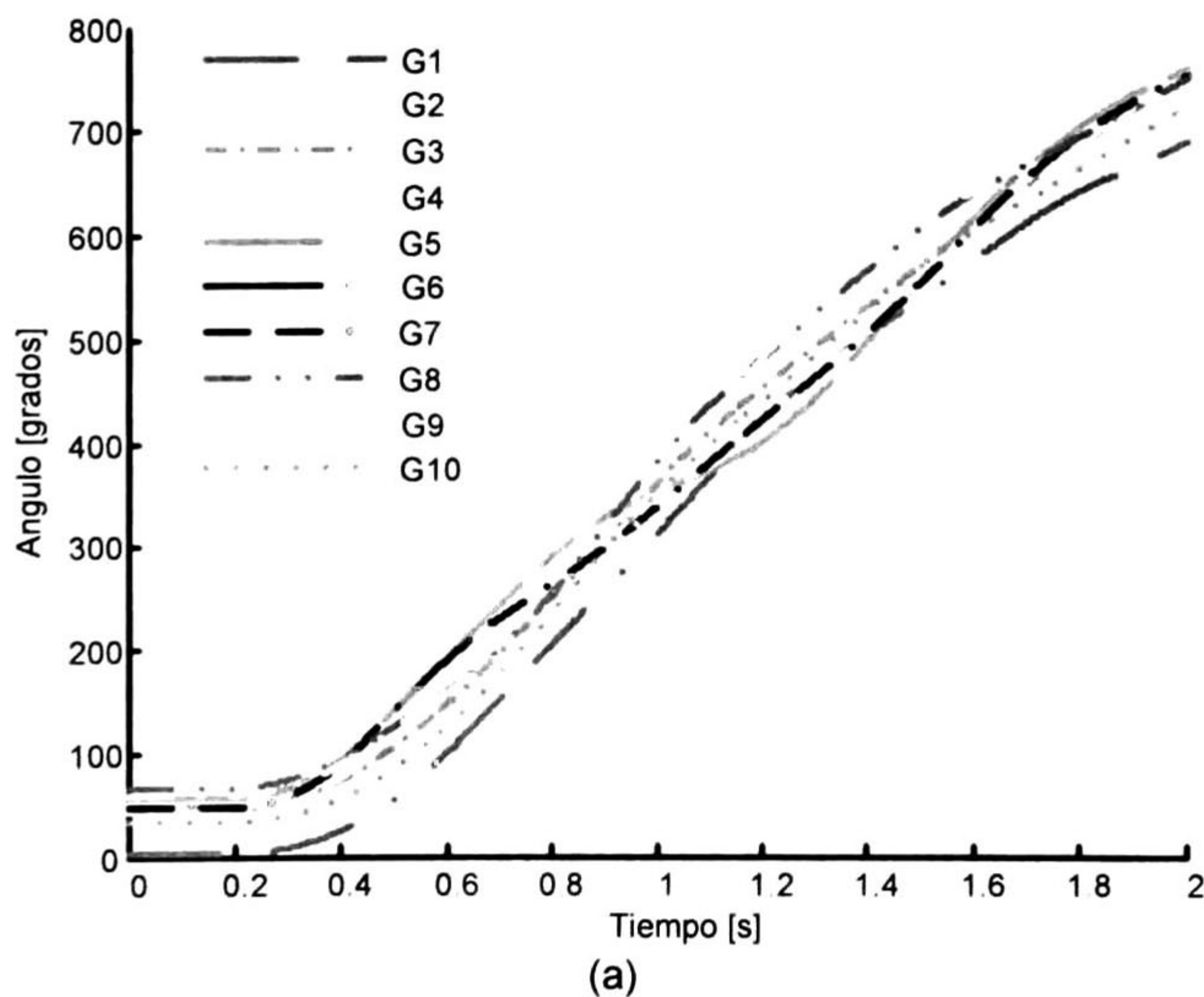


Figura. 4.14. Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 2, contingencia 2

Las Figuras. 4.15 (a) y 4.15 (b) muestran el ángulo del rotor de las unidades de generación y la diferencia angular del nodo slack con el resto de generadores del sistema, cuando el sistema se ve sometido a la contingencia 2. La figura 4.15 (b), muestra que la metodología propuesta es capaz de encontrar un punto de operación (redespacho de generación) que cumpla la máxima diferencia angular (100 grados) entre dos grupos de generadores durante el período de estudio transitorio (Generador 7 con respecto al generador 1).



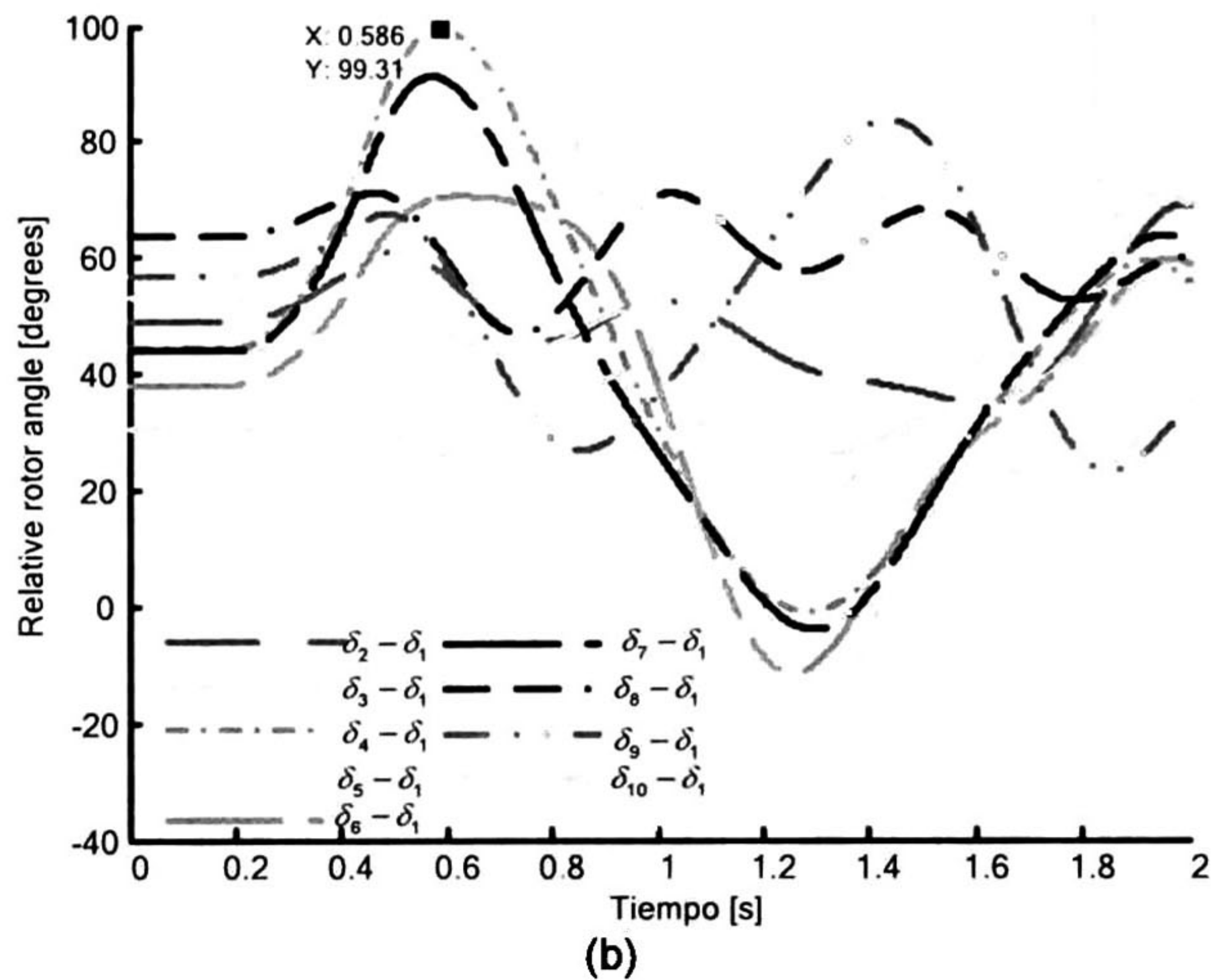


Figura. 4.15. Curvas de (a) ángulo del rotor, (b) diferencia angular. Caso 3, contingencia 2

4.4. CONCLUSIONES

Los resultados reportados en este capítulo muestran la efectividad de la metodología propuesta para encontrar soluciones óptimas, tanto a problemas de FPO-RS, como a problemas de FPO-RS incluyendo restricciones de estabilidad transitoria. La metodología propuesta es efectiva para los ejemplos planteados.

La principal ventaja del optimizador por enjambre de partículas con operadores de reconstrucción sobre otras técnicas heurísticas y de las variantes de OEP clásico, es la forma de manejar las restricciones operativas de las unidades de generación. Ésas técnicas incrementan el número de parámetros de ajuste y reducen el número de posibles soluciones que exploran la región factible. Además, la alta dependencia que tienen con respecto a la función de aptitud, pueden llevar a que, por una mala penalización de la función objetivo, no se utilice información realmente trascendente. Por otro lado, el optimizador por enjambre de partículas, al no usar un operador de selección, disminuye la dependencia de la correcta penalización, pero el número de partículas a través de las generaciones puede aún ser limitado. Así, se propone el empleo de operadores de reconstrucción, que permiten movilizar en cada generación a los individuos de tal manera que estos sean trasladados de un punto fuera de la zona factible a puntos en los límites de tal región. Otra ventaja importante del empleo de los operadores de

reconstrucción es que permite manejar los estados de encendido y apagado de las unidades sin la necesidad de considerar variables de control discretas adicionales.

A pesar de estas ventajas, las principales dificultades de la técnica propuesta radica en la dependencia que presenta con la elección de los parámetros de control (número de partículas, número de individuos, peso inercial, etc), y el tiempo de cómputo empleado por el proceso de optimización, ya que por cada generación se requiere ejecutar un total de $NINDV \times (K+1)$ flujos de potencia y un total de $K * NINDV$ algoritmos de estabilidad transitoria, lo que limita la posibilidad de una aplicación en-línea. El empleo de procesos en paralelo puede ayudar a superar esta limitación del tiempo de cómputo.

4.1 REFERENCIAS

- [1] John Condren, Thomas W. Gedra, and Parnjit Damronkulkamjorn, "Optimal Power Flow with expected security costs," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 21, No. 2, May 2006, pp. 541-547.
- [2] Hadi Saadat, *Power System Analysis*, New York: McGraw-Hill, 1999, pp. 254-256.
- [3] A. Immanuel, y K. Thanushkodi, "A New Particle swarm optimization solution to Nonconvex Economic Dispatch problems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, Feb 2007, pp. 42-51.
- [4] J.G. Vlachogiannis, K.Y. Lee "A comparative study on particle swarm optimization for optimal steady-state performance of power systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, 21 (4), (2006), pp. 1718-1728.
- [5] Y. H. Shi, y R. C. Eberhart, "Parameter selection in particle swarm optimizer" *1998 Annual Conference on Evolutionary Programming*, San Diego, March 1998, pp. 1945-1950.
- [6] Paul M Anderson, A. A. Fouad, "*Power System Control and Stability*", IEEE PRESS, Piscataway, NJ , 1994.
- [7] M. A. Pai, *Energy function analysis for power system stability*, Norwell, MA: Kluwer, 1989.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1. CONCLUSIONES

EN este trabajo se propone una metodología para la solución del problema de flujos de potencia óptimo mediante un optimizador por enjambre de partículas modificado. Se adicionan restricciones de estabilidad transitoria, a través de considerar la máxima diferencia angular entre dos diferentes generadores del sistema. Se utiliza una alternativa para el manejo de restricciones a través del uso de operadores de reconstrucción, que controlan las limitaciones operativas de las unidades, además de determinar los estados de encendido y apagado de éstas, lo que ayuda a reducir el número de variables de control discretas.

Los resultados numéricos presentados en el capítulo 4, permiten validar la efectividad y robustez del método propuesto para encontrar soluciones apropiadas al problema de FPO con restricciones de estabilidad transitoria, aún para el caso de funciones objetivo no-convexas.

En general, la metodología propuesta ofrece una serie de mejoras sobre otras técnicas de optimización, que se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Se presenta un modelo completo que permite incluir restricciones de estabilidad transitoria al problema de flujos de potencia óptimo. Se agregan restricciones de desigualdad que toman en cuenta la máxima diferencia angular del rotor entre dos diferentes generadores, para limitar la excursión angular de los rotores después de la ocurrencia de una contingencia. Las soluciones encontradas garantizan que el sistema es capaz de pasar de una manera rápida y segura de un punto de operación pre-contingencia a cualquiera de los puntos de operación post-contingencia, al costo más bajo posible y satisfaciendo las restricciones operativas de las unidades y del sistema.
- La metodología propuesta es capaz de manejar el problema de optimización planteado, que es altamente restringido, a través de operadores de reconstrucción y el empleo de funciones de penalización dinámicas. Los operadores de reconstrucción permiten llevar una partícula que se encuentra en una zona no factible a los límites de la zona factible, incrementando el

número de partículas que exploran las zonas factibles, proporcionando en cada generación una mayor capacidad de búsqueda.

- El empleo de la técnica de optimización basada en el OEP permite reducir el problema de mal-condicionamiento (o elección) de las funciones de penalización. Esto debido a que el OEP utiliza la función de aptitud para determinar si la partícula se encuentra ubicada dentro de la zona factible, y no como una medida de factibilidad, como es el caso de las técnicas heurísticas que emplean el operador de selección para la generación de los nuevos individuos.
- El método es capaz de resolver funciones objetivo y restricciones no-convexas, lo que permite el manejo de modelos realistas en los componentes de los sistemas eléctricos de potencia. Esta es una ventaja sobre muchos de los problemas de optimización convencionales, que están basados en simplificaciones de modelado.
- Por su capacidad de búsqueda en paralelo, el método propuesto exhibe una mayor probabilidad de encontrar el óptimo global, comparado con las técnicas de optimización convencionales, que son dependientes del punto de arranque, y con una elección inapropiada de éste, pueden quedar atrapados en un mínimo local.
- La metodología propuesta es capaz de encontrar un conjunto de soluciones factibles cercanas al óptimo global al final del proceso de optimización, lo que implica una ventaja importante sobre las técnicas de optimización convencionales, en el sentido de que proporcionan al operador del sistema de potencia alternativas de operación. Esto es útil para aquellos casos en que por motivos imprevistos no es posible implementar la mejor solución encontrada.
- Para incluir los costos de transmisión, se usa la metodología propuesta por J. Bialek para la asignación de los costos entre los agentes del mercado eléctrico.

5.2. TRABAJOS FUTUROS

Los trabajos futuros están encaminados a resolver los siguientes puntos:

- Uno de las limitaciones en la aplicación de la metodología es el tiempo de cómputo requerido en la solución. Una de las alternativas que manejan las técnicas heurísticas para reducir este tiempo de cómputo es la utilización de sistemas en paralelo. Bajo esta premisa, un trabajo que complementa esta propuesta es plantear una estrategia adecuada para la implementación del método de solución en un esquema de cómputo en paralelo.

La implementación de la metodología en un sistema en paralelo permite ampliar la presente aplicación a ejemplos que incluyan diferentes horas programadas.

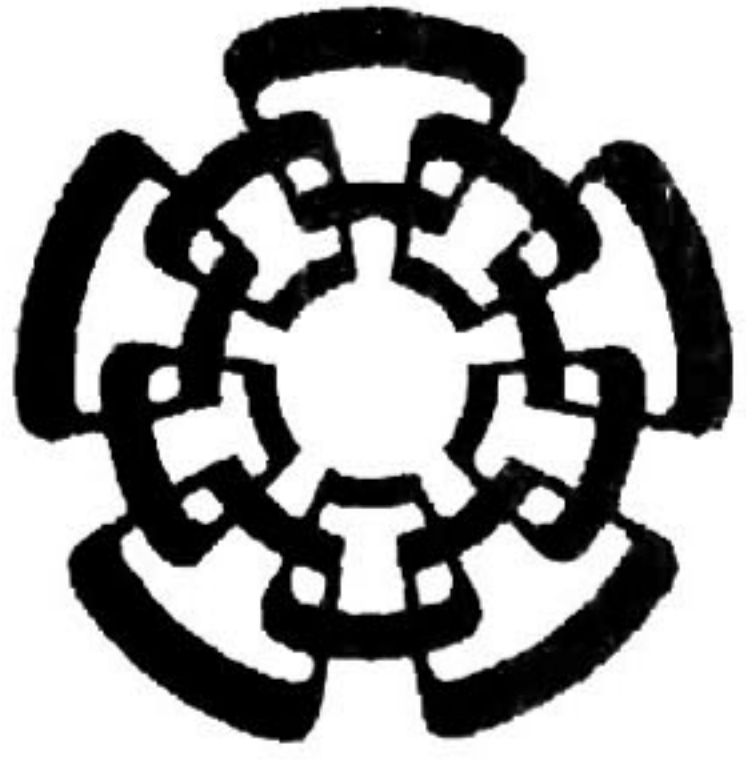
5.3. PUBLICACIONES

a) Revistas:

- [1] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez, and "Optimal Power Flow subject to Security Constraints solved with a particle swarm optimizer" *IEEE transaction on power systems*, Feb 2008.
- [2] Juan M. Ramírez, **Pablo E. Oñate**, "The short hydrothermal coordination via genetic algorithms. *Electric Power Components & Systems*. January 2006.

b) Congresos:

- [3] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez, "Optimal power flow with security constraints and transmission costs solved by a PSO" *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Pittsburg-Pennsylvania-USA, June 20-24, 2008. (sometido)
- [4] **Pablo E. Oñate**, Juan M Ramirez, "Optimal power flow including transient stability constraints" *Transmission and distribution* Chicago-Illinois-USA, April 22-24, 2008.
- [5] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez, "Optimal power Flow solution with security constraints by a Modified PSO" *Power Engineering Society Summer Meeting*, Tampa-Florida-USA, June 24-28, 2007 *IEEE*.
- [6] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez, "Flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad mediante un optimizador de enjambre de partículas modificado" " *IEEE- RVP-AI/ Acapulco-Guerrero-México*, July 9-15, 2007.
- [7] **Pablo E Oñate**, Juan M. Ramirez, *Member* "Optimal operation of hydrothermal systems in the short term" *NAPS*, Ames Iowa-USA, October 23-25,-2005.
- [8] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez, Empleo de los Algoritmos genéticos en el problema de coordinación hidrotérmica de corto plazo. " *IEEE- RVP-AI/ Acapulco-Guerrero-México*, July 10-16, 2005
- [9] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez "Unit commitment solved by genetic algorithms" *NAPS*, Moscow-Idaho-USA August 9-10 2004.
- [10] **Pablo E. Oñate**, Juan M. Ramirez "Revisión del problema de Despacho Económico" *CIECE*, Guadalajara-Mexico, 2004.



CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DE ESTUDIOS AVANZADOS DEL I.P.N. UNIDAD GUADALAJARA

El Jurado designado por la Unidad Guadalajara del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional aprobó la tesis

Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado

del (la) C.

Pablo Enrique OÑATE YUMBLA

el día 08 de Febrero de 2008.

Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo
Investigador CINESTAV 3C
CINESTAV Unidad Guadalajara

Dr. Federico Sandoval Ibarra
Investigador CINESTAV 3A
CINESTAV Unidad Guadalajara

Dr. Raúl Ernesto González Torres
Investigador CINESTAV 2C
CINESTAV Unidad Guadalajara

Dr. Rogelio Ramírez Barradas
Jefe de Departamento
Comisión Federal de Electricidad

Dr. Carlos Artemio Coello Coello
Investigador CINESTAV
CINESTAV D.F



CINVESTAV
BIBLIOTECA CENTRAL



SSIT000006326