



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**FLUJO DE CARGA ÓPTIMO ESTOCÁSTICO CON ESTABILIDAD
TRANSITORIA PARA EL ESTUDIO DE LA OPERACIÓN DE LA
RED DE TRANSMISIÓN CON NUEVAS TECNOLOGÍAS DE
CONTROL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

SEBASTIÁN ANDRÉS ALDEA ERICES

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO ANDRÉS MORENO VIEYRA.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE.
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA.

SANTIAGO DE CHILE
2015

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Sebastián Andrés Aldea Erices.
FECHA: 21/04/2015
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra.

**FLUJO DE CARGA ÓPTIMO ESTOCÁSTICO CON ESTABILIDAD
TRANSITORIA PARA EL ESTUDIO DE LA OPERACIÓN DE LA RED DE
TRANSMISIÓN CON NUEVAS TECNOLOGÍAS DE CONTROL**

El problema de flujo de carga óptimo con restricciones de seguridad (o en inglés Security Constrained Optimal Power Flow –SCOPF–) en un sistema eléctrico de potencia (SEP) es un problema que consiste en determinar el despacho de cada máquina de la red, satisfaciendo los consumos de la misma, al menor costo posible y considerando soluciones que respeten las capacidades de los componentes eléctricos tanto antes como después de la ocurrencia de posibles fallas en el sistema. La solución a este problema significa, en la mayoría de los casos, una operación que subutilice la infraestructura de la red, elevando el costo de la operación del sistema. En este contexto, las tecnologías de control correctivas permiten operar un sistema eléctrico más cercano a las restricciones impuestas por su propia capacidad.

Así, evaluar el efecto de la implementación de uno de estos esquemas correctivos y del tiempo de acción/latencia del mismo originada por posibles retrasos en la comunicación entre los diversos mecanismos que conforman el esquema, e implementar un método de resolución al problema de despacho óptimo económico con consideraciones de estabilidad angular, son los principales objetivos del trabajo. Esto se realiza mediante un modelo de optimización novedoso que incorpora explícitamente las ecuaciones diferenciales que representan la dinámica del sistema post-falla. Para la resolución del problema propuesto se utilizó un algoritmo PSO (Particle Swarm Optimization, por sus siglas en inglés) que permite lidiar de manera heurística con las complejidades de la formulación.

Al estudiar el efecto del mecanismo de acción correctiva en sistemas de distinto tamaño sometidos a una falla trifásica cercana a bornes de uno de sus generadores de bajo costo se evidenció el notable aumento sobre el uso de la capacidad de la red, cuando la latencia de la acción correctiva es del orden de 0,2 segundos, aumentando notablemente la generación desde la zona exportadora hacia la importadora (hasta en un 35% en los ejemplos particulares de este trabajo).. En cuanto al algoritmo PSO propuesto para la resolución del problema de despacho óptimo se comprobó su exactitud en base a comparaciones con una búsqueda exhaustiva de la solución óptima sobre todo el dominio del problema. En los ejemplos de este trabajo, el algoritmo propuesto es capaz de entregar una solución en 0,46% del tiempo utilizado por la búsqueda exhaustiva (0,08 horas comparado con 18 horas) con el mismo nivel de exactitud.

Dedicado a las maravillosas personas que me dieron la vida,
Mis padres.

AGRADECIMIENTOS

Al terminar esta importante etapa de mi vida debo agradecer a todos quienes me acompañaron y apoyaron en este proceso, haciéndolo posible.

En primer lugar agradezco a mis padres, por guiarme hacia lo que hoy soy, por haberme apoyado y acompañado en las decisiones que he tomado, por poder contar con ellos incondicionalmente. Agradezco a mi hermano Salvador, por tener en él a alguien en quien poder contar por siempre y por enseñarme a encontrar valor en lo que se muestra diferente a lo que estamos acostumbrados.

Agradezco el tiempo, la dedicación y el gran compromiso del profesor Rodrigo con mi trabajo, gracias por todo el tiempo invertido en que todo resultase, por brindarme un tema de memoria desafiante y por la paciencia y apoyo cuando las cosas no resultaban como queríamos.

Muy especialmente doy las gracias a la persona que hizo de este periodo la mejor época de mi vida, a mi pareja Daniela. En todo este proceso estuviste para darme tu apoyo cuando las cosas se ponían difíciles, por brindarme alegría, compañía y amor en todo momento, por escuchar con paciencia mis reclamos y sueños. Agradezco a tus padres por el cariño y sus consejos, también a tu hermana Constanza, por haber podido contar siempre con ella y por su amistad.

Finalmente, agradezco a todos quienes me acompañaron durante estos años y me dejaron grandes recuerdos en esta etapa de mi vida.

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	1
1.1. <i>Antecedentes Generales</i>	1
1.2. <i>Motivación</i>	2
1.3. <i>Descripción del Proyecto</i>	2
1.4. <i>Objetivos</i>	3
1.4.1. <i>Objetivo General</i>	3
1.4.2. <i>Objetivos Específicos</i>	3
2. Antecedentes.....	5
2.1. <i>Optimización de Flujo de Potencia con Seguridad de Suministro (SC-OPF, por sus siglas en inglés)</i>	5
2.2. <i>Modelos Probabilísticos y Estocásticos para la Toma de Decisiones en Operación</i>	7
2.3. <i>Estabilidad Transitoria e Impacto de la Latencia de los Equipos de Protección y Control</i> 10	
2.4. <i>Desafíos de la Integración de Análisis Dinámico y Régimen Permanente</i>	11
2.5. <i>Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas</i>	13
3. Metodología	14
3.1. <i>Modelo y Restricciones</i>	16
3.2. <i>Implementación</i>	19
3.3. <i>Definición de Sistemas</i>	26
3.3.1. <i>Sistema de 2 Barras</i>	26
3.3.2. <i>Sistema de Cuatro Barras</i>	27
3.3.3. <i>Sistema de Seis Barras</i>	28
4. Resultados	30
4.1. <i>Validación</i>	30
4.2. <i>Resultado Modelo de Dos Barras</i>	32
4.3. <i>Resultado Modelo de Cuatro Barras</i>	35
4.4. <i>Algoritmo de Búsqueda de Estado de Despacho Mínimo Sobre Sistema de Seis Barras</i> 39	
5. Discusión	42
6. Conclusiones.....	47
7. Bibliografía	48
8. Anexos.....	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1: Diagrama de funcionamiento del módulo de chequeo de estabilidad, <i>StabilityCheck</i> . (Elaboración propia).....	21
Figura 3.2: Diagrama de funcionamiento de la función Random. (Elaboración Propia).....	23
Figura 3.3: Diagrama de funcionamiento del código que implementa la búsqueda por enjambre de partículas, llamada Enjambre. (Elaboración Propia).....	25
Figura 3.4: Sistema de dos Barras. (Elaboración propia)	26
Figura 3.5: Representación Sistema de 4 Barras. (Elaboración propia)	27
Figura 3.6: (a) Representación Sistema de 6 Barras, marcando en rojo los posibles esquemas de acción correctiva. (b) Sistema de 6 Barras luego de despeje de falla. (Elaboración en base a sistema en [16])	28
Figura 4.1: Comparación SPS (<i>SimPowerSystem</i>) y Código, para 3 niveles de flujo en sistema de Dos barras.	30
Figura 4.2: Comparación SPS (<i>SimPowerSystem</i>) y Código, para 2 niveles de flujo en sistema de Cuatro barras.	31
Figura 4.3: Magnitud de acción correctiva mínimo para distintos niveles de generación de la zona exportadora. Considerando diferentes tiempos de acción correctiva.	33
Figura 4.4: Descomposición de costos de operación para diferentes generaciones en zona exportadora y tiempos de acción correctiva. Considerando una probabilidad de falla asociado a cuatro fallas por año.	34
Figura 4.5: Costo despacho total para diferentes tiempos de la acción correctiva, con magnitud mínima en AC para mantener al sistema estable tras la ocurrencia de la falla.	34
Figura 4.6: Magnitud de acción correctiva para distintos niveles de generación de la zona exportadora. Considerando diferentes tiempos de acción correctiva para sistema de 4 barras.	36
Figura 4.1: Descomposición de costos de operación para diferentes generaciones en zona exportadora y tiempos de acción correctiva. Considerando una probabilidad de falla asociado a 4 fallas por año, para sistema de 4 barras.....	37
Figura 4.2: Costo despacho total para diferentes tiempos de la acción correctiva, con magnitud mínima en AC para mantener al sistema estable tras la ocurrencia de la falla.	37
Figura 4.9: Máximo tiempo de acción correctiva para diferentes niveles de inyección desde zona exportadora, sobre el cual el sistema se vuelve inestable, para sistema de 2 barras.	38
Figura 4.10: Máximo tiempo de acción correctiva para diferentes niveles de inyección desde zona exportadora, sobre el cual el sistema se vuelve inestable, para sistema de 4 barras.	38
Figura 4.11: Desempeño del algoritmo Enjambre medido en error máximo, error promedio y tiempo promedio de ejecución del algoritmo, probado para distintos despachos iniciales (número de partículas).	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Reactancias de circuitos interconexión para sistema de cuatro barras.	27
Tabla 3.2: Reactancias de circuitos interconexión para sistema de seis barras.	29
Tabla 4.1: Resultado de solución dada por <i>Random</i> , con tiempo de ejecución de 5 minutos.....	39
Tabla 4.2: Resultado de solución dada por <i>Random</i> , para distintos precios de los generadores, ejecución de 5 minutos.	39
Tabla 4.3: Resultado de solución dada por <i>Enjambre</i> , para mismo sistema de Tabla 4.1, y ejecución de 5 minutos.	40
Tabla 4.4: Resultado de solución dada por <i>Enjambre</i> , para mismo sistema de Tabla 4.2, y ejecución de 5 minutos.	40

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes Generales

El despacho óptimo económico para un sistema eléctrico de potencia es uno de los principales problemas a resolver para garantizar su operación al menor costo posible. Luego, para conseguir un mejor desempeño de la red resulta positivo privilegiar la producción utilizando máquinas con menor costo asociado en generación. Sin embargo, un despacho por medio de orden de mérito, respetando sólo las limitaciones dadas por la capacidad de las líneas y de los generadores, no es factible en la mayoría de los casos debido a problemas de estabilidad, pues la operación del sistema debe garantizar su correcta operación aún después de la ocurrencia de posibles fallas en la red.

Para resolver esta problemática, los modelos determinísticos, como los $N - x$, determinan su operación bajo el límite impuesto por la capacidad de operación de la red, para así operar de forma estable tras un incidente. No obstante, cuando un sistema cuenta con tecnologías de control correctivas, como esquemas de corte de demanda-generación, la posibilidad de hacer un mayor uso de la capacidad del sistema aumenta, pues la implementación de este tipo de tecnologías amplía el margen del uso seguro de la red, modificando los flujos posteriores a la falla a los nuevos requerimientos o capacidad de la red.

Los mecanismos de acción correctiva utilizados en este estudio tienen un efecto positivo en la economía de la operación del sistema, pues permiten grandes flujos por las redes que interconectan zonas exportadoras de bajo costo hacia zonas importadoras con limitada generación o de mayor costo, de modo que el costo de operación del sistema es menor. Sin embargo, la utilización de estos mecanismos de control trae consigo un costo, el cual está mayormente asociado al costo de dejar de abastecer energía por el corte de carga-generación, luego, su costo es el castigo por cada MW de pérdida de carga (o corte de carga) ponderado por la probabilidad de la activación del mecanismo, es decir, la probabilidad de ocurrencia de la falla.

Dado lo anterior, la implementación de mecanismos correctivos es conveniente hasta el punto en que su costo esperado se vuelve mayor que el de operar la red a una menor capacidad, es decir, generar con generadores más costosos, pero ubicados en zonas que afecten en menor medida los flujos por las líneas de conexión estresadas. Por otro lado, debido a que este tipo de tecnología opera tras haber ocurrido una falla, su tiempo de respuesta es de gran importancia, por tanto, es de esperar que mientras su acción se realice en menor tiempo, la magnitud de la carga cortada, y así su valor, será menor. Sin embargo, para garantizar la rápida operación del esquema correctivo es necesario contar con una infraestructura de telecomunicación apropiada.

Finalmente, si bien utilizar estos mecanismos tiene un efecto positivo en la economía de la operación de la red, la resolución del problema de despacho económico requiere la incorporación de restricciones de gran complejidad. De este modo, considerar estabilidad transitoria, que es lo que fortalece el mecanismo de acción estudiado, implica considerar para cada máquina del sistema las ecuaciones de movimiento (ecuaciones diferenciales de segundo orden no lineales), añadiendo complejidad al problema.

1.2. Motivación

Debido a la importancia de los esquemas de acción correctiva en un sistema eléctrico, resulta importante representar estos fenómenos de estabilidad transitoria angular en un problema de despacho óptimo de carga y junto a ello estudiar la incidencia sobre la economía del sistema, de retrasos en la comunicación de estos mecanismos. Resultados positivos en cuanto a reducir este retraso podrían tener efectos significativos en cómo afrontar este tipo de problemas a futuro, enfrentando, o incorporando como una posible solución el mejorar la infraestructura de telecomunicación que lo soporta, a cambio de reducir inversiones en la infraestructura física de la transmisión.

Al mismo tiempo, existe un gran desafío para encontrar la solución al problema de despacho óptimo, cuando son incorporadas a las restricciones de su búsqueda las consideraciones de estabilidad transitoria, luego desarrollar un método de resolución, para un problema difícil de resolver con las herramientas de resolución matemáticas tradicionales, que sea aplicable a sistemas de cualquier tamaño se convierte en un gran reto.

1.3. Descripción del Proyecto

Por medio del uso de la programación en *Matlab* se desarrolla un programa que represente los efectos de los esquemas de acción correctiva, tras la ocurrencia de una falla trifásica en una línea cercana a los bornes de un generador. De tal forma de mostrar los efectos positivos, de la implementación de estos mecanismos, para la economía del despacho de un sistema eléctrico, haciendo énfasis en el tiempo de retraso asociado a su operación, permitiendo de esta forma comprender la importancia de mejorar la tecnología que permite la comunicación dentro del sistema.

Para mostrar estos efectos, se estudia la incidencia sobre el costo de la operación de la red, cuando son considerados diversos tiempos de ejecución para el esquema correctivo, para diferentes topologías de sistemas eléctricos, y evaluando sobre dos sistemas diferentes, el primero de dos barras y el segundo sobre uno de cuatro barras.

Posteriormente, y utilizando *Matlab* nuevamente, se postulan algunas soluciones al problema de despacho óptimo económico de forma extensible para sistemas de gran tamaño, los cuales son de difícil solución. Para esto se presenta un sistema basado en una red utilizada en publicaciones de la IEEE [16], con el fin de validar la metodología implementada resolviendo una red ya planteada.

En el último sistema, sistema de seis barras, se vuelve a utilizar las herramientas desarrolladas para el estudio de los sistemas anteriores, como forma de verificar los resultados obtenidos por los mecanismos de búsqueda desarrollados.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo es estudiar los efectos, sobre la operación del sistema, de los retrasos asociados a la infraestructura de telecomunicación de los esquemas de acción correctivos incorporados en la red. Adicionalmente a esto, desarrollar una herramienta computacional que incorpore la posibilidad de utilizar este mecanismo, es decir incorporar restricciones asociadas al comportamiento angular de las máquinas (ecuaciones no lineales de segundo grado), haciéndolo extensible para sistemas de mayor tamaño y complejidad.

1.4.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos, que llevan a desarrollar los objetivos principales, se presentan a continuación:

- Modelar e incorporar de forma numérica el comportamiento angular rotórico de las máquinas de un sistema eléctrico, integrando las ecuaciones diferenciales, de la ecuación de movimiento, con las algebraicas que describen el costo del estado de despacho analizado y los flujos por la red eléctrica, de tal forma de conseguir una herramienta capaz de determinar la estabilidad del sistema tras ocurrida una falla.
- Determinar, con la ayuda de este modelo, los efectos de los tiempos de acción correctiva en la economía de la operación de la red, mostrando las diferentes transferencias desde zonas de generación alejadas, pero de bajos costos, que permite la tecnología de telecomunicación considerada.
- Estudiar el margen de operación que brindan los diferentes tiempos de acción estudiados.

- Finalmente desarrollar un algoritmo de búsqueda del despacho óptimo económico, considerando despachos y la influencia sobre la estabilidad transitoria de mecanismos de acción correctiva. Esto para un sistema validado y de mayor tamaño, esto es sobre un sistema de seis barras descrito en [16].

Todo lo anterior para dos sistemas de diferente tamaño y complejidad.

2. ANTECEDENTES

2.1. Optimización de Flujo de Potencia con Seguridad de Suministro (SC-OPF, por sus siglas en inglés)

Determinar la mejor forma de emplear los recursos que se disponen en un sistema eléctrico de potencia (SEP) es una tarea que involucra el análisis conjunto de cada uno de los componentes del mismo, para cumplir con los límites impuestos por éste y satisfacer los requerimientos de carga final en la distribución. Todo esto, respetando los límites impuestos por la corriente y tensión máxima capaz de resistir en estado estacionario sin producir daño en algún componente del sistema, como por ejemplo: las bobinas en los generadores (rotor y armadura, si corresponde), las líneas que conectan las distintas zonas del sistema, los transformadores y elementos de protección, entre otros. Lograr satisfacer estos requerimientos, consiguiendo al mismo tiempo maximizar o reducir algún parámetro asociado a la utilización de la red y de sus recursos, es lo que se llama optimización de flujo de potencia [1, 3, 4, 14, 15].

Este problema se puede plantear formalmente como un problema de optimización, donde la función objetivo es el parámetro que se desea maximizar o minimizar, y las restricciones del sistema y de cada elemento que lo conforman son las restricciones del mismo. Este problema se puede plantear de distintas maneras, con una función objetivo igual al costo de operación del sistema más el costo de potencia no atendida (demanda que se ha dejado de abastecer) [4], este último componente del costo busca incorporar, en la función objetivo, la noción de confiabilidad en el sistema.

En primer lugar, el problema puede ser formulado como un problema en corriente alterna (AC-OPF, por sus siglas en inglés), el cual está definido por [5]:

$$\text{Min} \left\{ \alpha_E + c_E^T u + \frac{1}{2} u^T Q_E u \right\} \quad (2.1)$$

s. a.

$$G(x, u) = 0 \quad (2.1.1)$$

$$H(x, u) \geq 0 \quad (2.1.2)$$

Donde x corresponde a las variables de estado (por ejemplo ángulo de fase) y u corresponde a un vector con las variables de decisión (Potencia generada y Potencia no servida; α_E es la suma de los costos fijos de los generadores del sistema; c_E (Q_E) es un vector (matriz) con los coeficientes lineales (cuadráticos) de los costos térmicos y de potencia no servida. La función objetivo es representada como la función de costos de operación y potencia desatendida. G corresponde al conjunto de restricciones de igualdad (por ejemplo flujos de balance de potencia) y H agrupa a las restricciones de desigualdad (asociada con límites que deben satisfacer los parámetros del problema, como generación máxima y mínima, flujos máximos por líneas, etc.).

Esta formulación se da de forma natural al entender el problema que se requiere solucionar, sin embargo, para resolver problemas de mediano y gran tamaño su implementación computacional es compleja. Para solucionar este problema, se plantean supuestos y simplificaciones para reducir la complejidad del problema a resolver. Una de estas simplificaciones corresponde a representar el problema como un flujo de carga linealizado (DC). A continuación, se detallan los 3 supuestos básicos que permiten replantear un problema formulado en corriente alterna a uno en continua [5]:

- I. La resistencia de cada una de las ramas es despreciable respecto a la reactancia de la misma ($x \gg R$). Luego, se puede suponer resistencias nulas.
- II. La tensión en cada bus es igual al voltaje base del sector (es decir, por unidad, toda tensión se representa con el valor 1).
- III. La diferencia angular entre cada nodo (bus) unido por una línea es suficientemente pequeño para realizar las aproximaciones $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$ y $\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$.

Luego, considerando estos supuestos y la linealización sobre la función objetivo, la formulación del nuevo problema equivalente queda de la forma:

$$\text{Min} \left\{ \sum_g \pi_f P_g \right\} \quad (2.2)$$

s. a.

$$\bar{G}(x, u) = 0 \quad (2.2.1)$$

$$\bar{H}(x, u) \geq 0 \quad (2.2.2)$$

Así, se aborda ahora un problema con función objetivo lineal y restricciones también lineales. De esta forma, el problema se plantea de una forma más abordable computacionalmente, consiguiendo un mejor desempeño y permitiendo trabajar sobre sistemas eléctricos con una gran cantidad de nodos, sobre varias condiciones de operación durante el año y hasta sobre distintos estados de operación (relacionado con posibles cambios en la configuración de la red). \bar{G} y \bar{H} , como antes, agrupan las restricciones de igualdad y desigualdad del problema. La función objetivo puede tomar diferentes formas, y en este caso se ha asociado un costo fijo por unidad de potencia generada como costo de operación. Una forma alternativa para la función objetivo de este tipo de problemas se puede ver en [10].

Lo representado hasta aquí explica en forma general el modo de abordar un problema de flujo óptimo de potencia (OPF, por sus siglas en inglés), sin embargo, no se ha considerado uno de los temas clave en cuanto a operación segura, este es, la

seguridad en la red. Se sabe que existen diversos criterios (tales como los criterios determinísticos N-1 o N-2) que dictan las exigencias mínimas en seguridad que debe ser capaz de cumplir la operación o planificación de un SEP, las cuales tienen relación con el número de eventos de falla que debe ser capaz de resistir la red sin poner en riesgo la estabilidad y operación normales de la misma.

De este modo, tomando en cuenta la seguridad de la red se obtiene un problema de optimización de flujo de potencia con seguridad de suministro (SC-OPF), el cual puede ser planteado como sigue [1 – 3]:

$$\text{Min} \left\{ \sum_g \pi_f P_g \right\} \quad (2.3)$$

s. a.

$$\bar{G}_i(x, u) = 0 \quad \forall i = 0..n \quad (2.3.1)$$

$$\bar{H}_i(x, u) \geq 0 \quad \forall i = 0..n \quad (2.3.2)$$

Donde $\bar{G}_0 = \bar{G}(x, u) = 0$ y $\bar{H}_0 = \bar{H}(x, u) \geq 0$, y el índice i representa cada uno de los estados de falla a considerar. Un modelo más complejo, mostrando la misma idea general se puede ver en el trabajo desarrollado en [1, 2, 11, 16].

2.2. Modelos Probabilísticos y Estocásticos para la Toma de Decisiones en Operación

Los modelos actualmente utilizados para definir la operación de un sistema eléctrico hacen uso de los modelos descritos anteriormente (SC-OPF), basándose en estándares determinísticos de seguridad (usualmente N-1 o N-2). Sin embargo, esto conlleva a un uso disminuido de las redes de transmisión, y con ello a una sobre-inversión e incluso a decisiones equivocadas en cuanto a dónde realizar las inversiones en la red [11]. Esta limitación se hace más determinante si se considera la inclusión de generación renovable, que hace un uso más intensivo de la red, sobrecargándola en determinados tramos cuando ésta se hace más presente (por ejemplo, en épocas de altos niveles de viento para el caso de generación eólica), y esta penetración de renovables se estima cada vez más significativa, dado el interés mundial en reducir los índices de contaminación asociado a la generación de potencia eléctrica. [11 – 14].

Con el actual método determinístico se han predefinido condiciones de operación como seguras e inseguras, sin evaluar por completo su incidencia en la estabilidad del sistema, por lo que podrían existir fallas no contempladas y de importancia en la operación segura de la red. Por otro lado, en países desarrollados existe una fuerte tendencia a sobre-invertir, dado que este método no permite la ocurrencia de fallas simples (en el caso del criterio N-1) que dejen demanda desatendida, esto significa que

se ha de invertir altos recursos cubriendo fallas que pueden tener una muy baja tasa de ocurrencia o protegiendo nodos con consumos despreciables. Otro punto débil del actual criterio es que fue creado en una época en que la generación con fuentes no convencionales de energía no era relevante como lo es hoy, y por lo tanto la generación muchas veces intermitente y con grandes variaciones de intensidad es hoy un problema bajo los estándares clásicos [11, 15, 16, 21].

Algunos de los principales problemas presentados por el actual estándar se presentan a continuación [11, 16 – 20]:

- No refleja acertadamente el verdadero riesgo de operación que se enfrenta, al dejar de considerar estados de operación que podrían involucrar inestabilidades del sistema, las que no son consideradas por no evaluar correctamente sus incidencias o por su baja probabilidad de ocurrencia.
- El costo asociado con el actual estándar no se condice con el beneficio en confiabilidad que brinda al sistema, pues sobre-estima la inversión (y además a veces erra en cuanto a dónde invertir).
- Fue desarrollado pensando en tecnologías de la época que hoy son mucho más eficientes y menos restrictivas (por ejemplo, en técnicas de mantenimiento), y al mismo tiempo se dejó de considerar tecnologías de generación que hoy tienen mayor protagonismo.
- Resulta inadecuado para optimizar el set de acciones pre y post fallas, dado que las acciones correctivas requieren de la consideración de varias fallas (no sólo las que obedecen al criterio en consideración). Supone que a mayor redundancia, mayor seguridad, lo que no es necesariamente cierto.

Por lo tanto, la actual norma determinística se hace deficiente en la actualidad y surge con renovadas fuerzas la consideración probabilística en la toma de decisiones de despacho e inversión [16]. Es así como se ha propuesto un modelo OPF estocástico, el cual es capaz de balancear la seguridad en la red y la economía de la misma desde un punto de vista probabilístico de operación. Este método busca minimizar el costo de operación y de carga desatendida esperada, considerando una fuerte inclusión de métodos preventivos y correctivos, permitiendo utilizar los recursos disponibles de mejor manera y tomando decisiones de inversión tras un análisis más flexible que tiene en consideración el efecto de cada estado de operación en su justa medida [11, 16].

A continuación, se representa el problema de optimización de flujo óptimo de potencia probabilístico [11]:

$$\text{Min} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{g=1 \dots N_g} [w(\pi \text{off}_g * \text{off}_g - \pi \text{bid}_g * \text{bid}_g + \pi \text{resh}_g * \text{resh}_g)] + \\ \sum_{\substack{s=2 \dots N_s \\ g=1 \dots N_g}} [w * \rho^s (\pi \text{resuu}_g * \text{resuu}_g^s + \pi \text{resud}_g * \text{resud}_g^s)] + \\ \sum_{\substack{s \text{ with line trips} \\ g=1 \dots N_g}} [\rho^s * \pi \text{itrp}_g * \text{itrp}_g^s] + \sum_{\substack{s=2 \dots N_s \\ n=1 \dots N_n}} [w * \rho^s * \text{voll}_n * ll_n^s] \end{array} \right\} \quad (2.4)$$

s. a

$$p_g = p_g^{ED} + \text{off}_g \quad (2.4.1) \quad \text{resuu}_g^s \leq \text{resh}_g \quad \forall s, g \quad (2.4.2)$$

$$- \text{bid}_g \quad \forall g$$

$$\text{off}_g \leq \bar{p}_g - p_g^{ED} \quad \forall g \quad (2.4.3) \quad \text{resud}_g^s \leq \Delta \text{resd}_g \quad \forall s, g \quad (2.4.4)$$

$$\text{bid}_g \leq p_g^{ED} \quad \forall g \quad (2.4.5) \quad p_g - \text{resud}_g^s \geq \underline{p}_g \gamma_g \quad \forall s, g \quad (2.4.6)$$

$$\underline{p}_g \gamma_g \leq p_g \leq \bar{p}_g \gamma_g \quad \forall g \quad (2.4.7) \quad \text{resuu}_g^s \leq \Delta \text{resu}_g * (1 - \text{itrp}_g^s) \quad \forall s, g \quad (2.4.8)$$

$$\gamma_g \text{ es binario} \quad \forall g \quad (2.4.9) \quad \text{resud}_g^s \leq p_g - \text{itrpu}_g^s \quad \forall s, g \quad (2.4.10)$$

$$p_g \leq 0 \quad \forall g \text{ en mantenci3n} \quad (2.4.11) \quad p_g - \text{itrpu}_g^s \leq \bar{p}_g * (1 - \text{itrp}_g^s) \quad \forall s, g \quad (2.4.12)$$

$$\text{resh}_g \leq \bar{p}_g - p_g \quad \forall g \quad (2.4.13) \quad \text{itrpu}_g^s \leq \bar{p}_g * \text{itrp}_g^s \quad \forall s, g \quad (2.4.14)$$

$$\text{resh}_g \leq \Delta \text{resu}_g * \gamma_g \quad \forall g \quad (2.4.15) \quad \text{itrp}_g^s \text{ es binario} \quad \forall s, g \quad (2.4.16)$$

$$\sum_{g=1 \dots N_g} p_g = \sum_{n=1 \dots N_n} d_n - \sum_{n=1 \dots N_n} ll_n^{s=1} \quad (2.4.17)$$

$$\sum_{g \text{ disponible en } s} p_g + \text{resuu}_g^s - \text{resud}_g^s - \text{itr}_g^s = \sum_{n=1 \dots N_n} d_n - ll_n^s \quad \forall s = 2 \dots N_s \quad (2.4.18)$$

$$\text{resuu}_g^s = 0; \text{resud}_g^s = 0; \text{itr}_g^s = 0 \quad \forall s = 2 \dots N_s \quad \forall s = 2 \dots N_s, g \text{ en falla} \quad (2.4.19)$$

$$\theta_{n=\text{red}}^s = 0 \quad \forall s \quad (2.4.20)$$

$$\theta_n^s = \sum_{\substack{k=1 \dots N_n \\ k \neq \text{red}}} \left[\left(\sum_{\substack{g \text{ disponible} \\ \text{en nodo } k \text{ en } s}} (p_g + \text{resuu}_g^s - \text{resud}_g^s - \text{itr}_g^s) + ll_k^s - d_k \right) * B_{n,k}^{-1s} \right] \quad (2.4.21)$$

$\forall s, n \neq \text{ref}$

$$f_l^s = \frac{\theta_{n1(l)}^s - \theta_{n2(l)}^s}{x_l} \quad \forall s, l \text{ disponible} \quad (2.4.22)$$

$$-\overline{f}_l^s \leq f_l^s \leq \underline{f}_l^s \quad \forall s, l \text{ disponible} \quad (2.4.23)$$

$$f_l^s = 0 \quad \forall s, l \text{ en falla} \quad (2.4.24)$$

En el Anexo A se presenta la nomenclatura de estas ecuaciones.

2.3. Estabilidad Transitoria e Impacto de la Latencia de los Equipos de Protección y Control

La estabilidad en un SEP es la habilidad de permanecer en un punto de operación estable en condiciones de operación regular y evolucionar hacia el mismo u otro estado de operación tras ocurrida alguna perturbación originada por alguna modificación en la entrada, en las condiciones iniciales o en algún componente que forme parte del sistema y que lo saque de su estado en régimen permanente. Por tanto, la estabilidad de un sistema está relacionada con fuerzas que alejan al sistema de su equilibrio y fuerzas restauradoras que lo vuelven al mismo [5, 6]. Cuando un sistema es sometido a pequeñas perturbaciones, éstas se pueden linealizar y representar matemáticamente de esta forma, sin embargo, ante perturbaciones de mayor intensidad este método ya no es tan simple, por lo que generalmente se opta por la simulación de estos eventos.

En el análisis de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia existen dos variables de estado principales a tener en consideración: tensión y velocidad angular de las unidades de generación [5, 6].

En cuanto a la estabilidad de tensión, los equipos de las instalaciones eléctricas están diseñados para operar en una banda definida y estrecha, por lo que mantener un buen nivel de tensión es relevante desde el punto de vista económico. Los mecanismos de acción que regulan sus variaciones o corrigen su valor tienen relación con la absorción o entrega de reactivos (utilizando para esto una serie de métodos que según lo requerido manejan los flujos de potencia reactiva a su favor), y también es posible controlar por medio de cambio de tap en transformadores e inclusive por medio del control del propio generador [5].

Por otro lado, para la estabilidad transitoria angular, su determinación y evaluación se restringen a los primeros segundos tras ocurrida una falla. En este tiempo, el control del rotor no es una posibilidad factible y sólo lo son mecanismos de seguridad de respuesta rápida como interruptores son los que propician la conexión de elementos auxiliares o simplemente la desconexión del elemento fallado (aislando el elemento que protagoniza la falla), que brinden estabilidad al estado post falla. Sin embargo, existe un retraso implícito en el accionar de estas protecciones, lo que si bien contribuye con disminuir el problema de inestabilidad que se podría producir, no elimina por completo

el efecto transitorio en el sistema, pudiendo provocar inestabilidad en éste. La ausencia de estos mecanismos correctivos en la actualidad impide en muchos de los casos encontrar la solución óptima, al centrar su búsqueda en una solución estable, más utilizando un método que no incluye nociones de estabilidad [5, 6].

La ecuación que describe el comportamiento angular de una máquina en un sistema eléctrico de potencia, medida que a su vez permite discriminar si algún generador ha pasado hacia una operación estable, está determinada por la denominada ecuación de movimiento (o del inglés ecuación del *swing*) [6]:

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin\delta \quad (2.5)$$

Donde H representa la constante de inercia de la máquina $\left(\frac{MW \cdot seg}{MVA}\right)$, ω_0 la velocidad sincrónica, P_m la potencia mecánica de entrada (en pu), P_{max} la potencia eléctrica máxima de salida (en pu), δ el ángulo de rotor en radianes y t el tiempo en segundos. Esta ecuación de segundo orden puede ser escrita de forma más simple para ser resuelta por medio de métodos numéricos, de la forma que muestran las siguientes dos ecuaciones [6]:

$$\frac{d(x)}{dt} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (2.6)$$

$$x = \omega - \omega_0 \quad (2.7)$$

Donde P_e es la potencia eléctrica de salida y x representa a una variable auxiliar, en este caso a $\frac{d\delta}{dt}$.

2.4. Desafíos de la Integración de Análisis Dinámico y Régimen Permanente

Se ha evidenciado una creciente necesidad por cambiar las normas que determinan la utilización de la red en la actualidad, tanto en planificación como en operación, debido a la subutilización que hace de la red el actual estándar determinístico, y con motivo de facilitar la integración de energías renovables, las que requieren un mayor uso de la red, aumentando en promedio el flujo por las líneas sin la necesidad de una sobre inversión para esto. Es en busca de este objetivo que ha crecido el esfuerzo por aumentar los controles post falla (o correctivos) permitiendo de esta forma un mayor empleo de la capacidad instalada. [8, 9]

Entre los controles correctivos más usados para este fin se encuentran los esquemas de desconexión de carga, los que tras sucedida una falla se encargan de cortar

la demanda y generación según corresponda, de tal forma de mantener un equilibrio en el sistema evitando un desbalance que pudiese acrecentar los problemas en la estabilidad de la misma [25 – 27]. Esto permite operar la red con flujos por sus líneas más cercanos a sus límites de diseño, aprovechando una mejor utilización, más económica, sin inversión adicional sobre las líneas. No obstante, el aumento en la utilización de este tipo de control post falla también trae consigo otro problema de relevancia, la estabilidad transitoria asociada a la acción de estas acciones de control (es decir, esquemas de protecciones especiales) [22, 24].

Al emplear este método de control sobre las acciones post falla, incrementando su número y magnitud, sobre la capacidad que puede cortar, los posibles retrasos en la acción de estos mecanismos adquiere relevante importancia, pues estos retrasos, aunque sean pequeños, pueden implicar grandes perturbaciones transitorias que podrían transformarse en una inestabilidad para el sistema. Para lidiar con esto, en la actualidad se realizan varias pruebas que iteran entre un modelo de OPF y un software de simulación dinámica (como por ejemplo *SimPowerSystem*) [22].

Este problema se ha evidenciado en la realidad, de hecho se ha estudiado el problema de estabilidad transitoria [22] para el caso de la línea en alta tensión de corriente continua (HVDC, por sus siglas en inglés) en el sistema de Inglaterra, donde se presenta el problema que significa trabajar con modelos de flujo que no consideren la estabilidad transitoria y propone medidas de asistencia transitorias (TAM de sus siglas en inglés) para lidiar con los problemas que presenta el alto costo de la inestabilidad en una solución de operación del sistema, donde además se propone como solución definitiva la inclusión de las restricciones de estabilidad dinámica en los actuales problemas de OPF. Para abordar esta tarea se han realizado algunos estudios que incursionan en este desafío [23].

En ese trabajo [23] se plantea un modelo de despacho óptimo en flujo AC, y se integran las consideraciones de estabilidad. Para esto se han presentado las ecuaciones que describen a este fenómeno, ecuaciones diferenciales, y se han discretizado utilizando el método trapezoidal (una simple aproximación algebraica de la integral de una función) en cada una de ellas, quedando finalmente un problema de optimización NP (nonlinear program de sus siglas en inglés). Este problema luego es resuelto por medio de una integración por etapas de las restricciones que representan la conocida ecuación del *swing* utilizando la condición Kuhn–Tucker como quiebre de la iteración. Este planteamiento es importante como orientación al trabajo a realizar en este documento y entrega un punto de partida para el análisis propuesto.

2.5. Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas

Para la resolución de problemas de optimización complejos, en donde la solución analítica se hace imposible y su resolución numérica insostenible en el tiempo, a veces resulta un buen mecanismo de resolución el explorar de forma guiada con un método inteligente una cantidad acotada del dominio de posibles soluciones al problema y de éstas presentar la mejor solución.

El algoritmo de optimización por enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés) realiza una búsqueda en esencia aleatoria, orientada hacia las mejores soluciones encontradas en el transcurso de su recorrido [28]. Este algoritmo inicia con una cantidad definida de partículas, representando soluciones iniciales factibles al problema a resolver, las cuales son escogidas aleatoriamente. Luego, estas partículas comienzan a recorrer su entorno, orientando su búsqueda con una ponderación aleatoria hacia donde se ha encontrado su mínimo, y otra componente aleatoria en dirección hacia el mínimo global del grupo de partículas.

El algoritmo PSO no utiliza información de las ecuaciones que describen al problema, sólo orienta su búsqueda en relación a las pruebas realizadas en su dominio de búsqueda, por lo que resulta un gran candidato para resolver problemas de difícil solución como los que involucran en la optimización las ecuaciones de movimiento, que describen el comportamiento angular de las máquinas que conforman a un sistema eléctrico, con mayor complejidad cuando éste es de gran tamaño [16].

Los pasos generales para la implementación del algoritmo de optimización por enjambre de partículas son los siguientes [28 – 31]:

- 1.** Iniciar una población de partículas con posición y velocidad iniciales aleatorias.
- 2.** Evaluar la función de peso asociada para cada una de las partículas.
- 3.** Comparar la función de peso actual con mejor peso conseguido anteriormente por la partícula, y reemplazarlo si este es mejor.
- 4.** Identificar la mejor posición entre todas las partículas, compararla con el mejor valor grupal anterior y conservar al mejor.
- 5.** Cambiar la velocidad y luego la posición para iniciar la iteración nuevamente.

3. METODOLOGÍA

Este trabajo tiene como principal objetivo encontrar el despacho óptimo económico para una red eléctrica dada, cuando la estabilidad transitoria angular representa una restricción en la operación segura del sistema. Es decir, se busca un despacho para el sistema, que en conjunto con los mecanismos de despeje de falla y de acción correctiva, permita una operación estable para la red luego de ocurrir una perturbación de gran magnitud, como lo es una falla trifásica en alguna línea de la misma. El énfasis está dado en modelar el problema con diferentes tiempos para la acción correctiva, o de forma equivalente, cuando son consideradas diferentes tecnologías de comunicación entre los mecanismos correctivos en la red eléctrica, y las ventajas que supone involucrar este tipo de tecnologías en la planificación del despacho económico.

El valor de la función de costo (4.1), la cual se busca minimizar, está compuesto a su izquierda por el valor del despacho para la operación anterior a la falla, y a su derecha por la penalización relacionada a la probabilidad de demanda no abastecida. La primera componente, llamada costo del despacho pre-falla, tiene relación con el precio de cada generador y lo que éste está inyectando a la red. La siguiente, relacionada con el volumen de demanda no abastecida, tiene relación con el valor de corte de demanda que supone el mecanismo de la acción correctiva, por lo que ésta está asociada a la posibilidad de ocurrencia de la falla, luego su valor está ponderado por la probabilidad de que actúe el mecanismo correctivo (o probabilidad de falla).

Para resolver el problema planteado se emplean dos mecanismos en esencia distintos. En la primera parte del trabajo se presenta una forma de resolución denominada exhaustiva, en donde fijados algunos parámetros del sistema, se realiza un análisis acabado de todas las posibilidades de operación (despachos y magnitudes de la acción correctiva). La segunda parte está focalizada en dar solución al problema de despacho óptimo económico, pensando en su aplicación a sistemas de mayor complejidad, donde los mecanismos de acción correctiva pueden ser múltiples, la topología de la red a tratar de gran tamaño, y los precios de cada generador son diversos, es decir, se busca una solución extensible a las condiciones propias de cualquier sistema eléctrico que se quiera resolver.

Para la primera parte de este trabajo se realizan diversas simulaciones sobre sistemas de dos y cuatro barras de creación propia, donde para cada uno de éstos se considera la posibilidad de una falla trifásica a tierra en una de las líneas de doble circuito que conectan un nodo de la zona importadora con otro nodo en la zona exportadora. De esta forma, se simula una falla de gran estrés para el sistema en un punto crítico, ya que se trata de una zona con elevados flujos de potencia activa, lo que

facilita la inestabilidad tras la ocurrencia de una falla cercana (caso interesante de mostrar).

La segunda parte del trabajo muestra el desarrollo de un método de búsqueda para el despacho económico óptimo, en donde se realizan búsquedas aleatorias en torno a las diversas posibilidades de generación y de acción correctivas. El análisis de este método se lleva a cabo sobre un sistema basado en la red de 6 barras utilizada en un trabajo para la IEEE [16], en donde se implementan distintos esquemas de acción correctiva y se asignan diferentes costos para los generadores, con el interés de validar el modelo contra el método exhaustivo.

En el desarrollo del trabajo existe la modelación de una parte esencial que es utilizada en todo el trabajo, la cual corresponde a la programación de un modelo que permita evaluar la solución a la ecuación de movimiento que describe el comportamiento angular del rotor para cada uno de los generadores de la red (módulo llamado *StabilityCheck*). Esto permite representar el comportamiento angular de cada máquina en el tiempo, lo que significa obtener su valor para los diferentes estados de operación, mecanismos de corrección y modificaciones en la topología de la red. Esto se hace posible al incorporar, de forma coherente en el tiempo, los fenómenos ocurridos en la ecuación del *swing* de cada máquina.

La descripción del comportamiento angular de cada una de las máquinas es resuelta de forma numérica para cada uno de los nodos generadores. Esta representación exacta permite comparar los ángulos de tensión entre cada uno de los nodos generadores y verificar si se cumple el criterio de estabilidad angular, este es: que las diferencias angulares entre cada uno de los generadores se mantengan acotadas tras la ocurrencia de alguna falla. Por tanto, esto permite, para niveles de generación dados, un tiempo de acción correctiva y falla a considerar determinados verificar si la solución probada cumple con el criterio de estabilidad transitoria angular. Esta parte es esencial para todos los cálculos realizados y mecanismos desarrollados.

Con el verificador de estabilidad creado (*StabilityCheck*) se realizan pruebas sobre un sistema de dos y cuatro barras, con costos de generación dados, para diferentes transferencias sobre las líneas que conectan las regiones de exportación e importación, es decir, para diversas magnitudes de generación, y también para diversos tiempos de acción correctiva y magnitud de éstas. De esta forma, se crea un mapeo exhaustivo de los posibles estados de despacho para el sistema y la cantidad de generación-carga involucrados en la acción correctiva asociada a cada uno de estos estados. De estos datos se consigue información sobre el efecto que tiene sobre el valor del despacho completo (despacho de generadores más acción correctiva) la velocidad de la acción correctiva.

Para la búsqueda del mínimo valor de la función de costo, que involucra el despacho y acción correctiva, cuando el sistema posee diferentes precios en cada generador, diferentes mecanismos en la acción correctiva y una topología de mayor complejidad, son desarrollados dos algoritmos inspirados en búsquedas aleatorias en torno al dominio de posibilidades de despachos y de acciones correctivas factibles, es decir, que satisfagan la condición de estabilidad transitoria angular. El primero de estos algoritmos es una búsqueda aleatoria en el espacio de posibilidades, donde se consigue como solución el mejor despacho alcanzado. El segundo algoritmo está desarrollado pensando en algoritmos del tipo enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés).

Estos algoritmos de búsqueda son probados para diferentes escenarios en el sistema de 6 barras y comparados con la solución mínima real conseguida con el método del mapeo exhaustivo. El mapeo exhaustivo consiste en explorar cada uno de los estados posibles de despacho para cada uno de los generadores con su respectiva acción correctiva que hace a éste estable, lo cual corresponde a la acción correctiva mínima necesaria para cumplir con este objetivo. Es decir, se busca un mecanismo que con el mínimo corte de demanda-generación posible haga del estado (o despacho) analizado una solución estable.

Los métodos presentados, método exhaustivo y búsqueda aleatoria, representan dos formas de resolver el problema planteado al comienzo. Por una parte, el método exhaustivo entrega la mejor solución posible sin más error que el asociado al de la discretización utilizada para la representación de los diversos estados posibles (despacho y acción correctiva), pero la carga computacional del problema hace restrictivo su uso para sistemas de mayor envergadura. Luego, este problema de intensidad de cómputo es resuelto por los métodos con esencia aleatoria presentados.

3.1. Modelo y Restricciones

El problema de optimización presentado corresponde al siguiente:

$$\min \sum_g P_g C_g + \sum_g \rho V_{li}^g C_{li} \quad (3.1)$$

Donde P_g (MW) corresponde a la potencia generada por el generador g , C_g (en $\frac{US\$}{MW}$) representa el costo asociado por cada Mega Watt generado por el generador g , ρ (en pu) la probabilidad de ocurrencia de la falla considerada en los problemas (sólo una falla trifásica a tierra), V_{li}^g (en MW) el volumen del corte de carga en mega watts por la acción correctiva (igual magnitud que el corte en generación), y finalmente, C_{li} (en $\frac{US\$}{MW}$) es el costo por demanda no abastecida en dólar por Mega Watts. El valor de $\sum_g P_g C_g + \sum_g \rho V_{li}^g C_{li}$ (en $US\$$) representa el costo en dólares para el despacho escogido,

con una acción correctiva de magnitud V_{ll}^g . Es este valor el que se busca minimizar, encontrando la solución óptima económica.

Las restricciones para este problema vienen dadas por las siguientes condiciones:

$$P_{g \min} \leq P_g \leq P_{g \max} \quad \forall g = 1, \dots, N_g \quad (3.2)$$

$$f_{n\bar{n}} = |V_n| |V_{\bar{n}}| |Y_{n\bar{n}}| \cos (\angle Y_{n\bar{n}} + \angle V_{\bar{n}} - \angle V_n) \quad \forall \text{ línea } n\bar{n} \quad (3.3)$$

$$\overline{f_{n\bar{n}}} = |V_n| |V_{\bar{n}}| |Y_{n\bar{n}}| \sin (\angle Y_{n\bar{n}} + \angle V_{\bar{n}} - \angle V_n) \quad \forall \text{ línea } n\bar{n} \quad (3.4)$$

$$f_{n\bar{n}} = \overline{f_{n\bar{n}}} = 0 \quad \forall \text{ falla } 3\phi \text{ línea } n\bar{n} \quad (3.5)$$

$$\sum_{\substack{\bar{n}=1 \\ \bar{n} \neq n}}^{N_n} f_{n\bar{n}} = D_n \quad \forall n = 1, \dots, N_n \quad (3.6)$$

$$\sum_{\substack{\bar{n}=1 \\ \bar{n} \neq n}}^{N_n} \overline{f_{n\bar{n}}} = 0 \quad \forall n = 1, \dots, N_n \quad (3.7)$$

$$\frac{d\delta_g}{dt} = w_g \quad \forall g = 1, \dots, N_g \quad (3.8)$$

$$\frac{dw_g}{dt} = \frac{\pi f_0}{2H_g} (P_{mec_g} - f_{E_g g}) \quad \forall n_g = 1, \dots, N_g \quad (3.9)$$

$$\delta_g - \delta_{g'} < \delta_{max} \quad \forall g, g' \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.10)$$

$$V_{ac}^g = V_{ll}^n \quad g \in \{1, \dots, N_g\}, n \in \{1, \dots, N_n\} \quad (3.11)$$

$$0 \leq V_{ac}^g \leq P_g \quad g \in \{1, \dots, N_g\} \quad (3.12)$$

$$0 \leq V_{ll}^n \leq D_n \quad n \in \{1, \dots, N_n\} \quad (3.13)$$

$$t_{ac} \geq t_{clearing} \quad (3.14)$$

P_g es la potencia generada por el generador g . N_g y N_n representan el número de generadores y de barras del sistema, respectivamente. D_n es la magnitud de consumo en la barra n . $P_{g \min}$ y $P_{g \max}$ son la potencia activa mínima y máxima para el generador g . $f_{n\bar{n}}$ y $\overline{f_{n\bar{n}}}$ son los flujos de potencia activa y reactiva desde las barras n y \bar{n} . V_n y $Y_{n\bar{n}}$ son la tensión y el valor n, \bar{n} de la matriz de admitancia del sistema, respectivamente. δ_g , δ_{max} y w_g son el ángulo de rotor, ángulo de rotor máximo y la velocidad angular para la máquina g , respectivamente. f_0 y H_g son la frecuencia natural del sistema y la constante de inercia respectivamente. P_{mec_g} y $f_{E_g g}$ son la potencia mecánica y la potencia eléctrica

para la máquina g . V_{ac}^g y V_{li}^n son el volumen de la acción correctiva en generador g y el volumen de la demanda no abastecida (lost load en inglés) en nodo n . t_{ac} y $t_{clearing}$ son el tiempo de acción crítica y el tiempo de despeje de falla en segundos, respectivamente.

La primera restricción al problema de minimización presentado corresponde al límite de generación por cada máquina. Al mismo tiempo, en las restricciones (3.3) a (3.7) se presenta la formulación de los flujos de potencia activa y reactiva que circulan por las redes de interconexión del sistema y la conservación de éstos en cada uno de los nodos del mismo. Las restricciones (3.8) y (3.10) describen la ecuación de movimiento para cada una de las máquinas sincrónicas que operan en la red, describiendo en éstas las ecuaciones diferenciales no lineales de segundo grado que definen el comportamiento del ángulo rotórico de los generadores. Esto permite una representación temporal del comportamiento angular en cada nodo generador y, por conservación de los flujos activos y reactivos en cada nodo, la determinación de las tensiones en el sistema completo. Luego, con esta información es posible verificar la diferencia angular entre cada uno de los nodos que componen a la red y así determinar la estabilidad de un estado dado. Finalmente, las restricciones presentadas en (3.11) y (3.14) indican los límites en cuanto a los tiempos de acción de los mecanismos correctivos, así como también marcan los límites en que puede operar cambiando las condiciones de operación del sistema, es decir, la magnitud de su acción correctiva en su búsqueda por volverlo estable tras ocurrida una falla.

La probabilidad de ocurrencia de la falla es determinada por medio de la tasa de fallas en la línea considerada en un año. De esta forma, se utiliza una distribución exponencial para determinar la probabilidad de falla de la línea ($\rho = 1 - e^{-\lambda T}$), aproximándola por Taylor de primer orden (debido a que el tiempo analizado es cercano a cero) a la ecuación $\rho = \lambda T$, donde λ es la frecuencia de ocurrencia de la falla y T el tiempo analizado.

La dificultad de resolución de la ecuación diferencial, que describe la evolución temporal del ángulo de tensión en las barras generadoras del sistema, significa una gran carga computacional para cualquier método numérico dedicado a su resolución, lo que imposibilitaría una escalabilidad al problema, restringiéndose a los problemas de mayor complejidad, como lo son los problemas que describen a las redes eléctricas reales. Es debido a esto que en la segunda parte de este trabajo se postulan soluciones a esta limitación, las que involucran el desarrollo de algoritmos que exploren de forma aleatoria un espectro del dominio de posibilidades de despacho y acciones correctivas posibles.

3.2. Implementación

Los ejemplos modelados corresponden a sistemas eléctricos de potencia conformados por generadores sincrónicos idénticos y líneas de simple y doble circuito interconectando a cada una de las barras de la red. Los sistemas presentados corresponden, para la primera parte del trabajo, a una red de dos barras y una de cuatro barras, donde los esfuerzos se enfocan en mostrar los efectos sobre la operación económica al contar con mecanismos de acción correctiva y de la importancia de los tiempos de ejecución de éstos, es decir, de la tecnología de telecomunicación utilizado para su implementación. Posteriormente, se realizan pruebas en un sistema conformado por seis barras, inspirado en un esquema de la IEEE [16], en donde se realizan pruebas con un propósito levemente distinto. Este corresponde a la implementación de un algoritmo de búsqueda aleatorio por sobre el dominio de los estados posibles de operación del sistema, es decir, sobre el despacho pre-falla y los mecanismos en las acciones correctivas, es decir, escoger mecanismo correctivo a utilizar y la magnitud del mismo. Esta parte del trabajo entrega una herramienta eficaz para la resolución del problema planteado al comienzo de este trabajo, encontrar la solución al flujo óptimo de potencia activa.

Por otra parte, la acción correctiva implementada en este trabajo consiste en el corte, en igual cantidad, de potencia generada en el generador más próximo a la falla y del corte de carga de alguna de las barras de consumo del sistema. Si bien en algunos sistemas existen varios mecanismos de acción correctiva, se permite sólo el uso de uno de éstos para utilizar en la corrección del sistema.

Para el desarrollo del trabajo se utiliza el software *Matlab R2012b*, en especial su función *ode15s*, la cual permite la resolución numérica de problemas diferenciales complejos del tipo *stiff*. Además, se utiliza en una sección posterior la herramienta de simulación *SimPowerSystem* de *Simulink*, como método de verificación del código de verificación de estabilidad (*StabilityCheck*) programado en el mismo software. De esta forma, el primer problema tratado es la solución a la ecuación diferencial de segundo orden, la cual describe el comportamiento angular de la tensión del rotor en cada una de las máquinas del sistema, para de esta forma poder determinar la estabilidad de éste ante un despacho y acción correctiva dados, pero además para convenir el momento adecuado de acción de los mecanismos de acción correctiva que corrijan posibles inestabilidades del sistema, y de esta forma, permitan una operación más económica.

Dado lo anterior, se crea una función llamada *StabilityCheck*, la cual contiene información sobre la topología del sistema y del tiempo y lugar de la falla en el sistema. Esta función recibe como datos de entrada un estado de operación, vale decir, los valores del despacho de cada generador en el sistema que satisface la demanda de la red y el esquema a utilizar con la magnitud de ésta en por unidad (la acción correctiva). En el

caso que el sistema contemple diferentes mecanismos de acción correctiva, sólo es permitido para los estudios realizados el uso de uno de ellos. Finalmente, como respuesta, esta función indica si el estado evaluado, con la acción correctiva escogida, es estable o no. La función está fuertemente orientada hacia las restricciones (3.8)-(3.10) del modelo.

StabilityCheck, con los datos de generación de cada generador, determina las condiciones de operación en su estado anterior a la falla, es decir, encuentra el valor de las tensiones (módulo y ángulo) en cada uno de los nodos del sistema. Esto permite representar los flujos por cada línea de la red, y por tanto, expresar de forma coherente la ecuación de movimiento para cada generador y conservación de flujos en la red. Las condiciones de operación son encontradas utilizando el método de *Gauss-Seidel*, que por medio de la determinación de barras PV, PQ y Slack e iteraciones, permite encontrar el estado de operación del sistema.

Una vez encontrado el estado inicial de la operación del sistema, por *StabilityCheck* se plantea la ecuación de movimiento en cada generador, representados en su forma simplificada por una fuente de tensión en serie a la reactancia del rotor, y luego es resuelta por medio del método de diferenciación numérica implementado por la función *ode15s* de *Matlab*, la que además de resolver sistemas de ecuaciones diferenciales, resuelve el problema algebraico de los flujos de potencia activa y reactiva por los nodos del sistema. Esto permite una descripción detallada de la evolución de los ángulos de las barras generadoras, y al mismo tiempo, la evolución temporal de la tensión para el resto de los nodos del sistema.

Con la descripción temporal del ángulo de rotor en cada generador, realizada por el módulo de chequeo de estabilidad, sólo resta evaluar de la misma forma las fallas y correcciones en la topología de la red y en los cortes de potencia activa en generadores y consumos, de tal forma de tener un mapeo exacto del comportamiento del sistema y poder así determinar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

En la Figura 3.1 se muestra el diagrama que describe el funcionamiento del bloque de verificación de estabilidad.

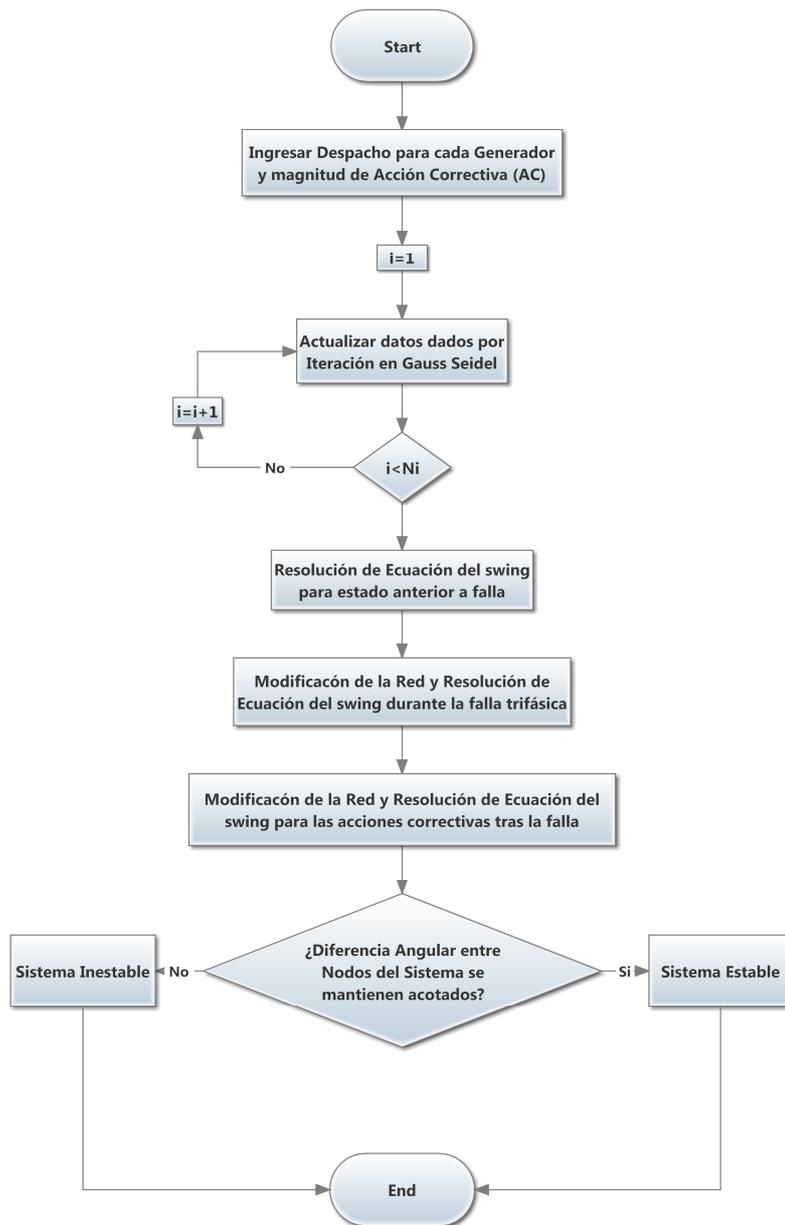


Figura 3.1: Diagrama de funcionamiento del módulo de chequeo de estabilidad, *StabilityCheck*. (Elaboración propia)

El módulo de verificación de estabilidad descrito es utilizado a lo largo de todo el este trabajo, es por ello que es sometido a pruebas de validación. Estas pruebas consisten en representar diferentes situaciones de despacho, con la ocurrencia de una falla trifásica y posterior despeje de la misma, para el sistema de dos barras y cuatro barras. La verificación fue hecha por medio de la comparación del comportamiento de la diferencia angular entre las barras 1 y 2, importadora y exportadora, respectivamente, en cada sistema, tanto para el código que implementa al módulo de verificación de estabilidad como para la simulación realizada en *SimPowerSystem* de *Simulink*. Esto es escogido debido a las diferencias angulares producidas luego de la falla que afecta a la barra ubicada en el nodo 2.

Con el módulo de chequeo de estabilidad hecho y validado para el sistema, se realiza la representación de un sistema simple de dos barras, en donde la zona exportadora está alejada de la zona importadora con generación más costosa y se genera un código que explora diferentes formas de despacho y de acciones correctivas. Este código es llamado *BusquedaExhaustiva2B*, pues realiza un mapeo en torno a todas las posibilidades de despacho y de magnitudes en la acción correctiva posibles, en donde se asigna un valor para el costo de despacho pre-falla y para el del costo esperado por demanda no abastecida, relacionado con la acción correctiva. En este código se realiza una búsqueda exhaustiva en torno a cada una de las posibilidades de operación y configuración para la acción correctiva, con el que se encuentra la solución al problema de mínimo costo planteado y se representan datos relevantes en el análisis llevado a cabo sobre los resultados. Esto utiliza el módulo de chequeo de estabilidad, que verifica las restricciones (3.8)-(3.10), y el resto de las catorce restricciones.

Posteriormente, se realiza un mapeo exhaustivo para un sistema de 4 barras, en donde por simplificación de cálculo, dos de los despachos de los 4 generadores se han fijado, con el propósito de mostrar los efectos de la acción correctiva y sus tiempos de operación por medio del mapeo exhaustivo realizado anteriormente para el sistema de dos barras. Para esto, sólo se requiere estresar la línea en donde ocurre la falla, y por tanto el generador y los flujos conectados a ésta son de relevancia en los análisis mostrados. El código que implementa esta solución es llamado *BusquedaExhaustiva4B*.

Tras realizar una serie de análisis para los sistemas representados, en donde se destacan los efectos sobre la rapidez de acción de los mecanismos posteriores a una falla, se sigue con el desarrollo de un código que permita una búsqueda más eficiente del valor óptimo de despacho con los niveles correctos de acción correctiva, que permitan una operación económica de la red. Para esta segunda parte se plantean dos soluciones en esencia aleatorias, que permitan explorar una zona acotada de la gran cantidad de posibles soluciones existentes en una red, de forma de encontrar una respuesta más eficiente que la del método exhaustivo presentado anteriormente.

La primera solución presentada, llamada *Random*, corresponde al desarrollo de un método puramente estocástico, donde los despachos de cada generador y el valor de la acción correctiva (y esquema utilizado) son determinados de forma aleatoria, con una distribución de probabilidad uniforme. A los estados de operación conseguidos de esta forma se les verifica si cumplen con la condición de estabilidad, a estos aciertos se les llaman *match*. Se repite este procedimiento iterativamente por un tiempo predefinido, así se consigue explorar una cantidad acotada de estados de operación posibles del dominio de búsqueda. Para cada nuevo estado posible en las iteraciones, estado con *match*, se compara su función de costo actual con la del menor costo conseguido hasta el momento, se actualiza el estado de menor costo en caso de ser necesario. Tras acabar con las iteraciones en búsquedas de estados estables, sobre el dominio de posibles

soluciones, la función entrega el estado con mínimo valor de costo asociado. La Figura 3.2 muestra un diagrama del modo de operar de este código.

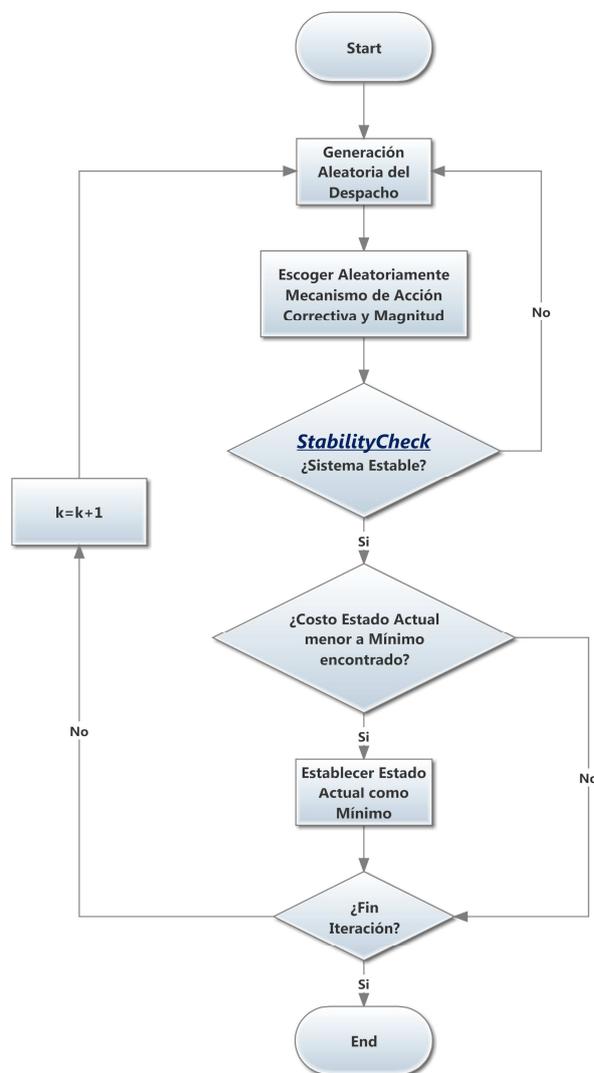


Figura 3.2: Diagrama de funcionamiento de la función Random. (Elaboración Propia)

El algoritmo anterior sólo tiene memoria de su mejor posición alcanzada y su búsqueda del mínimo no está orientada hacia ésta, pese a que existen factores que se pueden involucrar en una búsqueda guiada, ya sea por la ubicación rescatada de los mejores estados evaluados, como por el mismo peso que tienen las distintas ponderaciones de los generadores en la función de costos, que influye en la consideración de la generación en primera instancia de los generadores de menor costo hacia los más costosos.

Dado lo anterior, el segundo algoritmo fue desarrollado con la intención de conciliar estas desventajas, y por tanto guiar la búsqueda aleatoria hacia la información

que entrega el sistema y la que es rescatada de la búsqueda en sí. El método presentado por el algoritmo *Enjambre*, está inspirado en el método de programación por enjambre de partículas (PSO, por sus siglas en inglés). Este algoritmo lanza un número determinado de partículas (N_p), como se le llama a los estados iniciales; es decir, despacho con acción correctiva definida. Luego, cada partícula comienza a rondar (o rebotar) en torno a su posición particular, lo cual es realizado un número de veces predefinido (N_r). El movimiento de búsqueda que describe cada partícula es determinado por la posición y velocidad de la misma, que cambia con cada rebote. La velocidad es calculada en cada partícula por el valor de la velocidad anterior, corregida por una componente direccional hacia el sentido del mínimo encontrado por la propia partícula en análisis, y otra componente direccional hacia el estado mínimo del conjunto de partículas (mínimo global del grupo). Ambas componentes que dan sentido al nuevo valor de la velocidad son ponderados aleatoriamente en un rango de búsqueda positivo y acotado, con una distribución de probabilidad uniforme.

A continuación, se presentan los pasos seguidos para la resolución del problema y en la Figura 3.3 un diagrama que explica el funcionamiento de éste.

- 1.** Iniciar población de partículas estables (despachos con acción correctiva estables), de forma aleatoria.
- 2.** Evaluar la función de peso (Costo) para cada uno de los despachos y acciones correctivas. Asignar valor infinito en caso de ser inestable el estado analizado.
- 3.** Comparar peso actual con mejor peso conseguido antes por la partícula. Reemplazarlo si este es mejor.
- 4.** Identificar mejor posición entre todas las partículas, compararla con el mejor valor grupal anterior y dejar al mejor.
- 5.** Cambiar velocidad y luego posición, para cada partícula.
- 6.** Ajustar valores en la posición para que sean coherentes con restricciones de consumo y magnitudes permitidas por cada generador. Se realiza esta corrección de forma proporcional al valor entregado.

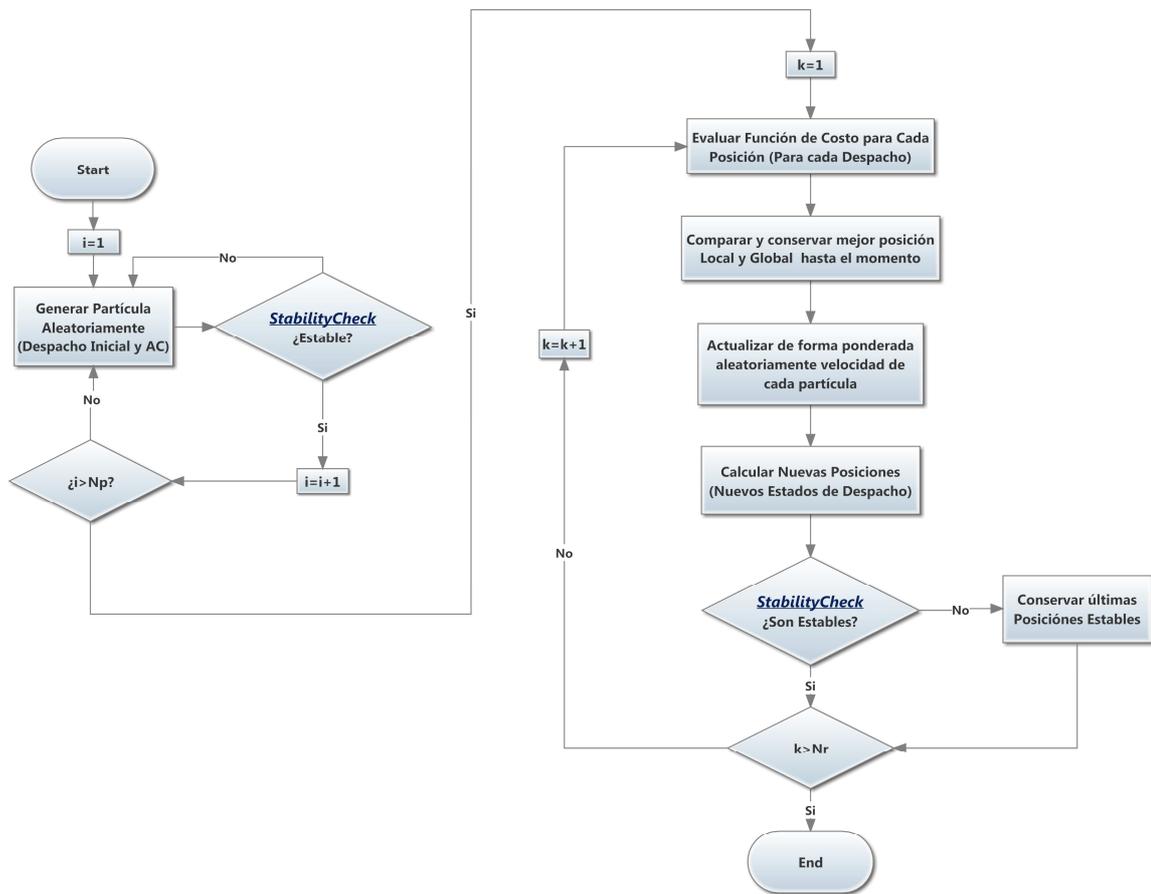


Figura 3.3: Diagrama de funcionamiento del código que implementa la búsqueda por enjambre de partículas, llamada Enjambre. (Elaboración Propia)

Ambos algoritmos son probados en un sistema de 6 barras, para diferentes condiciones de precios para los generadores y tiempos de acción correctiva, y luego son comparados con el mejor estado encontrado por medio del método exhaustivo, de tal forma de validar y evaluar el error de ambos algoritmos.

El número de partículas utilizado de forma estándar son 10, y el número de rebotes para cada una de ellas de 30. Sin embargo, el número de partículas varía cuando se realizan análisis de sensibilidad en este algoritmo.

3.3. Definición de Sistemas

3.3.1. Sistema de 2 Barras

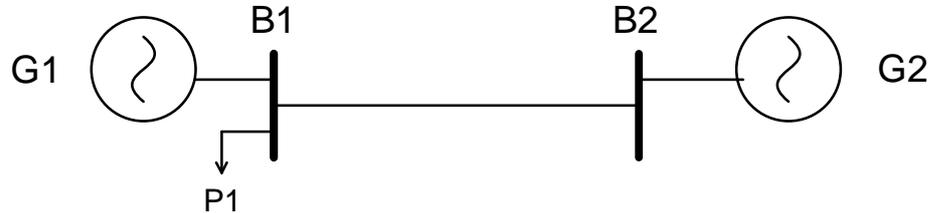


Figura 3.4: Sistema de dos Barras. (Elaboración propia)

Esta red está compuesta por dos barras, cada una conectada a un generador sincrónico de iguales características constructivas. La barra 1, o barra importadora, tiene conectada una carga de 1 (*en pu*), mientras que la barra 2, o barra exportadora, no tiene consumo local. Ambas barras están conectadas entre sí por una línea de doble circuito trifásica.

Los generadores son modelados sin coeficiente de amortiguamiento, debido a que para este trabajo no es relevante más que el comportamiento transitorio después de la falla, y no su estado de equilibrio final, pocos segundos después de haber ocurrido una falla. Además los generadores son modelados con un constante de inercia $H = 3,5$ (*en segundos*), factor de amortiguamiento nulo, con 1 par de polos y con una impedancia interna de $x_{G_1} = 0,01$ (*en pu*) y $x_{G_2} = 0,4$ (*en pu*), para los generadores G_1 y G_2 respectivamente.

Las líneas de conexión de barras son modeladas por medio de una reactancia serie de magnitud $x_l = 0,935$ (*en pu*), por cada una de las dos líneas que conforman el circuito paralelo.

Tras ocurrida la falla trifásica, cercana a la barra B_2 , en una de las líneas de interconexión, el esquema de despeje de falla elimina esta línea desconectándola a los 80 (*mseg*) tras haber comenzado.

Finalmente, el esquema de acción correctiva está considerado sobre la carga de la barra B_1 y sobre la potencia generada del generador G_2 , con un límite determinado por la generación de la zona exportadora y del consumo de la barra importadora.

3.3.2. Sistema de Cuatro Barras

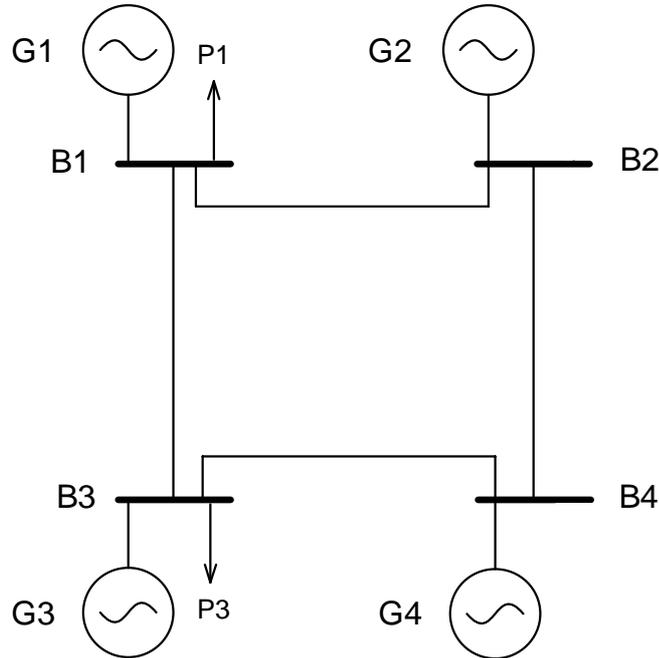


Figura 3.5: Representación Sistema de 4 Barras. (Elaboración propia)

Este sistema está conformada por cuatro barras, dos importadoras (B_1 y B_3) con un consumo asociado en sus bornes de 1 (*en pu*) y un generador en cada una, y dos barras exportadoras (B_2 y B_4) sin consumo asociado y conectados a un generador. Los generadores, como antes, poseen las mismas características constructivas y las diferencias radican en el precio de generación más económico por los generadores ubicados en la zona exportadora.

Luego los generadores son modelados con un constante de inercia $H = 3,5$ (*en segundos*), factor de amortiguamiento nulo, con 1 par de polos y con una impedancia interna de $x_{1,3} = 0,01$ (*en pu*), para los generadores G_1 , G_3 y de $x_{2,4} = 0,04$ (*en pu*) para los generadores G_2 , G_4 .

En este caso las líneas de conexión son de doble y simple circuito trifásico, dependiendo de las barras a las que une. Estas son representadas por medio de una reactancia serie, la magnitud de estas es presentada en la Tabla 3.1:

Tabla 3.1: Reactancias de circuitos interconexión para sistema de cuatro barras.

Conexiones	Reactancia [pu] (por línea)
B_1B_2 (Doble Circuito)	1.1684
B_1B_3 (Circuito Simple)	0.0078
B_2B_4 (Circuito Simple)	0.0078
B_3B_4 (Doble Circuito)	1.1684

El esquema de despeje de falla, tras transcurrido 80 (*mseg*) desconecta una de las líneas del doble circuito que conforman la conexión B_1B_2 , la línea donde se produce la falla. La acción correctiva en este caso está presente entre el generador G_2 y el consumo ubicado en la barra B_1 . La magnitud de ésta respeta las restricciones de generación y consumos como límites superiores.

3.3.3. Sistema de Seis Barras

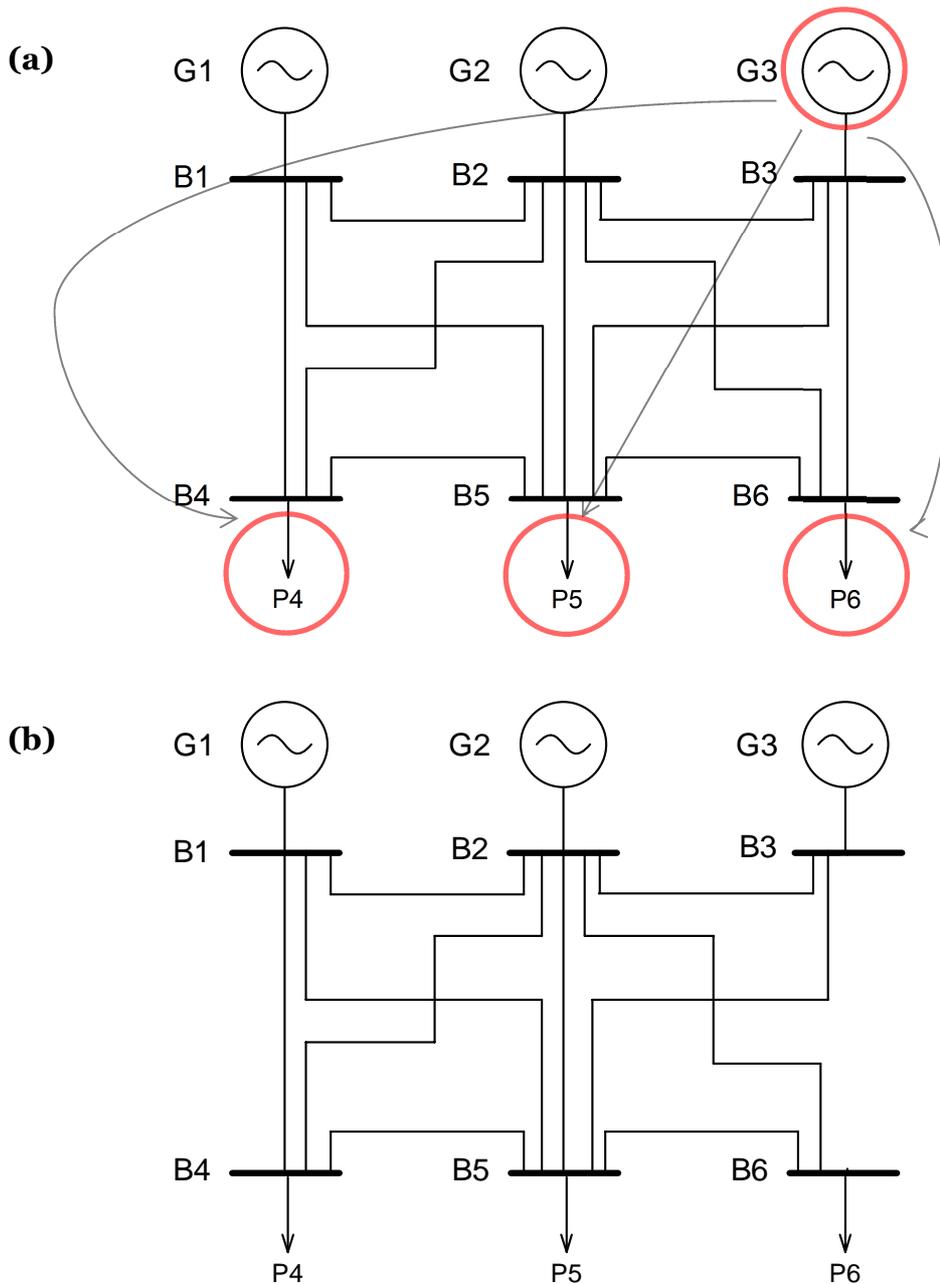


Figura 3.6: (a) Representación Sistema de 6 Barras, marcando en rojo los posibles esquemas de acción correctiva. (b) Sistema de 6 Barras luego de despeje de falla. (Elaboración en base a sistema en [16])

Para este sistema existen tres generadores ubicados en la zona exportadora, correspondientes a las barras B_1 , B_2 y B_3 , y en la zona importadora hay una carga por cada barra, barras B_4 , B_5 y B_6 . Los consumos en este caso son de 0,7 (*en pu*) para cada barra en la zona importadora. Como en los sistemas anteriores, los generadores son modelados con las mismas suposiciones previas, es decir con un constante de inercia $H = 3,5$ (*en segundos*), factor de amortiguamiento nulo, con 1 par de polos y con una impedancia interna de $x = 0.0078$ (*en pu*).

Tabla 3.2: Reactancias de circuitos interconexión para sistema de seis barras.

Conexiones	Reactancia [pu]
B_1B_2	0.4673
B_1B_4	0.4673
B_1B_5	0.4673
B_2B_4	0.4673
B_2B_5	0.4673
B_2B_6	0.4673
B_4B_5	0.4673
B_5B_6	0.4673
B_2B_3	0.9347
B_3B_5	0.9347
B_3B_6	0.9347

La interconexión entre las barras del sistema se conforma por líneas trifásicas de circuito simple. En la Tabla 3.2 se presentan los valores de la reactancia serie que modela a cada una de las líneas de conexión.

Pasados 80 (*mseg*) desde el comienzo de la falla, los esquemas de despeje de falla desconectan la línea que une las barras B_3 y B_6 . Confiriendo al esquema correctivo asociado al consumo P_5 la menor impedancia desde el generador G_3 ubicado en la tercera barra B_3 . La Figura 3.6.b muestra al sistema tras despejar la falla.

Los esquemas de acción correctiva en este caso son múltiples, pues este sistema es utilizado en las pruebas de los algoritmos de búsqueda del despacho óptimo. Los esquemas posibles asocian al generador G_3 con los consumos P_4 , P_5 y P_6 , pudiendo solo actuar uno de los tres esquemas posibles. Estos esquemas se presentan en la Figura 3.6.a.

Para el desarrollo del trabajo se utilizan, en ocasiones, magnitudes expresadas en por unidad, y los valores base que definen a estos son, para todos, $V_B = 220$ [*kV*] la tensión base, $P_B = 100$ [*MW*] y $f_B = 60$ [*Hz*]. Cuando se hace uso de estas para representar gráficos o tablas, se hace explícito su uso o la unidad en que se ha medido.

4. RESULTADOS

4.1. Validación

En esta sección se verifica la correcta modelación del sistema, en especial del comportamiento angular de la máquina sincrónica. Se contrastan los resultados obtenidos en la simulación en *SimPowerSystem* y en los procesos de resolución que permiten determinar la estabilidad del sistema en la función *StabilityCheck* (descripción angular temporal), para sistemas de igual características topológicas y de operación. La forma de realizar la comparación de ambos métodos se realiza comparando la diferencia angular, en cada uno de los casos, para dos barras. Una de estas corresponde a una ubicada en la zona importadora y otra en la exportadora. Los resultados son generados para diferentes niveles de generación en cada barra, es decir, por diferentes magnitudes de flujo por las líneas que unen a ambas barras.

En la validación, se representan los estados anterior a la falla, durante la falla y posterior al despeje de la misma, dejando de lado la utilización de acción correctiva. La razón de esto es la dificultad para describir en el tiempo la acción correctiva por medio de la herramienta de simulación que entrega *Simulink*. Por otro lado, para efectos de validar el correcto desempeño de la descripción temporal de los ángulos de tensión del algoritmo, basta con representar el comportamiento de ésta tras la ocurrencia de una perturbación como la descrita en las pruebas.

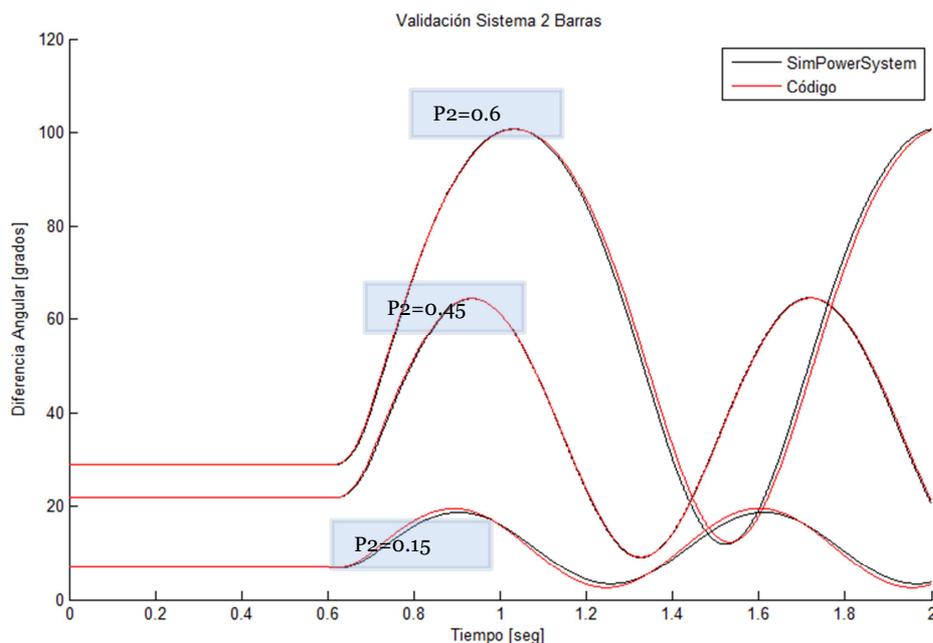


Figura 4.1: Comparación SPS (*SimPowerSystem*) y Código, para 3 niveles de flujo en sistema de Dos barras.

El gráfico de la Figura 4.1 representa el comportamiento de la diferencia angular de tensión existente entre las barras de generación e importación en el sistema de dos barras. En este mismo se exponen la respuesta obtenida por medio de *Simulink* y por el código que describe el comportamiento angular implementado en *StabilityCheck*, cuando busca determinar la estabilidad del sistema. Se presentan tres niveles distintos de despacho en la representación de esta comparación.

Para el gráfico de la Figura 4.2, se presentan los resultados de la diferencia angular entre una de las barras ubicadas en la zona exportadora (B_2) y una de la zona importadora (B_1). En el mismo gráfico se presentan los resultados para cada método de resolución y para tres niveles de despacho distintos.

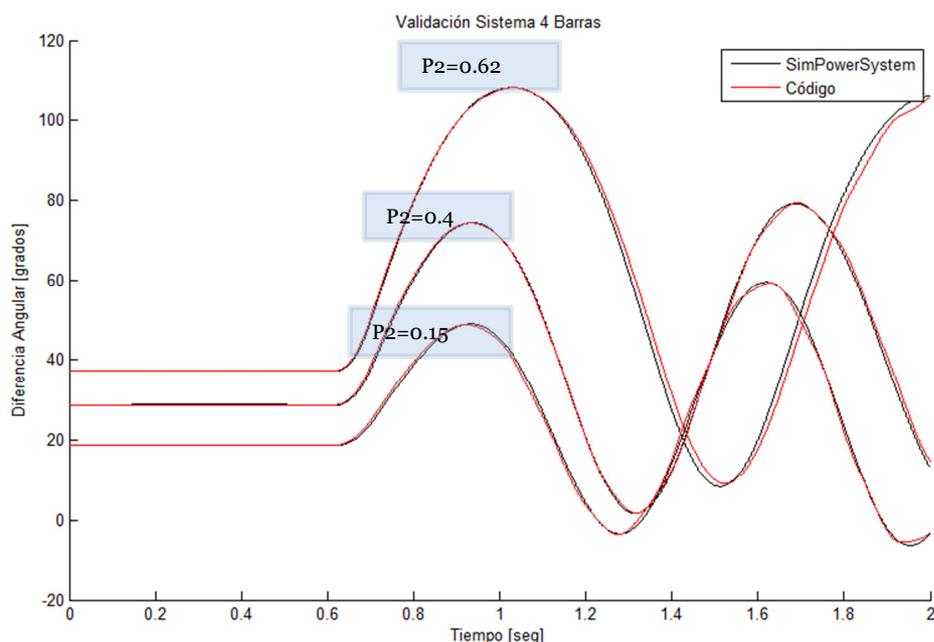


Figura 4.2: Comparación SPS (*SimPowerSystem*) y Código, para 2 niveles de flujo en sistema de Cuatro barras.

Los valores de los despachos seleccionados para presentar los resultados en ambos casos fueron escogidos para mostrar el comportamiento para un amplio nivel de transferencia de potencia entre las líneas que unen a cada una de las barras sobre las que se considera la diferencia angular, que va desde un valor acotado a uno cercano al límite de transferencia, antes de volver al sistema inestable.

El tiempo de ocurrencia de la falla, en ambos sistemas, es para el tiempo $0,62$ [seg]. En ambos se modela la falla en una de las líneas de doble circuito que unen a la barras B_1 , correspondiente a una de las barras ubicadas en la zona importadora de potencia activa, con B_2 , ubicada en la zona exportadora, para ambos sistemas. Pasados 80 [mseg] de ocurrida la falla, se activan los mecanismos de despeje de falla, que para ambos funciona de igual forma: desconecta la línea en la que se presenta la falla. Luego,

la línea que une a ambas barras, importadora y exportadora, están conectadas sólo por un circuito simple, con un valor del doble de impedancia que en el caso anterior a la falla.

Cabe recordar que el módulo *StabilityCheck* hace uso del comportamiento temporal del ángulo de rotor de cada una de las máquinas del sistema, determinando de esta forma la estabilidad del mismo. Sin embargo, la respuesta de salida del módulo es simplemente si el sistema es o no estable para las consideraciones de operación que se le han entregado.

4.2. Resultado Modelo de Dos Barras

Se estudia el comportamiento del sistema para diferentes niveles de transferencia, controlada por los niveles de generación de las zonas importadora (con elevados precios) y exportadora (con costo de generación reducido), atendiendo especialmente a los casos en que los flujos entre las líneas que unen a ambas barras aumentan, y por tanto, se presentan problemas de inestabilidad angular cuando ocurre alguna falla. Esto es corregido normalmente disminuyendo la impedancia entre las líneas, colocando una línea adicional que permite una mayor transferencia, conservando criterios de estabilidad N-1. Sin embargo, en este trabajo se postula un mecanismo de acción posterior al despeje de la línea donde ocurre la falla, donde la generación es cortada (en el mismo nivel de la carga), de tal forma de mantener la estabilidad del sistema sin la necesidad de considerar robustecer la red de transmisión. Para esto, se realiza un barrido exhaustivo de todas las posibilidades de generación que satisfagan el consumo de 1 (en pu) de la zona importadora, donde para cada uno se busca la menor magnitud de acción correctiva, de tal forma de hacer estable al estado analizado. Esto se repite para diferentes tiempos de acción correctiva (t_{ac}), o de retraso. Los costos de generación son fijados en $C_{g1} = 80$ (en $\frac{US\$}{MW}$) y $C_{g2} = 0$ (en $\frac{US\$}{MW}$), de tal forma de forzar un mayor flujo por la línea de conexión, permitiendo protagonismo en la influencia de la acción correctiva.

Los datos entregados por el algoritmo exhaustivo son utilizados para mostrar información del sistema. En el gráfico de la Figura 4.3 se presenta el valor de la magnitud en la acción correctiva mínimo que hace, al estado de generación evaluado, estable. Además, se presentan estos valores para distintos tiempos de acción de los mecanismos correctivos. Los datos de generación y de corte de acción correctiva son expresados por unidad (pu).

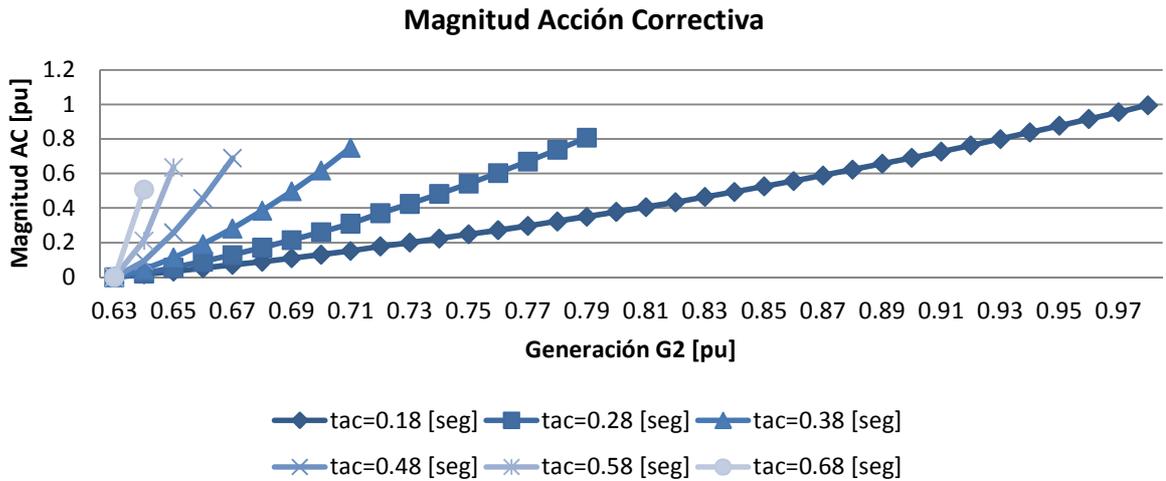


Figura 4.3: Magnitud de acción correctiva mínimo para distintos niveles de generación de la zona exportadora. Considerando diferentes tiempos de acción correctiva.

Utilizando los datos presentados en el gráfico de la Figura 4.3, se calcula el costo asociado a la demanda no abastecida de la función de costo. Esto permite representar los diferentes costos de operación y de acciones correctivas necesarias para los diferentes niveles de generación considerados para la zona exportadora y para distintos tiempos de la acción correctiva.

En el gráfico de la Figura 4.4 se representan los costos asociados por las acciones correctivas y el costo por el despacho anterior a la falla, para los distintos tiempos de ejecución del mecanismo correctivo y diferentes valores de generación en B_2 , en un mismo gráfico. Mientras que en el gráfico de la Figura 4.5 se puede ver el costo total de los estados considerados (acción correctiva más costo despacho pre-falla) para las diferentes magnitudes de generación por B_2 y para distintos tiempos de acción correctiva.

Costos Despacho y Acción Correctiva Probabilidad Ocurrencia de 4 fallas al año

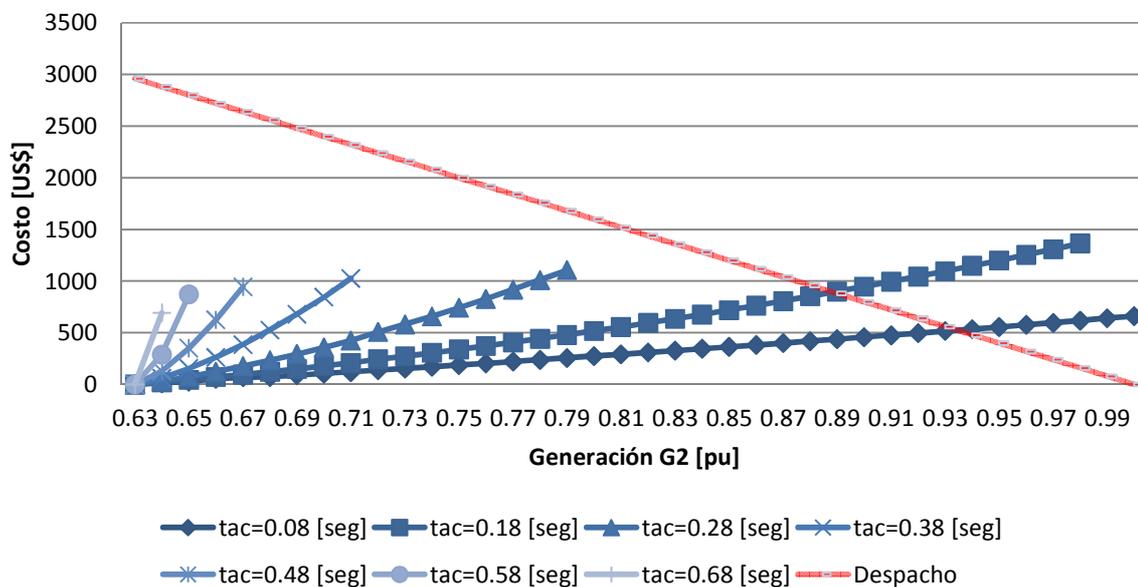


Figura 4.4: Descomposición de costos de operación para diferentes generaciones en zona exportadora y tiempos de acción correctiva. Considerando una probabilidad de falla asociado a cuatro fallas por año.

Costo Despacho Total

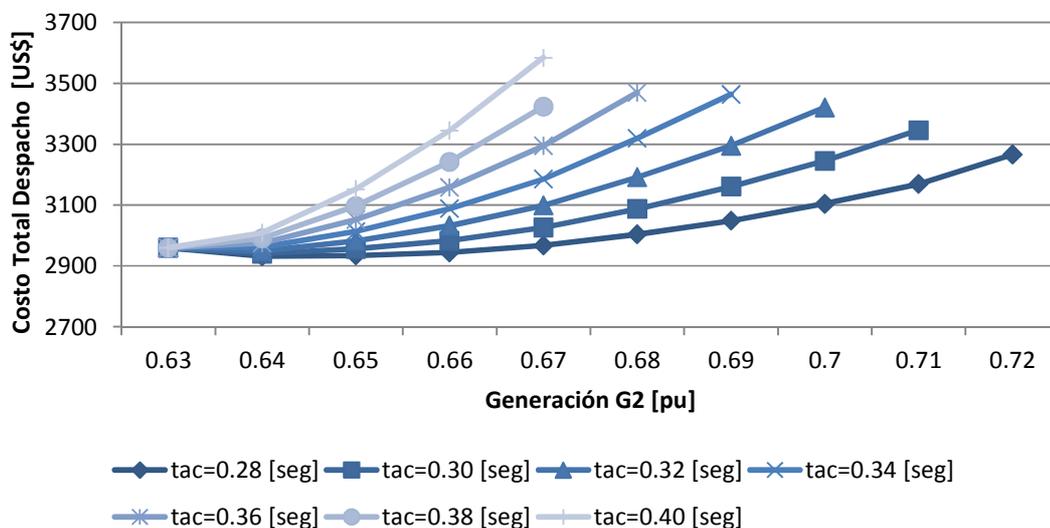


Figura 4.5: Costo despacho total para diferentes tiempos de la acción correctiva, con magnitud mínima en AC para mantener al sistema estable tras la ocurrencia de la falla.

4.3. Resultado Modelo de Cuatro Barras

Para este sistema, dos de sus generadores (G_2 y G_3), uno ubicado en la zona importadora y otro en la exportadora, tienen un costo de operación cero. Sin embargo, su límite de generación es acotado, luego, estos generadores tienen una magnitud de inyección a la red fijo y determinado por su máxima capacidad de producción. De esta forma, se estudia un caso particular de generación por parte de dos de los cuatro generadores en el sistema, para el cual se simulan diferentes magnitudes de transferencias entre zonas, modificando la generación de los generadores disponibles (G_1 y G_2), cada uno representando a la zona importadora y exportadora, respectivamente.

Luego, este sistema se muestra similar al estudiado anteriormente, sin embargo, ahora la resolución numérica para cuatro generadores y la presencia de flujos combinados debido a la generación de otras máquinas, en la red interconectada, toman un rol importante en su complejidad, y por tanto, en la dificultad para los algoritmos de resolución del problema.

Como antes, para esta red se realiza un barrido exhaustivo entre todas las posibilidades de generación que satisfagan el consumo no abastecido por los generadores despachados a magnitud constante, lo que en total corresponde a 1 [pu]. Para cada despacho encontrado se asocia la menor magnitud de acción correctiva, de tal forma de hacer estable al estado analizado. Esto se repite para diferentes tiempos de acción correctiva (t_{ac}).

Los costos de generación son fijados en $C_{g1} = 80 \left(en \frac{US\$}{MW} \right)$, $C_{g2} = 0 \left(en \frac{US\$}{MW} \right)$, $C_{g3} = 0 \left(en \frac{US\$}{MW} \right)$ y $C_{g4} = 0 \left(en \frac{US\$}{MW} \right)$, de tal forma de forzar un mayor flujo por la línea de conexión, permitiendo protagonismo en la influencia de la acción correctiva. Además, como se mencionó, los generadores 3 y 4 tienen potencia inyectada fija $P_3 = 0,2 \text{ (en pu)}$ y $P_4 = 0,8 \text{ (en pu)}$.

En el gráfico de la Figura 4.6 se presenta el valor de la magnitud en la acción correctiva mínimo que hace, al estado de generación evaluado, estable. Además, se presentan estos valores para distintos tiempos de acción de los mecanismos correctivos. Los datos de generación y de corte de acción correctiva son expresados por unidad (pu).

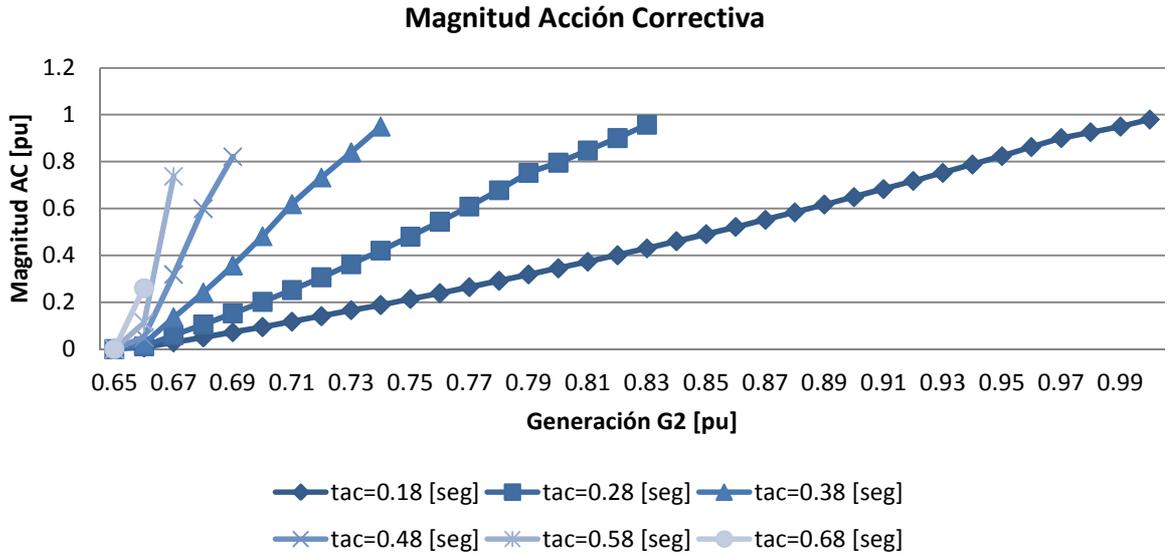


Figura 4.6: Magnitud de acción correctiva para distintos niveles de generación de la zona exportadora. Considerando diferentes tiempos de acción correctiva para sistema de 4 barras.

Utilizando los datos presentados en el gráfico de la Figura 4.6, se calcula el costo asociado a la demanda no abastecida de la función de costo. Esto permite representar los diferentes costos de operación y de acciones correctivas necesarias para los diferentes niveles de generación considerados para la zona exportadora y para distintos tiempos de la acción correctiva. Esto se representa en el gráfico de la Figura 4.7, donde se representan los costos asociados por las acciones correctivas y el costo de los despachos pre-falla para los distintos tiempos de acción correctiva y generación por G_2 , mientras que en el gráfico de la Figura 4.8 se presenta el costo total de la función de costos, representada por la suma de ambos valores.

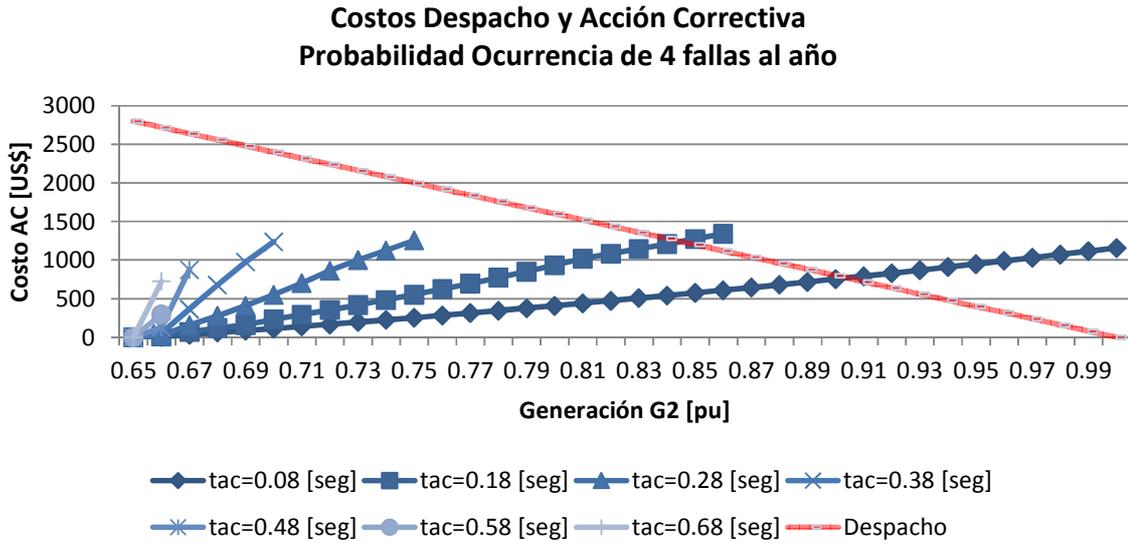


Figura 4.1: Descomposición de costos de operación para diferentes generaciones en zona exportadora y tiempos de acción correctiva. Considerando una probabilidad de falla asociado a 4 fallas por año, para sistema de 4 barras.

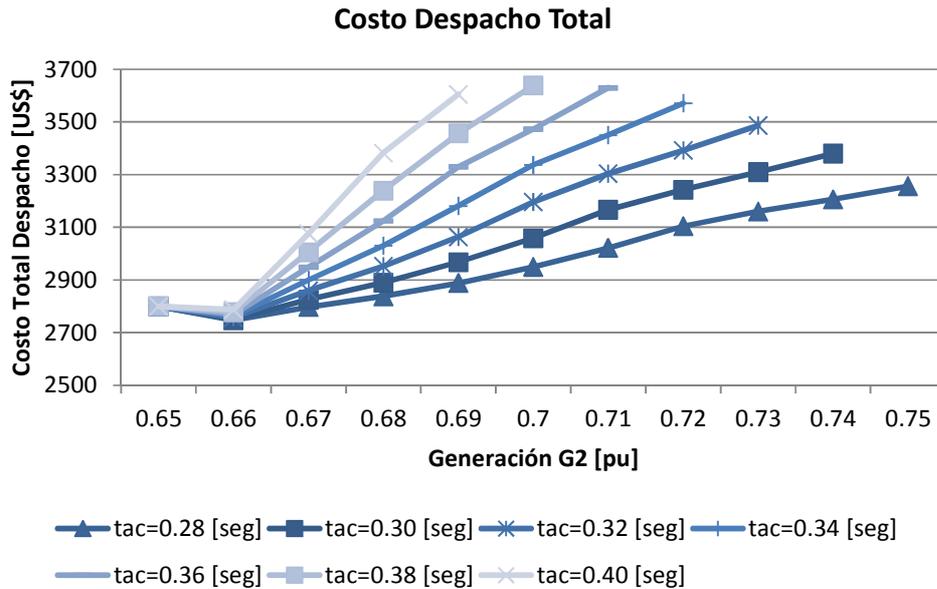


Figura 4.2: Costo despacho total para diferentes tiempos de la acción correctiva, con magnitud mínima en AC para mantener al sistema estable tras la ocurrencia de la falla.

Se sabe que para diferentes tiempos en la acción correctiva, el desempeño y niveles de la magnitud de corrección que ésta debe realizar son diferentes. Con el interés de mostrar estas diferencias, en los gráficos de las Figuras 4.9 y 4.10 se presenta el tiempo máximo de acción de los mecanismos correctivos, para el sistema de dos y cuatro barras, respectivamente, sobre la red que permite la transferencia de diferentes magnitudes de potencia activa desde la barra exportadora. Para cada valor de la generación por el generador en la barra B_2 se asocia un valor en segundos, el que

representa el tiempo límite para la acción correctiva, sobre el cual ninguna corrección sobre el sistema permite ese nivel de transferencia de manera estable.

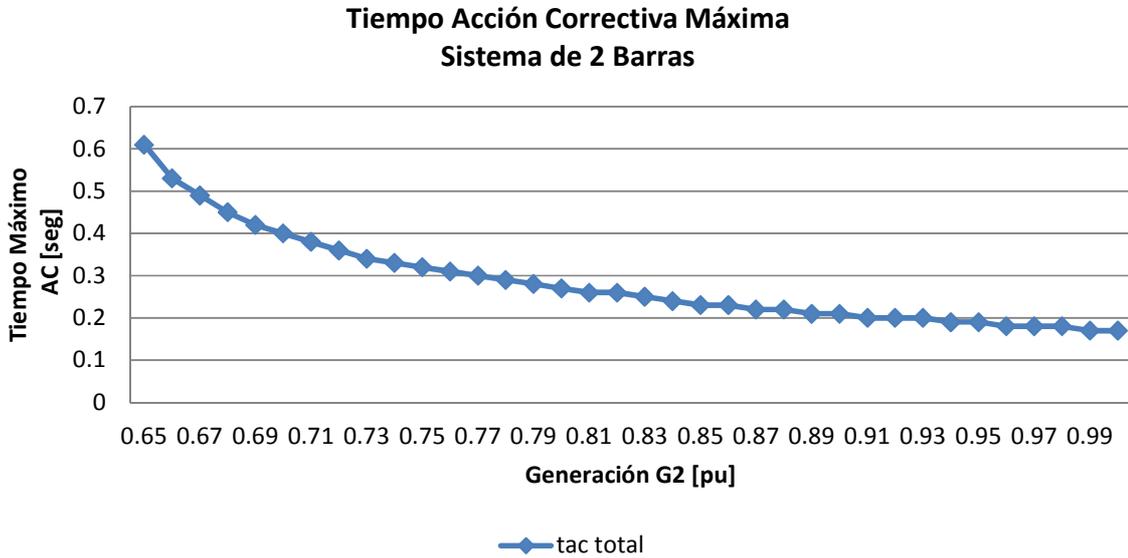


Figura 4.9: Máximo tiempo de acción correctiva para diferentes niveles de inyección desde zona exportadora, sobre el cual el sistema se vuelve inestable, para sistema de 2 barras.

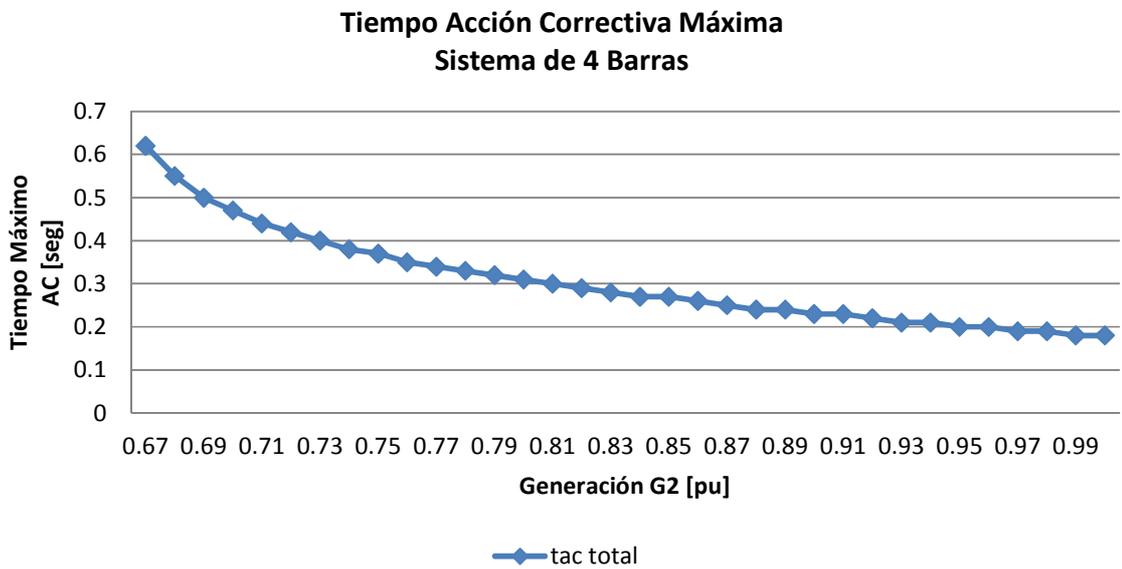


Figura 4.10: Máximo tiempo de acción correctiva para diferentes niveles de inyección desde zona exportadora, sobre el cual el sistema se vuelve inestable, para sistema de 4 barras.

4.4. Algoritmo de Búsqueda de Estado de Despacho Mínimo Sobre Sistema de Seis Barras

En esta sección se presentan los resultados de los dos algoritmos desarrollados para resolver el problema de búsqueda del despacho y mecanismo de acción correctiva, búsqueda del flujo óptimo económico, con consideración de estabilidad transitoria angular.

Las pruebas para estos algoritmos son realizadas sobre el sistema de 6 barras, donde de los diversos esquemas de acción correctiva sólo se permite la utilización de uno, el cual es determinado según su influencia y economía en el funcionamiento del sistema. Se realizan diversas pruebas sobre el sistema, donde los costos por generador van cambiando.

En las Tablas 4.1 y 4.2 se presentan los resultados obtenidos por el algoritmo de búsqueda *Random*, donde se presenta los niveles de despacho anteriores a la falla, el esquema de acción correctiva y la magnitud escogida, con el respectivo valor de la función de costos. Junto a estos datos, se presenta la solución mínima encontrada por medio del método exhaustivo, de tal forma de verificar el desempeño del algoritmo. Los resultados fueron obtenidos tras iterar durante 5 minutos.

Tabla 4.1: Resultado de solución dada por *Random*, con tiempo de ejecución de 5 minutos.

			Exhaustivo	Random
	[US\$/MW]	P_{G1}	0	0.0889
C_{G1}	200	P_{G2}	0.45	0.4034
C_{G2}	150	P_{G3}	1,65	1.6077
C_{G3}	0	AC_{P1}	0	0
C_U	30000	AC_{P2}	0.61	0.529
		AC_{P3}	0	0
		Costo Total	7585.6	8553.7

Tabla 4.2: Resultado de solución dada por *Random*, para distintos precios de los generadores, ejecución de 5 minutos.

			Exhaustivo	Random
	[US\$/MW]	P_{G1}	0	0.1013
C_{G1}	150	P_{G2}	0.7	0.5310
C_{G2}	120	P_{G3}	1.4	1.4677
C_{G3}	100	AC_{P1}	0	0.231
C_U	30000	AC_{P2}	0.07	0
		AC_{P3}	0	0
		Costo Total	22496	22885

En las Tablas 4.3 y 4.4 se presentan los resultados para el algoritmo *Enjambre*, donde se muestran los niveles de despacho antes de la falla y magnitud de la acción correctiva escogida. Los resultados son representados junto a la solución exhaustiva y a la conseguida por medio de *Random*, el cual fue evaluado en el mismo tiempo promedio que tardó la resolución para estos dos ejemplos con el algoritmo *Enjambre*.

En tanto en el gráfico de la Figura 4.11 se representa el error máximo, el error promedio y el tiempo de resolución para el algoritmo por *Enjambre*, en función del número de partículas utilizadas en la búsqueda, para costos fijados en los generadores.

Para representar los resultados de este gráfico los costos por generación son $CG_1 = 200$ (en $\frac{US\$}{MW}$), $CG_2 = 150$ (en $\frac{US\$}{MW}$), y $CG_3 = 0$ (en $\frac{US\$}{MW}$), con los que se ejecutó el algoritmo cinco veces para cada una de las partículas (estados) consideradas.

Para calcular el error promedio, para cada una de los estados (número de partículas) considerados de la Figura 4.11, se evaluó al algoritmo *Enjambre* cinco veces. Además, el número de iteraciones, para cada partícula, en busca de la solución es fijado en 30.

Tabla 4.3: Resultado de solución dada por *Enjambre*, para mismo sistema de Tabla 4.1, y ejecución de 5 minutos.

			Exhaustivo	Random	Enjambre
	[US\$/MW]	P_{G1}	0	0.0889	0
C_{G1}	200	P_{G2}	0.45	0.4034	0.4137
C_{G2}	150	P_{G3}	1,65	1.6077	1.6863
C_{G3}	0	AC_{P1}	0	0	0
C_U	30000	AC_{P2}	0.61	0.529	0.7
		AC_{P3}	0	0	0
		<i>Costo Total</i>	7585.6	8553.7	7163.7

Tabla 4.4: Resultado de solución dada por *Enjambre*, para mismo sistema de Tabla 4.2, y ejecución de 5 minutos.

			Exhaustivo	Random	Enjambre
	[US\$/MW]	P_{G1}	0	0.1013	0
C_{G1}	150	P_{G2}	0.7	0.5310	0.7351
C_{G2}	120	P_{G3}	1.4	1.4677	1.3649
C_{G3}	100	AC_{P1}	0	0.231	0
C_U	30000	AC_{P2}	0.07	0	0
		AC_{P3}	0	0	0
		<i>Costo Total</i>	22496	22885	22470

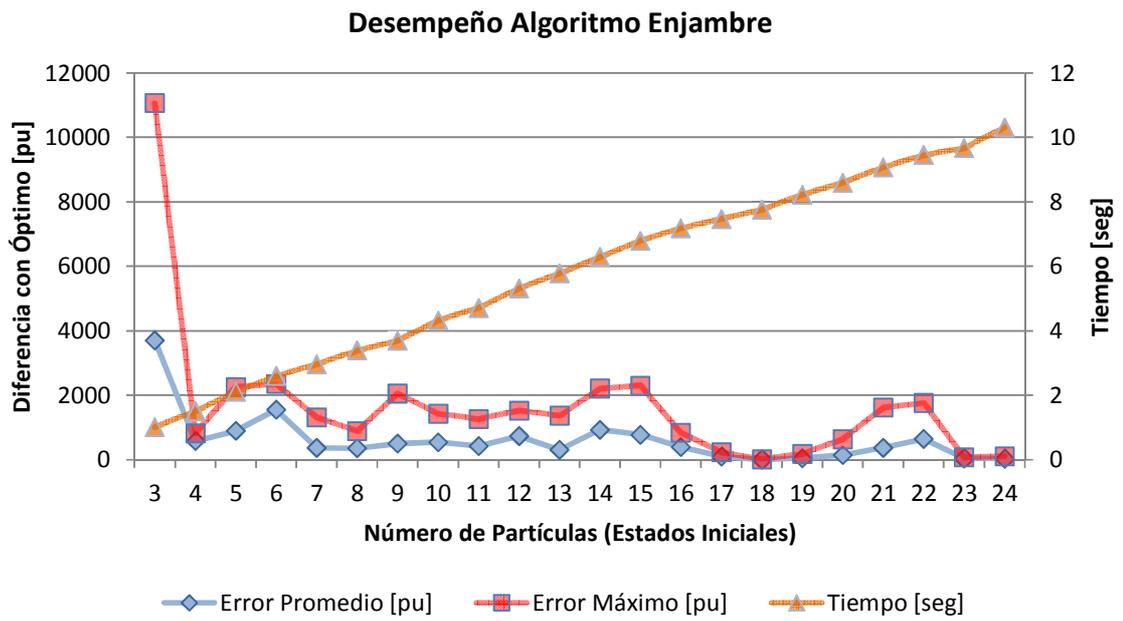


Figura 4.11: Desempeño del algoritmo Enjambre medido en error máximo, error promedio y tiempo promedio de ejecución del algoritmo, probado para distintos despachos iniciales (número de partículas).

5. DISCUSIÓN

Es sabido que los esquemas de acción correctiva, como el implementado en este trabajo, permiten modificar la operación de una red eléctrica, con el fin de contrarrestar los efectos que pudiese tener el desarrollo de alguna falla en la estabilidad de la misma. Esto permite operar al sistema, en donde se cuente con este tipo de esquema correctivo, con mayor libertad, consiguiendo incluso alcanzar una forma de despacho, que sin estos mecanismos sería considerada como infactible técnicamente.

De los resultados obtenidos es posible notar que los esquemas de protección correctiva tienen el efecto de brindar seguridad en la operación de una red, pues ésta favorece la estabilidad transitoria angular en el sistema, tras haberse visto sometido en una falla eléctrica. Además, se puede ver qué tan importante es el tiempo de acción de la acción correctiva implementada. De esta forma, la tecnología de comunicaciones utilizada para el uso de los esquemas correctivos tiene un rol protagónico en la efectividad de su uso, y por tanto, la posibilidad de alcanzar soluciones al problema de despacho económico menos costosas.

En la validación del código de verificación de estabilidad, *StabilityCheck*, donde se encuentra la solución numérica para el conjunto de ecuaciones de conservación de flujos por cada nodo que constituye al sistema evaluado, y donde principalmente se resuelve la ecuación de movimiento no lineal y de segundo orden para cada una de las máquinas que conforman al sistema analizado, se verificó, para el sistema de dos y cuatro barras, la evolución temporal de los ángulos de rotor para cada máquina, y por consecuencia, el método iterativo de *Gauss Seidel* implementado en el bloque de chequeo de estabilidad.

En los gráficos de las Figuras 4.1 y 4.2, se logra ver que el método implementado en *StabilityCheck* para conseguir la evolución temporal del ángulo rotórico de cada máquina, alcanza un error máximo de un 3%, mientras que el error promedio es menor al 1%, errores considerados como la diferencia entre los valores entregados tras la simulación en *Simulink* y los conseguidos por medio del algoritmo desarrollado (*StabilityCheck*). Las pequeñas diferencias podrían deberse a la forma en que fue modelado el estado de falla para la barra afectada (barra cercana al cortocircuito trifásico), pues en la implementación del bloque de chequeo de estabilidad, la tensión es considerada cero, y luego los flujos de potencia activa desde y hacia esta barra son considerados nulos, sin embargo, en *SimPowerSystem*, los flujos, ante la misma falla, desde y hacia la barra se mantienen oscilantes en torno a cero.

Los resultados obtenidos en la validación permiten garantizar el correcto uso del bloque de verificación de estabilidad *StabilityCheck*, permitiendo su uso en el chequeo de estabilidad para cualquier sistema, con topologías y número de generadores

arbitrarios, confiriendo confiabilidad a los resultados posteriormente conseguidos, donde no se hace más que utilizar el mismo principio de verificación ya validado, tan solo escalando el problema.

En los gráficos de las Figuras 4.3 y 4.6 se explora, para el sistema de dos y cuatro barras, respectivamente, el efecto de aumentar la transferencia de potencia activa desde las zonas lejanas y con menor costo de producción hacia las zonas importadoras donde se concentra el consumo y los precios de generación son elevados, aumentando de esta forma los flujos por las líneas de conexión de estas dos zonas. Sobre el eje vertical es posible ver la cantidad mínima de carga-generación que debe cortar la acción correctiva, de tal forma de mantener el sistema estable (para un despacho del generador G_2 que no represente inestabilidades, el valor de la acción correctiva será cero). A partir de los resultados que exponen estos gráficos, es posible ver que a medida que se aumenta la cantidad de generación por parte del generador ubicado en la barra B_2 (en ambos sistemas), la magnitud de la acción correctiva aumenta, para mantener al sistema estable. Es decir, se aprecia un efecto directamente proporcional en cuanto que al aumentar el flujo, o generación desde la zona exportadora, es necesario un aumento en la magnitud de la acción correctiva, de otra forma el sistema entra en un estado de inestabilidad ante la ocurrencia de una falla, y por ende no es considerado como un estado factible.

Luego, desde el punto de vista económico se genera un punto de inflexión, pues al permitir una mayor generación por parte del generador de menor costo, se genera un ahorro, mientras que por otro lado se aumenta el costo tras incrementar la magnitud de la acción correctiva, y por lo tanto, el valor de la demanda no abastecida en caso de ocurrir una falla. Este efecto se puede ver para ambos sistemas en los gráficos de las Figuras 4.4 y 4.7, donde se presenta el costo relacionado con el uso de la acción correctiva (relacionado con la magnitud de la misma) y el costo del despacho pre-falla, cuando la generación por G_2 va en aumento. Por lo tanto existe un efecto contrario, para la economía del despacho escogido, luego existe un punto donde aumentar un poco la generación del generador más económico a costa de aumentar la acción correctiva, para mantener la estabilidad del sistema ante una falla, se vuelve más costoso. Es decir, existe un punto mínimo en la curva de costos que se describe, en donde se encuentra la solución óptima, tras disminuir o aumentar sólo un poco la generación de la máquina exportadora, se consigue un estado de operación de mayor costo.

Encontrar la solución a este problema no es trivial y va aumentando en complejidad cuando se considera un sistema de mayor tamaño y/o aumentan los esquemas de acción correctiva. De forma gráfica se puede distinguir el punto óptimo económico desde el costo total representado para estos sistemas en los gráficos de las Figuras 4.5 y 4.8.

Por otro lado, de los gráficos de las Figuras 4.3 y 4.6, es posible ver que al aumentar el tiempo de la acción correctiva, la magnitud de la misma debe aumentar para mantener al sistema estable, por ejemplo, en el caso de generación $G_2 = 0,71$ (*en pu*), cuando se dispone de un tiempo de acción de 380 (*en mseg*), se requiere de una magnitud de la misma aproximadamente cuatro veces mayor que cuando se dispone de una tecnología de telecomunicación más veloz que reduzca el tiempo a 180 (*en mseg*). Podría pensarse que la diferencia en la magnitud de las acciones correctivas para los diferentes tiempos podrían no incidir de forma importante en el costo total, donde es considerado el precio del despacho pre-falla, sin embargo, los resultados mostrados en los gráficos de las Figuras 4.5 y 4.8 muestran un aumento en el costo de la operación total alrededor de un 20% cuando se trata de utilizar un mecanismo que tarda 380 (*en mseg*) en lugar de uno de 280 (*en mseg*). Las diferencias con tiempos mayores muestran resultados más acentuados, con diferencias de costos aún mayores para el cambio de tecnologías de comunicación lentas hacia otras de mayor velocidad, o incluso muestran diferencias entre factibilidad de operación e inviabilidad, en ciertos niveles de despacho.

Adicionalmente, el aumento en el tiempo de la acción correctiva disminuye el rango de operación del sistema eléctrico de potencia, pues el esquema correctivo aumenta la magnitud de la acción necesaria para mantener el sistema estable, luego, alcanza su límite de operación con mayor rapidez, acotando la transferencia máxima de potencia desde la zona exportadora. De los gráficos de las Figuras 4.3 y 4.6, se puede ver un aumento de aproximadamente el 54% cuando la tecnología de comunicación del esquema correctivo es cambiada desde uno que tarda 680 (*en mseg*) a uno de 80 (*en mseg*). En los gráficos de las Figuras 4.9 y 4.10 es posible ver con mayor claridad el efecto limitante descrito, identificando el efecto que tiene el tiempo de la acción correctiva en cuanto a la posibilidad de transferir hacia zonas de consumo, o en este caso, de abastecer la demanda con los generadores de menor costo sin incurrir en situaciones riesgosas para la estabilidad del sistema. Esto muestra que el efecto limitante del tiempo que tarda el esquema correctivo tiene una forma exponencial, de tal forma que reducir el tiempo de forma acotada ya representa un cambio significativo en los resultados obtenidos en la solución económica del despacho.

Además, un menor tiempo en la acción correctiva permite mayor flexibilidad de operación en la red, pues esto implica una mayor holgura en los flujos permitidos que circulen por la red, dejando modificar los flujos o redefinir despachos con mayor posibilidad de sobrecargar las líneas de interconexión. Además, entrega una solución más barata al problema de operación económica. Luego, la tecnología de telecomunicación implementada para la comunicación en la activación de los mecanismos de acción correctiva juega un rol protagónico en el valor de la operación de la red, y de la robustez de la misma, por lo tanto, debiese ser considerada desde las

primeras etapas de la planificación eléctrica, si queremos contar con un sistema estable y flexible con un menor costo económico.

Los costos de potencia no suministrada esperada, como es de esperar de los gráficos anteriores, aumentan al aumentar la transferencia desde la zona exportadora. Esto es debido a que el cortocircuito modelado está cercano a los bornes del generador G_2 , y de este modo al aumentar su generación, aumenta el efecto de un cortocircuito en el mismo, y por tanto, la estabilidad transitoria del sistema. Viéndolo desde las ecuaciones que describen la ecuación de movimiento, al presentar una gran generación en el nodo donde se producirá el cortocircuito, se presenta una elevada potencia mecánica junto a una potencia eléctrica nula (en el estado de falla) que hace que se acelere la velocidad angular rotórica, y por tanto, aumenten los ángulos del rotor, produciéndose posibles inestabilidades al aumentar significativamente la diferencia angular entre las máquinas.

En las Tablas 4.1 y 4.2 se presenta el resultado de la búsqueda del óptimo para el algoritmo *Random*, mostrando dos casos diferenciados en los precios para cada máquina, siempre incentivando el despacho del generador ubicado en la barra tres, fijándolo a un precio menor, pues al despachar este generador se presentan problemas de inestabilidades si es que no se cuenta con mecanismos de acción correctiva. Los resultados del algoritmo *Random* muestran un acercamiento hacia el resultado exacto, el cual es encontrado por medio del método exhaustivo, con un error promedio del 13% y 2%, para cada uno de los casos presentados respectivamente. Para utilizar escasa información de la ecuación, del sistema y presentar un algoritmo de búsqueda sin memoria, los resultados resultan auspiciosos, considerando que el tiempo de ejecución fue de 5 minutos, es decir, alrededor del 0,46% del tiempo utilizado por el algoritmo exhaustivo, que tardó 1080 minutos en conseguir la solución al problema.

A pesar de lo anterior, y con el fin de guiar la búsqueda en función del recorrido y los puntos alcanzados, se implementa el algoritmo *Enjambre*. Los resultados obtenidos para el estudio de los mismos casos anteriores se muestran en las Tablas 4.3 y 4.4, y el error en este caso, al compararlo con el valor óptimo entregado por el método exhaustivo, resulta en 0% en ambos casos, es decir, un error nulo. Esto se debe a que para el valor del tamaño de la discretización utilizada, 0,05 para los despachos de cada máquina y 0,01 para la magnitud de los mecanismos de acción correctiva, es imposible alcanzar el valor óptimo con mayor exactitud. *Enjambre*, en tanto, es capaz de realizar su búsqueda con una exactitud de 4 decimales, sin involucrar mayor carga computacional a su operación. El tiempo utilizado por el algoritmo fue de aproximadamente 5 minutos (razón por la cual se definió este tiempo de iteración para el algoritmo *Random*), utilizando 10 despachos iniciales (partículas) con 30 rebotes, en su búsqueda del óptimo.

Luego, para verificar su convergencia hacia la solución óptima y el error asociado a su utilización, se presenta en el gráfico de la Figura 4.11 el error máximo y promedio en función de la cantidad de despachos iniciales (partículas) con que se realiza la búsqueda, comparándolo con el valor 7175 (en US\$), mínimo valor encontrado en las pruebas realizadas con el método de búsqueda *Enjambre*, que resulta mejor al antes encontrado con el método exhaustivo. En el mismo gráfico se representa el tiempo promedio que tarda en conseguir la solución. La solución alcanza valores próximos al óptimo en poco tiempo, por ejemplo, para 7 partículas iniciales, esto es alcanza en aproximadamente en 2,9 minutos, es decir 0,3% del tiempo requerido por el método exhaustivo en alcanzar la solución y con sólo un error promedio del 5%. Por otro lado, si bien la solución converge hacia la solución exacta, el error nunca dejar de ser distinto a cero, pues la aleatoriedad de la búsqueda no garantiza encontrar la solución óptima, sin embargo, alcanza valores cercanos al buscado en poco tiempo.

6. CONCLUSIONES

Es evidente que los mecanismos de acción correctiva en un sistema eléctrico de potencia ejercen una gran influencia en el comportamiento estable del mismo, permitiendo de esta forma explotar formas de despacho que por medio de un método determinístico no serían posibles sin involucrar elevadas inversiones en modificaciones o robustecimientos en la red.

Se ha visto que con los recursos que entregan los mecanismos de acción correctiva no es necesario modificar la red de transmisión para conseguir modificaciones de operación o inyecciones de mayor magnitud desde zonas lejanas, cuando no se posee la infraestructura necesaria para brindar una operación segura, ante la posibilidad de la ocurrencia de una falla, simplemente se requiere escoger de forma adecuada el funcionamiento de la acción correctiva. Sin embargo, es de vital importancia la rapidez con que reacciona este mecanismo correctivo, por lo tanto, pensar en tecnologías de comunicación que sean rápidas se transforma en una necesidad si lo que se quiere es utilizar estas herramientas de forma eficiente y con ello disminuir los costos de operación de la red. Es debido a esto, y a los menores costos que suponen mejorar o implementar estos mecanismos con mejores tecnologías de comunicación, que es recomendable planificar la expansión en conjunto con las redes de telecomunicaciones, pues el resultado final sería una red robustecida, con mayor flexibilidad de operación y a un menor costo económico, tras reducir la inversión en infraestructura actualmente requerida, lo que a su vez involucra una reducción de costos asociados con el medio en donde se emplazan estas estructuras, beneficiando el confort de las personas involucradas y también el ambiental.

Por otro lado, el implementar en el diseño del despacho mecanismos de acción correctiva utilizados de forma óptima, supone tener un conocimiento del comportamiento del sistema ante eventuales fallas para los diferentes niveles de generación que se puedan tener. Es sabido que involucrar en la planificación nociones de estabilidad transitoria no es algo trivial, por la complejidad de su resolución y por el tamaño de las redes reales. Es en este sentido que la solución propuesta por *Enjambre* resulta interesante, pues la exactitud de los resultados obtenidos, en relación a la solución exacta, y el tiempo que toma su resolución, hacen pensar de este método una posibilidad real de implementar para sistemas reales de mayor tamaño. Sin embargo, respecto a esto último, sería de gran utilidad desarrollar un mecanismo como el desarrollado, que implemente la discretización más eficiente de las ecuaciones de movimiento que describen el comportamiento angular de las máquinas de un sistema, pues se puede obtener un mejor desempeño y resolver problemas de mayor tamaño y con características más reales, con el fin último de ser un aporte directo a un programa de planificación conjunta entre el desarrollo de la infraestructura que sostiene a una red eléctrica y la de telecomunicación asociada a la misma.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] F. Capitanescua, J.L. Martinez Ramosb, P. Panciaticic, D. Kirschend, A. Marano Marcolinib, L. Platbroode, L. Wehenkel “State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow”, *Electric Power Systems Research* 81 (2011) pages 1731–1741.
- [2] A.J. Monticelli, M.V.P. Pereira, S. Granville, “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRs- 2 N°1, February 1987, pages 175-180.
- [3] H.W. Dommel, W.F. Tinney, “Optimal power flow solutions”, *IEEE Trans. PAS* 87 (10) (1968) 1866–1876.
- [4] R. Moreno, D. Pudjianto, and G. Strbac “Integrated reliability and cost–benefit-based standards for transmission network operation”, *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O: Journal of Risk and Reliability* 2012 226: 75 originally published online 23 November 2011.
- [5] W. Brokering, R. Palma. y L. Vargas. “Ñom Lufke (El rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia”, Primera edición, 2008.
- [6] P. Kundur, “Power System Stability and Control”, 1994 by McGraw-Hill, Inc. Chapters: Synchronous Machine Representation in Stability Studies and Transient Stability.
- [7] R. Palma, Material Docente del curso EL4103-1 Sistemas de Energía y Equipos Eléctricos año 2013, clases de Generadores Sincrónicos, Estabilidad, Mercados y Flujos de Potencia, Semestre Primavera, facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [8] R. Moreno, C. Vasilakos, M. Castro, D. Pudjianto, G. Strbac Imperial College London UK “Impact of Wind Generation Intermittency on Transmission Expansion Models”, 21, rue d’Artois, F-75008 PARIS.
- [9] G.Strbac, D.Pudjianto, M.Castro, P.Djapic, B.Stojkovska, C.Ramsay, R.Allan “Transmission Investment, Access and Pricing in Systems with Wind Generation” *Power Engineering Society General Meeting*, 2007. IEEE, pages 1-3.
- [10] J. Sun and L. S. Tesfatsion “DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ”, ISU Economics Working Paper No. 06014. Revised: 1 March 2010.

- [11] R. Moreno, D. Pudjianto, and G. Strbac, "Transmission Network Investment With Probabilistic Security and Corrective Control", *Power Systems, IEEE Transactions on* (Volume: 28, Issue: 4), pages 3935 - 3944.
- [12] G. Strbac, S. Ahmed, D. Kirschen, and R. Allan, "A method for computing the value of corrective security," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 1096–1102, Aug. 1998.
- [13] H. Glatvitsch and F. Alvarado, "Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 3, pp. 1013–1019, Aug. 1998.
- [14] D. Kirschen and D. Jayaweera, "Comparison of risk-based and deterministic security assessments," *Generation, Transmission & Distribution, IET* (Volume: 1, Issue: 4), pages 527 – 533.
- [15] R. Moreno, D. Pudjianto and G. Strbac, "Future Transmission Network Operation and Design Standards to Support a Low Carbon Electricity System", *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, pages 1-5.
- [16] J. He, L. Cheng, D.S. Kirschen and Y. Sun "Optimising the balance between security and economy on a probabilistic basis", *Generation, Transmission & Distribution, IET* (Volume: 4, Issue: 12), pages 1275 - 1287.
- [17] B. Stott, O. Alsac and A.J. Monticelli, "Security analysis and optimization" (Invited Paper), *Proc. IEEE* 75 (12) (1987) 1623–1644.
- [18] A. Papalexopoulos, "Challenges to on-line OPF implementation", in: *IEEE/PES Winter Meeting, New York, USA, 1995*.
- [19] M. Shahidehpour and V. Ramesh, "Nonlinear programming algorithms and decomposition strategies for optimal power flow", in: *IEEE Tutorial, Optimal Power Flow: Solution Techniques, Requirements and Challenges, 1996*.
- [20] J.A. Momoh, R.J. Koessler, M.S. Bond, B. Stott, D. Sun, A. Papalexopoulos and P. Ristanovic, "Challenges to optimal power flow", *IEEE Trans. Power Syst.* 12 (1) (1997) 444–455.
- [21] G. Strbac, C. Ramsay and R. Moreno, "This Sustainable Isle", *Power and Energy Magazine*, Sep/Oct issue, 2009.
- [22] Y. Pipelzadeh, R. Moreno, B. Chaudhuri, G. Strbac and T. C. Green "An Assessment of Transient Assistive Measures Using HVDC for Special Protection Schemes: Case on

the GB Transmission System”, AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), 10th IET International Conference on , pages 1-6.

[23] D. Gan, R. J. Thomas, and R. D. Zimmerman, “Stability-Constrained Optimal Power Flow”, Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:15 , Issue: 2), pages 535 - 540.

[24] R. Moreno, D. Pudjianto, and G. Strbac. “Integrated Reliability and Cost-Benefit-Based Standards for Transmission Network Operation”, Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers Part O-Journal of Risk and Reliability, 226(1), pp.75-87, (2012).

[25]G. Strbac, S. Ahmed, D. Kirschen, and R. Allan. “A Method for Computing the Value of Corrective Security”, IEEE Trans. Power Syst., 13(3), pp. 1096-1102, (1998).

[26] P. Kundur and C. Taylor. "Blackout experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies", IEEE-PES Special Publication 07TP190, (2007).

[27] H. Glatvitsch and F. Alvarado. “Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system”, IEEE Trans. Power Syst., 13(3), pp. 1013-1019, (1998).

[28] P. Estevez, “Optimización por Enjambre de Partículas” material docente del curso EL4106-1 Inteligencia Computacional 2012, Semestre Primavera, facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.

[29] J. Kennedy and R. C. Eberhart “Particle Swarm Optimization (PSO)”, IEEE International Conference on Neural Networks, Piscataway, NJ. pp. 1942-1948, 1995.

[30] M. Kaufmann, J. Kennedy, R. C. Eberhart and Y. Shi “Swarm Intelligence”, Electronic Data System Inc. 2001.

[31] J. Carpentier, “Contribution à l’étude du dispatching économique”, Bulletin de la Société Française d’Electricité (3) (1962) 431–447.

8. ANEXOS

Anexo A: Nomenclatura utilizada en [11]

$B_{n,k}^{-1s}$ n,k element of the inverse of the admittance matrix (only imaginary part) in operating state s [p.u].

d_n Demand in node n [MW].

$\underline{P}_g, \overline{P}_g$ Minimum stable generation and maximum output of generator g [MW].

P_g^{ED} Unconstrained dispatch of generator g [MW].

$voll_n$ Value of lost load at node n [\$/MWh].

w Duration of the standardized timeframe of all operating conditions [h].

x_l Reactance of line l [p.u.].

$\Delta resu_g$ Net ramping up limit for generator g during the standardized timeframe [MW]. $\Delta resd_g$

Net ramping down limit for generator g during the standardized timeframe [MW].

$\Delta resh_g$ Price of holding reserve services provided by generator g [\$/MW/h].

$\Delta resuu_g$ Utilization price of reserve up services provided by generator g [\$/MWh]. $\pi resud_g$

Utilization price of reserve down services provided by generator g [\$/MWh]. $\pi itrp_g$ Utilization price of inter-tripping schemes (SPS) provided by generator g (price per event) [\$/MW].

ρ^s Probability of occurrence of operating states.

bid_g Accepted bid from generator g [MW].

f_l^s Power flow in line l at operating state s [MW].

\overline{f}_l^s Line rating of circuit l at operating state s [MW].

$itrp_g^s$ tripping of generator g at operating state s by an SPS. 1 if tripped, 0 otherwise. $itrpu_g^s$ Power tripped of generator g at operating state s by an SPS [MW].

ll_n^s Loss of load at node n at operating state s [MW].

$of f_g$ Accepted offer from generator g [MW].

p_g Output of generator g [MW].

$resh_g$ Committed reserve service from generator g [MW].

$resud_g^s$ Utilized reserve down service from generator g at operating state s [MW].

$resuu_g^s$ Utilized reserve up service from generator g at operating state s [MW].

γ_g Commitment status of generator g. 1 if on, 0 otherwise.

θ_n^s Voltage angle of node n at operating state s [rad].

$n_1(l)$ First end node of line l.

$n_2(l)$ Second end node of line l.

N_g Total number of generators.

N_n Total number of nodes.

N_s Total number of operating states.

ref Reference node or slack busbar.