

1-1-2004

Metodología para el manejo de la reserva de potencia reactiva en el sistema interconectado nacional en condiciones anormales de operación

Carlos Andrés Riaño Bernal
Universidad de La Salle, Bogotá

Nelson Iván Urueña Chacón
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Riaño Bernal, C. A., & Urueña Chacón, N. I. (2004). Metodología para el manejo de la reserva de potencia reactiva en el sistema interconectado nacional en condiciones anormales de operación. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/482

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA
REACTIVA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN
CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN**

CARLOS ANDRÉS RIAÑO BERNAL

NELSON IVAN URUEÑA CHACÓN

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ, D.C.
2004**

**METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA
REACTIVA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL EN
CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN**

CARLOS ANDRÉS RIAÑO BERNAL

NELSON IVAN URUEÑA CHACÓN

**Proyecto de Grado para Optar el Título de
Ingeniero Electricista**

**Director
JAVIER VARGAS MARÍN**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ, D.C.
2004**

Nota de aceptación.

Javier Vargas Marín
Director del Proyecto

Fernando Gómez
Jurado

Álvaro Venegas
Jurado

Bogotá D.C., Febrero 19 de 2004

Carlos dedica.

A Dios y a la Virgen por ser lo que Soy, A mi familia por su apoyo y confianza, a mi novia por estar junto a mi, en especial a mi Madre, a mi Padre y a mi Abuela por su amor, cariño, y enseñanza que me han brindado.

Nelson dedica.

A Dios, a mis hermanos, a mis sobrinos para que el día de mañana sean excelentes profesionales y en especial a mi Mamá por su paciencia, confianza, apoyo y amor incondicional.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus sinceros agradecimientos a:

Javier Vargas Marín, Ingeniero Electricista y Director del Proyecto, por su hospitalidad, colaboración, enseñanza y amable orientación.

A Saúl Díaz Peñalosa, estudiante de Ingeniería Electrónica de la Universidad Santo Tomas, por su asesoría y orientación en Matlab.

A todo el cuerpo docente de la Universidad de La Salle, que de una u otra manera intervinieron en nuestra formación profesional.

Al Ingeniero Carlos Vicente Riaño Fajardo, a Doña Tirsa Inés de Riaño por su paciencia, apoyo y amable hospitalidad.

Y a todos nuestros amigos que nos acompañaron con paciencia en la realización del presente trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	18
1.1 ANTECEDENTES	18
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	20
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	21
1.4 JUSTIFICACIÓN	22
1.5 OBJETIVOS DEL TRABAJO	24
1.5.1 Objetivo General.....	24
1.5.2 Objetivos Específicos.....	24
2. COMPENSACIÓN Y MANEJO DE POTENCIA REACTIVA	25
2.1 ¿QUÉ ES LA POTENCIA REACTIVA?	25
2.2 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN	26
2.2.1 Condensadores en paralelo.....	27
2.2.2 Reactores en paralelo.....	27
2.2.3 Generadores.....	28
2.2.4 Condensadores sincrónicos.....	28
2.2.5 Compensador estáticos VARS (SVC'S).....	30
2.2.6 Transformadores con cambio de toma bajo carga (LTC).....	31
2.2.7 Deslastre de carga por bajo voltaje	32

2.3 COORDINACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	33
2.3.1 Manejo de la potencia reactiva	34
2.3.2 Despacho de potencia reactiva.....	36
2.3.3 Margen de potencia reactiva.....	37
2.3.4 Margen de reserva reactiva	37
2.4 ESTADOS DEL SISTEMA.....	38
3. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA EL MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA REACTIVA.....	40
3.1 CONSIDERACIONES	40
3.2 FLUJO DE POTENCIA.....	40
3.3 LAS NORMAS DE OPERACIÓN A UTILIZAR.	41
3.4 ALGORITMO	42
3.5 DESARROLLO DEL PROGRAMA.	45
3.5.1 Descripción de Subrutinas.....	45
3.6 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	48
3.6.1 Botón Caso Inicial.....	49
3.6.2 Botón Solución.....	49
3.6.3 Botón Texto Editable.....	50
3.6.4 Guardar comportamiento.....	50
3.6.5 Descripción Ventana Principal Zona Costa Atlántica.....	52
4. FLUJOS Y RESULTADOS	53
4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA G.C.M.	53
4.2 CASOS ESPECIALES.....	59
4.2.1 Caso 1. Salida de la línea Fundación – Copey (nodos 4-8) de 220 kV..	59

4.2.2 Caso 2. Disparo de la carga de Cuestecitas (Nodo-10).....	65
4.2.3 Caso 3. Salida del Generador de TGJA (Nodo-2)	71
4.3 SIMULACIÓN – COSTA ATLÁNTICA	77
4.3.1 Caso – 1 Salida de la línea de TermoGuajira-Cuestecitas (nodos 8-17)	82
4.3.2 Caso – 2 Salida línea de 500 kV. Cerromatoso – Chinú (circuito No. 2).	85
4.3.3 Caso – 3 Reducción de carga a 700 MW y salida de operación de la generación de Urrá	88
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	91
BIBLIOGRAFÍA	93
ANEXOS	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones iniciales del sistema de potencia.....	55
Tabla 2. Datos de capacitores y reactores.....	55
Tabla 3. Datos de Transformadores Caso Base.....	56
Tabla 4. Límites de voltajes permitidos G.C.M.....	56
Tabla 5. Resultados flujo de carga caso base.....	57
Tabla 6. Pérdidas en las líneas caso base.....	58
Tabla 7. Resultados de las tensiones caso-1(sistema 13 nodos).....	60
Tabla 8. Resultados flujo de carga caso-1 (sistema 13 nodos).....	61
Tabla 9. Potencia generada caso-1 (sistema 13 nodos).....	61
Tabla 10. Resultados de las tensiones caso-2 (sistema 13 nodos).....	66
Tabla 11. Resultados flujo de carga caso-2 (sistema 13 nodos).....	66
Tabla 12. Potencia generada caso-2 (sistema 13 nodos).....-.....	67
Tabla 13. Resultados de las tensiones caso-3 (sistema 13 nodos).....	71
Tabla 14. Resultados flujo de carga caso-3 (sistema 13 nodos).....	72
Tabla 15. Potencia generada caso-3 (sistema 13 nodos).....-.....	72
Tabla 16. Condiciones iniciales del sistema de potencia de la Costa Atlántica....	79
Tabla 17. Datos de Transformadores Costa Atlántica.....	80
Tabla 18. Límites de voltajes permitidos Costa.....	81
Tabla 19 Resultados de las tensiones caso-1(sistema 28 nodos).....	82
Tabla 20 Resultados flujo de carga caso-1 (sistema 28 nodos).....	83
Tabla 21 Resultados de las tensiones caso-2(sistema 28 nodos).....	85
Tabla 22 Resultados flujo de carga caso-2 (sistema 28 nodos).....	84
Tabla 23 Resultados flujo de carga caso-3 (sistema 28 nodos).....	88
Tabla 24 Resultados de las tensiones caso-3(sistema 28 nodos).....	89

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Característica Voltaje-Corriente del SVC.....	31
Figura 2. Diagrama de flujo del Algoritmo de solución.....	44
Figura 3. Ventana principal ejecutable para el análisis del manejo de la reserva de potencia reactiva, aplicable a la subrutina casemio*m.....	49
Figura 4. Ventana ejecutable, muestra los métodos de solución.....	50
Figura 5. Ventana que despliega una información para obtener la gráfica de las tensiones en cada nodo.....	50
Figura 6. Ventana ejecutable que despliega la gráfica del nodo en observación.....	51
Figura 7. Pantalla de Matlab, muestra los resultados del análisis.....	51
Figura 8. Ventana principal ejecutable para el análisis del manejo de la reserva de potencia reactiva, aplicable a la subrutina casetol*m.....	52
Figura 9. Diagrama unifilar caso base.....	54
Figura 10. Tensiones del caso base en estado normal de operación.....	59
Figura 11. Contingencia – salida línea Fundación-Copey.....	62
Figura 11.a Reserva de PQ contingencia – salida línea Fundación-Copey.....	62
Figura 11.b Costo de operación contingencia – salida línea Fundación-Copey...	63
Figura 11.c Salida línea Fundación-Copey con contingencia n-2.....	64
Figura 11.d Reserva de PQ – contingencia salida línea Fundación-Copey con n-2.....	64
Figura 11.e Costo de operación – salida línea Fundación-Copey con Contingencia n-2.....	65
Figura 12. Eyección de carga en Cuestecitas.....	67
Figura 12.a Reserva de PQ – eyección de carga en Cuestecitas.....	68

Figura 12.b Costos operativos – eyección de carga en Cuestecitas.....	68
Figura 12.c Eyección de carga con contingencia n-2.....	69
Figura 12.d Reserva de PQ – eyección de carga Cuestecitas con contingencia n-2.....	70
Figura 12.e Costos operativos – eyección de carga – Cuestecitas con contingencia n-2.....	70
Figura 13. Salida del generador de Termoguajira.....	73
Figura 13.a Reserva de PQ – salida generador Termoguajira.....	73
Figura 13.b Costos de operación – salida generador Termoguajira.....	74
Figura 13.c Salida generador – TermoGuajira con contingencia n-2.....	74
Figura 13.d Reserva de PQ – salida generador – TGJA con contingencia n-2.....	75
Figura 13.e Costos de operación – salida generador – TGJA con contingencia n-2.....	75
Figura 14. Generación de reactivos casos simulados en G.C.M.....	76
Figura 15. Diagrama Unifilar Costa Atlántica.....	78
Figura 16. Reserva de PQ contingencia salida línea Termoguajira-Cuestecitas....	83
Figura 17. Costos de operación contingencia – salida línea Termoguajira-Cuestecitas.....	84
Figura 18. Reserva de PQ salida línea Termoguajira-Cuestecitas con n-2.....	84
Figura 19. Reserva de PQ contingencia salida línea Cerromatoso-Chinú.....	87
Figura 20. Costos de operación salida línea Cerromatoso-Chinú.....	87
Figura 21. Reserva de PQ carga mínima salida planta Urrá	90
Figura 22. Costo de operación carga mínima salida planta Urrá.....	90

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Manual del Programa (Descripción (Subrutinas).....	96
ANEXO B. Guía para la Ejecución del Programa	153
ANEXO C. Resultados flujos de carga con las soluciones simuladas.....	158
ANEXO D. Información de los parámetros de las, Líneas de transmisión, y compensaciones estáticas suministradas por la UPME.....	167

GLOSARIO

DPR: Despacho de potencia reactiva.

GCM: Guajira, Cesar y Magdalena.

IA: Inteligencia artificial.

IECo: The Israel Electric Corporation

LTC: Load taps changer (cambiadores de tomas bajo carga)

N-2: Dos contingencias simuladas en el sistema.

NCC: National Control Center (centro de control nacional de Francia)

PQ: Potencia Reactiva.

RCC: Regional Control Center (centro de control regional de Francia)

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

SVC: Static Var's Control (control estático de var's)

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

VQC: Voltage Reactive Control

RESUMEN

En el siguiente trabajo se presenta el desarrollo de una “Metodología para el Manejo de la Reserva de Potencia Reactiva en el Sistema Interconectado Nacional en Condiciones Anormales de Operación” (en estado estacionario); en este análisis se han tomado en consideración algunas contingencias que podrían ocurrir en cualquier red de “n” buses.

El propósito de este Trabajo de Grado es implementar una metodología en el manejo de las compensaciones de potencia reactiva a través de un programa prototipo desarrollado a partir de la herramienta computacional de Matpower de Matlab, para así modelar una parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) como son las zonas operativas de la Guajira, Cesar y Magdalena a 220 kV y la costa Atlántica a 220 y 500 kV, simulando una contingencia como la salida de una línea, la salida de una planta generadora o la Eyección de carga. De tal forma que se de solución al problema con la coordinación adecuada de los cambiadores de derivación bajo carga de los transformadores, las compensaciones estáticas y el deslastre de carga para mantener perfiles de voltajes y reserva de reactivos apropiados.

Como resultado de esta propuesta se logró demostrar que al simular una contingencia en estos sistemas de potencia y al aplicar el adecuado manejo de las compensaciones, los perfiles de tensión y la reserva de reactivos se mantienen dentro de sus límites. Además los costos de operación de las plantas generadoras se disminuyen por el aumento del margen de reactivos en estas.

El aporte investigativo del presente proyecto, es la metodología y el desarrollo del programa prototipo en el ambiente de Matlab para la coordinación de las compensaciones al ocurrir una eventualidad, llegando a contar con reserva en los generadores para soportar en algunos casos una contingencia N-2.

El programa se ha diseñado solamente para analizar los casos simulados con varios despachos de potencia y el método para la coordinación de reactivos. Se ofrece la posibilidad para construir el diagrama unifilar de diferentes sistemas de potencia (modificando el código de programación).

INTRODUCCIÓN

Hace unos 20 años el manejo de potencia reactiva en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) era un problema descuidado en los sistemas de potencia. El control de tensión se hacía de manera totalmente descentralizada por medio de reguladores que mantuvieran valores preasignados en niveles de tensión en ciertos nodos usando fuentes locales de potencia reactiva tales como generadores, condensadores sincrónicos y cambiadores de taps. Para manejar la variación diaria de carga era suficiente con cambiar los valores de tensión pocas veces durante el día y conmutar algunos de los condensadores. Más tarde entraban o salían de operación reactores durante el día.

Es por esto que la compensación y el manejo de reactivos son cada vez más necesarios a medida que los sistemas de potencia crecen, para lograr los niveles adecuados de tensión y una operación óptima del sistema. La necesidad de mantener la estabilidad de tensión no solo en condición normal de operación, si no también en los estados de alerta y alarma, conduce a que se considere la reserva de potencia reactiva en diferentes estados operativoq del sistema y con ello mantener, en lo posible, la integridad con un perfil de tensión aceptable en los sistemas de transmisión.

Los voltajes fuera de los límites operativos pueden ocasionar daños a equipos, y en ocasiones la falta temporal de energía a un número considerable de usuarios del servicio. Para asegurar la calidad y la confiabilidad del sistema, los operadores de los Centros de Control de Energía deben mantener los voltajes de los nodos de carga dentro de los límites de operación permitidos. Los cambios de la carga y/o la topología del sistema pueden ocasionar variaciones no aceptables en los voltajes del sistema de potencia. El operador generalmente mejora esta situación de reacomodar los flujos de potencia reactiva mediante cambios en los voltajes de generación, ajustando los taps de los transformadores, y conectando o desconectando bancos de capacitores y/o reactores. Este problema se ha resuelto por métodos que utilizan relaciones de sensibilidad, junto con el problema de minimización de pérdidas de potencia por transmisión. Recientemente se ha publicado en la literatura técnica aplicaciones con bastante éxito de la tecnología emergente de Inteligencia Artificial (IA). El desarrollo de la teoría de conjuntos difusos y otras herramientas empiezan a atraer la atención de los investigadores del área de potencia eléctrica [13].

Por lo anterior, este trabajo tiene como objetivo desarrollar una metodología para el manejo de la reserva de potencia reactiva aplicada a una modificación realizada por los autores sobre las zonas operativas de Guajira, Cesar y Magdalena(G.C.M) y la Costa Atlántica, del Sistema de Transmisión Nacional, mediante la realización de un programa prototipo a partir de un software llamado MatPower desarrollado en Matlab, de manera que controle los voltajes en los nodos dentro de los límites permitidos, y a su vez maximice o mantenga la reserva de reactivos mediante la operación coordinada de las diferentes compensaciones de potencia reactiva como los taps, compensaciones estáticas y deslastre de carga, ante la presencia de una contingencia en el sistema, de tal forma que aumentando la reserva de las plantas generadoras se pueda llegar a enfrentar otra perturbación.

La razones por las que reducimos el estudio a una sola parte del Sistema Interconectado Nacional se debe a lo dispendioso y complejo del sistema, y a la falta de información para lograr un estudio óptimo, lo cual nos dificulta la selección e implementación del programa prototipo. La escogencia del sistema G.C.M. se dió al considerar los autores y el asesor del proyecto que era una zona que nos permitía observar los cambios de tensión en diferentes nodos, así como la ventaja que nos entregaba el nodo de Valledupar al presentar una mayor sensibilidad a la hora de ocurrir una contingencia, a la limitada generación en la zona y además a la existencia de sistemas de compensación (reactores y capacitores en paralelo) dispositivos esenciales para el fin del presente Trabajo de Grado. También se considera esta zona como el caso base permitiendo desarrollar el programa y ofreciéndonos la ventaja de poder adaptar el programa a sistemas de potencia más extensos. Así mismo se extiende el estudio a la Costa Atlántica debido a la importancia de las líneas de 500kV y al compensador estático de var's (SVC) de Chinú.

En el segundo capítulo se brinda una información fundamental de los diferentes sistemas de compensación para el control y manejo de la potencia reactiva.

El tercer capítulo da una descripción detallada de cada una de las funciones que forman parte del programa prototipo, y la forma de ejecutar la ventana principal que contiene el sistema de potencia a simular para el manejo de las compensaciones de potencia reactiva.

El cuarto capítulo es la justificación del trabajo de grado, pues éste muestra los resultados obtenidos de las contingencias simuladas en las zonas operativas G.C.M y la Costa Atlántica con y sin las compensaciones.

El quinto y último capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones hechas por los autores.

1. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

1.1 ANTECEDENTES

Según el documento sobre asignación de potencia reactiva [1] en los últimos años se ha dado mucha atención al problema de obtener flujos de potencia óptimos con el manejo de potencia reactiva, y se han publicado diversos métodos de optimización en sistemas de potencia, cada uno introduciendo nuevas técnicas y otras modificando los métodos matemáticos utilizados. Para el caso de manejo de potencia reactiva, se han utilizado técnicas que van desde el ensayo y error, pasando por el análisis de sensibilidades y técnicas de optimización matemática muy diversas, siendo éste un área aún de investigación. Entre las técnicas utilizadas cabe destacar la programación lineal, programación no lineal y los algoritmos genéticos.

Dado que las ecuaciones de los flujos de potencia son problemas matemáticos convexos, las matemáticas convencionales tienden a converger a una solución local [1].

El segundo problema es la presencia de variables enteras en los sistemas de potencia reales (posiciones fijas de taps, cantidad de bancos de capacitores/reactores, posiciones de tensiones de generación), lo que hace difícil la asignación de resultados directamente con las metodologías tradicionales.

El tercer problema es el problema de convergencia, dado que la programación lineal y la no lineal pueden no converger por problemas de diversa índole.

Debido a estos problemas, a la falta de estrategias y herramientas computacionales han ocurrido apagones de gran escala en muchos países del mundo obteniendo consecuencias económicas de gran magnitud, como son :

❖ **ISRAEL** : En este país hubo un apagón el 8 de junio de 1995 [14]. Este empezó por el disparo de uno de los circuitos de 161 kV que conectaba la parte del norte con el sur del país debido a una falla bifásica. Trece segundos más tarde se disparó el otro circuito de la misma línea de circuito doble. Ambos circuitos fueron disparados por las protecciones de distancia. Debido al verano, el aumento de la demanda siguió creciendo, unos segundos después la unidad de turbina de gas de Ramat-Hovav de la parte del sur del país se disparó por la operación de la protección de sobre-excitación. Luego la última línea que interconectaba el norte con el sur del país fue disparada por el relé de distancia por las oscilaciones de

potencia. Desde ese momento el sistema se dividió en dos subsistemas la “isla” del norte y la “isla” del sur. Como consecuencia de la falla cerca del 70% de los consumidores, incluyendo las principales ciudades de Jerusalén y Tel-Aviv permanecieron sin electricidad. Antes de la falla ya había un perfil bajo de voltaje en el centro y sur del país por la alta demanda de reactivos y un déficit en las fuentes de potencia reactiva.

Las siguientes recomendaciones y estrategias futuras fueron emitidas por el comité de **The Israel Electric Corporation** (IECo) a partir del anterior incidente:

- Optimizar la potencia reactiva y el control del perfil de voltaje utilizando una herramienta de programación.
- Considerar los índices, criterios y contramedidas para el colapso de voltaje.
- Incrementar la cantidad y proporción de instalaciones de capacitores al nivel de medio voltaje (subestaciones y líneas de distribución).
- Implementar el deslastre de carga por bajo voltaje.

❖ **FRANCIA:** En 1987 un colapso de voltaje afectó la parte entera del occidente del sistema de potencia Francés [8]. Una hora antes del incidente ocurrido, el nivel del voltaje era normal a pesar de las temperaturas bajas. El margen de potencia y los niveles de voltajes eran satisfactorios. Tres unidades térmicas de **Cordemais** fallaron sucesivamente trece segundos más tarde. La cuarta unidad, la última en operación, fue disparada por la protección de máxima corriente de campo. Esta pérdida súbita de generación condujo a la caída de la tensión. Treinta segundos después, la caída de voltaje aumentó, cubriendo las áreas adyacentes, resultando la eyección de 9 unidades térmicas convencionales y nucleares. (En pocos minutos alrededor de 9000 MW se perdieron) los niveles de voltajes normales, fueron restaurados rápidamente por el deslastre de carga en la parte occidental de la red.

Esta es una de las tantas medidas tomadas por el sistema de potencia Francés, aplicada por el Centro de Control Nacional (NCC) y siete Centros de Control Regional (RCC) :

- En tiempo real, los operadores del NCC y el RCC, monitorean simultáneamente los perfiles de voltaje de 400 kV. El NCC, el cual es responsable del sistema de 400 KV, opera en el siguiente orden: primero mantiene el perfil del voltaje tan alto como sea posible respetando el límite superior permitido de 420 KV en cualquier nodo en situaciones de “N” y “N-1”. Segundo encuentra las condiciones previamente descritas respetando los valores de voltajes permitidos de “alerta” y “crítico” a ciertos nodos en particular en una situación “N” o “N-1”. Para hacer esto, el operador puede

realizar cálculos de flujos de carga sobre una lista limitada de contingencias que él ha seleccionado.

Además de estos casos mencionados y tantos más ocurridos en otros países del mundo, a mediados del mes de agosto del 2003 hubo un apagón en la ciudad de Nueva York y en otras ciudades de Estados Unidos y Canadá, dejando más o menos 20 millones de personas afectadas. A nuestro criterio es importante mencionarlo por la magnitud de las pérdidas operativas y económicas que ocasionó.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El problema del manejo de la potencia reactiva es un aspecto de planificación y operación y debe resolverse con una perspectiva amplia. Puede existir una operación óptima del sistema en caso de caída de tensión al utilizar correctamente la potencia reactiva. El inconveniente consiste en que no existe una metodología suficientemente clara que proponga las pautas y pasos a seguir para atender la operación óptima.

A medida que los sistemas de potencia crecen, la adecuada operación de potencia reactiva en condiciones normales y en contingencia se hace más necesaria para lograr niveles aceptables de voltajes y capacidad de transmisión.

Se necesita compensación de potencia reactiva adecuada para transportar potencia activa. Si la potencia reactiva no se maneja bien, puede ocurrir degradación importante en el comportamiento del sistema.

Al no existir una herramienta computacional que nos permita determinar las estrategias adecuadas para el manejo de reactivos que garantice una respuesta rápida del sistema de potencia durante la eventualidad, se produce un incremento del porcentaje de riesgo de colapso de tensión en el sistema.

El objetivo general de un sistema eléctrico es satisfacer la demanda de electricidad con el menor costo posible, garantizando adecuados niveles de confiabilidad, calidad y seguridad. El manejo eficiente de la potencia reactiva, la cual, está presente en todos los sistemas de corriente alterna asociada a los campos electromagnéticos de los diferentes elementos conectados a la red, juega un papel importante en el logro del objetivo de mantener los niveles de tensión en los nodos de carga, ya que un deficiente manejo de los reactivos origina las siguientes consecuencias:

- Aumento de pérdidas técnicas.
- Bajas o altas tensiones (mala calidad del servicio).
- Inestabilidad o colapso del sistema.
- Necesidades adicionales de capacidad de generación, transformación, y redes de transmisión.
- Aumento de costos operativos por necesidad de generación mínima en plantas costosas.

La potencia reactiva, al contrario de la activa, no requiere ser transmitida en su totalidad, siendo más eficiente producirla donde se consume, ya que las deficiencias de reactivos producen condiciones locales de bajas tensiones.

Al igual que en la condición normal, durante una contingencia se debe tener un adecuado manejo de potencia reactiva mediante el control de sus tensiones en los generadores, los cambiadores de tomas de los transformadores y los elementos de compensaciones estáticas con miras a conseguir un adecuado punto de funcionamiento del sistema, tanto en su aspecto económico como de calidad y seguridad ayudando a mantener el sistema dentro de los límites permitidos de tensión como de transferencias, aun en situaciones n-2 (una segunda eventualidad).

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

No existe una metodología explícita que establezca criterios de coordinación de las compensaciones de reactivos dentro de un esquema de manejo apropiado para garantizar la estabilidad en presencia de una anomalía de tensión en el sistema.

Se debe tener presente que la coordinación de voltajes en un sistema involucra criterios preventivos de seguridad. Siempre será necesario estar adelante del sistema, de manera que se puedan anticipar cambios posibles en la distribución de reactivos.

Un caso típico se tiene cuando los generadores de un sistema empiezan a incrementar su aportación de reactivos como resultado de la entrada de carga a la hora pico, reduciendo el margen de reactivos disponible. Esta situación se puede anticipar efectuando cambios en los voltajes de referencia para descargar las fuentes de reactivos, y así, poder esperar la hora de carga máxima. Un aspecto interesante es que en algunos casos no será posible modificar el perfil de voltaje cuando la carga está en el máximo debido a que muchos generadores están muy cerca del límite de reactivos.

El objetivo de planear la potencia reactiva es minimizar el costo de equipos necesarios de compensación de reactivos en la habilitación del sistema de potencia para operar de una manera aceptable ante un evento o contingencia. Este problema involucra determinar la óptima instalación de equipos de soporte de potencia reactiva que satisfaga todos los despachos individuales de reactivos y las contingencias de una manera simultánea.

Durante la operación en condiciones estacionarias debe existir un balance entre potencia activa demandada y la potencia activa producida más las pérdidas, de lo contrario existirá un cambio en la potencia reactiva, cuyo desbalance produce alteración en la magnitud del voltaje. Contrario a la potencia activa que es únicamente controlada por los generadores, la potencia reactiva puede ser controlada por elementos de compensación estática. Cuando el déficit de potencia reactiva se hace crítico es necesario la implementación de sistemas de compensación que van desde banco de capacitores, compensaciones estáticas VQC, SVC. Generalmente esta compensación es necesaria cuando los generadores se encuentran alejados de la carga y el control de reactivos se escapa del alcance del generador.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Mediante la implementación de esta herramienta computacional se manejan las diferentes compensaciones (transformadores con regulación bajo carga, conexión de reactores y capacitores, compensaciones estáticas y deslastre de carga) para mantener los perfiles de voltajes dentro de los valores permitidos en el sistema. con miras a conseguir un mayor margen de reserva de potencia reactiva en las plantas generadoras para hacer frente a eventuales perturbaciones.

Los principales beneficios conseguidos con esta metodología para el manejo de la potencia reactiva son:

1. Se mejora la Seguridad Operativa.

La seguridad se mejora a través de la mejor utilización de recursos de reactivos y de obtener mayores márgenes de reserva de potencia reactiva para soportar contingencias. Por ejemplo, al identificar preventivamente alguna situación de riesgo se puede ubicar la reserva de potencia reactiva en generadores sincrónicos mediante la conexión de elementos fijos en derivación (capacitores y reactores).

2. Se mejora el Perfil del Voltaje.

El perfil del voltaje se controla más uniforme y cercanamente a su valor nominal. Este es un beneficio importante, ya que el perfil del voltaje es una medida del balance entre la potencia reactiva generada y absorbida en un sistema de potencia. Cuando el perfil del voltaje a través de la red presenta diferencias notables, se tienen desbalances importantes de potencia reactiva. Aunque el perfil del voltaje es un indicador valioso de las condiciones del sistema, no proporciona por sí mismo información sobre la reserva de reactivos disponible para soportar disturbios.

3. Se mejora la cargabilidad.

Al ubicar reserva de potencia reactiva en fuentes con características dinámicas, se tiene soporte de reactivos para aumentar la carga de potencia activa en la red de transmisión. Asimismo, la reserva de potencia reactiva lograda con un despacho de reactivos permite soportar contingencias.

Por otro lado, al evitar el flujo de reactivos en transformación, se libera capacidad para aprovecharse más efectivamente, disminuyendo costos por pérdidas y permitiendo posiblemente una diferencia en las inversiones.

4. Ahorros Económicos.

Mediante un uso adecuado de los recursos de potencia reactiva se reducen las pérdidas de energía al disminuir la circulación de potencia reactiva. Como los generadores de potencia real deberán suministrar la carga y las pérdidas del sistema, la disminución en pérdidas repercute en ahorros económicos considerables que en muchos casos pueden justificar y pagar la inversión en compensación.

5. Mejora la Actuación del Operador del Sistema.

Al disponer de lineamientos operativos para el uso coordinado de los recursos de potencia reactiva, las acciones de los operadores serán más uniformes y eficientes. Los lineamientos operativos servirán como guía al Operador para supervisar flujos de potencia reactiva, reservas de potencia reactiva y voltajes clave en la red. Mediante esta información, el Operador puede detectar situaciones vulnerables del sistema y tomar medidas correctivas para prevenir efectos ante contingencias.

1.5 OBJETIVOS DEL TRABAJO

Este trabajo se planteó con los siguientes Objetivos:

1.5.1 Objetivo General

Aportar una metodología para el adecuado manejo de la potencia reactiva en el STN a partir de la operación de las diferentes compensaciones, aumentando la reserva de reactivos en las plantas generadoras en condiciones anormales de operación.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Establecer condiciones para mantener unos perfiles de tensión adecuados en situaciones anormales en el sistema, aumentando la capacidad de flujos de potencia activa por las líneas.
- Aplicar los criterios para el manejo de las compensaciones de potencia reactiva incrementando el margen de la reserva de reactivos.
- Desarrollar un programa prototipo mediante la base de un software en Matlab llamado Matpower que simule flujos de carga y coordine las compensaciones de reactivos al ocurrir una contingencia.

2. COMPENSACIÓN Y MANEJO DE POTENCIA REACTIVA

Las siguientes definiciones y características son una breve descripción de los aspectos fundamentales de los sistemas de compensación tomados por los autores en base al estudio realizado en la Comisión Reguladora de Energía y Gas por **The Brattle Group** “ Propuesta para el manejo de la potencia reactiva en Colombia”, los cuales son importantes para el entendimiento y desarrollo del presente Trabajo de Grado.

2.1 ¿QUÉ ES LA POTENCIA REACTIVA?

Las ondas de tensión y corriente en un sistema de corriente alterna oscilan aproximadamente a una frecuencia predefinida. La potencia reactiva es el concepto usado para describir movimientos de energía en un sistema AC que resultan de la capacitancia e inductancia inherentes a un sistema de transmisión. La capacitancia e inductancia de elementos del sistema de transmisión y de las cargas crean campos eléctricos y magnéticos que almacenan energía a tasas distintas, lo que ocasiona un aumento o una disminución del ángulo de desfase entre las ondas de tensión y de corrientes en las barras de carga con relación a los ángulos de desfase originales en las barras de generación[4]. Mientras mayor sea este desfase mayor parte del trabajo real que proveen las máquinas de generación se consume en los mencionados campos electromagnéticos y menor potencia activa es entregada efectivamente a la carga. Otro efecto de la presencia de capacitancias o inductancias en la red se manifiesta en variaciones de los niveles de tensión en las barras de carga. Para controlar estas desviaciones, un sistema requiere una adecuada gestión de tensión y potencia reactiva. Para compensar por cambios en la potencia reactiva, dispositivos como bancos de condensadores estáticos pueden ser instalados, y generadores pueden ser operados para producir o absorber la potencia reactiva. Se dice que los dispositivos que almacenan la energía vía campo magnético producido por un flujo de corriente absorben la potencia reactiva; mientras que los que almacenan energía por campos electrostáticos generan la potencia reactiva.

Como se mencionó, el flujo de potencia reactiva puede crear cambios de tensión substanciales de un lado a otro en un sistema de potencia eléctrica, y por eso los equilibrios eléctricos deben ser mantenidos entre las fuentes de electricidad y las cargas. La potencia reactiva se disipa rápidamente con la distancia, por eso las fuentes de potencia reactiva muchas veces deben estar ubicadas cerca de donde más se necesitan. Por otra parte, aunque la potencia reactiva es necesaria para

asegurar la estabilidad y la seguridad de sistemas de potencia eléctrica, su flujo por la red limita la capacidad de transporte de potencia activa.

2.2 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN

Para un adecuado control de la potencia reactiva es necesario prever la instalación global de equipos de compensación con la suficiente anticipación considerando un conjunto de escenarios futuros. Dada la alta complejidad y dinamismo de los sistemas, el determinar el tipo, ubicación y dimensionamiento óptimo para los dispositivos de compensación hacen dificultosos los análisis por la gran cantidad de soluciones factibles.

De acuerdo a como lo define TAYLOR [11], las compensaciones de potencia reactiva pueden dividirse en tipo serie y tipo paralelo (**shunt**), las cuales a su vez pueden dividirse en compensaciones activas y compensaciones pasivas; la compensación activa es aquella que realimenta un sistema de control de regulación de voltaje u otras variables. Los principales sistemas de compensación de potencia reactiva utilizados en la actualidad comprenden los siguientes:

- Condensadores en paralelo
- Condensadores en serie
- Reactores en paralelo
- Generadores
- Compensadores estáticos SVC
- Fuentes estáticas VQC
- TAPS del transformador
- Deslastre de carga

Para los efectos de este Trabajo de Grado no se tendrán en cuenta las compensaciones: Condensadores en serie y las fuentes estáticas VQC; El SVC se simulará como un generador entregando solo potencia reactiva (ver capítulo-4).

A continuación se hará una breve descripción de las principales características de cada uno de éstos que se utilizarán en los sistemas a estudiar, desde el punto de vista del control de la potencia reactiva. Se presentarán algunas características de cada tipo de compensación para mantener la seguridad del sistema ante la posibilidad de inestabilidad del voltaje, incluyendo el colapso de tensión.

2.2.1 Condensadores en paralelo

En el sistema de transmisión, es raro encontrar bancos de condensadores[3]. Las líneas de transmisión a estas tensiones tienen una susceptancia capacitiva lo suficientemente alta evitando su necesidad. En los casos donde se han instalado, generalmente se operan en forma manual.

Para los bancos de condensadores conmutables, es posible controlarlos en forma manual o automática, y la acción puede ser local o remota, según el esquema. Existen varias opciones para el control de los condensadores variables. Algunas de ellas son:

- Control manual, en subestaciones atendidas.
- Telemando.
- Temporizador que acciona interruptores.
- Relé sensor de carga.
- Relé sensor de Tensión.
- Combinaciones de las variantes anteriores.

Esta compensación en el programa prototipo tendrá la función de aportar sus reactivos nominales al sistema establecidos en el desarrollo del mismo, para dar solución a tensiones bajas ante una contingencia simulada en el sistema analizado.

2.2.2 Reactores en paralelo

En sistemas de extra alta tensión (230 kV hacia arriba), las líneas de transmisión tienen una susceptancia capacitiva muy alta. Como resultado, es frecuente tener un exceso de potencia reactiva en líneas largas. Si esta potencia reactiva no se consume en nodos cercanos a la línea, resulta una condición de voltajes muy altos en ciertas partes del sistema a carga mínima. Una forma de contrarrestar este efecto consiste en conectar reactores en paralelo en nodos intermedios de la línea con el fin de consumir parte de la potencia reactiva generada por la misma línea. Generalmente, se trata de unidades con una capacidad de Mvar's alta y suelen operarse automáticamente dependiendo del voltaje en la subestación donde se conectan. Los reactores tienen un efecto muy diferente al de los condensadores. Cuando la magnitud del voltaje sube, el consumo de potencia reactiva del reactor aumenta cuadráticamente, con lo cual contribuye a reducir el voltaje. Análogamente, cuando el voltaje se reduce el reactor consume menos potencia reactiva y ayuda a mantener un control estable. El condensador, en cambio, tiende a ser desestabilizador.

Los bancos de reactores utilizados para las contingencias simuladas en los sistemas a analizar serán fijos o sea consumen un valor nominal de potencia reactiva cuando existan tensiones altas fuera del límite superior por carga mínima o eyección de carga en el sistema . (Capítulo 4)

2.2.3 Generadores

Los generadores pueden producir y absorber la potencia reactiva, los MVar's que pueda producir un generador son función del punto de operación[4]. Usualmente un regulador de tensión automático (AVR) se conecta a un generador para controlar la salida de reactiva necesaria para mantener una consigna o meta de tensión en la barra del generador. Algunos generadores una vez puestos en operación y sincronizados al sistema pueden ser usados como *compensadores sincrónicos* para proveer la potencia reactiva sin producir la potencia activa. Por otro lado pueden cambiar sus niveles de producción y absorción de potencia reactiva rápidamente y de manera instantánea, para así proveer de potencia reactiva dinámica y mantener el equilibrio del sistema en tiempo real.

Los generadores se constituyen en el soporte principal para el control de las tensiones y son también la principal fuente de reactivos de reserva en las situaciones de emergencia de los sistemas eléctricos. Aunque las máquinas soporten la carga nominal y mediante el aprovechamiento de las constantes de tiempo térmicas de excitatrices, rotores y estatores, es posible lograr ciertos márgenes de sobrecarga que en un momento dado pueden significar la diferencia entre el colapso o la supervivencia de los sistemas.

En eventos de corta duración es posible aceptar en general cargas del 115% del límite normal. En emergencias puede requerirse brevemente sobrecargas mayores o aún exceder los límites térmicos de las máquinas, pero en estos casos es de esperar algún nivel de sacrificio en la vida del aislamiento.

Para los propósitos de este Trabajo de Grado la idea no es utilizar la reserva de potencia reactiva de éstos si no más bien maximizarla utilizando las otras compensaciones, para que soporten el sistema al ocurrir una contingencia n-2.

2.2.4 Condensadores sincrónicos

El condensador sincrónico es un generador sincrónico operando como motor[3]. (un generador sin turbina). La magnitud de la tensión y la potencia reactiva se puede controlar mediante la manipulación de la corriente de excitación. La red debe suministrar la energía necesaria para cubrir las pérdidas tanto eléctricas en el estator de la máquina, como mecánicas, debidas a fricción y ventilación.

Los condensadores sincrónicos constituyen un mecanismo de compensación muy flexible, puesto que permite operar para generar potencia reactiva como condensador, cuando se halla sobreexcitado, hasta factores de potencia en atraso, remplazando a un reactor, cuando trabaja subexcitado. Con el propósito de remplazar a los condensadores sincrónicos se desarrollaron los modernos sistemas de control estático de potencia reactiva.

Los condensadores sincrónicos presentan algunas desventajas:

- Son muy costosos.
- El mantenimiento de estas máquinas rotativas puede tener un costo elevado.
- La confiabilidad del suministro de potencia reactiva no es muy alta, debido a que pueden tener tasas de salida forzadas mucho más altas que los condensadores normales y, debido a su costo, no es factible tener unidades redundantes.

No obstante lo anterior, los condensadores sincrónicos tienen algunas ventajas que los hacen muy atractivos desde el punto de vista del control del voltaje:

- Posibilidad de sobrecargarlos por cortos períodos de tiempo, por encima de su potencia nominal.
- Son capaces de suministrar transitoriamente una potencia reactiva mayor, hasta dos veces su capacidad nominal durante contingencias. Esto los diferencia de todos los demás mecanismos de compensación que reducen su capacidad de generar reactivos durante una falla, debido a que la tensión se reduce.

En el programa a desarrollar se utilizará un generador operando como condensador sincrónico, el cual remplazará al SVC simulado en el sistema de potencia de la Costa Atlántica (capítulo-4). Éste entregará o consumirá reactivos al sistema moviendo su voltaje de referencia por encima o por debajo respectivamente, cuando las tensiones se encuentren fuera de los límites establecidos a causa de la contingencia simulada.

2.2.5 Compensadores estáticos, VARS (SVC'S)

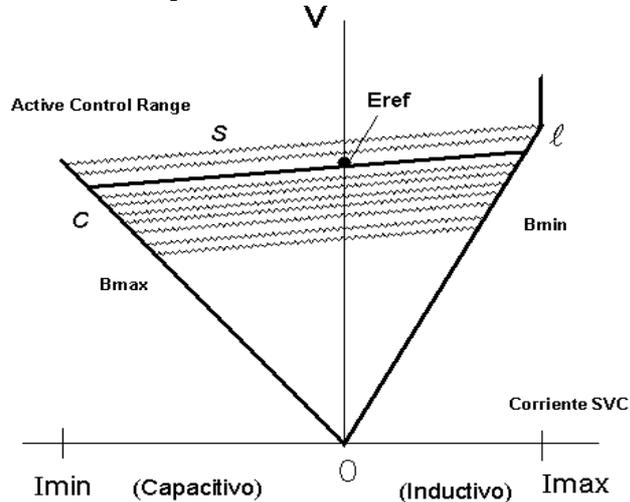
Un SVC (**Static Var Compensator**) es un dispositivo diseñado para producir y absorber potencia reactiva en cualquier momento. Para tal propósito es necesario que el SVC posea un reactor o arreglo de inductancias y un capacitor o bancos de condensadores, los cuales van a ser controlados por un arreglo de tiristores[2]. Existen muchas variedades de SVC y se diferencian únicamente en la localización del control de tiristores.

En la forma general, un SVC consiste en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor variable en paralelo. Cuando el reactor se desconecta totalmente, el sistema se comporta como un condensador. Si parte del reactor se conecta en paralelo absorbe parte de la potencia reactiva generada por el condensador, entonces, es posible variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos cuando todo el reactor es conectado. Es posible variar la corriente en el reactor mediante el uso de tiristores. Esto permite variar el voltaje aplicado al reactor. Mediante un sistema de control automático se regula el voltaje, inyectando una cantidad variable de potencia reactiva.

Los SVC's son, en la actualidad, más confiables que los condensadores sincrónicos y generalmente, requieren mucho menos mantenimiento que éstos. La componente que requiere mayor mantenimiento en un sistema de este tipo es el equipo de refrigeración y control de temperatura de las componentes electrónicas. Sin embargo, los SVC's no tienen capacidad de sobrecarga como el condensador sincrónico. Cuando el reactor está completamente desconectado del sistema, el dispositivo se comporta exactamente como un condensador en paralelo fijo. De manera que cuando el voltaje baja, la potencia reactiva proporcionada por el equipo se reduce. Esto ocurre precisamente cuando el sistema necesita más potencia para sortear una situación difícil. Los SVC's generalmente funcionan en forma automática y no permiten operación manual, excepto por la variación de los "**set points**" de voltaje. Un SVC tiene una característica voltaje-corriente como la que se muestra en la figura 1 [4]. Existe una región activa de control, como se muestra, en la cual se varía la potencia reactiva para regular el voltaje de acuerdo con una característica lineal de pendiente negativa para garantizar la estabilidad del sistema. El valor de la pendiente se puede seleccionar de acuerdo con el comportamiento de la carga y los requerimientos de regulación de tensión en el nodo.

El SVC puede suministrar niveles de potencia reactiva considerables mientras su punto de operación se mantenga en la región activa de control. Una vez alcanzado el límite de potencia reactiva el equipo se comporta como un condensador fijo.

Figura 1. Característica Voltaje-Corriente del SVC



Fuente: **The Brattle Group**-Propuesta para el manejo de potencia reactiva en Colombia ,19 de octubre de 2002.

El SVC es un dispositivo que ofrece la ventaja de permitir su utilización en la sincronización de las líneas de 500 kV durante las operaciones de energización de éstas al sistema de potencia.

Cuando un sistema depende mucho de los SVC's para mantener la estabilidad del voltaje, es posible encontrar dificultades si se llega al límite de potencia reactiva a causa de un aumento de la carga. Cuando se presenta esta situación, es posible que se presente un colapso de voltaje en forma muy rápida. De manera que la estabilidad del voltaje del sistema puede verse comprometida si se presentan contingencias que produzcan una situación del SVC fuera de control.

Esta compensación será simulada en uno de los sistemas a estudiar (capítulo-4 sistema de la Costa Atlántica) como un generador, ya que el programa a desarrollar no permite su simulación. Su función será aportar o consumir reactivos de acuerdo a los requerimientos del sistema por la simulación de la contingencia.

2.2.6 Transformadores con cambiadores de tomas bajo carga (LTC)

Un transformador con cambiadores de tomas bajo carga (**load tap changer**) tiene un dispositivo para cambiar la relación de transformación del transformador, mediante la conexión o desconexión de unas pocas espiras en uno de los devanados. Esta operación se puede realizar durante la operación normal, es decir bajo carga [4].

Los LTC no son una fuente de potencia reactiva, pero si permiten efectuar un cambio en la tensión del secundario (al lado de la carga). Sin embargo, para ello se necesita disponer de un suministro de potencia reactiva a través de las líneas que lo conectan al sistema de transmisión.

Los LTC se pueden usar en diferentes partes del sistema de potencia pero se deben tener en cuenta ciertas características, como las siguientes:

- Los LTC se usan en los sistemas de transmisión local y en sistemas de distribución. De esta manera, se logra un buen control de la tensión en las instalaciones de los clientes. Sin embargo, el aumento de tensión hace aumentar la carga y, cuando el sistema está debilitado, puede conducir a inestabilidad.
- Es posible controlar los LTC de manera que se mejore la estabilidad de la tensión en el sistema. Cuando el sistema está muy cargado, una de las acciones que no se puede tomar es mantener la tensión alta en los circuitos de distribución, pues de esa forma la carga se mantiene también alta. Las acciones dependen fuertemente de las características de la carga.

Los LTC de los sistemas a estudiar en el programa prototipo a desarrollar, serán los primeros en compensar al sistema debido a las tensiones bajas en los nodos de carga al ocurrir una contingencia. Los tap's cambiarán de a un paso (0.0125) por encima o por debajo de su valor nominal (capítulo-4).

2.2.7 Deslastre de carga por bajo voltaje

El deslastre de carga tiene por objeto restablecer las condiciones normales del sistema mediante la eyección de carga, cuando se está presentando un deterioro permanente y súbito de la tensión en los nodos del sistema, como indicio de un colapso parcial o total [4].

Para lograr tal objetivo, se mide tanto el nivel del voltaje como la velocidad con la cual cambia y de acuerdo con valores de referencia para estas variables, se desconectan bloques de demanda en tiempos de retardo previamente seleccionados y ajustados de acuerdo con las condiciones que se desea controlar. Cada bloque se desconecta en diferentes etapas, con diferentes tiempos de retardo, activados cuando las variables nivel de tensión y/o velocidad de variación alcanzan los niveles de referencia prefijados.

El tiempo de retardo debe ser corto (1 a 1.5 segundos) para prevenir paradas de los motores de inducción durante la fase final de inestabilidad de voltaje. Si la

mayoría de la carga es estática y altamente sensitiva al voltaje (calentamiento e iluminación), los tiempos de retardo pueden ser mayores.

Aunque este sistema de control puede evitar colapsos del sistema de potencia por estabilidad de tensión, su utilización se ha limitado por la interacción que se presenta con el sistema de regulación de frecuencia produciendo en algunos casos efectos contrarios a los deseados (como sobretensiones que surgen en el sistema cuando se implementa la eyección de carga). Por esta razón, se aplica en casos muy específicos y su ajuste se realiza en forma coordinada con el sistema de regulación de frecuencia, incluyendo en éste el sistema de eyección de carga por baja frecuencia.

El deslastre de carga por baja tensión es considerado complementario a la apertura de los reactores en paralelo, durante contingencias extremas que causan colapsos severos de voltaje. Así, el deslastre por baja tensión actúa como una clase de seguridad neta adicional, asegurando estabilidad del sistema durante condiciones de bajo voltaje.

La utilización de este tipo de respaldo permite la ampliación de las condiciones de operación del sistema. La operación en esas condiciones requiere de una garantía de que el sistema de deslastre será implantado y estará en operación. Por lo tanto, la aplicación es de obligatorio cumplimiento, de lo contrario se pone en peligro de colapso el sistema.

Esta compensación se utilizará en el programa a desarrollar únicamente cuando las tensiones estén por debajo del límite inferior establecido aún con el soporte de las compensaciones estáticas (tap's, bancos de reactores y condensadores, SVC). El sistema de compensación de deslastre de carga es bueno utilizarlo única y exclusivamente para evitar colapsos de tensión por tensiones bajas (es para prevenir apagones en las grandes Ciudades).

2.3 COORDINACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

En años recientes, ha aumentado la atención tendiente a mejorar la operación de los sistemas para reducir el consumo de combustible y mejorar la utilización de equipos existentes disminuyendo la compra de equipos nuevos. Un acercamiento dirigido a estas preocupaciones es el manejo de la potencia reactiva.

Normalmente, hay dos tipos básicos de flujos de potencia reactiva de preocupación en un sistema:

1. Potencia consumida por las cargas.
2. Potencia consumida por las redes.

Los componentes que absorben potencia reactiva son generadores y condensadores sincrónicos operados con el ángulo en adelanto, reactores en paralelo, líneas e inductancias del transformador, compensadores estáticos de potencia reactiva, y cargas. La potencia reactiva es generada por generadores y condensadores sincrónicos con el ángulo en atraso, compensadores estáticos, la capacitancia de las líneas y los conductores.

2.3.1 Manejo de la potencia reactiva

El manejo de la potencia reactiva puede ser definido como el control de voltajes generados, variando los TAP'S de los transformadores, las compensaciones, los capacitores en paralelo conmutables y bancos de reactores más la asignación de nuevos capacitores en paralelo y bancos de reactores en la manera que se logre mejorar las pérdidas en el sistema y/o control de voltaje. El manejo de la potencia reactiva en condiciones de estado estacionaria y dinámicas, puede ser subdividida dentro de las siguientes categorías:

1. Planeación de potencia reactiva.
2. Planeación en la operación de los sistemas.
3. Despacho y control de potencia reactiva .

Planeación de potencia reactiva está concentrada en la instalación o levantamiento de equipos de potencia reactiva en un sistema de potencia.

Planeación en la operación de los sistemas está concentrada en el mejoramiento de operaciones prácticas utilizando los equipos existentes de potencia reactiva.

Despacho y control de potencia reactiva determina la operación de los equipos actuales. El análisis está asociado a realizar implementaciones de segundos a horas.

El término Equipo se refiere al dispositivo de compensación de potencia reactiva, como también al monitoreo, control, y equipo referido de conmutación para acarrear las funciones de despacho.

Los equipos de compensación de potencia reactiva que pueden ser instalados, removidos, o controlados incluyen: capacitores en paralelo conmutables, reactores en paralelo, capacitores en serie, compensadores estáticos, condensadores sincrónicos, generadores, y los tap's de los transformadores. El equipo auxiliar

incluye: dispositivo de medida de potencia reactiva, relés, controladores automáticos, interruptores y equipos de comunicación.

En un sistema de potencia los nodos de voltajes controlados actúan como compensadores de potencia reactiva para suministrar los reactivos necesarios de acuerdo a las variaciones de la demanda, y así, mantener el voltaje especificado. También se tienen elementos pasivos que consumen o generan potencia reactiva en función del voltaje del punto donde se conectan. En cualquier situación la idea básica es la misma, la fuente variable de reactivos suministrará las necesidades de potencia reactiva en nodos cercanos, tratando de evitar el viaje de potencia reactiva desde puntos lejanos, logrando así cambios en la distribución de flujo de reactivos, en la generación de potencia reactiva en nodos de voltaje controlado, y como consecuencia en el perfil de voltaje del sistema. De lo anterior se permite extraer el efecto de un adecuado manejo de potencia reactiva, la cual trata en forma natural de evitar la inadecuada circulación de reactivos. Si en cada punto del sistema se logra el balance de potencia reactiva (se genera y se consume lo necesario), se tendrá un perfil plano de voltaje con pequeñas variaciones debidas a la caída por efecto de resistencia.

Los siguientes factores presentan una apreciación general del manejo de potencia reactiva en operaciones.

1. Seguridad.
2. Económico.

Un sistema de potencia es seguro si éste es capaz de sufrir una perturbación sin violar ninguna de sus cargas y límites de operación. En la práctica, el grado de seguridad que puede ser planeado dentro de un sistema de potencia está limitado por condiciones económicas. El planeamiento y las operaciones del manejo de potencia reactiva puede reforzar la economía y la seguridad del sistema de potencia.

Para disponer la operación de unos medios adecuados de control de la potencia reactiva, tanto en la localización como en dimensionamiento, se hace necesaria la planeación de dichos elementos con suficiente anticipación. Estos estudios deben estar coordinados con los de expansión de líneas y subestaciones.

El objetivo de la planeación de la compensación reactiva consiste en determinar, para diferentes escenarios futuros de funcionamiento del sistema, la expansión óptima de fuentes de potencia reactiva, que permita controlar las tensiones logrando una operación económica y segura.

Las opciones disponibles, tanto en el planeamiento como en la operación, para disminuir los problemas de tensiones debido a desbalances de potencia reactiva son:

- Reducir los límites de transferencias.
- Asignar generaciones mínimas de seguridad.
- Adicionar compensación serie o paralelo.
- Adicionar o utilizar las tomas de los transformadores con cambiadores automáticos bajo carga.
- Operar con tensiones más altas.
- Desconexión de carga por bajas tensiones. (Deslastre de Carga)
- Instalar generadores con factores de potencia bajos ó reducir la generación de potencia activa para generar más potencia reactiva.
- Instalar compensación estática controlada por tiristores.
- Utilizar la capacidad de sobrecarga reactiva de los generadores

2.3.2 Despacho de potencia reactiva

La utilización coordinada de los recursos de potencia reactiva para el control del voltaje en la operación de un sistema eléctrico de potencia se conoce como Despacho de Potencia Reactiva (DPR) [7].

El despacho de potencia reactiva presenta grandes beneficios en la operación de Sistemas Eléctricos, los que se pueden clasificar dentro de los aspectos de seguridad y economía. El DPR requiere una metodología de optimización para una aplicación sistemática, por lo cual la realización de este trabajo aportará algunos parámetros para flexibilizar su utilización en la operación de sistemas.

Por otro lado, en los sistemas eléctricos longitudinales las contingencias de reactivos están íntimamente relacionadas con el comportamiento dinámico, hecho que complica más el tratamiento del problema. Sin embargo, la comprensión clara de los conceptos involucrados ayuda al personal de operación a un uso más eficiente de las fuentes de reactivos.

La herramienta que se utilice para optimizar el manejo de la potencia reactiva debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La operación del sistema y sus restricciones.
- Los costos de inversión, pérdidas y combustibles.

En general, el manejo de potencia reactiva ha sufrido debido a la falta de lo siguiente:

1. Conocimiento y entendimiento por la industria.
2. Disponibilidad de un programa de computación.
3. Incentivos económicos.

Más atención se está dando ahora para el manejo de potencia reactiva por las exigencias en la calidad y confiabilidad de prestación de servicio, la minimización de las pérdidas, los altos costos de combustibles y los impedimentos regulatorios para la instalación de nuevos equipos.

2.3.3 Margen de potencia reactiva

Uno de los aspectos importantes a considerar cuando se realizan cambios en los voltajes de las fuentes de reactivos, es la reserva de potencia reactiva disponible en cada nodo controlado [7].

Aquí lo importante es tener siempre disponible potencia reactiva para contrarrestar los cambios normales de la carga o cambios en el sistema de transmisión ocasionados por contingencias. Si como resultado de las acciones de control, tratando de mejorar el perfil de voltaje, se reduce la reserva de reactivos en una zona, se corre el riesgo de perder el control de voltaje en esa parte del sistema al no disponer del soporte reactivo necesario ante posibles cambios.

La potencia reactiva se debe tener disponible lo más cerca (eléctricamente) posible de la demanda, de esta forma el concepto de reserva sólo tiene significado en forma local. En el caso de una reserva de reactivos remota se tendrá la circulación de potencia reactiva en grandes distancias y en consecuencia la degradación del perfil de voltaje y aumento de pérdidas.

2.3.4 Margen de reserva reactiva

De los diferentes elementos que se utilizan para el control de voltaje, los generadores y los compensadores estáticos de var's tienen una característica dinámica que resulta atractiva ante condiciones anormales. De esta manera es

deseable que en condiciones normales de operación estos elementos tengan un margen de reserva de potencia reactiva que pueda ser utilizado en contingencias.

Es recomendable, en el tema de los compensadores estáticos de var's, que en la etapa de planificación se considere un margen de potencia reactiva por encima del que se utilizará en condiciones normales. Esto es importante sobre todo si se tiene en cuenta que éstos que se encuentran localizados en sistemas de transmisión, son los que pueden hacer la diferencia para evitar un problema de estabilidad en el sistema eléctrico de potencia durante una contingencia [7].

2.4 ESTADOS DEL SISTEMA

Se establecen estados de operación para el sistema junto a procedimientos para la operación del sistema, para definir y efectuar las maniobras de control necesarias, para la transición del sistema entre estados. Los diferentes estados se pueden definir de la siguiente manera:

- **Estado normal** : Situación en la que todas las variables de control que caracterizan el estado del sistema se encuentra dentro de los márgenes de funcionamiento normal establecidos y se cumplen los criterios de seguridad ante contingencia establecidas.
- **Estados de alerta** : Situación correspondiente al caso en que, aún siendo adecuados los valores de las variables del sistema, no se cumplen los criterios de seguridad frente a contingencias.
- **Estado de emergencia** : Situación en la que una o más variables del sistema presenta valores fuera de los márgenes de funcionamiento normal. Se incluyen en este estado aquellos casos en los que se registra alguna interrupción del suministro eléctrico de carácter local. En ésta condición el maximizar la reserva de potencia reactiva deja de ser prioritario.
- **Estado recuperativo** : Situación caracterizada por la pérdida de suministro de energía en una zona eléctrica o en la totalidad del sistema eléctrico, y en la que el principal objetivo es la reposición ordenada, segura y rápida del servicio.
- **Estado extremo** : El sistema se encuentra dividido en islas, pudiéndose perder el sistema en su totalidad si no se toman medidas de control extremas.

Los estados anteriormente definidos son tomados en cuenta para dar cumplimiento al criterio de seguridad del sistema, aspecto relacionado con la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia o a un conjunto de éstas (tanto en estado transitorio como en estado estacionario). Así la

seguridad existente en el suministro energético vendrá dada por el tipo de respuesta que tenga el sistema.

Para efectuar un control y una adecuada respuesta al estado en el cual se encuentra el sistema, se definen los siguientes parámetros: frecuencia, tensiones en los nodos de la red y los niveles de carga en los diferentes elementos del sistema de transmisión.

3.DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA PARA EL MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA REACTIVA

Para el diseño y realización del siguiente programa se utilizan las características de las compensaciones y manejo de la potencia reactiva descritas en el capítulo anterior, las cuales son el soporte para el desarrollo de la metodología empleada.

3.1 CONSIDERACIONES

El presente Trabajo de Grado está dirigido al estudio del manejo de la compensación reactiva en los sistemas eléctricos mediante un programa computacional que permite lograr una adecuada reserva dinámica⁹ de potencia reactiva utilizando las diferentes compensaciones enunciadas anteriormente. Se diseñó el programa a partir de la herramienta computacional MatPower (versión 2.0) de Matlab (versión 5.3) de m-archivos en formato estándar que contiene la información de las variables bus, generador, líneas y transformadores en matrices, para solucionar problemas de flujos de potencia, desarrollado como una herramienta de simulación para investigadores y educadores [15].

Debido a la complejidad y a la falta de datos no se tomó todo el Sistema Interconectado Nacional, sino una parte del STN buscando simplicidad en el modelamiento y agilidad en el análisis de los resultados. Por lo tanto basamos nuestro estudio en la zona operativa de la Costa del STN, de la cual se toman dos sistemas para realizar la simulación: el sistema de trece nodos de la Guajira, Cesar y Magdalena a 220 kV, y todo el sistema de 28 nodos de la Costa Atlántica a 220 y 500 kV. Para cada uno de los sistemas se realiza una ventana principal ejecutable. A partir del caso base (sistema de trece nodos) se realiza la Ventana de la Costa con las mismas opciones, haciendo las modificaciones sobre el código del programa de éste.

3.2 FLUJO DE POTENCIA

El flujo de potencia del sistema es un punto básico en este trabajo dado que se busca optimizar los resultados obtenidos en este, tales como las pérdidas en el sistema, la generación de reactivos, la violación de los voltajes en los nodos en condiciones anormales de operación, y la reserva de potencia reactiva.

⁹ La reserva reactiva dinámica total es el resultado de la suma de la máxima potencia reactiva que pueden entregar los generadores, menos los reactivos totales que se están generando.

Se genera el caso en un archivo *.m con el formato de Matpower, el cual debe contener los datos de bus, generadores, líneas y transformadores. Esta herramienta escribe los resultados en otro archivo *.m donde se pueden encontrar las variables de restricción del problema.

Dentro del formato de barras (bus) los datos que más nos interesan para la optimización son: el tipo de barra, las potencias P y Q demandadas, la magnitud del voltaje, el ángulo, el máximo y mínimo voltaje de cada barra, los bancos de condensadores y reactores en paralelo. Del formato de generación se requieren el voltaje de generación, las potencias P y Q generadas máximas y mínimas de salida y el estado (funcionando o fuera de servicio). En el formato de las líneas se necesitan la ubicación de los tap's de los transformadores y si se encuentra en funcionamiento o no.

3.3 LAS NORMAS DE OPERACIÓN A UTILIZAR.

Las normas de operación establecen restricciones destinadas a garantizar la calidad, seguridad y economía del servicio.

En la operación de los sistemas en estudio nos atenderemos al siguiente conjunto de normas realizadas por los autores y el asesor del trabajo:

1. Se establecen límites de tensiones mínimas y máximas para cada nodo.
2. La operación de generadores respetará las restricciones de máxima y mínima potencias P y Q de salida.
3. Las compensaciones estarán desconectadas en estado normal. Para su operación se tendrá en cuenta que si los nodos están violando el límite superior entrará a operar los bancos de reactores y si la violación es por límite inferior entrarán los bancos de condensadores de menor a mayor MVAR con unas posibles combinaciones dependiendo de su cercanía al nodo de violación.
4. Para el caso de sistema de 500 kV si hay una violación de tensión por debajo del límite inferior, se incrementará el voltaje de referencia del generador simulado como el SVC de Chinú en una 0.01 por encima de su valor inicial.
5. Los tipos de contingencias a analizar en el sistema son: Salida de línea, Eyección de Carga, Salida de Generación.

6. El porcentaje de paso de los tap's de los transformadores es de 1.25 % por encima o debajo de su valor inicial.
7. Se llegará a la solución si al simular las contingencias, la reserva reactiva dinámica total ⁹ del sistema está dentro de un valor aceptable $\pm 54\%$ de la reserva inicial del sistema en condición normal de operación y los voltajes se encuentran entre los límites establecidos.
8. Ante los casos que presentan violaciones a las normas establecidas, se optará por un orden de operaciones para devolverlos a los parámetros tolerados en los numerales 1,2 y 6 como son:
 - Primero, se opera los tap's de los transformadores.
 - Segundo, se conectan las compensaciones estáticas.
 - Tercero, se realiza deslastre de carga por baja tensión.
9. Al operar los tap's de los transformadores para corregir los voltajes por la contingencia, se tendrá en cuenta que en el nodo de alta del transformador la tensión no podrá ser menor que el nodo de baja en p.u, criterio usado para evitar un colapso de tensión.
10. Para realizar el deslastre de carga por la perturbación, se deberá conseguir por lo menos el nivel mínimo tensión.
11. Para el cambio de paso de los tap's de los transformadores se define como nodo de origen el lado de alta tensión y nodo de destino el lado de baja tensión.^Ψ

3.4 ALGORITMO

El siguiente algoritmo se ha planteado de tal forma que identifique durante la simulación de una contingencia si los perfiles de tensión se encuentran por fuera de los límites predeterminados y con los mecanismos del manejo de los taps de los transformadores, las compensaciones estáticas y el deslastre de carga se llegue a la solución, que consiste en mantener el perfil de tensión dentro de los parámetros establecidos y una aceptable reserva de potencia reactiva en los

⁹ La reserva reactiva dinámica total es el resultado de la suma de la máxima potencia reactiva que pueden entregar los generadores, menos los reactivos totales que se están generando.

^Ψ Exceptuando los cuatro transformadores de la Subestación de San Carlos de 220/500 kV simulados en este Trabajo de Grado, en el caso de la Costa Atlántica.

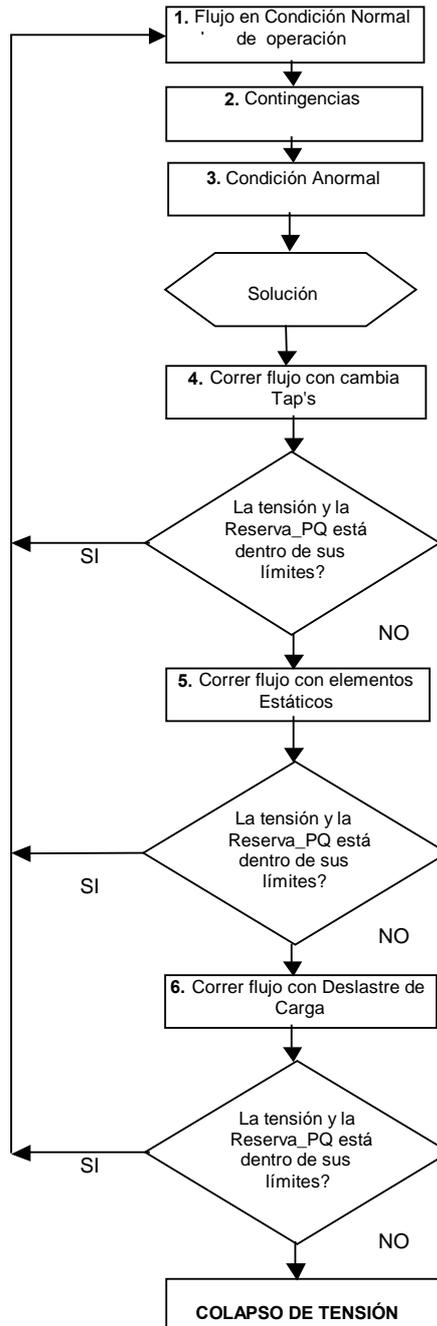
generadores. Con el fin de fortalecer el sistema para enfrentar una segunda contingencia.

El algoritmo de solución se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Realizar un flujo de potencia en condiciones normales de operación en estado estacionario. De éste se determina la generación de reactivos y la tensión en las barras del sistema, también se obtiene la reserva de potencia reactiva de los generadores (capacitiva e inductiva) con la que se cuenta en el sistema para enfrentar alguna eventualidad.
2. Determinar los límites de tensión permitidos en los diferentes nodos del sistema.
3. Realizar flujo de potencia del caso con una contingencia (salida de línea, salida de carga y disparo de generación).
4. Establecer una comparación de los datos obtenidos (voltajes en los nodos, reserva y potencia reactiva generada) con los valores permitidos en el numeral 2.
5. Seleccionar los nodos que violen los límites de voltaje permitidos. Si no se presenta ninguna violación de tensión la simulación debe parar.
6. Correr flujo de potencia con la variación de los tap's de los transformadores. Si los voltajes y la reserva están dentro de los límites permitidos la simulación debe parar.
7. Correr flujo de potencia con las compensaciones estáticas (bancos de capacitores y/o reactores, y SVC's). Si los voltajes y la reserva están dentro de los límites permitidos la simulación debe parar.
8. Correr flujo de potencia con deslastre de carga. Si los voltajes y la reserva están dentro de los límites permitidos la simulación debe parar.
9. Si en ninguno de los numerales 6,7 y 8 los voltajes y la reserva de la potencia reactiva están dentro de los valores permitidos el sistema podría entrar a un colapso de tensión.

La figura 2. presenta la metodología empleada (algoritmo de solución) por los autores y el asesor del trabajo para simular las contingencias y sus posibles soluciones mediante el programa a desarrollar.

Figura 2. Diagrama de flujo del Algoritmo de solución.



3.5 DESARROLLO DEL PROGRAMA.

En el presente trabajo se ha implementado un programa computacional interactivo y gráfico el cual tiene las facultades de editar diagramas unifilares de sistemas de potencia, efectuar cálculos de flujos de potencia y manejo de la potencia reactiva durante alguna contingencia simulada en el sistema, aprovechando las facilidades que brinda el entorno de Matlab.

El programa desarrollado llamado “Manejo de la Reserva de Potencia Reactiva en Condiciones Anormales de Operación” presenta un conjunto de técnicas en búsqueda de la aplicación general que simula los mecanismos del manejo de los tap's de los transformadores, las compensaciones estáticas (SVC, capacitores y reactores en paralelo) y el manejo de deslastre de carga.

Variables de Control

Las variables de control consideradas en el presente trabajo son las taps de transformadores, los bancos de condensadores / reactores, el SVC (simulado como un generador) y el deslastre de carga. Un sistema de potencia puede ser representado por un vector de valores que contienen la información de estas variables de control, donde éstas variables son discretas y tienen rangos máximos y mínimos para cada una de ellas.

3.5.1 Descripción Subrutinas.

Las siguientes subrutinas fueron creadas por los autores del presente Trabajo de Grado en el lenguaje de programación de Matlab para la ejecución del programa con base en el algoritmo propuesto.

- **gcm.m** Función donde se crea la ventana principal ejecutable (figura 3) con los títulos, textos, botones y diagrama unifilar del caso a estudiar con los resultados del flujo de potencia como las tensiones, potencias activa y reactiva, la reserva dinámica de reactivos total del sistema y las gráficas de las tensiones de cada nodo con las diferentes contingencias y soluciones aplicables. Esta función llama a las siguientes funciones `miinicio.m`, `guarde.m`, `misolucion.m`, `grafique.m`, `onclick.m`, `casemio.m` y `actualiza.m` para su debido funcionamiento. En este archivo además se puede modificar la presentación y el diseño de la ventana principal (Anexo A Pág.96).
- **casemio.m** Archivo en formato estándar de Matpower que contiene la información de las variables bus, generador, líneas y transformadores en

matrices con una base de MVA. Cada fila de la matriz corresponde a un solo bus, generador, línea o transformador respectivamente (Anexo A y Anexo D).

- **actualiza.m** Función que actualiza todos los datos para cada cambio que se realice en la ventana principal ejecutable sobre el archivo del caso que se esté analizando en la pantalla y procede a correr el flujo de potencia con los nuevos datos. Si los nuevos datos de voltaje y reserva violan los límites permitidos estos se tornan de color rojo (Anexo A Pág.104).
- **grafique.m** Esta función permite graficar los valores obtenidos de los voltajes en cada nodo con respecto a los diferentes números de pasos ejecutados sobre la ventana principal, haciendo clic en el bus que se desee observar los cambios; siempre y cuando se haya activado primero el botón de selección “guardar comportamiento” que activa el archivo guarde.m (Anexo A Pág.106).
- **guarde.m** retiene los datos sacados de cada comportamiento simulado en la pantalla creando una caja o archivo de matrices. Este a su vez despliega una ventana con el enunciado “Despliega la gráfica del comportamiento haciendo clic sobre el bus” (Anexo A Pág.106).
- **Lim_voltaje.m** Archivo en el cual se crea la matriz n-filas y 3 columnas con la información del límite inferior y superior del voltaje en por unidad de los nodos, Columna 1 es el número del bus, columna 2 límite inferior y columna 3 límite superior. Esta función es la base para determinar la violación de los voltajes en los nodos durante cada simulación que se realice (Anexo A Pág.107).
- **miinicio.m** Subrutina que responde al llamado de la ventana principal ejecutando el botón de “CASO INICIAL” (Sección 3.6.1) tomando la orden de volver todos los últimos cambios ó arreglos realizados en la pantalla a cero, incluyendo el archivo creado en la Subrutina guarde.m y procede a correr el flujo de potencia con los datos iniciales del caso estudiado (Anexo A Pág.108).
- **onclick.m** subrutina que cumple el oficio de cambiar de color de azul a rojo y el tipo de línea haciendo clic en los elementos que se desean excluir del sistema para el estudio de la contingencia simulada (Anexo A Pág.109).
- **misolucion.m** Es la principal función en la realización del programa ya que nos permite entrar a la solución del sistema al encontrar que durante alguna eventualidad los voltajes y la reserva de potencia reactiva están violando los límites establecidos.

Al pulsar el botón de la ventana principal “SOLUCIÓN” esta subrutina responde al llamado y despliega una ventana con los métodos de solución Tap, compensación estática y deslastre de carga (figura 4). La metodología consiste, en que al activar el botón de tap, el encuentra los nodos con los voltajes violados y si estos están situados en el lado de destino^ψ de los transformadores le suma o le resta 0.0125 al dato del tap, dependiendo si está violando el límite superior o inferior respectivamente, respetando el numeral 9 de la norma de operación.³

Si no se llega a la solución con el procedimiento del tap se procede a hacer clic en “SOLUCIÓN” en el botón de la compensación estática el cual operará introduciendo los bancos de condensadores o reactores en los nodos a que pertenezcan (para este caso nodos de Fundación y Cuestecitas), realizando unas posibles combinaciones de éstos, hasta encontrar la solución óptima.

Si aún existen violaciones por último se procederá a pulsar en “SOLUCIÓN” en el botón deslastre de carga. El cual decide por deslastrear la carga en los nodos que la contenga y estén violando el voltaje por el límite inferior (Anexo A).

Las decisiones tomadas por el programa se llevan a una matriz llamada arreglos la cual la tendrá en cuenta el archivo actualizar.m para realizar de nuevo el flujo de potencia con los arreglos adoptados.

- **preactualiza.m** Función que supervisa los resultados dados después de correr el flujo con la orden del archivo actualiza.m, si los resultados están violando los criterios definidos (sección 3.3 Normas de operación) retorna al flujo anterior sin tener en cuenta los arreglos realizados en actualiza.m (Anexo A Pág.112).
- **minewtonpf.m** Archivo estándar del paquete de MatPower modificado por los autores de este Trabajo de Grado para aplicación del programa al archivo descrito. La función minewtonpf realiza las iteraciones con el método de Newton Raphson y muestra en la pantalla de Matlab si hay convergencia o no al correr el flujo de carga y el número de iteraciones realizadas (Anexo A Pág.113).
- **miprintpf.m** Función estándar de MatPower adoptado por los autores para el programa, imprime el cuadro de resumen de resultados en la pantalla de Matlab (figura 7) con los datos obtenidos al correr el flujo de potencia como lo son

^ψ Para el cambio de paso de los Tap's de los transformadores se define como nodo de origen el lado de alta tensión y nodo de destino el lado de baja tensión

³ Al operar los Tap's de los transformadores para corregir los voltajes por la contingencia, se tendrá en cuenta que el nodo de alta del transformador la tensión no podrá ser menor que el nodo del lado de baja en p.u

tensiones, ángulos, potencia activa y reactiva, números de elementos y equipos que componen el sistema de potencia analizado, entre otros (Anexo-A Pág116).

- **mirunpf.m** Subrutina del paquete de MatPower adoptado por los autores. Función que corre el flujo de potencia aplicando el algoritmo adoptado por MatPower (Anexo A Pág.127).

3.6 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.

Para correr la ventana principal ejecutable con los resultados del flujo de carga en el diagrama unifilar del caso de 13 nodos (presentado en el capítulo-4) de la zona operativa Guajira-Cesar-Magdalena (figura 3) y las diferentes opciones, se digita en la pantalla de Matlab:

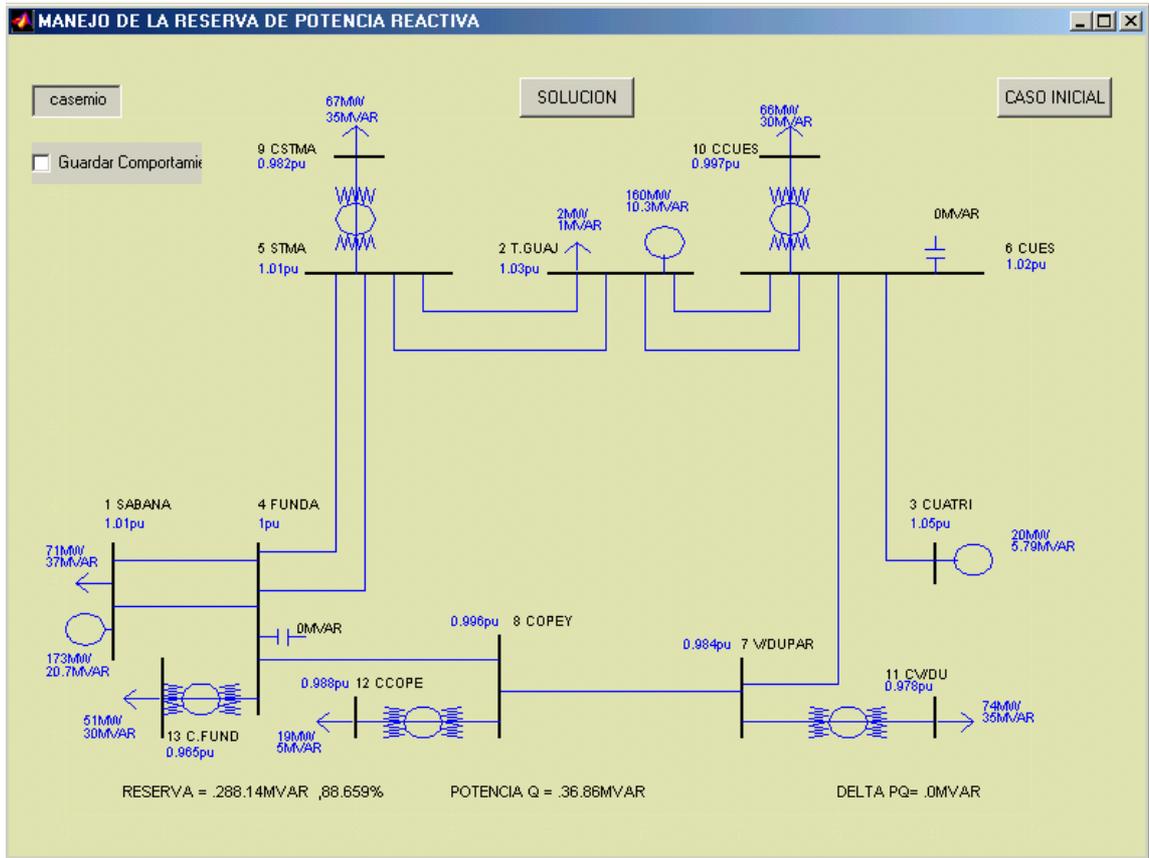
» gcm

Esta ventana llama la función de casemio.m en el cual se encuentra los datos iniciales (capítulo 4) en el formato estándar de Matpower del sistema de potencia analizado (buses, generadores, líneas, cargas y transformadores).

El archivo gcm.m permite construir paso a paso el diagrama unifilar del sistema y los botones mostrados en la ventana (Anexos A).

En esta pantalla se ejecutan las órdenes necesarias para analizar la simulación de una contingencia deseada haciendo clic sobre la línea, carga o generador que se desee omitir (en el caso de desear analizar una contingencia sobre el generador de compensación, se debe cambiar el generador de compensación). Al realizar la simulación los valores de los voltajes y la reserva de potencia cambiarán y se visualizarán de color rojo si se violan los límites permitidos.

Figura 3. Ventana principal ejecutable para el análisis del manejo de la reserva de potencia reactiva, aplicable al casemio*m.



3.6.1 Botón Caso Inicial. Al pulsar sobre este icono o botón, se muestran los resultados del flujo de potencia en condición normal de operación del caso, las tensiones, la potencia reactiva generada y la reserva de las plantas generadoras del sistema en sus condiciones iniciales.

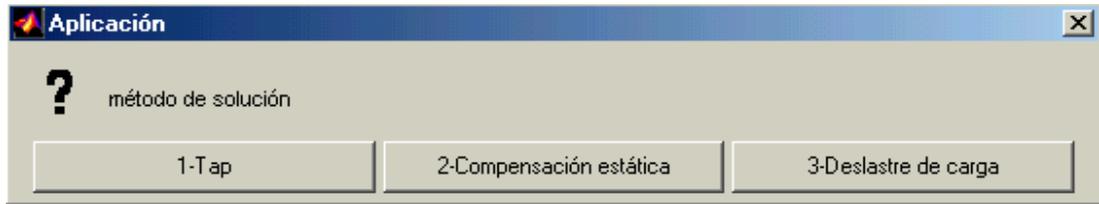


3.6.2 Botón Solución. Al hacer pulsar sobre este botón, despliega una ventana que dice Método de Solución, además de esta información se muestran 3 botones

con las tres posibles soluciones a la contingencia simulada (1-tap, 2-Compensación estática y 3-Deslastre de carga)^Ψ (figura 4).



Figura 4. Ventana ejecutable, muestra los métodos de solución.



3.6.3 Botón Texto Editable. Esta caja de texto editable es para editar el texto del caso que se vaya analizar (para este caso es el archivo casemio.m). Al escribir el nombre del caso, el cual ha sido creado en un archivo.m este captura el nombre para que el programa corra automáticamente el caso.



Claro está que este programa se limita a correr un caso con el mismo diagrama unifilar cambiando solamente las condiciones iniciales de operación del sistema.

3.6.4 Guardar Comportamiento. Al hacer clic en este botón de selección, muestra el símbolo de aceptación. A partir del instante que se active, comienza a guardar todos los pasos que se realicen en el análisis del caso.



Desde la aceptación de guardar el comportamiento se despliega una ventana con un aviso.(figura 5)

Figura 5. Ventana que despliega una información.



^Ψ De acuerdo a la metodología desarrollada por los autores, se sigue el siguiente orden para dar solución a la contingencia simulada en el caso. Primero la solución con tap, segundo con la compensación estática y tercero el deslastre de carga.

Luego se despliegan las gráficas de las tensiones de cada nodo al pulsar sobre el nodo que se desee observar.(figura 6)

Los resultados del flujo se presentan en la pantalla de Matlab para cada análisis que se realice en el caso. (figura 7)

Figura 6. Ventana ejecutable que despliega la gráfica del nodo en observación.

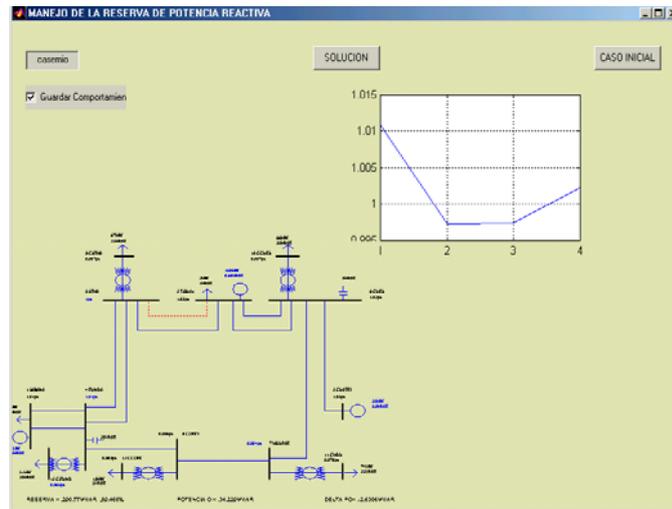
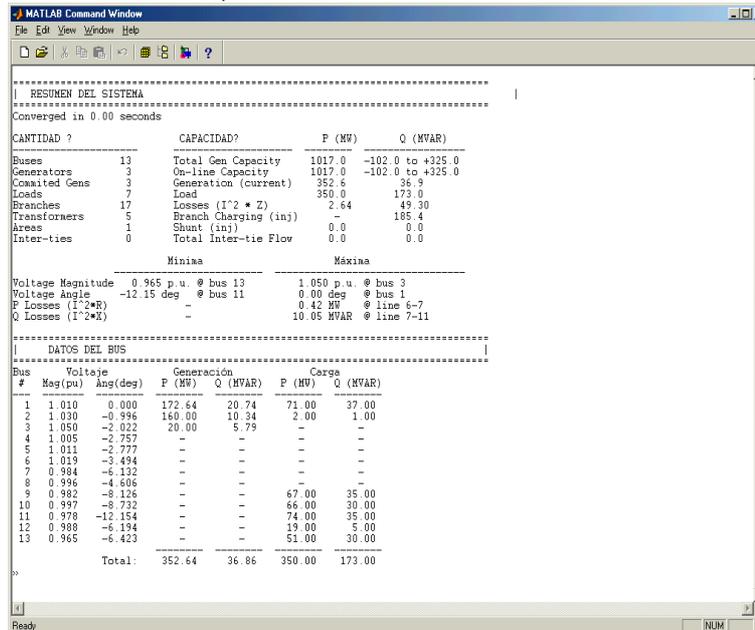


Figura 7. Pantalla de Matlab, mostrando los resultados del análisis.

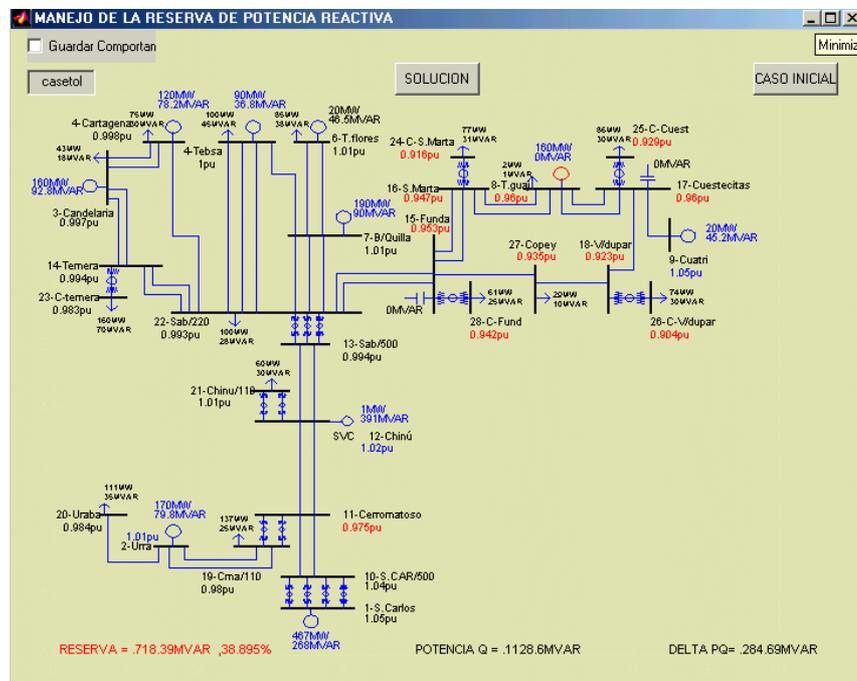


3.6.5 Descripción Ventana Principal Zona Costa Atlántica. La figura 8, presenta gráficamente la ventana principal ejecutable con el diagrama unifilar del caso de 28 nodos de la zona operativa Costa Atlántica con las diferentes opciones y resultados del flujo de carga. Para la realización de esta ventana se realizaron adaptaciones en las subrutinas (código del programa) de la zona G.C.M (Ver Anexo A).

Se efectuaron cambios al diagrama unifilar, con los datos iniciales (capítulo-4) del sistema. Las subrutinas modificadas se enuncian a continuación.

Antes	Modificaciones realizadas
gcm*m	costa*m
actualiza*m	ct_actualiza*m
Miinicio*m	ct_inicio*m
Lim_voltaje*m	ct_Lim_voltaje*m
misolucion*m	ct_solución*m

Figura 8. Ventana principal ejecutable para el análisis del manejo de la reserva de potencia reactiva, aplicable al casetol*m.



4. FLUJOS Y RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA G.C.M.

Se llama Caso Base al estudio de flujos de potencia para un sistema que trabaja bajo condiciones estacionaria o proyectadas como normales. Los resultados del caso base constituyen un medio para la comparación de los cambios en los flujos de la red y de los voltajes bajo condiciones anormales o de contingencia.

Para los propósitos de este trabajo de grado el caso base a analizar es el sistema de potencia de 13 nodos de la zona operativa de Guajira, Cesar y Magdalena (GCM) del Sistema de Transmisión Nacional (STN) que se muestra en la figura 9.

En las Tablas del Anexo D se encuentra toda la información de los Parámetros de las Líneas de transmisión y compensaciones suministrada por la UPME [5].

El sistema contiene 3 nodos de generación (Termoguajira), (Cuatricentenario) y (Sabanalarga), 6 cargas, 12 líneas, y 5 transformadores. El nodo flotante es Sabanalarga a 220 kV. Las tablas 1,2,3, y las tablas del anexo D muestran los datos iniciales y los límites de los voltajes para cada nodo del sistema.

En el nodo de Fundación se encuentran tres bancos de condensadores fijos cuyos valores son dos de 20 y uno de 40 MVAR y en Cuestecitas se encuentran un reactor de 20 MVAR y un banco de condensadores fijo de 41 MVAR. Estas compensaciones se encuentran desconectadas en estado normal de operación (Ver figura 9).

La máxima potencia reactiva total que pueden entregar las plantas generadoras es +325 MVAR capacitivos y la mínima es -102 MVAR inductivos.

El procedimiento para el cálculo de la reserva de potencia reactiva total de las plantas generadoras realizado por el programa es el siguiente:

R_g =Reserva de potencia reactiva total de las plantas generadoras.

P_{Qg} =Potencia reactiva total generada.

R_{mg}= Máxima potencia reactiva total que pueden entregar las plantas generadoras (325MVAR capacitivos, - 102MVAR inductivos).

$$\mathbf{R_g = R_{mg} - P_{Qg}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Figura 9. Diagrama unifilar caso base

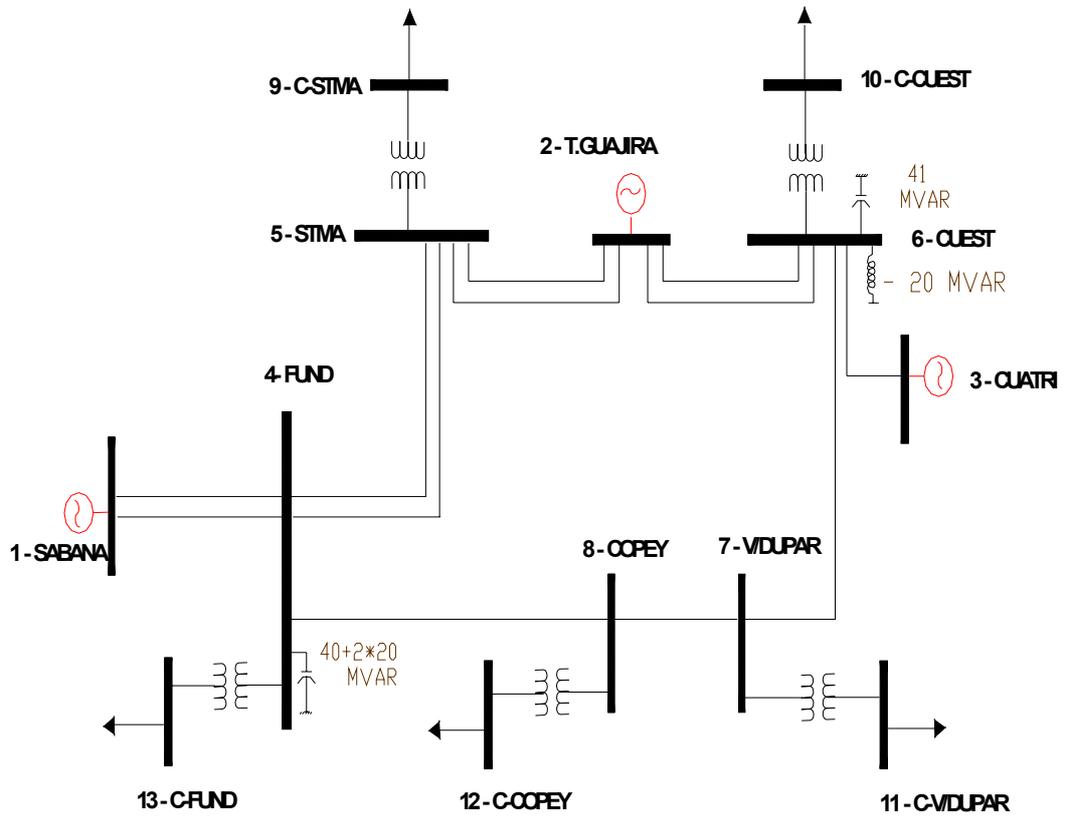


Tabla.1 Condiciones iniciales del sistema de potencia

Nodo		Nod o Tipo	Pgen [MW]	Qgen [MVAR]	Pcarga [MW]	Qcarga [MVAR]	V [p.u]	Ang. [grados]
#	Nombre							
1	Sabana	SLK	0.0	0.0	71	37	1.01	0
2	TermoGuajira	PV	160	-	-	-	1.03	0
3	Cuatricentenario	PV	20	-	2.0	1.0	1.05	0
4	Fundación	PQ	-	-	-	-	1.0	0
5	SantaMarta	PQ	-	-	-	-	1.0	0
6	Cuestecitas	PQ	-	-	-	-	1.0	0
7	Valledupar	PQ	-	-	-	-	1.0	0
8	Copey	PQ	-	-	-	-	1.0	0
9	Carga-SantaMarta	PQ	-	-	67	35	1.0	0
10	Carga-Cuestecitas	PQ	-	-	66	30	1.0	0
11	Carga-Valledupar	PQ	-	-	74	35	1.0	0
12	Carga-Copey	PQ	-	-	19	5	1.0	0
13	Carga-Fundación	PQ	-	-	51	30	1.0	0
POTENCIA BASE 100 MVA								

Tabla 2. Datos de Capacitores y Reactores

Ubicación		Capacidad		Voltaje de conexión [kV]
S/E	Tipo	MVAR - Q	MVAR + Q	
Cuestecitas	B1		41	220
Cuestecitas	S1	20		220
Fundación	B2		40	220
Fundación	B3		20	220
Fundación	B4		20	220

(La letra B representa el banco de condensadores, la S representa el banco de reactores y el # representa el número del banco).

Tabla 3. Datos de transformadores caso base (zona G.C.M)

Trafo	Nodo A	Nodo B	Tap	Resistencia [Ω]	Reactancia [Ω]	Vnominal [kV]		Potencia [MVA]
						Nodo A	Nodo B	
1	STMA	C-STMA	0,975	0.0000	0.1416	220	110	200
2	CUES	C-CUES	0.975	0.0000	0.1441	220	110	200
3	V/DUP	C-V/DUP	0.950	0.0000	0.1436	220	110	200
4	COPE	C-COPE	1.000	0.0000	0.1436	220	110	200
5	FUND	C-FUND	1.000	0.0000	0.1215	220	110	200

La tabla 4 presenta los límites de tensión para cada nodo. Según la CREG los límites de tensión permitidos para 220 kV es $\pm 10 \%$ (para efecto de este trabajo no se tiene en cuenta este valor)*. Los siguientes límites son propuestos por los autores para observar el comportamiento del sistema a estudiar ante la simulación de una contingencia.

Tabla 4. Límites de voltajes permitidos.

# de Nodo	Nombre	Voltaje Mínimo [p.u.]	Voltaje Máximo [p.u.]
1	Sabanalarga	1.0	1.05
2	TermoGuajira	1.0	1.05
3	Cuatricentenario	1.0	1.06
4	Fundación	0.98	1.02
5	SantaMarta	0.98	1.02
6	Cuestecitas	0.99	1.03
7	Valledupar	0.98	1.02
8	Copey	0.98	1.02
9	Carga-SantaMarta	0.98	1.02
10	Carga-Cuestecitas	0.98	1.02
11	Carga-Valledupar	0.96	1.00
12	Carga-Copey	0.97	1.01
13	Carga-Fundación	0.95	1.00

Fuente: Cálculos realizados por los autores.

Se realiza el flujo de potencia en estado estacionario en condiciones normales y se registran los valores del flujo como son los voltajes en todos los nodos,

* Al no implementar todo el STN la simulación de una contingencia no altera los nodos como para sobrepasar el límite permitido por la CREG. Por esta razón los autores predeterminan los límites permitidos para efecto de poder observar el cambio en la tensión en los nodos a causa de una contingencia simulada.

ángulos, potencia activa y reactiva demandada , la potencia entregada por cada generador y las pérdidas registradas en el sistema (ver tablas 5 y 6).

Tabla 5. Resultados flujo de carga caso base

Nodo	Nombre	V [p.u]	Ang. [°]	Generación		Carga		Flujo de las líneas		
				MW	MVAR	MW	MVAR	Al Nodo	MW	MVAR
1	Sabana	1.010	0.00	172.64	20.74	71.00	37.00	4	48.53	-7.78
								4	53.11	-8.49
2	TermoGuajira	1.030	-0.996	160.00	10.34	2.00	1.00	5	34.29	7.19
								5	34.29	7.19
								6	44.71	-2.52
								6	44.71	-2.52
3	Cuatricentenario	1.050	-2.022	20.00	5.79			6	20.00	5.79
4	Fundación	1.005	-2.757					5	-0.59	-13.54
								5	-0.59	-13.54
								8	51.11	1.80
								13	51.00	34.57
5	SantaMarta	1.011	-2.777					9	67.00	43.39
6	Cuestecitas	1.019	-3.494					7	42.71	15.86
								10	66.00	37.62
7	Valledupar	0.984	-6.132					8	-31.70	-14.92
								11	74.00	45.05
8	Copey	0.996	-4.606					12	19.00	34.57
9	Carga-SantaMarta	0.982	-8.126			67.00	35.00	5	-67.00	-35.00
10	Carga-Cuestecitas	0.997	-8.732			66.00	30.00	6	-66.00	-30.00
11	Carga-Valledupar	0.978	-12.154			74.00	35.00	7	-74.00	-35.00
12	Carga-Copey	0.988	-6.194			19.00	5.00	8	-19.0	-5.00
13	Carga-Fundación	0.965	-6.423			51.00	30.00	4	-51.00	-30.00

Tabla 6. Pérdidas en las líneas caso base

LÍNEA	Pérdidas [MW]	Pérdidas [MVAR]
1 – 4	0.345	-11.99
1 – 4	0.365	-13.57
2 – 5	0.196	-14.07
2 – 5	0.196	-14.07
2 – 6	0.293	-14.06
2 – 6	0.293	-14.06
3 – 6	0.129	-24.61
4 – 5	0.006	-13.97
4 – 5	0.006	-13.97
4 – 8	0.258	-7.60
6 – 7	0.415	-14.28
7 – 8	0.144	-11.09
5 – 9	0.000	8.39
6 – 10	0.000	7.62
7 – 11	0.000	10.05
8 – 12	0.000	0.57
4 – 13	0.000	4.57

Como resultado de la corrida del flujo se determina que ninguno de los voltajes en los nodos violan los voltajes de los límites permitidos. En cuanto a generación la potencia entregada por las plantas generadoras son 352.64 MW y 36.86 MVAR .

El sistema tiene en total pérdidas por 2.64 MW y -135,4 MVAR, La carga en total es de 350 MW y 173 MVAR.

Las pérdidas de reactivos en los transformadores son 31.94 MVAR. El que representa más pérdidas es el de Valledupar y Carga-Valledupar (nodos 6-10) con un total de 10.05 MVAR .La línea que representa más pérdidas en MW es la de Cuestecitas-Valledupar (nodos 6-7) con 0. 415 MW .

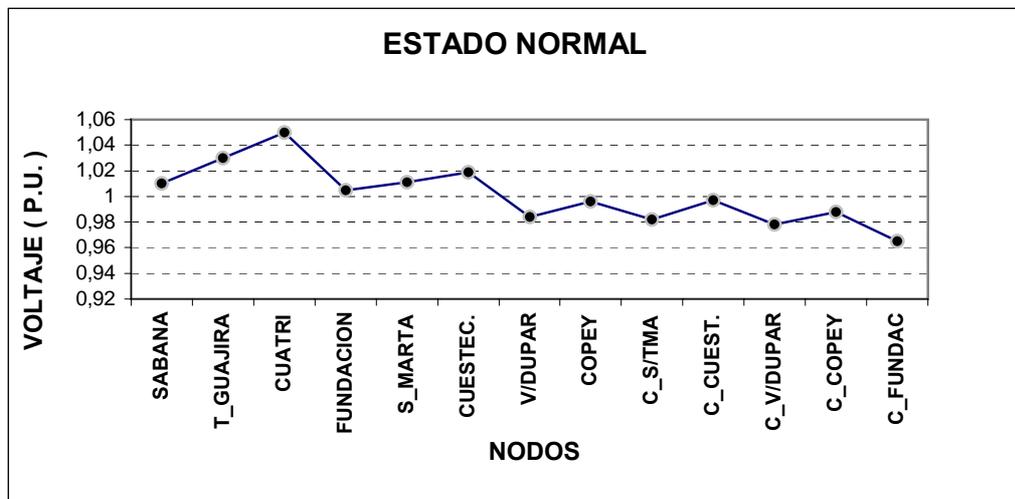
El nodo con el voltaje más bajo es el de nodo de carga de fundación (nodo-13) con 0.965 p.u. (212.3 KV).

La reserva de potencia reactiva de las plantas generadoras del sistema es la diferencia entre la máxima potencia reactiva que pueden entregar los generadores 325 MVAR (datos iniciales antes de correr el flujo) y el resultado de la potencia

reactiva total entregada por los generadores al correr el flujo de carga (36.86 MVAR), para un total de **288.14** MVAR (ver ecuación -1).

La figura 10. presenta el resultado del perfil de tensión en los diferentes nodos del sistema para el caso base del flujo de potencia, donde se puede observar que los valores de los voltajes están dentro de los límites permitidos.

Figura 10. Tensiones del caso base en estado normal de operación



Realizada por los autores mediante el flujo de carga en Matpower a partir de los valores de las tablas 1,2,3,4, y 5.

4.2 CASOS ESPECIALES

Para comenzar a utilizar la metodología del manejo de la reserva de potencia reactiva como solución al problema de control de voltaje y reserva de potencia reactiva en las plantas generadoras ante alguna eventualidad, se simulan los siguientes casos :

4.2.1 Caso 1. Salida de la línea Fundación – Copey (nodos 4-8) de 220KV

Para este evento simulado en el caso base, se presenta en el comportamiento de la tensión, cuatro valores de voltaje fuera de los límites permitidos (tabla 4). En el nodo 11 se presenta el voltaje más bajo 0.927 p.u. De acuerdo al proceso de simulación del algoritmo y las normas de operación establecidas en el programa se llega a la solución del problema de la siguiente manera:

- ❖ Primero el programa manipula los tap's de los transformadores de los nodos que están fuera de los límites [Valledupar – Carga-Valledupar (nodos 7-11) Copey – Carga-Copey (nodos 8-12)] un paso menos del valor inicial (tabla 3) pero al cambiar las posiciones de las tomas no se corrigen los voltajes y no se cumple el criterio de que la tensión del lado de alta no puede ser menor que la tensión del lado de baja en por unidad (numeral 8 sección 3.3), entonces se procede al siguiente paso de solución.
- ❖ Segundo, conecta el banco de Condensador fijo de Cuestecitas 41 MVAR, pero todavía algunos nodos violan los perfiles de los voltaje permitidos.
- ❖ Tercero y último paso, procede a deslastrar automáticamente la carga de Copey (nodo-12) desconectándola. Obteniendo como resultado las tensiones de los nodos dentro de los Parámetros y la reserva de potencia reactiva casi del 100% de la reserva máxima en condiciones iniciales.

La tabla 7. muestra los resultados de los voltajes en los nodos obtenidos por el flujo de carga con la contingencia (salida de la línea) sin compensación y con las compensaciones para corregir las tensiones y maximizar la reserva de reactivos en los generadores.

Tabla 7. Resultados de las Tensiones Caso-1 (sistema 13 nodos)

Nodo	Nombre	SIN COMPENSACION		CON COMPENSACIÓN		
		V [p.u.]	V[KV]	Tap V [p.u.]	Banco V [p.u.]	D-carga V [p.u.]
1	Sabanalarga	1.010	222.20	1.010	1.010	1.010
2	TermoGuajira	1.030	226.60	1.030	1.030	1.030
3	Cuatricentenario	1.050	231.00	1.050	1.050	1.050
4	Fundación	1.007	221.54	1.007	1.007	1.008
5	SantaMarta	1.012	222.64	1.012	1.012	1.013
6	Cuestecitas	1.005	221.1	1.006	1.024	1.030
7	Valledupar	0.939	206.58	0.940	0.961	0.984
8	Copey	0.936	205.92	0.937	0.958	0.989
9	Carga-SantaMarta	0.983	113.04	0.983	0.984	0.984
10	Carga-Cuestecitas	0.982	112.93	0.983	1.003	1.010
11	Carga-Valledupar	0.927	106.60	0.928	0.953	0.978
12	Carga-Copey	0.928	106.72	0.929	0.95	0.989
13	Carga-Fundación	0.968	111.32	0.968	0.968	0.968

La tabla 8. contiene los resultados de los flujos en condición inicial, con la simulación de la falla o contingencia (Salida de línea) sin ninguna compensación y con la compensación óptima a la solución del problema.

Tabla 8. Resultados flujo de carga Caso-1 (sistema 13 nodos).

Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	352.64	354.01	334
Generación MVAR	36.86	64.99	-23.23
Carga MW	350	350	331
Carga MVAR	173	173	168
Pérdida en Líneas MW	2.64	4.82	3.01
Pérdida en líneas MVAR	- 136.14	-108.1	-191
Voltajes fuera de límites	0	4	0

La tabla 9. presenta la potencia entregada por cada planta generadora con la salida de la línea *sin compensación* y *con la compensación óptima*.

Tabla 9. Potencia generada Caso-1 (sistema 13 nodos).

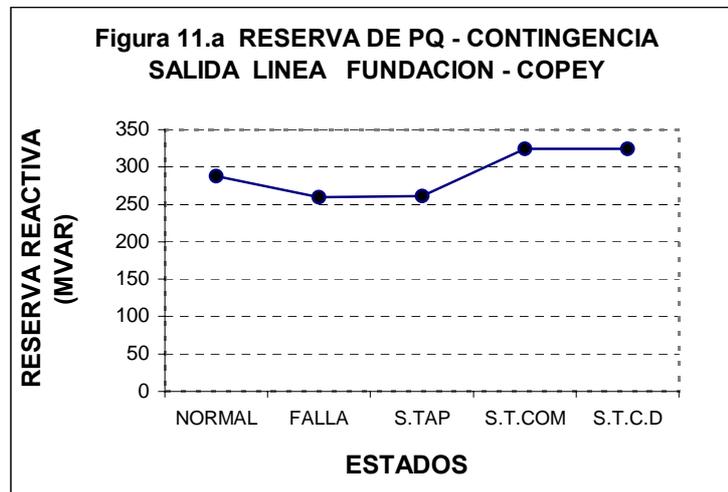
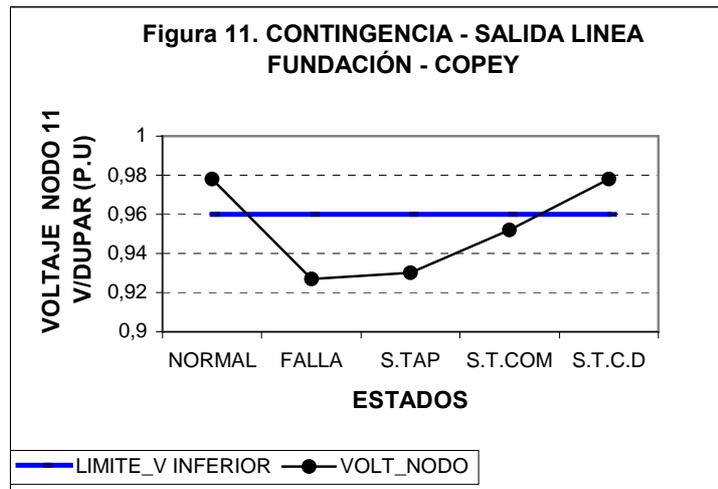
Generador	Generación Sin Compensación		Generación Con Compensación	
	MW	MVAR	MW	MVAR
Termoguajira	160	35.58	160	-22.67
Cuatricentenario	20	14.86	20	-2.06
Sabana - (generador referencia)	174.82	14.53	154.01	1.50
Total	354.82	64.99	334.0	- 23.23

La reserva dinámica total de potencia reactiva con la contingencia sin compensación, sería la reserva máxima de reactivos 325 MVAR (datos iniciales) menos la potencia total generada 64.99 MVAR, para un total de **260.01** MVAR.

Para el análisis gráfico de los resultados obtenidos en las diferentes simulaciones, se consideran los Sigüientes Estados:

- Normal = Dato del estado normal de operación considerados por los autores.
- Falla = Dato obtenido con la falla simulada.
- S.TAP = Dato obtenido con la implementación solución con taps.
- S.T.COM = Dato con la solución de taps y compensación estática.
- S.T.C.D = Dato con la solución de taps, compensación estática y deslastre de carga.

Para realizar el análisis por la contingencia simulada en el sistema se escoge como nodo crítico^ψ C-V/dupar (nodo-11). En la figura 11 se presentan los resultados obtenidos de la tensión en este nodo por los diferentes estados: estado normal de operación, contingencia por la salida de la línea, solución con los tap's de los transformadores, solución con la compensación estática, y por último las dos anteriores con la solución de deslastre de carga. Se puede observar como se obtiene un mejor perfil de la tensión considerando el deslastre de carga por bajo voltaje.



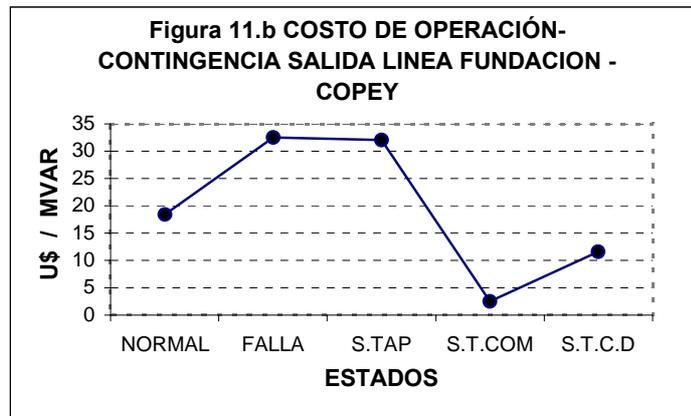
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

^ψ Los autores definen nodo crítico, aquél nodo que al simular una contingencia es el más sensible respecto a los demás.

La figura 11.a presenta el resultado de la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico en los diferentes estados de operación. El considerar la estrategia del deslastre de carga, permite reducir la generación de reactivos de las plantas generadoras, la cual se substituye por la generación paralela.

Según la ecuación-1 descrita en la sección 4.1, la reserva de reactivos con la solución por la compensación de deslastre de carga ante la contingencia, es la reserva máxima de reactivos 325 MW menos el resultado de la potencia total generada -23.23 MVAR, para un total de $+ 325$ MVAR -78.76 MVAR. Este valor demuestra que con el manejo de las compensaciones se maximizó la reserva de reactivos, llegando a contar con el 100% de la reserva máxima capacitiva de los generadores.

La figura 11.b muestra el costo de operación de la generación* en el sistema eléctrico. Para el ejemplo los autores consideran un valor de $U\$ 0.5/\text{MVAR}^\beta$ generado. Con el manejo de las compensaciones se minimiza el costo total de operación a $11.61U\$$ dólares, con la compensación del tap y la compensación estática es de 32 U\$ dólares y 2.5 U\$ dólares respectivamente , mientras que la contingencia en forma no coordinada, el costo es de 32.5 U\$ dólares.



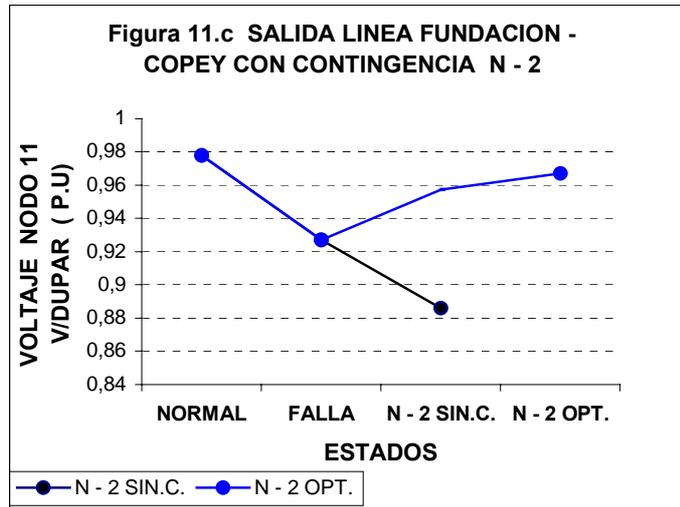
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 11.c muestra las tensiones en el nodo -11 en estado normal, con la contingencia de la línea, con otra perturbación como la salida de la línea Termogujira – Cuestecitas(nodos 2-6), sin ninguna compensación para enfrentar

* El costo de generación = valor establecido ($U\$ 0.5 / \text{MVAR}$) * PQg (Resultado de la potencia reactiva total generada por cada simulación realizada)

^β Este valor es establecido por los autores y el asesor del proyecto simplemente para el análisis, no es un valor real en el mercado. Los autores consideran $U\$ 1 / \text{MW}$ generado y el valor de la potencia reactiva como la mitad de la real.

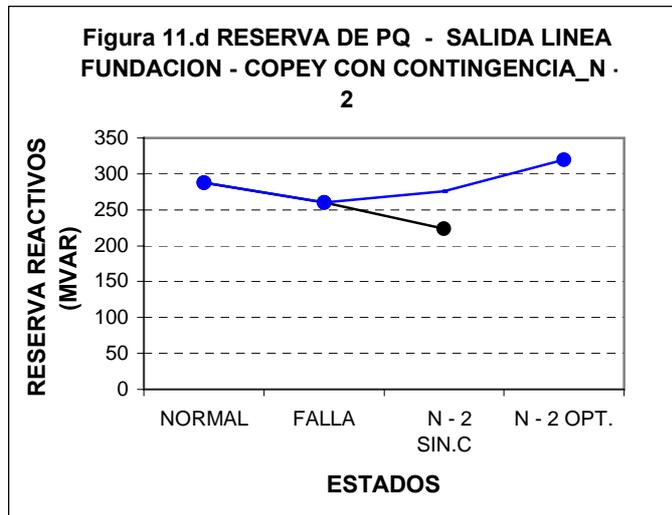
la segunda eventualidad y con la compensación óptima de la primera contingencia soportando la segunda.



(N-2 SIN.C.^δ; N-2 OPT.^φ)

Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

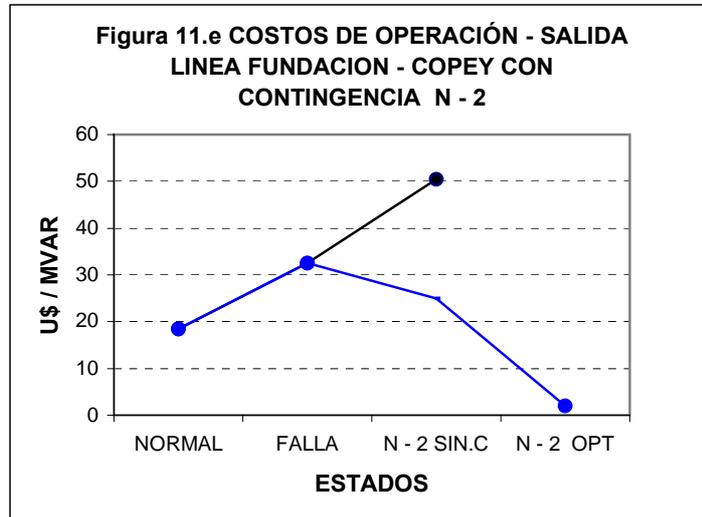
La figura 11.d muestra la reserva de potencia reactiva total del sistema en estado normal, con la contingencia de la línea más la segunda perturbación.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

^δ Contingencia N-2 sin ninguna compensación de reactivos.

^φ Contingencia N-2 con la solución óptima del evento simulado.



La Figura 11.e presenta los costos de operación de las plantas generadoras en los diferentes estados con la contingencia N-2. Los costos sin compensación durante otra eventualidad son 50.5 U\$ dólares, y con la compensación óptima con la misma perturbación es de 2 U\$ dólares.

Una vez con los voltajes dentro de los perfiles y una mayor reserva se llega a la solución de este caso.

4.2.2 Caso 2. Salida de la carga en Cuestecitas (Nodo-10)

Para este evento simulado en el sistema, se presentan dos violaciones de voltaje por encima de los límites máximos de tensión permitido, el nodo-10 de Cuestecitas (Cuest) y el nodo-6 de carga de Cuestecitas (C-Cues) con 1.062 p.u. y 1.035 p.u. respectivamente (ver tabla 10), teniendo en cuenta que para nuestro caso el máximo valor de voltaje permitido es de 1.03 p.u y 1.02 p.u. respectivamente. El programa corrige la tensión en estos nodos primero variando el tap del transformador (CUES – C-CUES) por encima del valor nominal (0.9750) hasta que quede en la posición de 1.0375 del primario. Pero con esta operación solo se corrige la tensión en el nodo 10 (Tabla10) entonces procede al siguiente paso de solución que es por la compensación estática.

Segundo conecta el reactor fijo de Cuestecitas de –20 MVAR. Con esta operación los voltajes vuelven a quedar dentro de sus límites(ver tabla5).

Tabla 10. Resultados de las tensiones Caso –2 (sistema 13 nodos)

Nodo	Nombre	SIN COMPENSACIÓN		CON COMPENSACIÓN	
		V [p.u.]	V[KV]	Tap V [p.u.]	Banco-S1 V [p.u.]
1	Sabanalarga	1.010	220.20	1.010	1.010
2	TermoGuajira	1.030	226.60	1.030	1.030
3	Cuatricentenario	1.050	231.00	1.050	1.050
4	Fundación	1.007	221.54	1.007	1.006
5	SantaMarta	1.012	222.64	1.012	1.011
6	Cuestecitas	1.035	227.70	1.035	1.028
7	Valledupar	0.994	218.68	0.994	0.989
8	Copey	1.002	220.44	1.002	1.000
9	Carga-SantaMarta	0.983	216.26	0.983	0.982
10	Carga-Cuestecitas	1.062	233.64	0.998	1.003
11	Carga-Valledupar	0.990	217.80	0.990	0.985
12	Carga-Copey	0.995	218.90	0.995	0.992
13	Carga-Fundación	0.967	212.74	0.967	0.966

La tabla 11. presenta los datos obtenidos del flujo de potencia en condición normal de operación, con la simulación de la falla o contingencia (salida de carga) sin ninguna compensación y con la compensación óptima a la solución del problema.

Tabla 11. Resultados flujo de carga Caso-2 (sistema 13 nodos).

Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	352.64	286.32	286.33
Generación MVAR	36.86	-5.17	16.96
Carga MW	350	284.0	284.0
Carga MVAR	173	143.0	143.0
Pérdida en Líneas MW	2.64	2.32	2.33
Pérdida en líneas MVAR	- 136.14	-148.17	-126.04
Voltajes fuera de límites	0	2	0

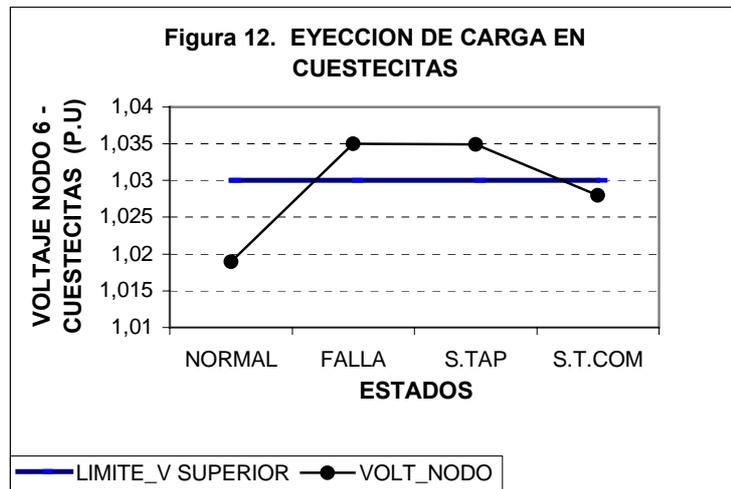
La potencia entregada por cada uno de los generadores *sin compensación* y *con la compensación* (tap's y reactor en paralelo de Cuestecitas) a la solución del problema es la siguiente (tabla12):

Tabla 12. Potencia generada Caso-2 (sistema 13 nodos).

Generador	Generación Sin Compensación		Generación Con Compensación	
	MW	MVAR	MW	MVAR
Termoguajira	160	-23.12	160	-7.78
Cuatricentenario	20	-5.31	20	-0.39
Sabana - (generador referencia)	106.32	23.26	106.33	25.12
Total	286.32	-5.17	286.33	16.96

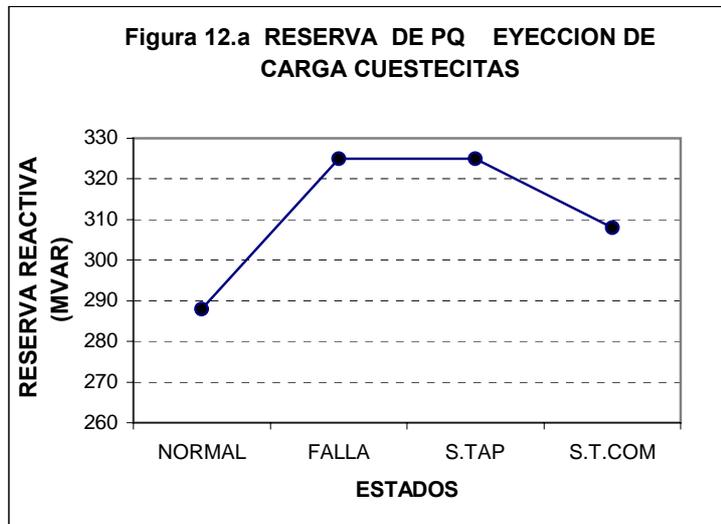
Para este flujo con la contingencia y sin compensación, la reserva dinámica de potencia reactiva en total es de + 325 MVAR capacitivos y - 96.83 MVAR inductivos.

Para realizar el análisis de la tensión por esta contingencia se escogió como nodo crítico^Ψ Cuestecitas (nodo-6). En la figura 12. se presentan los resultados obtenidos de la tensión en este nodo por los diferentes estados operación. Se puede observar como se obtiene un mejor perfil de tensión considerando la entrada del reactor por alto voltaje. En el estado de falla y solución con tap se muestra que las tensiones están violando el límite superior de voltaje preestablecido para el nodo (tabla 4).

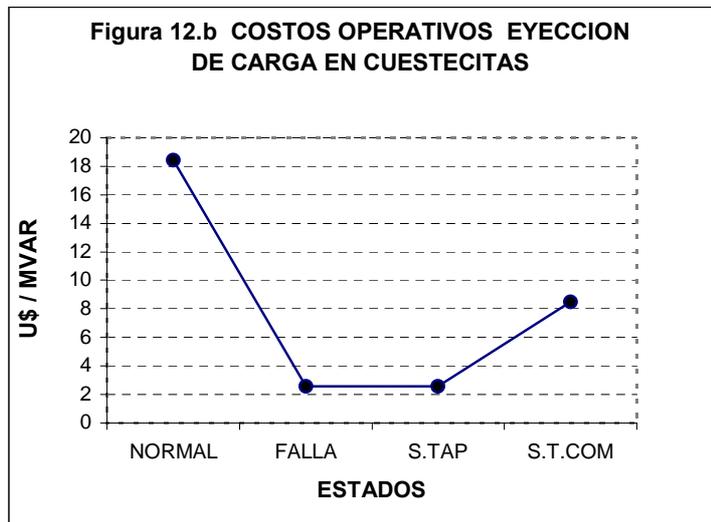


^Ψ Los autores definen nodo crítico a aquél nodo que al simular una contingencia, es el más sensible respecto a los demás.

La figura 12.a presenta el resultado de la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico en los diferentes estados de operación. En el cuarto estado la reserva (308Mvar) es mayor que la del sistema en estado normal (288 Mvar), y las tensiones están dentro de sus parámetros, siendo ésta la mejor opción al problema. El considerar la estrategia de compensación estática (reactor en paralelo de -20 MVAR de Cuestecitas), permite reducir el consumo de reactivos y mantiene la reserva máxima de las plantas generadoras, la cual se substituye por la compensación paralela.



(S.TAP = Solución con tap ; S.T.COM = Solución tap y compensación estática)

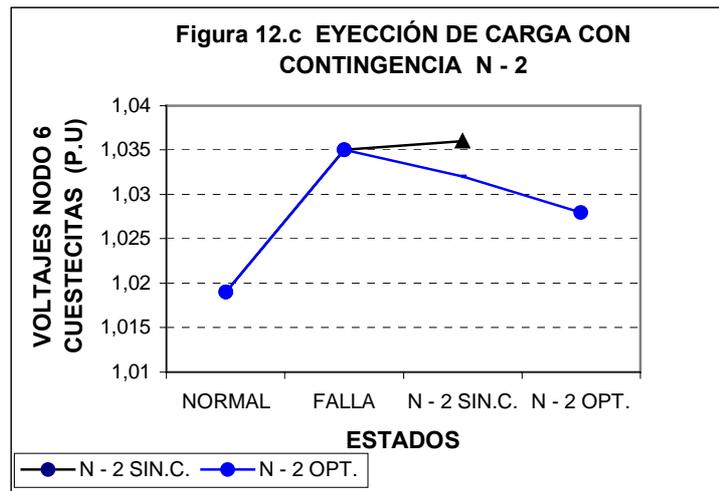


Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 12.b presenta los costos de la generación total del sistema eléctrico* en los diferentes estados de operación. Para el ejemplo se considera un costo de U\$ 0.5/MVAR. Con la solución del tap es de 2.5 U\$ dólares con el tap y la compensación el costo es de 8.5 U\$ dólares menos de la mitad del costo del estado de operación normal, el cual es de 18.4 U\$ dólares.

La figura 12.c muestra el comportamiento de las tensiones en el nodo-6 en los diferentes estados de operación: normal, con falla, dos contingencias a la vez sin compensación y las dos con la compensación de la primera falla. La segunda contingencia para este caso es la salida de la carga de Santa Marta (nodo 9).

Cuando está presente la solución con la compensación en la primera falla y ocurre una segunda eventualidad, la tensión está por debajo del límite superior, mientras que si ocurre la segunda contingencia sin estar la compensación, la tensión es mayor al límite superior.



(N-2 SIN.C.^δ; N-2 OPT^φ)

Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

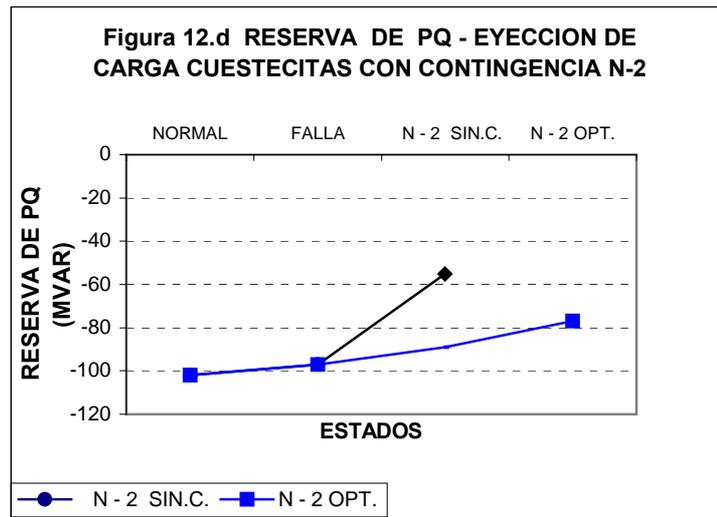
La figura 12.d presenta la reserva dinámica de potencia reactiva total del sistema en estado normal (-102 MVar), con la contingencia de la eyección de carga en Cuestecitas y otra perturbación adicional como la salida de la carga de Santa Marta, (nodo-9) como también la operación sin ninguna compensación para

* El costo de generación = valor establecido (U\$ 0.5 /MVar) * PQg (Resultado de la potencia reactiva total generada por cada simulación realizada)

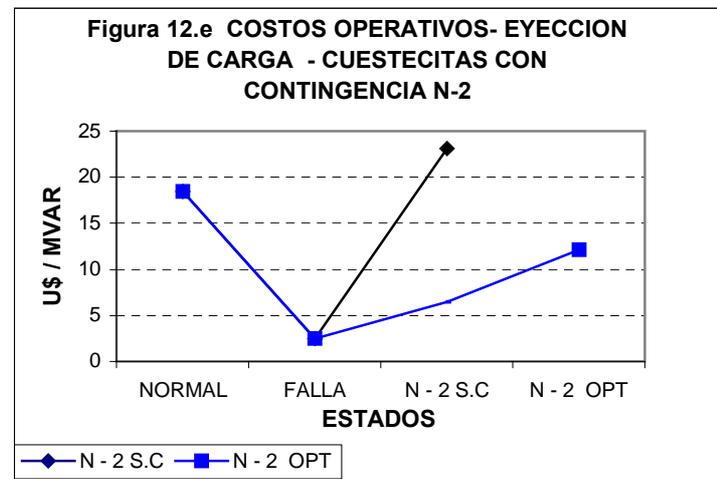
^δ Contingencia N-2 sin compensación de reactivos.

^φ Contingencia N-2 con la solución óptima del evento simulado.

enfrentar la segunda eventualidad, y con la compensación óptima de la primera contingencia soportando la segunda perturbación. La reserva al ocurrir otra eventualidad sin ninguna compensación es de -55 MVAR inductivos, y con la compensación es de -77 MVAR inductivos.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La Figura 12.e presenta los costos operacionales en los diferentes estados con la contingencia n-2. Los costos sin compensación durante otra eventualidad son U\$ 23.2 dólares, y con la compensación óptima soportando la segunda perturbación es de U\$ 12.14 dólares, éste costo es aún menor que en el estado normal (U\$18.43 dólares)de operación.

Estos resultados demuestran que con la metodología implementada se maximizó la reserva dinámica total de reactivos, llegando a contar con 19.21 MVAR más de la reserva de potencia reactiva capacitiva de los generadores en estado normal de operación. Una vez contando con los voltajes dentro de los perfiles y una mayor reserva se llega a la solución de este caso.

4.2.3 Caso 3. Salida del Generador de TermoGuajira (Nodo-2)

Para esta contingencia, once nodos se encuentran por debajo del límite inferior del voltaje permitido (Tabla 13).

El primer paso que realiza el programa para solucionar las violaciones de las tensiones de los nodos es cambiar de posición las tomas de los transformadores, pero como algunas tensiones son muy inferiores al límite, al mover los tap's, los nodos de alta de los transformadores serían menores que los nodos de baja. Por lo tanto se procede al siguiente paso de solución.

En el segundo paso conecta el banco de condensadores de Cuestecitas de 41 MVAR. Con esta compensación la tensiones vuelven a quedar dentro sus parámetros permitidos, llegando así, a la solución de la contingencia. En la siguiente tabla se muestran los voltajes durante la contingencia y después de las operaciones realizadas con el manejo de las compensaciones (para este caso Banco de Condensadores).

Tabla 13. Resultados de las tensiones caso-3 (sistema 13 nodos)

Nodo	Nombre	Sin Compensación	Con Compensación	
		Voltaje [p.u.]	Tap V[p.u]	Banco B1 V[p.u]
1	Sabanalarga	1.010	1.010	1.010
2	TermoGuajira	0.988	0.989	1.021
3	Cuatricentenario	1.050	1.050	1.050
4	Fundación	0.979	0.980	0.994
5	SantaMarta	0.976	0.977	0.999
6	Cuestecitas	0.986	0.987	1.020
7	Valledupar	0.951	0.951	0.981
8	Copey	0.966	0.966	0.988
9	Carga-SantaMarta	0.943	0.972	0.998
10	Carga-Cuestecitas	0.962	0.977	1.020
11	Carga-Valledupar	0.941	0.941	0.975
12	Carga-Copey	0.958	0.959	0.98
13	Carga-Fundación	0.939	0.952	0.967

La tabla 14 contiene los datos obtenidos del flujo de potencia con la contingencia y *sin compensación* :

Tabla 14. Resultados flujo de carga Caso-3 (sistema 13 nodos).

Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	352.64	358.63	358.36
Generación MVAR	36.86	90.44	34.05
Carga MW	350	350	350
Carga MVAR	173	173	173
Pérdida en Líneas MW	2.64	8.63	8.36
Pérdida en líneas MVAR	- 136.14	-83.57	-138.95
Voltajes fuera de límites	0	11	0

La potencia entregada por cada planta generadora (con la salida del generador) *sin y con compensación* es la siguiente:

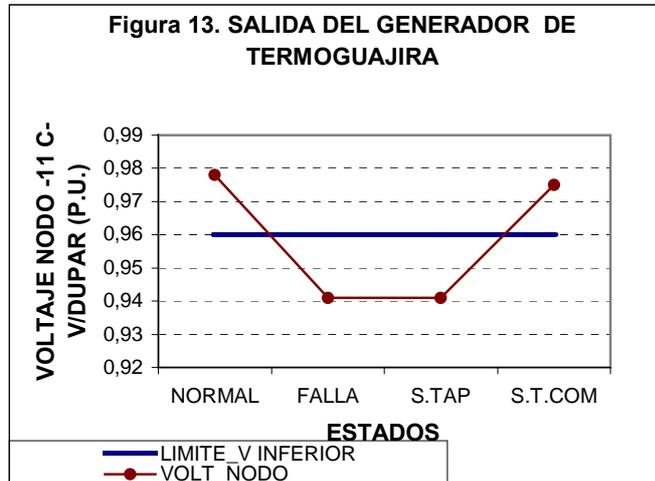
Tabla 15. Potencia generada Caso-3 (sistema 13 nodos).

Generador	Generación Sin Compensación		Generación Con Compensación	
	MW	MVAR	MW	MVAR
Termoguajira	0	0	0	0
Cuatricentenario	20	27.56	20	-0.39
Sabana - (generador referencia)	338.63	62.88	338.36	32.42
Total	358.63	90.44	358.08	34.05

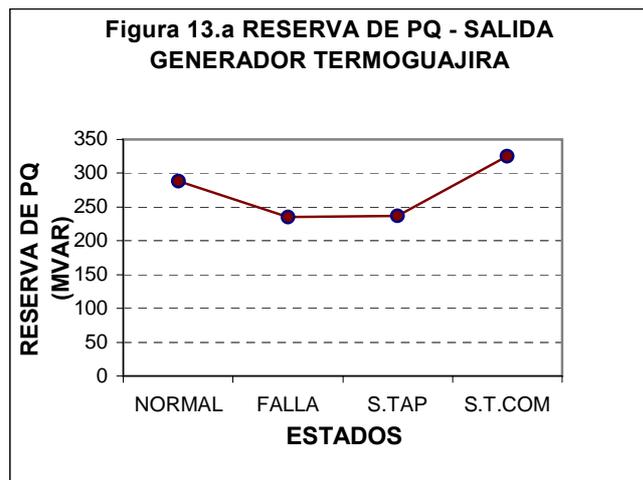
Se observa en la tabla como se reduce la generación de potencia reactiva con la solución óptima al problema en las dos plantas generadoras de Cuatricentenario y Sabana.

Se escogió como nodo crítico^ψ Carga-Valledupar (nodo-11). En la figura 13. se presentan los resultados obtenidos de la tensión en este nodo en los diferentes estados simulados. Donde se puede observar como se obtiene un mejor perfil de la tensión considerando la entrada del banco en Cuestecitas para corregir el voltaje.

^ψ Los autores definen nodo crítico a aquél nodo que al simular una contingencia es el más sensible respecto a los demás.



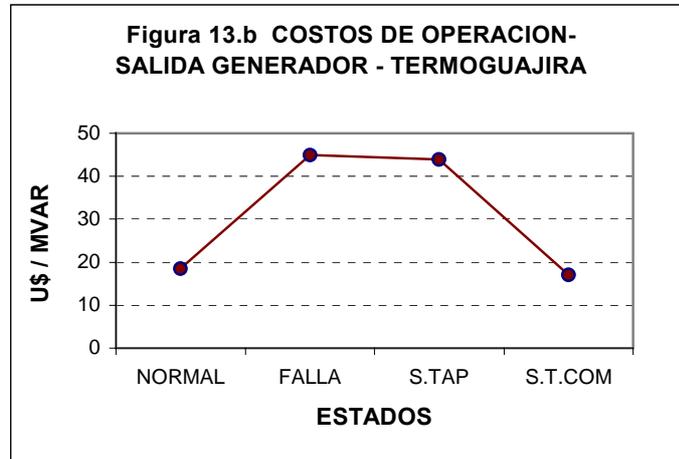
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.



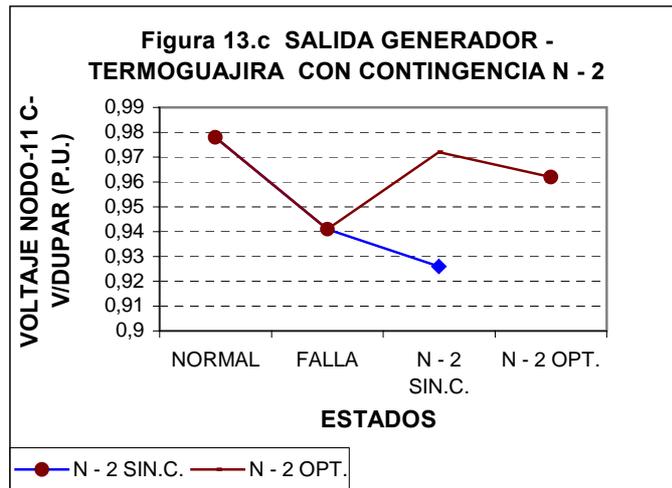
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 13.a presenta el resultado de la reserva de potencia reactiva total de los generadores del sistema eléctrico en los diferentes casos de operación. Esta solución (tap's y bancos de condensadores), permite reducir el consumo de reactivos y mantener la reserva máxima de las plantas generadoras, la cual se substituye por la compensación paralela.

La reserva de potencia reactiva total de las plantas generadoras es menor con la contingencia sin compensación (234.56 Mvar), que la contingencia con la compensación óptima (290.95 Mvar), y aún en el estado normal de operación.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.



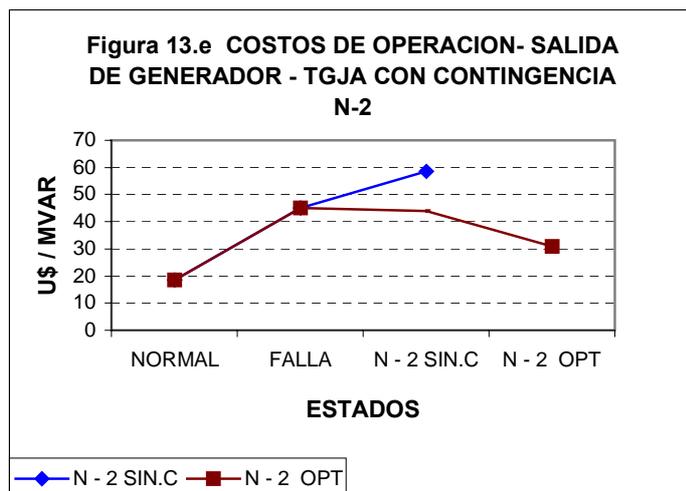
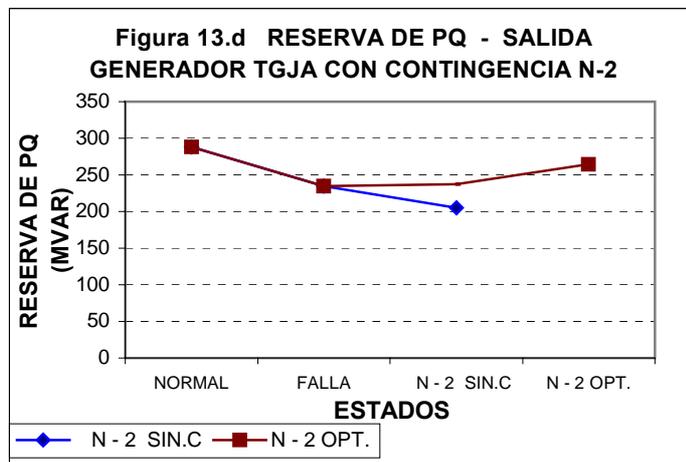
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 13.b muestra el costo de operación en dólares del sistema eléctrico. Para el ejemplo se considera U\$ 0.5/MVAR. Con el manejo de las compensaciones se minimiza el costo total de operación a 17.02 U\$ dólares, mientras con la compensación del tap y la falla sin compensación es de 44 U\$dólares y 45 U\$dólares respectivamente.

La figura 13.c muestra las tensiones en el nodo 11 en estado normal, con la contingencia de la línea, más otra perturbación como la salida de la línea Fundación – Santa Marta (nodos 4-5) sin ninguna compensación y con la compensación óptima de la primera contingencia soportando la segunda

perturbación. La tensión para este último estado esta dentro de los límites establecidos (tabla 5).

La figura 13.d muestra la reserva de potencia reactiva total para esta segunda contingencia. La reserva de reactivos con la solución de la compensación estática durante la contingencia es igual al resultado de la reserva máxima de reactivos 325MW menos el resultado de la potencia total generada 34.05 MVAR, para un total de **+ 290.9 MVAR** y **-102.23 MVAR**. Este valor demuestra que con el manejo de las compensaciones se maximizó la reserva de reactivos, llegando a contar con aproximadamente 3 MVAR más de la reserva capacitiva de los generadores en estado normal.

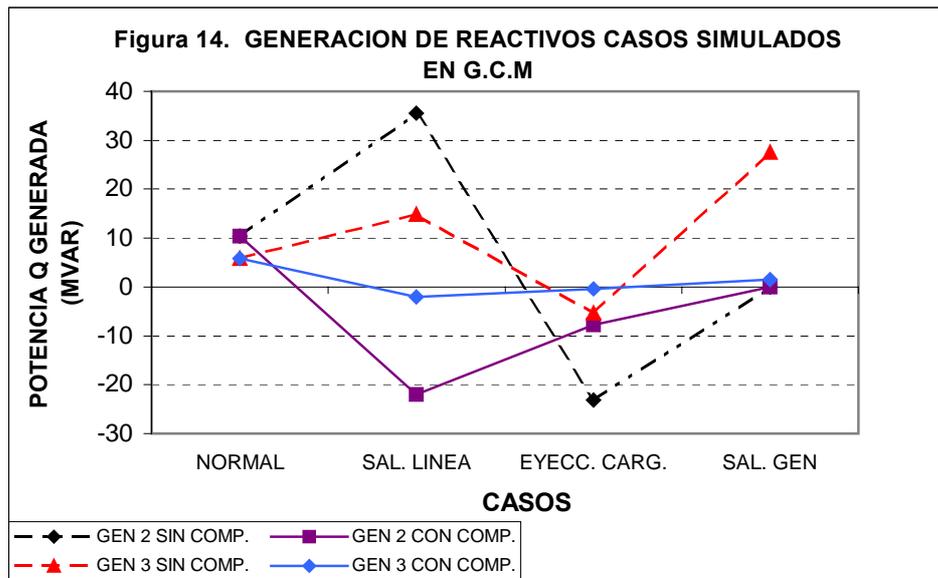


Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La Figura 13.e presenta los costos operacionales en los diferentes estados simulados y con la contingencia n-2. Los costos sin compensación durante otra eventualidad son 59.4 U\$ dólares, y con la compensación óptima ante la segunda perturbación es de 30.5 U\$ dólares.

Obteniendo los voltajes dentro de los perfiles y una mayor reserva se llega a la solución de este caso.

La figura 14 muestra los resultados obtenidos de la potencia reactiva generada con las tres diferentes contingencias simuladas en el caso base (zona operativa Guajira, Cesar y Magdalena) sin y con compensación. Se puede observar como se obtiene una diferencia de la generación de reactivos en las plantas de Termoguajira (Gen.2) y Cuatricentenario (Gen.3) considerando la metodología empleada en el manejo de las compensaciones.



Donde

SAL. LINEA = Es el caso de la simulación realizada con la salida de la línea Fundación-Copey (nodos 4-8).

EYECC.CARG.= Es el caso de la simulación realizada con la eyección de carga en Cuestecitas (nodo-10).

SAL.GEN = Es el caso de la simulación realizada con la salida del generador De Termoguajira (nodo-2).

4.3 SIMULACIÓN – COSTA ATLÁNTICA

Para mostrar la efectividad de la metodología implementada en el aumento de la reserva dinámica de potencia reactiva total del sistema en condiciones anormales de operación soportando en algunos casos un contingencia n-2 se simula la zona operativa de la Costa Atlántica incluyendo San Carlos. El sistema de potencia contiene 28 nodos en total, 9 nodos de generación, 14 de carga, 37 líneas y 16 transformadores. Se toma como nodo de compensación-Flotante el nodo 1 “San Carlos” (Figura 15).

En la Tablas del anexo D se encuentra toda la información de los Parámetros de las Líneas de transmisión, y compensaciones suministradas por la UPME.

Para este caso el SVC (**Static Var Compensator**) que se encuentra en la Subestación de Chinú /500 kV (nodo-12), se simula como un generador que entrega una potencia de 1 MW, con un margen de potencia reactiva de 500 MVAR y –150 MVAR. El margen de reactivo del SVC es modificado por los autores, La razón es que al simular la zona de la costa desde el nodo de San Carlos se omiten datos de la interconexión con el resto del sistema de potencia colombiano.

El programa no nos permite la simulación de reactores de líneas, por tal caso se simulan como cargas en los nodos de 500 kV.

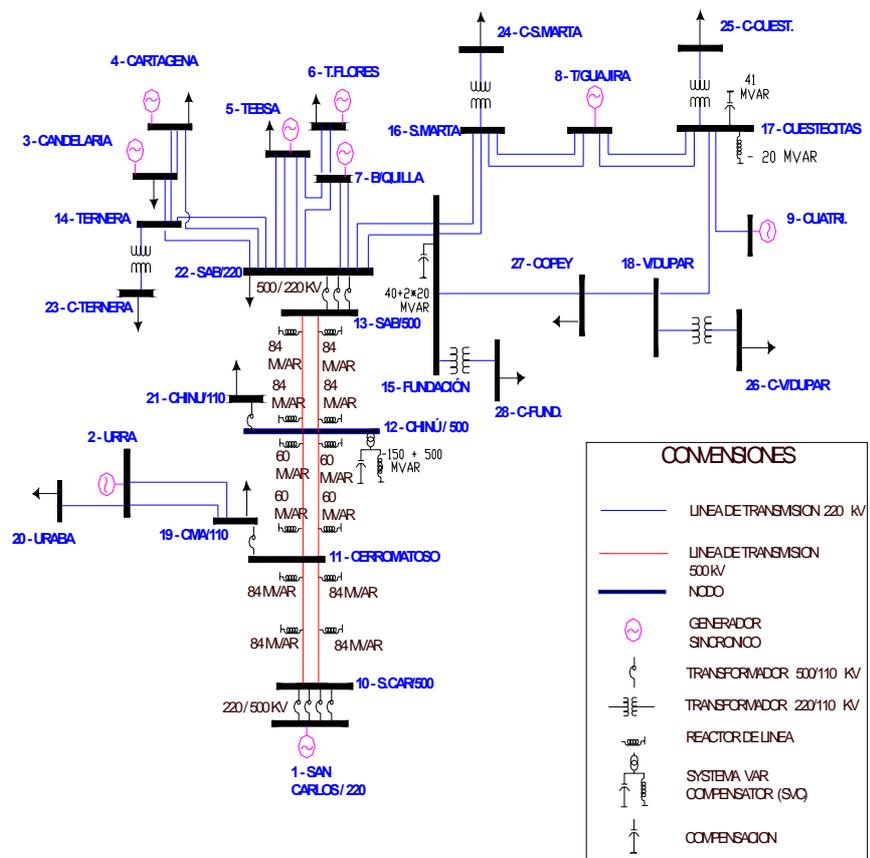
La potencia base del sistema es 100 MVA.

La reserva máxima total de potencia reactiva de la plantas generadoras del sistema (es el resultado de la suma de la máxima potencia reactiva nominal que puede entregar cada generador) es 1847 MVAR.

Se realiza el flujo de potencia con la simulación de los casos normal, con contingencia y la implementación de la metodología del manejo de la reserva de potencia reactiva como solución al problema de control de voltaje y reserva de potencia reactiva en las plantas generadoras ante la eventualidad. De los resultados del flujo de carga, se realizan las respectivas comparaciones demostrando la eficacia del programa empleado.

La tabla 16 y 17 presenta los datos iniciales para correr el flujo de carga de la Costa en condiciones normales de operación.

Figura 15. Diagrama unifilar Costa Atlántica



FUENTE: Plan de expansión 2001- 2015 UPME
 Realizada por los autores con base en la información de la fuente.

Tabla 16. Condiciones iniciales del sistema de potencia de la Costa Atlántica

#	Nodo		Nodo Tipo	Pgen [MW]	Qgen [MVAR]	Pcarga [MW]	Qcarga [MVAR]	V [p.u]	Ang. [grados]
	Nombre								
1	San Carlos/220		SLK	0.0	0.0	0	0	1.050	0
2	Urrá		PV	170	-	-	-	1.010	0
3	Candelaria		PV	160	-	43	18	0.997	0
4	Cartagena		PV	120	-	75	30	0.998	0
5	Tebsa		PV	90	-	100	45	1.000	0
6	Termoflores		PV	20	-	85	38	1.012	0
7	Barranquilla		PV	190	-	-	-	1.012	0
8	TermoGuajira		PV	160	-	2	1	1.030	0
9	Cuatricentenario		PV	20	-	-	-	1.050	0
10	San Carlos /500		PQ	-	-	-	-	1.0	0
11	Cerromatoso		PQ	-	-	-	-	1.0	0
12	Chinú/500 (SVC)		PV	1	-	-	-	1.020	0
13	Sabanalarga/500		PQ	-	-	-	-	1.0	0
14	Tenera		PQ	-	-	-	-	1.0	0
15	Fundación		PQ	-	-	-	-	1.0	0
16	SantaMarta		PQ	-	-	-	-	1.0	0
17	Cuestecitas		PQ	-	-	-	-	1.0	0
18	Valledupar		PQ	-	-	-	-	1.0	0
19	Cerromatoso/110		PQ	-	-	137	25	1.0	0
20	Urabá		PQ	-	-	111	35	1.0	0
21	Chinú/110		PQ	-	-	60	30	1.0	0
22	Sabana/220		PQ	-	-	100	28	1.0	0
23	Carga-Tenera		PQ	-	-	160	70	1.0	0
24	Carga-Santamarta		PQ	-	-	77	31	1.0	0
25	Carga-Cuestecitas		PQ	-	-	86	30	1.0	0
26	Carga-Valledupar		PQ	-	-	74	30	1.0	0
27	Copey		PQ	-	-	29	10	1.0	0
28	Carga-Fundación		PQ	-	-	61	25	1.0	0

Fuente: Cálculos realizados por los autores.

Tabla 17. Datos de Transformadores

Trafo	Nodo A	Nodo B	Tap	Resistencia [Ω]	Reactancia [Ω]	Vnominal [kV]		Potencia [MVA]
						Nodo A	Nodo B	
1	S.CARLOS/220	S.CAR/500	1.0000	0.0000	0.02629.	220	500	450
2	S.CARLOS/220	S.CAR/500	1.0000	0.0000	0.02629	220	500	450
3	S.CARLOS/220	S.CAR/500	1.0000	0.0000.	0.05134	220	500	450
4	S.CARLOS/220	S.CAR/500	1.0000	0.0000.	0.05125	220	500	450
5	CERROMATOSO	CMA/110	1.0000	0.0000	0.13243	500	110	450
6	CERROMATOSO	CMA/110	1.0000	0.0000	0.13243	500	110	450
7	CHINU	CHINU/110	0.9875	0.0000	0.13191	500	110	450
8	CHINU	CHINU/110	0.9875	0.0000	0.13191	500	110	450
9	SAB/500	SAB/220	1.0000	0.0000	0.02546	500	220	450
10	SAB/500	SAB/220	1.0000	0.0000	0.02546	500	220	450
11	SAB/500	SAB/220	1.0000	0.0000	0.02400	500	220	450
12	TERNERA	C-TNA	1.0000	0.0000	0.01436	220	110	200
13	FUNDACION	C-FUNDA	0.9750	0.0000	0.1215	220	110	200
14	S.MARTA	C-STMA	0.9750	0.0000	0.1416	220	110	200
15	CUESTECITAS	C-CUEST	0.9750	0.0000	0.1441	220	110	200
16	V/DUPAR	C-V/DUP	0.9500	0.0000	0.1436	220	110	200

Como en el sistema de G.C.M. la tabla 18 presenta los límites de tensión permitidos para cada nodo del sistema, estos son establecidos por los autores simplemente para mantener un perfil de tensión en el sistema y realizar el análisis a los casos simulados.

Tabla 18. límites de voltajes permitidos.

# de Nodo	Nombre	Voltaje Mínimo [p.u.]	Voltaje Máximo [p.u.]
1	San Carlos/220	1.030	1.070
2	Urrá	1.000	1.030
3	Candelaria	0.980	1.020
4	Cartagena	0.980	1.020
5	Tebsa	0.980	1.020
6	Termoflores	1.000	1.020
7	Barranquilla	1.000	1.020
8	TermoGuajira	1.010	1.040
9	Cuatricentenario	1.030	1.060
10	San Carlos /500	1.030	1.070
11	Cerromatoso	0.980	1.030
12	Chinú/500 (SVC)	0.990	1.060
13	Sabanalarga/500	0.980	1.010
14	Tenera	0.980	1.000
15	Fundación	0.990	1.030
16	SantaMarta	0.990	1.030
17	Cuestecitas	1.000	1.030
18	Valledupar	0.970	1.020
19	Cerromatoso/110	0.980	1.010
20	Urabá	0.980	1.020
21	Chinú/110	0.980	1.050
22	Sabana/220	0.975	1.010
23	Carga-Tenera	0.970	1.000
24	Carga-Santamarta	0.970	1.000
25	Carga-Cuestecitas	0.985	1.020
26	Carga-Valledupar	0.950	1.000
27	Copey	0.975	1.000
28	Carga-Fundación	0.960	1.000

Fuente: Cálculos realizados por los autores

Al no implementar todo el STN la simulación de una contingencia no altera los nodos como para sobrepasar el límite permitido por la CREG. Por esta razón los autores predeterminan los límites permitidos para efecto de poder observar el cambio en la tensión en los nodos a causa de una contingencia simulada.

4.3.1 Caso –1 Salida de la línea de TermoGuajira-Cuestecitas (nodos 8-17)

Para este evento simulado en la Costa, hay dos voltajes fuera de los límites permitidos tabla 18. El programa llega a la solución del problema mediante el tap del transformador de Cuestecitas y el condensador en paralelo de Cuestecitas de 41MVAR nominales.

Tabla 19. Resultados de las tensiones caso-1 (sistema 28 nodos).

#	Nodo Nombre	Estado Normal voltaje [p.u.]	Voltaje En falla [p.u.]	Solución	
				Tap V [p.u.]	Compensación Estática V[p.u.]
1	San Carlos	1.050	1.050	1.050	1.050
2	Urrá	1.010	1.010	1.010	1.010
3	Candelaria	0.997	0.997	0.997	0.997
4	Cartagena	0.998	0.997	0.998	0.998
5	Tebsa	1.000	1.000	1.000	1.000
6	Termoflores	1.012	1.012	1.012	1.012
7	Barranquilla	1.012	1.012	1.012	1.012
8	TermoGuajira	1.030	1.030	1.030	1.030
9	Cuatricentenario	1.050	1.050	1.050	1.050
10	San Carlos	1.046	1.046	1.046	1.046
11	Cerromatoso	0.992	0.992	0.992	0.992
12	Chinú	1.020	1.020	1.020	1.020
13	Sabanalarga/500	0.999	0.999	0.999	0.999
14	Tenera	0.995	0.995	0.995	0.995
15	Fundación	0.994	0.992	0.992	0.995
16	Santamarta	1.006	1.004	1.004	1.006
17	Cuestecitas	1.015	1.002	1.002	1.025
18	Valledupar	0.978	0.969	0.969	0.984
19	Cerromatoso/110	0.987	0.987	0.987	0.987
20	Urabá	0.984	0.984	0.984	0.984
21	Chinú /110	1.013	1.013	1.013	1.013
22	Sabanalarga/220	0.996	0.996	0.996	0.996
23	Carga-Tenera	0.985	0.985	0.985	0.985
24	Carga-SantaMarta	0.981	0.979	0.987	0.981
25	Carga-Cuestecitas	0.990	0.975	0.989	1.016
26	Carga-Valledupar	0.996	0.955	0.955	0.973
27	Copey	0.985	0.979	0.979	0.988
28	Carga-Fundación	0.986	0.984	0.984	0.988

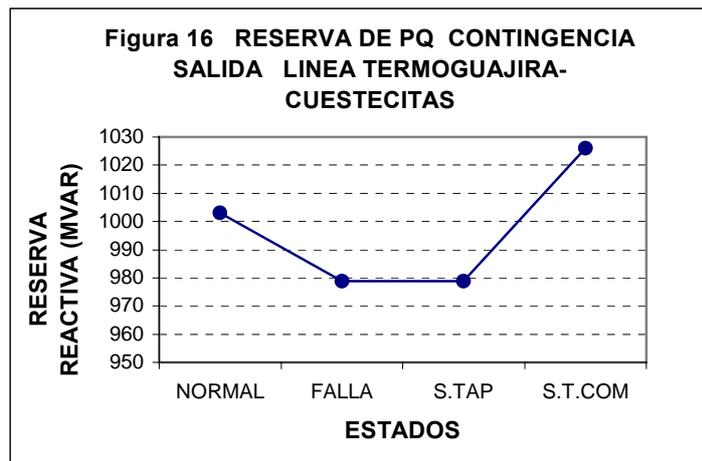
La tabla 20. contiene los resultados de los flujos en condición inicial, con la simulación de la falla o contingencia (Salida de línea) sin ninguna compensación y con la compensación óptima a la solución del problema (tap's y el condensador de 41 MVAR en Cuestecitas).

Tabla 20. Resultados flujo de carga Caso-1 (sistema 28 nodos).

Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	1213.37	1213.26	1214.09
Generación MVAR	843.93	868.41	820.25
Carga MW	1200	1200	1200
Carga MVAR	1238	1238	1238
Pérdida en Líneas MW	13.37	13.26	14.09
Pérdida en líneas MVAR	-394.07	-369.59	-417.75
Voltajes fuera de límites	0	2	0

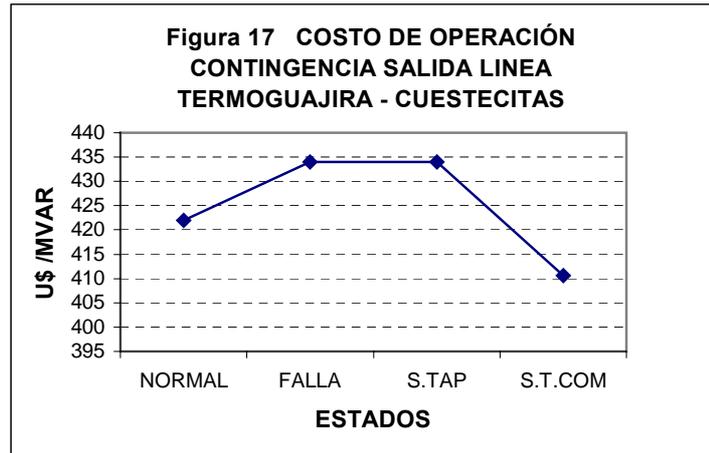
La reserva de potencia reactiva de los generadores con que cuenta el sistema es de 978.59 MVAR el equivalente al 52.98 % de la reserva máxima durante la eventualidad. La reserva con la solución al problema es 1026.75 MVAR, 23.05 MVAR más que en el estado normal de operación.

La figura 16 presenta gráficamente el resultado de la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico en los diferentes estados de operación. El considerar la estrategia del tap y la compensación estática, permite reducir la generación de reactivos de las plantas generadoras.



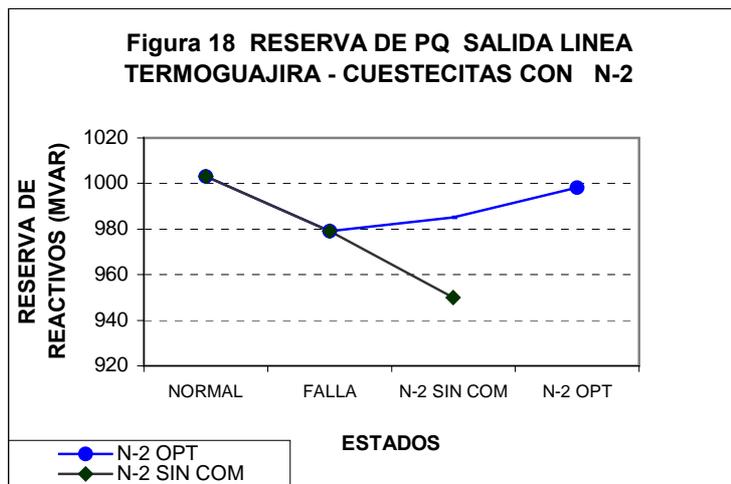
Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 17 muestra el costo de operación de la generación en el sistema eléctrico. Para el ejemplo se considera U\$ 0.5 / MVAR generado. Con el manejo de las compensaciones se minimiza el costo total de operación a 410.12 U\$ dólares, con la compensación del tap es de 433.99 U\$ dólares, mientras que la contingencia en forma no coordinada, el costo es de 434.20 U\$ dólares.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 18 muestra la reserva de potencia reactiva total del sistema en estado normal, con la contingencia de la línea, con otra perturbación como la salida de la línea Sabanalarga - Fundación (nodos 13-15) sin ninguna compensación para enfrentar la segunda eventualidad, y con la compensación óptima de la primera contingencia soportando la segunda perturbación. La reserva al ocurrir otra eventualidad sin ninguna compensación es de 950.04 MVAR, y con la compensación es de 998.63 MVAR.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

4.3.2 Caso –2 Salida línea de 500 kV. CERROMATOSO –CHINU (circuito- 2)

Para este evento simulado en la Costa, hay dos voltajes fuera de los límites permitidos tabla 21.

Tabla 21. Resultados de las tensiones caso-2 (sistema 28 nodos)

Nodo		Estado Normal Voltaje [p.u]	Voltaje En falla [p.u.]	SOLUCIÓN
#	Nombre			Compensación estática SVC
1	San Carlos	1.050	1.050	1.050
2	Urrá	1.010	1.010	1.010
3	Candelaria	0.996	0.997	0.997
4	Cartagena	0.998	0.997	0.998
5	Tebsa	1.000	1.000	1.000
6	TermoFlores	1.012	1.012	1.012
7	Barranquilla	1.012	1.012	1.012
8	TermoGuajira	1.030	1.030	1.030
9	Cuatricentenario	1.050	1.050	1.050
10	San Carlos/500	1.046	1.044	1.045
11	Cerromatoso	0.992	0.973	0.980
12	Chinú	1.020	1.020	1.040
13	Sabanalarga/500	0.999	0.999	1.002
14	Tenera	0.995	0.995	0.996
15	Fundación	0.994	0.994	1.007
16	SantaMarta	1.006	1.006	1.012
17	Cuestecitas	1.015	1.015	1.017
18	Valledupar	0.978	0.978	0.986
19	Cerromatoso/110	0.987	0.980	0.983
20	Urabá	0.984	0.984	0.984
21	Chinú/110	1.013	1.013	1.033
22	Sabanalarga/220	0.996	0.996	0.997
23	Carga-Tenera	0.985	0.985	0.985
24	Carga-SantaMarta	0.981	0.981	0.988
25	Carga-Cuestecitas	0.990	0.990	0.992
26	Carga-Valledupar	0.966	0.966	0.974
27	Copey	0.985	0.985	0.996
28	Carga-Fundación	0.986	0.986	1.000

La tabla 22 presenta los datos obtenidos del flujo de potencia(ver anexo C) en condición normal de operación, la falla o contingencia (salida de línea) sin compensación y con la compensación óptima a la solución del problema.

Tabla 22. Resultados flujo de carga Caso-2 (sistema 28 nodos).

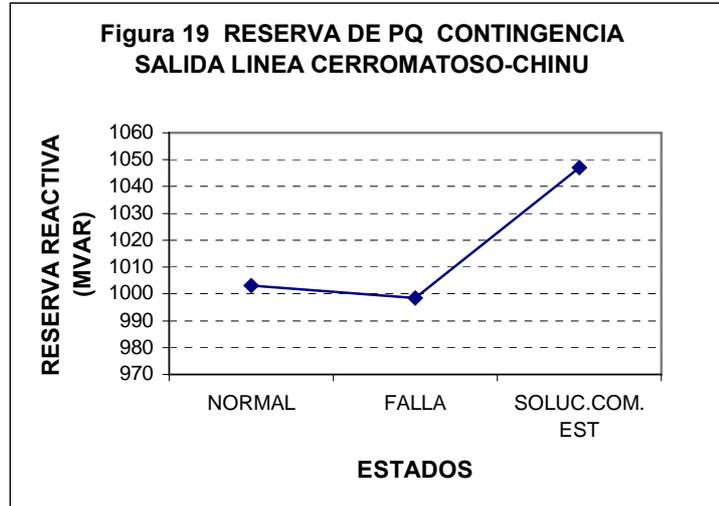
Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	1213.37	1216.12	1216.10
Generación MVAR	843.93	848.65	799.65
Carga MW	1200	1200	1200
Carga MVAR	1238	1178	1178
Pérdida en Líneas MW	13.37	16.12	16.12
Pérdida en líneas MVAR	-394.07	-329.26	-378.35
Voltajes fuera de límites	0	2	0

La reserva de potencia reactiva con que cuenta el sistema es de 998.35 MVAR el equivalente al 54.05 % de la reserva máxima durante la eventualidad.

Los resultados de la cuarta columna de la tabla son obtenidos del programa por la manipulación de la tensión de 1.02 a 1.04 p.u en el SVC situado en Chinú, para que entregue 41.37 MVAR capacitivos por encima de su valor durante la falla(255 MVAR) y la entrada del banco de capacitores de 40 MVAR en Fundación.

La figura 19 presenta el resultado de la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico en los diferentes estados de operación. El considerar la estrategia de la compensación estática, permite reducir la generación de reactivos de las plantas generadoras.

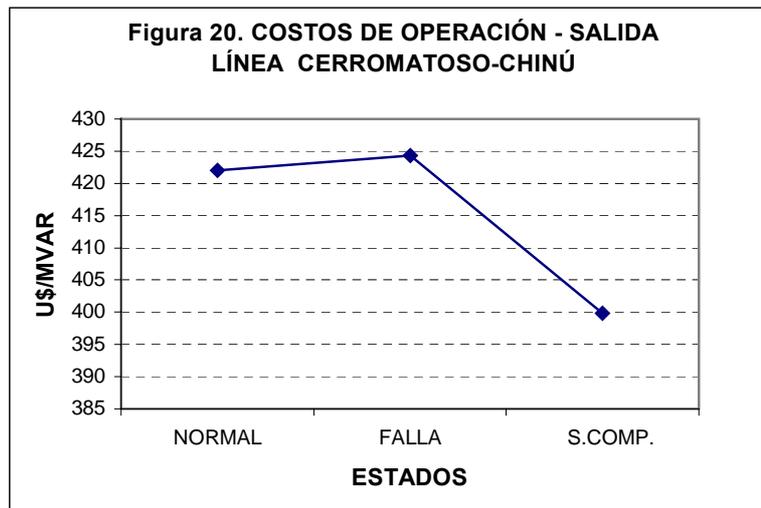
El control de tensión en el SVC de Chinú y la entrada del banco de 40 MVar en Fundación, para que entreguen reactivos al sistema por la salida de la línea, permiten reducir la generación de potencia reactiva en las plantas generadoras en 49 MVAR, corrigiendo también las tensiones en los nodos violados.



(SOLUC.COM.EST.= Solución con compensación estática)

Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

La figura 20 muestra el costo de operación de la generación en el sistema eléctrico. Para el ejemplo se considera un costo de operación de U\$ 0.5 / MVAR. Con la compensación del SVC y el banco de condensador de Fundación (40 MVAR) se minimiza el costo total de operación a 399.82 U\$ dólares, mientras que la contingencia en forma no coordinada sin compensación, el costo es de 424.32 U\$ dólares.



Resultados de las simulaciones realizadas por los autores.

4.3.3 Caso –3 Reducción de carga a 700 MW y salida de operación de la generación de Urrá

Con este evento simulado, se eleva la gran mayoría de las tensiones en el sistema, la cual es debida por la disminución de la carga en un 42%, y la posterior salida de la planta generadora de Urrá, reduce las tensiones en los nodos de Urabá, Urrá y Cerromatoso /110 KV, lo cual hace que se salgan de sus valores permitidos.

En la tabla 24 se muestran los resultados de las tensiones en cada uno de los diferentes estados de operación: carga mínima sin ninguna contingencia, carga mínima y la salida de generación, solución con compensación estática y por último con deslastre de carga.

Los arreglos que realiza el programa para recuperar las tensiones y la reserva a sus valores adecuados de operación son: conectar el banco de reactores de –20MVAR de Cuestecitas, y deslastrar carga en Urabá, para elevar las tensiones caídas por la salida de la generación.

Los datos obtenidos del flujo de potencia a carga mínima y la contingencia (Salida de la generación de Urrá) sin y con compensación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 23. Resultados flujo de carga Caso-3 (sistema 28 nodos).

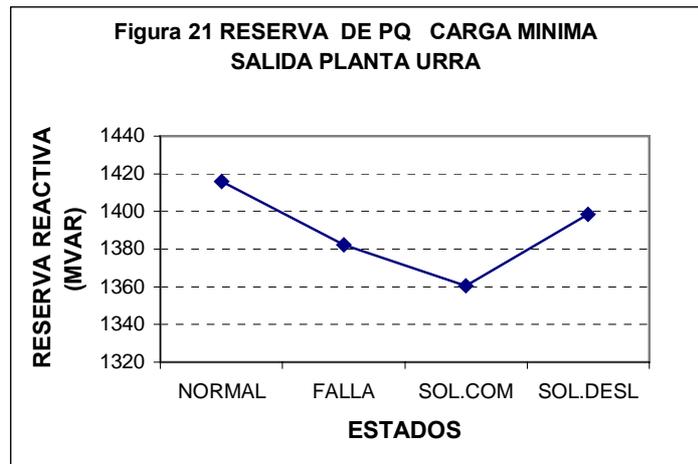
Resultados	Sistema inicial	Falla Sin compensación	Falla Con compensación
Generación MW	1213.37	704.92	719.84
Generación MVAR	843.93	430.94	448.50
Carga MW	1200	700	645
Carga MVAR	1238	946	939
Pérdida en Líneas MW	13.37	4.92	74
Pérdida en líneas MVAR	-394.07	-515.06	-490.5
Voltajes fuera de límites	0	6	0

Tabla 24. Resultados de las tensiones caso-3 (sistema 28 nodos)

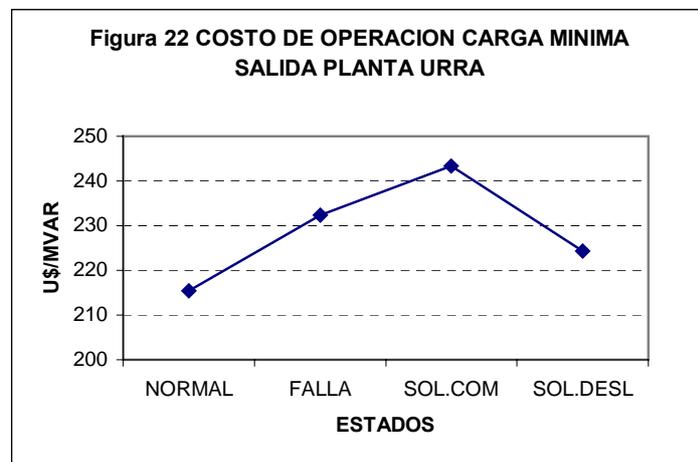
Nodo		Estado Normal Carga mínima V [p.u.]	Carga mínima y salida generación V [p.u.]	Solución	
#	Nombre			Compensación Estática V [p.u.]	Deslastre de carga V [p.u.]
1	San Carlos	1.050	1.050	1.050	1.050
2	Urrá	1.000	0.973	0.973	1.001
3	Candelaria	0.998	0.998	0.998	0.998
4	Cartagena	0.999	0.998	0.999	0.999
5	Tebsa	1.002	1.002	1.002	1.002
6	TermoFlores	1.010	1.010	1.010	1.010
7	Barranquilla	1.010	1.010	1.010	1.010
8	TermoGuajira	1.030	1.030	1.030	1.030
9	Cuatricentenario	1.050	1.050	1.050	1.050
10	San Carlos/500	1.035	1.033	1.033	1.035
11	Cerromatoso	0.991	0.981	0.981	0.999
12	Chinú	1.020	1.020	1.020	1.020
13	Sabanalarga/500	1.003	1.003	1.003	1.003
14	Ternera	0.998	0.998	0.998	0.998
15	Fundación	1.015	1.015	1.014	1.014
16	SantaMarta	1.026	1.026	1.025	1.025
17	Cuestecitas	1.035	1.035	1.028	1.028
18	Valledupar	1.008	1.012	1.007	1.007
19	Cerromatoso/110	0.990	0.971	0.971	0.991
20	Urabá	0.995	0.967	0.967	1.003
21	Chinú/110	1.015	1.015	1.015	1.015
22	Sabanalarga/220	0.999	0.999	0.998	0.998
23	Carga-Ternera	0.995	0.995	0.995	0.995
24	Carga-SantaMarta	0.999	0.999	0.999	0.999
25	Carga-cuestecitas	1.020	1.020	1.013	1.013
26	Carga-Valledupar	0.980	0.980	0.976	0.976
27	Copey	1.014	1.014	1.012	1.012
28	Carga-Fundación	0.989	0.989	0.988	0.988

La reserva de potencia reactiva con que cuenta el sistema es de 1382.37 MVAR el equivalente al 74.8 % de la reserva máxima (1847 MVAR) durante la eventualidad.

La figura 21 presenta el resultado de la reserva de potencia reactiva del sistema eléctrico en los diferentes estados de operación. El considerar la estrategia de la compensación estática, permite reducir la generación de reactivos de las plantas generadoras.



(SOL.DESL.= Solución con compensación y deslastre de carga)



La figura 22 muestra el costo de operación de la generación en el sistema eléctrico. Para el ejemplo se considera un costo de operación de U\$ 0.5 / MVAR . Con el manejo de la metodología se minimiza el costo total de operación a 224.25 U\$ dólares, mientras que la contingencia sin compensación, el costo es de 232.31 U\$ / dólares.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se presentó una metodología para el manejo de la potencia reactiva coordinando la operación de los tap's de los transformadores, la conexión de las compensaciones estáticas y el deslastre de carga, permitiendo no solo mantener el perfil de voltaje, sino aumentando la reserva de reactivos en las plantas generadoras y con ello la del sistema, durante condiciones anormales de operación.

Este trabajo sirvió como base para presentar la importancia de la coordinación y manejo de la reserva de la potencia reactiva de los sistemas de potencia, no solo para buscar una mejor operación del sistema (nivel de tensión, pérdidas y margen de reserva reactiva) si no también en un desempeño económico.

Se ha desarrollado una herramienta computacional eficiente, versátil y apropiada tanto para aplicaciones académicas como profesionales.

La presente tesis es una contribución para el analista eléctrico de un centro de control de despacho, para observar el comportamiento del sistema de potencia simulado durante una contingencia.

La aplicación a los sistemas analizados (Sistema zona operativa Guajira-Cesar-Magdalena y toda la zona de la Costa Atlántica) demuestran la efectividad del presente trabajo en términos de márgenes de potencia reactiva y mejoramiento de perfiles de tensión.

Con el apropiado manejo de reactivos, el sistema tiene los márgenes adecuados para enfrentar contingencias n-1 y aún contingencias n-2, evitando un colapsamiento por bajo voltaje.

Se demostró su implementación y su eficiencia en los resultados, por lo que debe considerarse como un método alternativo a aplicarse a los sistemas eléctricos de potencia.

De acuerdo con los resultados gráficos en los análisis de tensión, reserva reactiva y costos de operación, presentados en el capítulo 4, se observa que para los eventos simulados en los sistemas de potencia se recupera a un nuevo estado estable de operación por la metodología implementada.

Con base en los resultados de las simulaciones realizadas se demuestra que el costo de operación en U\$/reactivo de las plantas generadoras es menor con la

implementación de la metodología desarrollada para el manejo de las compensaciones reactivas, comparado con el costo de la generación del sistema sin ningún tipo de coordinación en las compensaciones reactivas durante una eventualidad.

En los sistemas de potencia grandes no es necesario poseer enormes y poderosas máquinas, sino tener en cuenta el adecuado manejo de los reactivos.

Dado que es un programa desarrollado por los autores en el lenguaje de programación de Matlab, es posible realizar extensiones al mismo tales como el estudio de despacho de potencia reactiva con despacho económico de carga, mejoras de tiempo de cómputo mediante distintas técnicas adicionales, adición de costo de instalación de bancos de capacitores, estudio de contingencias de n-2, entre otros.

El problema de la coordinación de potencia reactiva en los sistemas de potencia en condiciones anormales de operación es todavía incipiente en programación, sin embargo se prevé que en los próximos años su desarrollo sea muy significativo debido al desarrollo de los métodos alternativos como son los algoritmo genéticos, lógica difusa, inteligencia artificial, entre otros. Se espera que el siguiente trabajo sea una contribución para su desarrollo y difusión en Colombia.

Debido a que MatPower permite realizar el análisis de flujos de potencia para sistemas grandes, se podrían realizar las modificaciones adecuadas al programa para analizar todo el Sistema de Transmisión Nacional.

Esta herramienta computacional se puede modificar para realizar flujos de potencia óptimos, ya que el paquete de MatPower de Matlab lo permite.

Se puede hacer un estudio profundizado para implementar toda una red eléctrica.

Por la Innovación y desarrollo tecnológico del programa prototipo, se puede pensar en una explotación comercial.

Se recomienda a la Facultad de ingeniería eléctrica de la Universidad de La Salle implementar en la formación académica la programación en Matlab y el desarrollo de está en sistemas de potencia, investigando más sobre el tema de manejo de potencia reactiva.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asignación Óptima de Potencia Reactiva en Sistemas Eléctricos de Potencia [on Line]., Perú. Documento 2002 [citado Julio 2003] Internet : **Available of World Wide Web** :<URL: [http:// www.fiee.uni.edu.pe/gpotencia/programa](http://www.fiee.uni.edu.pe/gpotencia/programa) de despacho a corto plazo.htm>
- [2] BAQUERO, Neira Fernando. Análisis de Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia – Método Cigre. Trabajo de Grado., Universidad de los Andes. Bogotá. D.C. 1997.
- [3] CHAPPE, Angélica. Estudio de Alternativas para el Manejo de Potencia Reactiva en el Mercado Energético Colombiano. Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C. 2002.
- [4] COLOMBIA. COMISION DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. **International Review of Reactive Power Management: Document prepared by the Brattle Group**. Cambridge : The Brattle Group. ,2001. 12p.
- - - - - Propuesta Para el Manejo de la Potencia Reactiva en Colombia: Preparado por The Brattle Group. Cambridge : The Brattle Group, 2001.20p.
- [5] COLOMBIA. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan de expansión de referencia 2001, Generación Transmisión 2001 - 2015. Bogotá: UPME, 2002. 50 p.
- [6] CORREDOR AVELLA, Pablo Hernán. Análisis de Sistemas de Potencia: IEE serie Nabla Delta N° 27, 1997 Pág. 155.
- [7] E. Hernández, G. Hernández. Control de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia ,México, CFE – CENACE – ACOR 1990.

- [8] I. Bourgin-G. Testud, B. Heilbronn-J. Verseille. **Present Practices and Trends On The French Power System To Prevent Voltage Collapse**: IEEE- Transactions On Power Systems Vol, No 3 August 1993.
- [9] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas Colombianas Sobre Documentación : Tesis y Otros Trabajos de Grado. Bogotá : ICONTEC, 2001. NTC1486. NTC1075.NTC1487. NTC1160. NTC1308. NTC1307.
- [10] MILLER. J.J.E. **Reactive Power Control In Electric Systems**. General Electric Company. John Wiley and Sons. 1982.
- [11] ORJUELA VELEZ, Jaime Alfonso. Identificación de Señales Para la definición de un Marco Regulatorio en el Establecimiento de un Mercado de Reactivos. Trabajo de Grado, Universidad De La Salle, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Bogotá D.C. 2002.
- [12] VARGAS. M. Javier, ALVARES. Carlos, NAVARRO. José Luis. Manejo de Reserva de Potencia Reactiva Mediante un Sistema de Control Jerárquico Distribuido, Proyecto de Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia – España.
- [13] VÁZQUEZ. Ernesto, CHACÓN. Oscar, LEY. Manuel, Control de Voltaje de Sistemas de Potencia Utilizando Lógica Difusa, **Ingenierías**, enero-marzo de 2000, Vol. III, No 6.
- [14] Y. HAIN, I. SCHWEITZER. **Analysis of The Power Blackout of June 8,1995 In The Israel Electric Corporation**: IEEE – Transactions on Power Systems, Vol 12, No 3 August 1993.
- [15] ZIMMERMAN. RAY D. , GAN. DEQIANG. Matpower a Matlab Power System Simulation Package. User's Manual. Version 2.0. PSERC. School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca N.Y. December 24, 1997.

ANEXOS

ANEXO A

MANUAL DEL PROGRAMA

PROGRAMA VENTANA PRINCIPAL EJECUTABLE gcm.m

%Programa principal que optimiza la reserva de reactivos en el sistema a analizar, %manejando las diferentes compensaciones que se tienen, llamando a otras %funciones. En este programa se crea la ventana principal del programa, la cual %presenta el diagrama unifilar del caso a estudiar, los resultados del flujo de %potencia como las tensiones, potencia Activa y Reactiva, la reserva dinámica %de reactivos total del sistema, y las gráficas de las tensiones de cada nodo con %las diferentes contingencias y soluciones simuladas. Llama a las funciones %miinicio.m, guarde.m, misolucion.m, grafique.m, onclick.m, casemio.m y %actualiza.m En este archivo además se puede modificar la presentación y el %diseño de la ventana principal.

%CREACION DE LA VENTANA PRINCIPAL Y LOS FRAMES CON SUS TEXTOS, %POSICIONES, Y COLORES ASIGNADOS

```
clear,clc
wind=figure(1);
set(wind,'name','MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA REACTIVA',...
      'numbertitle','off','units','normalized','menubar','none',...
      'color',[0.9 0.9 0.7],...
      'position',[0.05,0.05,0.9,0.9]);
linea=plot(0);
set(linea,'visible','off');
set(get(linea,'parent'),'visible','off','position',[0.55 0.55 0.3
0.3]);

graf=axes('position',[0.05,0.05,0.85,0.85],'color',[0.9 0.9 0.7 ],...
          'xcolor',[0.9 0.9 0.7],'ycolor',[0.9 0.9 0.7],...
          'XLim',[0,10],'YLim',[0,9]);

guardar=uicontrol('value',0,'units','normalized','position',[0.02 0.82
0.15 0.05],'string','Guardar Comportamiento',...
                  'style','checkbox','callback','guarde');

solucion=uicontrol('units','normalized','position',[0.45 0.9 0.1
0.05],'string','SOLUCION',...
                  'callback','misolucion','userdata',0);

inicial=uicontrol('units','normalized','position',[0.87 0.9 0.1
0.05],'string','CASO INICIAL',...
                  'callback','miinicio');
```

```

    caso=uicontrol('style','edit','units','normalized','position',[0.02 0.9
0.08 0.04],'string','casemio',...
    'callback','miinicio');

%Creación de los Nodos del Sistema (buses)

%   BUS, NOMBRE, Vm(pu) "columna 8 de bus",
buses(1,:)=[line([0.5,0.5],[2,3.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=1;grafique,end'),...
    text(0.4,4,'1 SABANA'),...
    text(0.4,3.75,'')];
buses(2,:)=[line([5,6.5],[7,7],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=2;grafique,end'),...
    text(4.5,7.3,'2 T.GUAJ'),...
    text(4.5,7.05,'')];
buses(3,:)=[line([9,9],[3,3.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=3;grafique,end'),...
    text(8.75,4,'3 CUATRI'),...
    text(8.75,3.75,'')];
buses(4,:)=[line([2,2],[1.3,3.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=4;grafique,end'),...
    text(2,4,'4 FUNDA'),...
    text(2,3.75,'')];
buses(5,:)=[line([2.5,4],[7,7],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=5;grafique,end'),...
    text(2,7.3,'5 STMA'),...
    text(2,7.05,'')];
buses(6,:)=[line([7,9.5],[7,7],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=6;grafique,end'),...
    text(9.75,7.3,'6 CUES'),...
    text(9.75,7.1,'')];
buses(7,:)=[line([7,7],[1,2],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=7;grafique,end'),...
    text(7,2.2,'7 V/DUPAR'),...
    text(6.4,2.2,'')];
buses(8,:)=[line([4.5,4.5],[1,2.3],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=8;grafique,end'),...
    text(4.65,2.5,'8 COPEY'),...
    text(4,2.5,'')];
buses(9,:)=[line([2.8,3.3],[8.5,8.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=9;grafique,end'),...
    text(2,8.6,'9 CSTMA'),...
    text(2,8.4,'')];
buses(10,:)=[line([7.2,7.8],[8.5,8.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=10;grafique,end'),...
    text(6.5,8.6,'10 CCUES'),...
    text(6.5,8.4,'')];
buses(11,:)=[line([9,9],[1,1.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=11;grafique,end'),...
    text(8.5,1.8,'11 CV/DU'),...

```

```

        text(8.5,1.65,'');
buses(12,:)=line([3,3],[1,1.5],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=12;grafique,end'),...
        text(3,1.7,'12 CCOPE'),...
        text(2.45,1.7,'');
buses(13,:)=line([1,1],[1,2],'LineWidth',1.5,'color',[0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=13;grafique,end'),...
        text(1.05,1,'13 C.FUND'),...
        text(1.05,0.8,'');
for (i=1:13)
    % actualizar
%     set(buses(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(i,8)),'pu'));
    % fin
    set(buses(i,2),'fontsize',8);
    set(buses(i,3),'fontsize',8);
    set(buses(i,2),'fontunits','normalized');
    set(buses(i,3),'fontunits','normalized');
end

%Creación de las líneas de Transmisión del sistema (branch)

branches(1)=line([0.5,2],[3.3,3.3],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,1)
;actualiza','userdata',1);%_1_4
branches(2)=line([0.5,2],[2.7,2.7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,2)
;actualiza','userdata',1);%_1_4
branches(3)=line([5.3,5.3,3.7,3.7],[7,6.5,6.5,7],'ButtonDownFcn','onclick
(0,branches,3);actualiza','userdata',1);%_2_5
branches(4)=line([5.6,5.6,3.4,3.4],[7,6,6,7],'ButtonDownFcn','onclick(0,b
ranches,4);actualiza','userdata',1);%_2_5
branches(5)=line([6,6,7.6,7.6],[7,6,6,7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branc
hes,5);actualiza','userdata',1);%_2_6
branches(6)=line([6.3,6.3,7.3,7.3],[7,6.5,6.5,7],'ButtonDownFcn','onclick
(0,branches,6);actualiza','userdata',1);%_2_6
branches(7)=line([9,8.5,8.5],[3.3,3.3,7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branc
hes,7);actualiza','userdata',1);%_3_6
branches(8)=line([2,2.8,2.8],[3.4,3.4,7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branc
hes,8);actualiza','userdata',1);%_4_5
branches(9)=line([2,3.1,3.1],[2.9,2.9,7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branc
hes,9);actualiza','userdata',1);%_4_5
branches(10)=line([2,4.5],[2,2],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,10);a
ctualiza','userdata',1);%_4_8
branches(11)=line([8,8,7],[7,1.7,1.7],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches
,11);actualiza','userdata',1);%_6_7
branches(12)=line([7,4.5],[1.6,1.6],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,1
2);actualiza','userdata',1);%_7_8
branches(13)=line([3,3],[7,8.5],'userdata',1);%_5_9
branches(14)=line([7.5,7.5],[7,8.5],'userdata',1);%_6_10
branches(15)=line([7,9],[1.2,1.2],'userdata',1);%_7_11
branches(16)=line([4.5,3],[1.2,1.2],'userdata',1);%_8_12
branches(17)=line([2,1],[1.5,1.5],'userdata',1);%_4_13

%Creación de líneas que unen a los generadores con los nodos

```

```

branch_1=line([0.4,0.5],[2.4,2.4]);
branch_2=line([9,9.25],[3.3,3.3]);
branch_3=line([6.2,6.2],[7,7.25]);

%Creación de Generadores

x=-1:0.1:1;
y=sqrt(1-x.^2)/2;
x=x/2;

% GENERADOR,Pg (MW) "2 columna de gen",Qg (MVAR) "3 columna de gen"
generador(1,:)=[line(-0.2+0.4*[x+1 -x+1],2+0.4*[y+1 -y+1]),...
    text(-0.2,2,'mw'),...
    text(-0.2,1.85,'mvar')];
generador(2,:)=[line(5.8+0.4*[x+1 -x+1],7+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,2);actualiza','userdata',1),...
    text(5.8,8,'mw'),...
    text(5.8,7.85,'mvar')];
generador(3,:)=[line(9+0.4*[x+1 -x+1],2.9+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,3);actualiza','userdata',1),...
    text(9.8,3.6,'mw'),...
    text(9.8,3.45,'mvar')];
for i=1:3
    % actualizar
    %
    set(generador(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.5g',gen(i,2)),'MW'));
    %
    set(generador(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',gen(i,3)),'MVAR'));
    % fin

%Tamaño del texto de los MW y MVAR de los Generadores

    set(generador(i,2),'fontsize',8);
    set(generador(i,3),'fontsize',8);
    set(generador(i,2),'fontunits','normalized');
    set(generador(i,3),'fontunits','normalized');
end

%Creación de Transformadores

transfor(1,:)=[line(2.6+0.4*[x+1 -x+1],7.3+0.4*[y+1 -y+1]),...
    line(2.6+0.2+0.4*[0:0.1:1],7.3+0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0]),...
    line(2.6+0.2+0.4*[0:0.1:1],7.3+0.8-0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0]),...
    13];
transfor(2,:)=[line(7.1+0.4*[x+1 -x+1],7.3+0.4*[y+1 -y+1]),...
    line(7.1+0.2+0.4*[0:0.1:1],7.3+0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0]),...

```

```

        line(7.1+0.2+0.4*[0:0.1:1],7.3+0.8-0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
        14];
transfor(3,:)= [line(7.7+0.4*[x+1 -x+1],0.8+0.4*[y+1 -y+1]),...
        line(7.7+0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],0.8+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        line(7.7+0.8-0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],0.8+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        15];
transfor(4,:)= [line(3.3+0.4*[x+1 -x+1],0.8+0.4*[y+1 -y+1]),...
        line(3.3+0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],0.8+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        line(3.3+0.8-0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],0.8+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        16];
transfor(5,:)= [line(1+0.4*[x+1 -x+1],1.1+0.4*[y+1 -y+1]),...
        line(1+0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],1.1+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        line(1+0.8-0.4*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],1.1+0.2+0.4*[0:0.1:1]),...
        17];

%Creación de las Cargas

flecha_x=[0.5 0 0.5 0 1.5]/4;
flecha_y=[0.5 0 -0.5 0 0]/4;
% LOADS, Pd (MW) "columna 3 de bus", Qd (MVAR) "columna 4 de bus", BUS
"columna 1 a la que corresponde en bus"
loads(1,:)= [line(0.1+flecha_x,3+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads
,1);actualiza','userdata',1),...
        text(-0.2,3.4,''),...
        text(-0.2,3.25,''),...
        1];
loads(2,:)= [line(5.3+flecha_y,7.4-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,2);actualiza','userdata',1),...
        text(5.1,7.75,''),...
        text(5.1,7.60,''),...
        2];
loads(3,:)= [line(3+flecha_y,8.9-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,3);actualiza','userdata',1),...
        text(2.7,9.2,''),...
        text(2.7,9,''),...
        9];
loads(4,:)= [line(7.5+flecha_y,8.9-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,4);actualiza','userdata',1),...
        text(7.2,9.1,''),...
        text(7.2,8.95,''),...
        10];
loads(5,:)= [line(9.4-
flecha_x,1.2+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,5);actualiza','use
rdata',1),...
        text(9.5,1.4,''),...

```

```

        text(9.5,1.25,''),...
        11];
loads(6,:)=[line(2.6+flecha_x,1.2+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,6);actualiza','userdata',1),...
        text(2.2,1,''),...
        text(2.2,0.85,''),...
        12];
loads(7,:)=[line(0.6+flecha_x,1.5+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,7);actualiza','userdata',1),...
        text(0.2,1.2,''),...
        text(0.2,1.05,''),...
        13];
for i=1:7
    % actualizar
    %
    set(loads(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(loads(i,4),3)),'MW'));
    %
    set(loads(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(loads(i,4),4)),'MVAR'));
    % fin

% Tamaño del texto de los MW y MVAR de la Carga

    set(loads(i,2),'fontsize',8);
    set(loads(i,3),'fontsize',8);
    set(loads(i,2),'fontunits','normalized');
    set(loads(i,3),'fontunits','normalized');
end

% Creación de los bancos de CONDENSADORES

cond(1,:)=[line([2,2.2,2.2,2.2],0.1+[2.2,2.2,2.3,2.1]),...
        line([2.3,2.3,2.3,2.5],0.1+[2.1,2.3,2.2,2.2]),...
        text(2.4,2.4,'dfg'),...
        4];
cond(2,:)=[line([9,9,9.1,8.9],[7,7.2,7.2,7.2]),...
        line([8.9,9.1,9,9],[7.3,7.3,7.3,7.5]),...
        text(9,7.75,'dfgd'),...
        6];
for i=1:2
    % actualizar
    %
    set(cond(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(cond(i,4),4)),'MVAR'));
    % fin
    set(cond(i,3),'fontsize',8);
    set(cond(i,3),'fontunits','normalized');
end

% Creación del Texto que informa los resultados de la reserva de
reactivos, potencia total
% generada y variación de la potencia reactiva, ante las diferentes
simulaciones.

```

```

general(1)=text(0.4,0.3,'Reserva = MVAR','fontunits','normalized');
general(2)=text(4.5,0.3,'Potencia Total Qp','fontunits','normalized');
general(3)=text(8.5,0.3,'Variación de Potencia total
Qp','fontunits','normalized');
warning off
miinicio
    
```

SUBROUTINA casemio.m

%En esta función se ingresa los datos iniciales del sistema en forma matricial para %cada elemento del sistema (bus, branch y gen).cada fila de la matriz %corresponde a un solo bus, línea, trafo, o generador respectivamente. En la %matriz de branch se ingresan también los datos de los transformadores. además %de estas matrices hay dos más las cuales contienen información sobre el costo %de generación, pero solo el programa las tiene en cuenta para realizar un %análisis de flujo óptimo de potencia.
 %Para los propósitos de este Trabajo de Grado se les colocó un valor constante, %los cuales no interfieren a la hora de desarrollar el programa.

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost] = case
```

%%----- DATOS INICIALES DEL FLUJO DE POTENCIA-----%%

%% POTENCIA BASE DEL SISTEMA

```
baseMVA = 100.0000;
```

%% DATOS INICIALES DEL BUS

```

bus = [
    1 3 71.0 37.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    2 2 2.0 1.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.0500 0.9500;
    3 2 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    4 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    5 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    6 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    7 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    8 1 0.0 0.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 220.0000 1 1.1000 0.9000;
    9 1 67.0 35.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 110.0000 1 1.1000 0.9000;
    10 1 66.0 30.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 110.0000 1 1.1000 0.9000;
    11 1 74.0 35.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 110.0000 1 1.1000 0.9000;
    12 1 19.0 5.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 110.0000 1 1.1000 0.9000;
    13 1 51.0 30.0 0.0 0.0 1 1.0000 0.0000 110.0000 1 1.1000 0.9000;
];
    
```

%% DATOS INICIALES DEL GENERADOR

```
gen = [
  1 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 1.0100 100.0000 1 500.0000 00.0000;
  2 160.00 0.0000 220.00 -68.0000 1.0300 100.0000 1 349.0000 160.000;
  3 20.00 0.0000 105.00 -34.0000 1.0500 100.0000 1 168.0000 00.0000;
];
```

%% DATOS INICIALES DE LAS LINEAS Y TRANSFORMADORES

```
branch = [
  1 4 0.01492 0.1004 0.1410 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  1 4 0.0132 0.0918 0.1587 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  2 5 0.0148 0.1009 0.1480 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  2 5 0.0148 0.1009 0.1480 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  2 6 0.0153 0.1042 0.1530 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  2 6 0.0153 0.1042 0.1530 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  3 6 0.0187 0.1552 0.2400 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  4 5 0.0138 0.0943 0.1380 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  4 5 0.0138 0.0943 0.1380 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  4 8 0.0098 0.0644 0.0929 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  6 7 0.0177 0.1182 0.1700 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  7 8 0.0128 0.0859 0.1230 220.0000 220.0000 220.0000 0.0000 0.0000 1;
  5 9 0.0000 0.1416 0.0000 220.0000 220.0000 220.0000 0.9750 0.0000 1;
  6 10 0.0000 0.1441 0.0000 220.0000 220.0000 220.0000 0.9750 0.0000 1;
  7 11 0.0000 0.1436 0.0000 220.0000 220.0000 220.0000 0.9500 0.0000 1;
  8 12 0.0000 0.1436 0.0000 220.0000 220.0000 220.0000 1.0000 0.0000 1;
  4 13 0.0000 0.1215 0.0000 220.0000 220.0000 220.0000 1.0000 0.0000 1;
];
```

%%----- DATOS PARA FLUJO OPTIMO DE POTENCIA -----%%

%% DATOS AREA

```
area = [
  0 0;
];
```

%% DATOS DEL COSTO DE GENERACIÓN

```
gencost = [ 2 0.0 0.0 3 0.002 2 0.2;
  2 0.0 0.0 3 0.02 2 0.2;
  2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
  2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
  2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
];
```

return;

SUBROUTINA actualiza.m

%Función que actualiza todos los datos y resultados para cada cambio que se %realice en la ventana principal ejecutable. Responde al llamado de la función %misolucion.m con los arreglos hechos. Llama la función mirunpf para volver a %correr el caso con los cambios realizados.

```

b=100;
% violación [limites, reserva]
viola=[0 0];
eval(strcat(['baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost] =',archivo,','));

%coloca las nuevas condiciones creando un archivo temporal de lo
realizado
for i=1:size(branches,2)
    branch(i,11)=get(branches(i),'userdata');
end
for i=2:size(generator,1)
    gen(i,8)=get(generator(i),'userdata');
end
for i=1:size.loads,1)
    if (bus.loads(i,4),4)>4)
        bus.loads(i,4),3)=bus.loads(i,4),3)*get.loads(i),'userdata');
        bus.loads(i,4),4)=bus.loads(i,4),4)*get.loads(i),'userdata');
    else
        set.loads(i),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);
    end
end

%arreglos(siguiete arreglo,:)=matriz (1-branch, 2-gen, 3-
bus),fila,columna,nuevo valor]
for i=2:size(arreglos,1)
    switch arreglos(i,1)
        case 1
            branch(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
        case 3
            bus(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
    end
end
%branch
%gen
%bus
[MVABase, bus1, gen1, branch1, success, et] = mirunpf(baseMVA, bus, gen,
branch,1);

%guarda
guarde
% interpreta los datos
Lims=Lim_voltaje;
for (i=1:13)

```

```

    if ((bus1(i,8)<Lims(i,2)) | (bus1(i,8)>Lims(i,3)))
        color=[1 0 0];
        viola(1)=1;
    else
        if (fix(b*bus2(i,8))==fix(b*bus1(i,8)))
            color=[0 0 0];
        else
            color=[0 0 1];
        end
    end
end

set(buses(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(i,8)),'pu'),'color',color);
end
clear Lims
for i=1:3
    if (fix(b*gen2(i,2))==fix(b*gen1(i,2)) &
fix(b*gen2(i,3))==fix(b*gen1(i,3)))
        color=[0 0 0];
    else
        color=[0 0 1];
    end
end

set(generador(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.3g',gen1(i,2)),'MW'),'color',color);

set(generador(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',gen1(i,3)),'MVAR'),'color',color);
end
for i=1:7
    if (fix(b*bus2(loads(i,4),3))==fix(b*bus1(loads(i,4),3)))
        color=[0 0 0];
    else
        color=[0 0 1];
    end
end

set(loads(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(loads(i,4),3)),'MW'),'color',color);

set(loads(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(loads(i,4),4)),'MVAR'),'color',color);
end
for i=1:2

set(cond(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(cond(i,4),6)),'MVAR'));
end
genanterior=sum(gen2(:,3));
genactual=sum(gen1(:,3));
if bus2==0*bus
    geninicial=sum(gen1(:,3));
end
genmax=sum(gen(:,5-(sign(genactual)+abs(sign(genactual)))/2));

```

```

genreserva_porc=((genmax-genactual)*100)/genmax;
if genreserva_porc <70
    color=[1 0 0];
    viola(2)=1;
else
    color=[0 0 0];
end
set(general(1),'string',strcat('RESERVA = .',sprintf('%0.5g',genmax-
genactual),'MVAR ',',...
    sprintf('%0.5g',genreserva_porc),'%'),'color',color);
set(general(2),'string',strcat('POTENCIA Q =
.',sprintf('%0.5g',genactual),'MVAR'));
set(general(3),'string',strcat('DELTA PQ= .',...
    sprintf('%0.5g',genactual-geninicial),'MVAR'));
bus2=bus1;
gen2=gen1;
branch2=branch1;
clear bus1;
clear gen1;
clear branch1;

```

SUBROUTINA grafique.m

%Función que grafica los resultados de las tensiones de cada nodo, contra los %pasos que se realizaron en la simulación.

```

if exist('Gbus')
    datos=Gbus(busesclick,8,:);
    clear data
    for i=1:size(datos,3)
        data(1,i)=datos(1,1,i);
    end
    set(linea,'xdata',[1:size(data,2)],'ydata',data,'visible','on');

set(get(linea,'parent'),'xgrid','on','ygrid','on','xlimmode','manual','xli
im',[1 size(data,2)],'visible','on');
    set(graf,'position',[0 0 0.55 0.53]);
end

```

SUBROUTINA guarde.m

%Esta función despliega una ventana con una información, y guarda los %resultados de las tensiones para cada paso simulado que se realizó.
 %Para ver la gráfica del comportamiento de las tensiones se hace click sobre el %bus que se quiera desplegar.

```

if get(guardar,'value')==1
    if exist('Gbus','var')
        Gbus(:,:,size(Gbus,3)+1)=bus1;
        Ggen(:,:,size(Ggen,3)+1)=gen1;
        Gbranch(:,:,size(Gbranch,3)+1)=branch1;
        %Greserva(:,:,size(Greserva,3)+1)=genmax-genactual;
        msgbox('Despliegue la gráfica del comportamiento haciendo click
sobre el bus','Aplicación');
    else
        Gbus=bus2;
        Ggen=gen2;
        Gbranch=branch2;
        %Greserva=genmax-genactual;
    end
else
    clear Gbus;
    clear Ggen;
    clear Gbranch;
    %clear Greserva;
end

```

SUBROUTINA Lim_voltaje.m

% En esta función se entran los límites de los voltajes permitidos en los nodos del %sistema en forma matricial. el tamaño de la matriz es de n-filas (de acuerdo la %número de buses) y 3 columnas (en la primera se coloca el # del bus, en la %segunda va el limite inferior de voltaje y en la tercera el limite superior).

```
function [Lim_voltaje] = Lim
```

```

Lim_voltaje = [
1  1.0  1.05;
2  1.0  1.05;
3  1.0  1.06;
4  .98  1.02;
5  .98  1.02;
6  .99  1.03;
7  .98  1.02;
8  .98  1.02;
9  .98  1.02;
10 .98  1.02;
11 .96  1.00;
12 .97  1.01;
13 .95  1.00];

```

```
return;
```

SUBROUTINA miinicio.m

%Función que responde al llamado del inicio en la ventana principal tomando la %orden de volver todos los arreglos realizados a cero. y correr el caso en su %estado inicial.

%crea el estilo y color de la línea que se utiliza para dibujar los elementos del %diagrama unifilar en la ventana principal ejecutable en condiciones iniciales de %operación.

%Llama a el archivo actualiza para correr el caso sin ninguna modificación.

```

clc
clear Gbus;
clear Gbranch;
clear Ggen;
archivo=get(caso,'string');
set(linea,'visible','off');
et(get(linea,'parent'),'visible','off');
set(graf,'position',[0.05,0.05,0.85,0.85]);
set(guardar,'value',0);
for i=1:size(branches,2)
    set(branches(i),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1); %Pone
estilo de linea y color a las lineas y
end
trafos.
for i=1:size(generator,1)
    set(generator(i,1),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);
%Pone estilo de linea y color a los generadores
end
for i=1:size(loads,1)
    set(loads(i,1),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1); %Pone
estilo de linea y color a las cargas.
end
%[baseMVA, bus2, gen2, branch2, area, gencost] = casemio;
eval(strcat(['baseMVA, bus2, gen2, branch2, area, gencost]
=',archivo, ';'));
bus2=bus2*0;
gen2=gen2*0;
branch2=branch2*0;
arreglos=[0 0 0 0];
actualiza

```

SUBROUTINA onclick.m

%onclick cambia de su color inicial a rojo al elemento que se le haga
%click (líneas, generadores, y cargas).

```
function onclick(objeto,matriz,cual); %handle, fila dentro de branch
if objeto==0
    if (get(matriz(cual),'userdata')==1)
        set(matriz(cual),'LineStyle',':','color',[1 0 0],'userdata',0);
    else
        set(matriz(cual),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);
    end
end
end
return
```

SUBROUTINA misolución.m

%Función que aplica los criterios para dar solución a la contingencia simulada, con
%el manejo de las compensaciones. Esta llama a la funciones Lim_voltaje.m,
%prevactualiza.m, actualiza.m y a las matrices del casemio.m que tienen los datos
%iniciales de las líneas, trafos, generadores y cargas para agregar o restar datos
%para la solución al problema corrigiendo la violación de las tensiones y la reserva
%de reactivos por la simulación de la contingencia.

%arreglos(siguiete arreglo,:)=matriz (1-branch, 2-gen, 3-bus),fila,columna,nuevo valor]

```
if get(solucion,'userdata')==0
    defecto='1-Tap';
end
ButtonName=questdlg('método de solución', ...
    'Aplicación', ...
    '1-Tap','2-Compensación estática','3-Deslastre de
carga',defecto);
switch ButtonName
case '1-Tap'
    if viola==[0 1]
        defecto='2-Compensación estática';
    else
        if (bus(10,3)==0 & bus(10,4)==0)
            arreglos(size(arreglos,1)+1,:)= [1,14,9,1.025];
%        break
        end
        %%%
        Lims=Lim_voltaje;
        err=0;
    end
end
```



```

bu=bus2;
%bancos (bus 4, bus 6)
bancos=[20,0;...
        40,0;...
        0,41;...
        80,0;...
        20,41;...
        40,41;...
        80,41];
for i=1:size(bancos,1)
    violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
    if isempty(violainf)
        break
    end
    arreglos(size(arreglos,1)+1,:)=[3,4,6,bancos(i,1)];
    arreglos(size(arreglos,1)+1,:)=[3,6,6,bancos(i,2)];

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
violasup=find(bu(:,8)>Lims(:,3)); %superior
if isempty(violasup)==0
    arreglos=arreglos(1:size(arreglos,1)-2,:);

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
end
end
violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
if isempty(violainf)==0
    defecto='3-Deslastre de carga';
end
case '3-Deslastre de carga'
    Lims=Lim_voltaje;
    bu=bus2;
    imposible=0;
    for i=1:size(loads,1)
        if get(loads(i,1),'userdata')==0
            imposible=1
            break
        end
    end
end
if imposible==0
    violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
    if isempty(violainf)==0
        [a,b]=sort(bu(violainf,3));
        violainf=violainf(b);
        violainf=violainf(find(bu(violainf,3)>0));
        for i=1:size(violainf,1)-1
            arreglos(size(arreglos,1)+1,:)=[3,violainf(i,1),3,0];
            arreglos(size(arreglos,1)+1,:)=[3,violainf(i,1),4,0];
        end
    end
end

```

```

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
    viola=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
    if isempty(viola)
        break
    end
end
end
end
end
end
set(solucion,'userdata',1);
actualiza

```

SUBROUTINA prevactualiza.m

%Función que supervisa los resultados dados después de correr el flujo con la %orden del archivo actualiza.m si los resultados están violando los criterios %definidos retorna al flujo anterior sin tener en cuenta los arreglos realizados en %actualiza. Llama la función mirunpf para volver a correr el caso.

```

function
[err,branch1,bus1]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,arch)
err=0;
%[baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost] = casemio;
eval(strcat(['baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost] =',arch,','));
for i=1:size(branches,2)
    branch(i,11)=get(branches(i),'userdata');
end
for i=2:size(generador,1)
    gen(i,8)=get(generador(i),'userdata');
end
for i=1:size(loads,1)
    if (bus(loads(i,4),4)>4)
        bus(loads(i,4),3)=bus(loads(i,4),3)*get(loads(i),'userdata');
        bus(loads(i,4),4)=bus(loads(i,4),4)*get(loads(i),'userdata');
    else
        set(loads(i),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);
    end
end
%arreglos(siguiete arreglo,:)=matriz (1-branch, 2-gen, 3-
bus),fila,columna,nuevo valor]
for i=2:size(arreglos,1)
    switch arreglos(i,1)
        case 1
            branch(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
        case 3
            bus(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
    end
end
end

```

```

[MVAbase, bus1, gen1, branch1, success, et] = mirunpf(baseMVA, bus, gen,
branch,0);
for i=1:size(branch1,1)
    if branch(i,9)~=0
        if bus1(branch1(i,1),8) < bus1(branch1(i,2),8)
            err=1;
            [i err];
            bus1;
            break
        end
    end
end
return

```

SUBROUTINA minewtonpf.m

% Esta función hace el número de iteraciones por el método de Newton.
 % Muestra la información si el programa converge o no, y el número de iteraciones
 % realizas.

```

function [V, converged, i] = newtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq, mpopt)

%% Argumentos Predefinidos

if nargin < 7
    mpopt = mption;
end

%% Opciones

tol          = mpopt(2);
max_it       = mpopt(3);
verbose      = mpopt(31);

%% Inicializa

j = sqrt(-1);
converged = 0;
i = 0;
V = V0;
Va = angle(V);
Vm = abs(V);

npv = length(pv);
npq = length(pq);

```

```

j1 = 1;                j2 = npv;                %% j1:j2 - V ángulo de
buses pv
j3 = j2 + 1;          j4 = j2 + npq;          %% j3:j4 - V ángulo de buses pq
j5 = j4 + 1;          j6 = j4 + npq;          %% j5:j6 - V magnitud de buses
pq

%% evalua F(x0)

mis = V .* conj(Ybus * V) - Sbus;
F = [ real(mis([pv; pq]));
      imag(mis(pq))      ];

%% Verifica la tolerancia

normF = norm(F, inf);
if verbose > 1
    fprintf('\n it      max P & Q mismatch (p.u.)');
    fprintf('\n----  -----');
    fprintf('\n%3d      %10.3e', i, normF);
end
if normF < tol
    converged = 1;
    if verbose > 1
        fprintf('\nConverged!\n');
    end
end

%% hace iteraciones por Newton
while (~converged & i < max_it)

    %% contador de iteraciones
    i = i + 1;

    %% evalua la Jacobiana

    [dSbus_dVm, dSbus_dVa] = dSbus_dV(Ybus, V);

    %   j11 = real(dSbus_dVa([pv; pq], [pv; pq]));
    %   j12 = real(dSbus_dVm([pv; pq], pq));
    %   j21 = imag(dSbus_dVa(pq, [pv; pq]));
    %   j22 = imag(dSbus_dVm(pq, pq));

    %% hace el equivalente usando temporalmente
    %% la matriz y su transpuesta

    temp = real(dSbus_dVa(:, [pv; pq]))';
    j11 = temp(:, [pv; pq])';
    temp = real(dSbus_dVm(:, pq))';
    j12 = temp(:, [pv; pq])';
    temp = imag(dSbus_dVa(:, [pv; pq]))';
    j21 = temp(:, pq)';
    temp = imag(dSbus_dVm(:, pq))';

```

```

    j22 = temp(:, pq)';

    J = [ j11 j12;
          j21 j22;    ];

%% computa el paso

    dx = -(J \ F);

%% Voltaje actualizado

    Va(pv) = Va(pv) + dx(j1:j2);
    Va(pq) = Va(pq) + dx(j3:j4);
    Vm(pq) = Vm(pq) + dx(j5:j6);
    V = Vm .* exp(j * Va);

%% evalua F(x)
    mis = V .* conj(Ybus * V) - Sbus;
    F = [ real(mis(pv));
          real(mis(pq));
          imag(mis(pq))    ];

%% Verifica la Convergencia

    normF = norm(F, inf);
    if verbose > 1
        fprintf('\n%3d          %10.3e', i, normF);
    end
    if normF < tol
        converged = 1;
        if verbose
            fprintf('\nNewton''s method power flow converged in %d
iterations.\n', i);
        end
    end
end

if verbose
    if ~converged
        fprintf('\nNewton''s method power did not converge in %d
iterations.\n', i);
    end
end
end

```

SUBROUTINA miprintpf.m

%Función que imprime el cuadro de resultados del flujo de carga del caso a %analizar en la pantalla de Matlab.

```
function printpf(baseMVA, bus, gen, branch, f, success, et, fd, mpopt)
```

```
%%-----INICIALIZACIÓN-----
```

```
%% Argumentos Predefinidos
```

```
if nargin < 9
    mpopt = mption; %% usar las opciones predefinidas
    if nargin < 8
        fd = 1;
    end
end
if isempty(f)
    isOPF = 0; %% obtenga los datos del FP
else
    isOPF = 1;
end

%% options
OUT_ALL = mpopt(32);
OUT_SYS_SUM = OUT_ALL == 1 | (OUT_ALL == -1 & mpopt(33));
OUT_AREA_SUM = OUT_ALL == 1 | (OUT_ALL == -1 & mpopt(34));
OUT_BUS = OUT_ALL == 1 | (OUT_ALL == -1 & mpopt(35));
OUT_BRANCH = OUT_ALL == 1 | (OUT_ALL == -1 & mpopt(36));
OUT_GEN = OUT_ALL == 1 | (OUT_ALL == -1 & mpopt(37));
if OUT_ALL == -1
    OUT_ALL_LIM = mpopt(38);
elseif OUT_ALL == 1
    OUT_ALL_LIM = 2;
else
    OUT_ALL_LIM = 0;
end
if OUT_ALL_LIM == -1
    OUT_V_LIM = mpopt(39);
    OUT_LINE_LIM = mpopt(40);
    OUT_PG_LIM = mpopt(41);
    OUT_QG_LIM = mpopt(42);
else
    OUT_V_LIM = OUT_ALL_LIM;
    OUT_LINE_LIM = OUT_ALL_LIM;
    OUT_PG_LIM = OUT_ALL_LIM;
    OUT_QG_LIM = OUT_ALL_LIM;
end
```

```

end
OUT_RAW = mpopt(43);

%% Define los indices nombrados en las matrices bus,gen y branch

[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
  VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, ...
  GEN_STATUS, PMAX, PMIN, MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN] =
idx_gen;
[F_BUS, T_BUS, BR_R, BR_X, BR_B, RATE_A, RATE_B, ...
  RATE_C, TAP, SHIFT, BR_STATUS, PF, QF, PT, QT, MU_SF, MU_ST] =
idx_brch;

%% Constante
j = sqrt(-1);

%% Número del bus Interno

e2i = zeros(max(bus(:, BUS_I)), 1);
e2i(bus(:, BUS_I)) = [1:size(bus, 1)]';

%% PARAMETROS

nb = size(bus, 1);           %% número de buses
nl = size(branch, 1);      %% número de líneas
ng = size(gen, 1);         %% número de generadores
ties = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS)), BUS_AREA) ~= bus(e2i(branch(:,
T_BUS)), BUS_AREA));

%% área de inter-ties

tap = ones(nl, 1);
xfmr = find(branch(:, TAP));
tap(xfmr) = branch(xfmr, TAP);
tap = tap .* exp(j*pi/180 * branch(:, SHIFT));
nzld = find(bus(:, PD) | bus(:, QD));
sorted_areas = sort(bus(:, BUS_AREA));
areas = sorted_areas([1; find(diff(sorted_areas))+1])); %%números del
área
na = length(areas);       %% número de áreas
on = find(gen(:, GEN_STATUS));
V = bus(:, VM) .* exp(sqrt(-1) * pi/180 * bus(:, VA));
loss = baseMVA * abs(V(e2i(branch(:, F_BUS))) ./ tap - V(e2i(branch(:,
T_BUS))))).^ 2 ./ ...
    (branch(:, BR_R) - j * branch(:, BR_X));
fchg = abs(V(e2i(branch(:, F_BUS))) ./ tap).^ 2 .* branch(:, BR_B) *
baseMVA / 2;
tchg = abs(V(e2i(branch(:, T_BUS))))).^ 2 .* branch(:, BR_B) *
baseMVA / 2;

```

%%----- IMPRIMA LOS RESULTADOS -----

```

if success
    if OUT_SYS_SUM
        fprintf(fd,
'\n=====
=====');
        fprintf(fd, '\n| RESUMEN DEL SISTEMA
|');
        fprintf(fd,
'\n=====
=====');
        %% Convergencia y Tiempo de operación
        fprintf(fd, '\nConverged in %.2f seconds', et);

        %% Valor Función Objetivo
        if isOPF
            fprintf(fd, '\nObjective Function Value = %.2f $/hr',
f);
        end
        fprintf(fd, '\n\nCANTIDAD ? CAPACIDAD?
P (MW) Q (MVAR)');
        fprintf(fd, '\n-----
- -----');
        fprintf(fd, '\nBuses %5d Total Gen Capacity
%7.1f %7.1f to +%.1f', nb, sum(gen(:, PMAX)), sum(gen(:, QMIN)),
sum(gen(:, QMAX)));
        fprintf(fd, '\nGenerators %5d On-line Capacity
%7.1f %7.1f to +%.1f', ng, sum(gen(on, PMAX)), sum(gen(on, QMIN)),
sum(gen(on, QMAX)));
        fprintf(fd, '\nCommitted Gens %5d Generation (current)
%7.1f %7.1f', length(on), sum(gen(on, PG)), sum(gen(on, QG)));
        fprintf(fd, '\nLoads %5d Load
%7.1f %7.1f', length(nzld), sum(bus(nzld, PD)), sum(bus(nzld, QD)));
        fprintf(fd, '\nBranches %5d Losses (I^2 * Z)
%8.2f %8.2f', nl, sum(real(loss)), sum(imag(loss)) );
        fprintf(fd, '\nTransformers %5d Branch Charging (inj)
- %7.1f', length(xfmr), sum(fchg) + sum(tchg) );
        fprintf(fd, '\nAreas %5d Shunt (inj)
%7.1f %7.1f', length(areas), ...
-sum(bus(:, VM) .^ 2 .* bus(:, GS)), sum(bus(:, VM) .^
2 .* bus(:, BS)) );
        fprintf(fd, '\nInter-ties %5d Total Inter-tie Flow
%7.1f %7.1f', length(ties), sum(abs(branch(ties, PF)-branch(ties,
PT))), sum(abs(branch(ties, QF)-branch(ties, QT))));
        fprintf(fd, '\n');
        fprintf(fd, '\n MÍNIMA
Máxima');
        fprintf(fd, '\n -----
-----');
    end
end

```

```

        [minv, mini] = min(bus(:, VM));
        [maxv, maxi] = max(bus(:, VM));
        fprintf(fd, '\nVoltage Magnitude %7.3f p.u. @ bus %-4d
%7.3f p.u. @ bus %-4d', minv, mini, maxv, maxi);
        [minv, mini] = min(bus(:, VA));
        [maxv, maxi] = max(bus(:, VA));
        fprintf(fd, '\nVoltage Angle %8.2f deg @ bus %-4d %8.2f
deg @ bus %-4d', minv, mini, maxv, maxi);
        [maxv, maxi] = max(real(loss));
        fprintf(fd, '\nP Losses (I^2*R) -
%8.2f MW @ line %d-%d', maxv, branch(maxi, F_BUS), branch(maxi,
T_BUS));
        [maxv, maxi] = max(imag(loss));
        fprintf(fd, '\nQ Losses (I^2*X) -
%8.2f MVAR @ line %d-%d', maxv, branch(maxi, F_BUS), branch(maxi,
T_BUS));
        if isOPF
            [minv, mini] = min(bus(:, LAM_P));
            [maxv, maxi] = max(bus(:, LAM_P));
            fprintf(fd, '\nLambda P %8.2f $/MWh @ bus %-4d
%8.2f $/MWh @ bus %-4d', minv, mini, maxv, maxi);
            [minv, mini] = min(bus(:, LAM_Q));
            [maxv, maxi] = max(bus(:, LAM_Q));
            fprintf(fd, '\nLambda Q %8.2f $/MWh @ bus %-4d
%8.2f $/MWh @ bus %-4d', minv, mini, maxv, maxi);
        end
        fprintf(fd, '\n');
    end

    if OUT_AREA_SUM
        fprintf(fd,
'\n=====
=====');
        fprintf(fd, '\n|
|');
        fprintf(fd,
'\n=====
=====');
        fprintf(fd, '\nArea # of # of Gens # of # of # of
# of Total Gen On-line');
        fprintf(fd, '\n Num Buses Gens Online Loads Brchs Xfmrs
Ties Capacity Capacity');
        fprintf(fd, '\n----
----');
        for i=1:length(areas)
            a = areas(i);
            ib = find(bus(:, BUS_AREA) == a);
            ig = find(bus(e2i(gen(:, GEN_BUS)), BUS_AREA) == a);
            igon = find(bus(e2i(gen(:, GEN_BUS)), BUS_AREA) == a &
gen(:, GEN_STATUS));
            inzld = find(bus(:, BUS_AREA) == a & (bus(:, PD) |
bus(:, QD)));

```

```

        ibrch = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) == a
& bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) == a);
        in_tie = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) ~= a
& bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) == a);
        out_tie = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) ==
a & bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) ~= a);
        if length(xfmr)
            nxfmr = length(find(bus(e2i(branch(xfmr, F_BUS))),
BUS_AREA) == a & bus(e2i(branch(xfmr, T_BUS)), BUS_AREA) == a));
        else
            nxfmr = 0;
        end
        fprintf(fd, '\n%3d    %5d %5d  %5d  %5d  %5d %5d %5d
%7.1f MW    %7.1f MW', ...
            a,    length(ib),    length(ig),    length(igon),
length(inzld), length(ibrch), nxfmr, ...
            length(in_tie)+length(out_tie),    sum(gen(ig,
PMAX)), sum(gen(igon, PMAX)));
        end
        fprintf(fd, '\n----  -----  -----  -----  -----  -----
-----  -----');
        fprintf(fd, '\nTot:  %5d %5d  %5d  %5d  %5d  %5d %5d    %7.1f
MW    %7.1f MW', ...
            nb, ng, length(on), length(nzld), nl, length(xfmr), ...
            length(ties), sum(gen(:, PMAX)), sum(gen(on, PMAX)));
        fprintf(fd, '\n');
        fprintf(fd, '\nArea    Generation            Load            Losses
Net Export    Brnch    Shunt');
        fprintf(fd, '\n Num    MW    MVAR            MW    MVAR            MW
MVAR    MW    MVAR    Chrgng    MVAR');
        fprintf(fd, '\n-----  -----  -----  -----  -----
-----  -----');
        for i=1:length(areas)
            a = areas(i);
            ib = find(bus(:, BUS_AREA) == a);
            ig = find(bus(e2i(gen(:, GEN_BUS))), BUS_AREA) == a);
            igon = find(bus(e2i(gen(:, GEN_BUS))), BUS_AREA) == a &
gen(:, GEN_STATUS));
            inzld = find(bus(:, BUS_AREA) == a & (bus(:, PD) |
bus(:, QD)));
            ibrch = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) == a
& bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) == a);
            in_tie = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) == a
& bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) ~= a);
            out_tie = find(bus(e2i(branch(:, F_BUS))), BUS_AREA) ~=
a & bus(e2i(branch(:, T_BUS)), BUS_AREA) == a);
            fprintf(fd, '\n%3d    %7.1f%7.1f    %7.1f%7.1f%7.2f    %7.2f
%7.1f%7.1f %7.1f %7.1f', ...
                a,    sum(gen(igon, PG)),    sum(gen(igon, QG)),
sum(bus(inzld, PD)), sum(bus(inzld, QD)), ...
                sum(real(loss(ibrch)))    +    sum(real(loss([in_tie;
out_tie]))) / 2, ...

```

```

                                sum(imag(loss(ibrch))) + sum(imag(loss([in_tie;
out_tie]))) / 2, ...
                                sum(branch(in_tie, PT))+sum(branch(out_tie, PF)),
...
                                sum(branch(in_tie, QT))+sum(branch(out_tie, QF)),
...
sum(fchg(ibrch)) + sum(tchg(ibrch)) + sum(fchg(out_tie)) +
sum(tchg(in_tie)), ...
                                sum(bus(ib, VM) .^ 2 .* bus(ib, BS)) );
                                end
                                fprintf(fd, '\n---- ----- ----- ----- ----- ----
-- ----- ----- ----- -----');
                                fprintf(fd, '\nTot:%7.1f%7.1f %7.1f%7.1f%7.2f %7.2f %7s%7s
%7.1f %7.1f', ...
                                sum(gen(on, PG)), sum(gen(on, QG)), sum(bus(nzld, PD)),
sum(bus(nzld, QD)), ...
                                sum(real(loss)), sum(imag(loss)), '- ', '- ', ...
                                sum(fchg) + sum(tchg), sum(bus(:, VM) .^ 2 .* bus(:,
BS)) );
                                fprintf(fd, '\n');
                                end

%% DATOS GENERADOR
if OUT_GEN
    if isOPF
        genlamP = bus(e2i(gen(:, GEN_BUS)), LAM_P);
        genlamQ = bus(e2i(gen(:, GEN_BUS)), LAM_Q);
    end
    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
    fprintf(fd, '\n|
|');
    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
    fprintf(fd, '\nGen Bus Pg Qg ');
    if isOPF, fprintf(fd, ' Lambda ($/MVA-hr)'); end
    fprintf(fd, '\n # # (MW) (MVAR) ');
    if isOPF, fprintf(fd, ' P Q '); end
    fprintf(fd, '\n--- --- ----- -----');
    if isOPF, fprintf(fd, ' ----- -----'); end
    for i = 1:ng
        if gen(i, PG)
            fprintf(fd, '\n%3d%5d%9.2f%10.2f%10.2f%10.2f', i,
gen(i, GEN_BUS), gen(i, PG), gen(i, QG));
            if isOPF, fprintf(fd, '%10.2f%10.2f', genlamP(i),
genlamQ(i)); end
        else
            fprintf(fd, '\n%3d%5d - -', i, gen(i,
GEN_BUS));
            if isOPF, fprintf(fd, ' - -'); end

```

```

        end
    end
    fprintf(fd, '\n
    fprintf(fd, '\n          Total:%9.2f%10.2f', sum(gen(:, PG)),
sum(gen(:, QG)));
    fprintf(fd, '\n');
end

%% bus data
if OUT_BUS
    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
    fprintf(fd, '\n|          DATOS      DEL      BUS
|');
    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
    fprintf(fd, '\nBus          Voltaje          Generación
Carga
');
    if isOPF, fprintf(fd, ' Lambda($/MVA-hr)'); end
    fprintf(fd, '\n #      Mag(pu)  Ang(deg)  P (MW)  Q (MVAR)  P
(MW)  Q (MVAR)');
    if isOPF, fprintf(fd, '      P      Q      '); end
    fprintf(fd, '\n---  -----  -----  -----  -----  ---
-----  -----');
    if isOPF, fprintf(fd, ' -----  -----'); end
    for i = 1:nb
        fprintf(fd, '\n%3d%8.3f%10.3f', bus(i, [BUS_I, VM,
VA]));
        g = find(gen(:, GEN_BUS) == bus(i, BUS_I));
        if gen(g, GEN_STATUS)
            fprintf(fd, '%10.2f%10.2f', gen(g, [PG, QG]));
        else
            fprintf(fd, '      -      - ');
        end
        if bus(i, PD) | bus(i, QD)
            fprintf(fd, '%10.2f%10.2f', bus(i, [PD, QD]));
        else
            fprintf(fd, '      -      - ');
        end
        if isOPF
            fprintf(fd, '%10.3f', bus(i, LAM_P));
            if abs(bus(i, LAM_Q)) > 1e-6
                fprintf(fd, '%8.3f', bus(i, LAM_Q));
            else
                fprintf(fd, '      - ');
            end
        end
    end
end
    fprintf(fd, '\n
-----  -----  ---
-----  -----');

```

```

        fprintf(fd, '\n
%9.2f', ...
        sum(gen(:, PG)), sum(gen(:, QG)), sum(bus(nzld, PD)),
sum(bus(nzld, QD)));
        fprintf(fd, '\n');
    end

%%----- DATOS DE RESTRICCION -----

    if isOPF
        %% RESTRICCIONES DE VOLTAJE

            if OUT_V_LIM == 2 | (OUT_V_LIM == 1 & ...
                (any(bus(:, MU_VMIN) > 1e-6) |
any(bus(:, MU_VMAX) > 1e-6)))
                fprintf(fd,
'\n=====
=====');
                fprintf(fd, '\n|
Voltage Constraints
|');
                fprintf(fd,
'\n=====
=====');
                fprintf(fd, '\nBus');
                fprintf(fd, '\n #   Vmin mu   Vmin   |V|   Vmax   Vmax
mu');
                fprintf(fd, '\n---  -----  -----  -----  -----
--');
                for i = 1:nb
                    if OUT_V_LIM == 2 | (OUT_V_LIM == 1 & ...
                        (bus(i, MU_VMIN) > 1e-6 |
bus(i, MU_VMAX) > 1e-6))
                        fprintf(fd, '\n%3d', bus(i, BUS_I));
                        if bus(i, MU_VMIN) > 1e-6
                            fprintf(fd, '%8.3f', bus(i, MU_VMIN));
                        else
                            fprintf(fd, ' - ');
                        end
                        fprintf(fd, '%8.3f%7.3f%7.3f', bus(i, [VMIN,
VM, VMAX]));
                        if bus(i, MU_VMAX) > 1e-6
                            fprintf(fd, '%8.3f', bus(i, MU_VMAX));
                        else
                            fprintf(fd, ' - ');
                        end
                    end
                end
                fprintf(fd, '\n');
            end

        %% RESTRICCIONES DE P GENERADOR
    end
end

```

```

        if OUT_PG_LIM == 2 | OUT_QG_LIM == 2 | ...
            (OUT_PG_LIM == 1 & (any(gen(:, MU_PMIN) > 1e-6) |
any(gen(:, MU_PMAX) > 1e-6))) | ...
            (OUT_QG_LIM == 1 & (any(gen(:, MU_QMIN) > 1e-6) |
any(gen(:, MU_QMAX) > 1e-6)))
            fprintf(fd,
'\n=====
=====');
            fprintf(fd, '\n|                Generation   Constraints
|');
            fprintf(fd,
'\n=====
=====');
        end
        if OUT_PG_LIM == 2 | (OUT_PG_LIM == 1 & ...
any(gen(:, MU_PMAX) > 1e-6))
            (any(gen(:, MU_PMIN) > 1e-6) |
any(gen(:, MU_PMAX) > 1e-6)))
            fprintf(fd, '\nBus           Active Power Limits');
            fprintf(fd, '\n #       Pmin mu       Pmin           P           Pmax
Pmax mu');
            fprintf(fd, '\n---  -----  -----  -----  -----
--  -----');
            for i = 1:ng
                if OUT_PG_LIM == 2 | (OUT_PG_LIM == 1 & (gen(i,
MU_PMIN) > 1e-6 | gen(i, MU_PMAX) > 1e-6))
                    fprintf(fd, '\n%3d', gen(i, GEN_BUS));
                    if gen(i, MU_PMIN) > 1e-6
                        fprintf(fd, '%8.3f', gen(i, MU_PMIN));
                    else
                        fprintf(fd, '      - ');
                    end
                    if gen(i, PG)
                        fprintf(fd, '%10.2f%10.2f%10.2f',
gen(i, [PMIN, PG, PMAX]));
                    else
                        fprintf(fd, '%10.2f      - %10.2f',
gen(i, [PMIN, PMAX]));
                    end
                    if gen(i, MU_PMAX) > 1e-6
                        fprintf(fd, '%9.3f', gen(i, MU_PMAX));
                    else
                        fprintf(fd, '      - ');
                    end
                end
            end
            end
            fprintf(fd, '\n');
        end

%% RESTRICCIONES DE GENERADOR

        if OUT_QG_LIM == 2 | (OUT_QG_LIM == 1 & ...

```

```

                                (any(gen(:, MU_QMIN) > 1e-6) |
any(gen(:, MU_QMAX) > 1e-6)))
                                fprintf(fd, '\nBus          Reactive Power Limits');
                                fprintf(fd, '\n #      Qmin mu      Qmin          Q          Qmax
Qmax mu');
                                fprintf(fd, '\n---  -----  -----  -----  -----
--  -----');
                                for i = 1:ng
                                    if OUT_QG_LIM == 2 | (OUT_QG_LIM == 1 & (gen(i,
MU_QMIN) > 1e-6 | gen(i, MU_QMAX) > 1e-6))
                                        fprintf(fd, '\n%3d', gen(i, GEN_BUS));
                                        if gen(i, MU_QMIN) > 1e-6
                                            fprintf(fd, '%8.3f', gen(i, MU_QMIN));
                                        else
                                            fprintf(fd, '      - ');
                                        end
                                        if gen(i, QG)
                                            fprintf(fd,          '%10.2f%10.2f%10.2f',
gen(i, [QMIN, QG, QMAX]));
                                        else
                                            fprintf(fd, '%10.2f          - %10.2f',
gen(i, [QMIN, QMAX]));
                                        end
                                        if gen(i, MU_QMAX) > 1e-6
                                            fprintf(fd, '%9.3f', gen(i, MU_QMAX));
                                        else
                                            fprintf(fd, '      - ');
                                        end
                                    end
                                end
                                end
                                fprintf(fd, '\n');
                                end

                                %% RESTICCIONES DE FLUJO EN LAS LINEAS

                                if OUT_LINE_LIM == 2 | (OUT_LINE_LIM == 1 & ...
                                (any(branch(:, MU_SF) > 1e-6) |
any(branch(:, MU_ST) > 1e-6)))
                                    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
                                    fprintf(fd, '\n|          Line Flow Constraints
|');
                                    fprintf(fd,
'\n=====
=====');
                                    fprintf(fd, '\n From          "From" End          Limit
"To" End          To');
                                    fprintf(fd, '\n Bus      |Sf| mu      |Sf|          |Smax|
|St|      |St| mu      Bus');
                                    fprintf(fd, '\n-----  -----  -----  -----  -----
----  -----  -----');
                                end

```

```

        for i = 1:nl
            if OUT_LINE_LIM == 2 | (OUT_LINE_LIM == 1 & ...
                (branch(i, MU_SF) > 1e-6 |
branch(i, MU_ST) > 1e-6))
                fprintf(fd, '\n%4d', branch(i, F_BUS));
                if branch(i, MU_SF) > 1e-6
                    fprintf(fd, '%10.3f', branch(i,
MU_SF));
                else
                    fprintf(fd, ' - ');
                end
                fprintf(fd, '%9.2f%10.2f%10.2f', ...
                    [abs(branch(i, PF) + j * branch(i,
QF)), ...
                    branch(i, RATE_A), abs(branch(i, PT) +
j * branch(i, QT))]);
                if branch(i, MU_ST) > 1e-6
                    fprintf(fd, '%10.3f', branch(i,
MU_ST));
                else
                    fprintf(fd, ' - ');
                end
                fprintf(fd, '%6d', branch(i, T_BUS));
            end
        end
        fprintf(fd, '\n');
    end
end

else
    %% CONVERGENCIA Y TIEMPO DE DURACIÓN
    if OUT_SYS_SUM == 1 | OUT_RAW
        fprintf(fd, '\nDid not converge (%.2f seconds)\n', et);
    end
end

return;

```

SUBROUTINA mirunpf.m

%está función corre el flujo de potencia por el método de Newton Rapshon.
 %Responde al llamado de la función preactualiza.m y actualiza.m. Llama a la
 %función de minewtonpf y miprintpf.

```
function [MVAbase, bus, gen, branch, success, et] = mirunpf(baseMVA, bus,
gen, branch, imprime)
% RUNPF corre flujo de potencia.
%
% [baseMVA, bus, gen, branch, success, et] = runpf(casename, mpopt,
fname)
%
% corre el plujo de potencia método de Newton donde casemio es el
nombre del
% el archivo m-file (sin la .m extensión) contiene los datos del
flujode potencia,
% y mpopt es un vector de opciones de MATPOWER (ver 'help mpoption'
para más detalles).

% MATPOWER Version 2.0
% Por Ray Zimmerman, PSERC Cornell 12/24/97
% Copyright (c) 1996, 1997 by Power System Engineering Research Center
(PSERC)
% See http://www.pserc.cornell.edu/ for more info.
tic;
%% Define los indices nombrados dentro las matrices bus, gen, branch.
[PQ, PV, REF, NONE, BUS_I, BUS_TYPE, PD, QD, GS, BS, BUS_AREA, VM, ...
VA, BASE_KV, ZONE, VMAX, VMIN, LAM_P, LAM_Q, MU_VMAX, MU_VMIN] =
idx_bus;
[GEN_BUS, PG, QG, QMAX, QMIN, VG, MBASE, ...
GEN_STATUS, PMAX, PMIN, MU_PMAX, MU_PMIN, MU_QMAX, MU_QMIN] =
idx_gen;

%% argumentos proporcionados
%if nargin < 3
% fname = ''; %% No imprime los resultados a
un archivos
% if nargin < 2
mpopt = mpoption; %% usa las opciones predefinidas
% if nargin < 1
casename = 'case'; %% Datos proporcionados en el
archivo 'case.m'
% end
% end
%end

%% opciones
alg = mpopt(1);
```

```

%% lee los datos & convierte para numeración interna del Bus
%[baseMVA, bus, gen, branch] = feval(casename);
[i2e, bus, gen, branch] = ext2int(bus, gen, branch);

%% obtiene los datos indicados de cada tipo de bus
[ref, pv, pq] = bustypes(bus, gen);

%% construye las matrices de admitancia
[Ybus, Yf, Yt] = makeYbus(baseMVA, bus, branch);

%% computa la potencia compleja inyectada en el bus(generation - load)
Sbus = makeSbus(baseMVA, bus, gen);

%% información generador
on = find(gen(:, GEN_STATUS));           %% cuales
generadores estan encendidos?

%% inicialización del voltaje y Pg de los datos del archivo del casemio
% V0 = ones(size(bus, 1), 1);           %% flat start
V0 = bus(:, VM) .* exp(sqrt(-1) * pi/180 * bus(:, VA));
V0(gen(on, GEN_BUS)) = gen(on, VG) ./ abs(V0(gen(on, GEN_BUS))).*
V0(gen(on, GEN_BUS));

%% corre el flujo de potencia
t0 = clock;
if alg == 1
    [V, success, iterations] = minewtonpf(Ybus, Sbus, V0, ref, pv, pq,
mpopt);
elseif alg == 2 | alg == 3
    [Bp, Bpp] = makeB(baseMVA, bus, branch, alg);
    [V, success, iterations] = fdpf(Ybus, Sbus, V0, Bp, Bpp, ref, pv,
pq, mpopt);
else
    error('Only Newton's method and fast-decoupled power flow
algorithms currently implemented.');
```

end

```

%% computa los flujos etc.
[bus, gen, branch] = pfsoln(baseMVA, bus, gen, branch, Ybus, Yf, Yt, V,
ref, pv, pq);
et = etime(clock, t0);

%% retrocede para enumerar el bus original & imprime resultados
[bus, gen, branch] = int2ext(i2e, bus, gen, branch);
%if fname
%    [fd, msg] = fopen(fname, 'at');
%    if fd == -1
%        error(msg);
%    else
%        fprintf(baseMVA, bus, gen, branch, [], success, et, fd,
mpopt);
%        fclose(fd);
```

```

%      end
%end
if imprime
    miprintpf(baseMVA, bus, gen, branch, [], success, et, 1, mpopt);
end

%% esto es simplemente impedirle implimir la baseMVA
%% cuando llamó sin los argumentos de salida

if nargout, baseMVA = baseMVA; end
return;

```

SUBROUTINA casetol.m

%En esta función se ingresa los datos iniciales del sistema en forma matricial para %cada elemento del sistema (bus, branch y gen).cada fila de la matriz %corresponde a un solo bus, línea, trafo, o generador respectivamente. En la %matriz de branch se ingresan también los datos de los transformadores. además %de estas matrices hay dos más las cuales contienen información sobre el costo %de generación, pero solo el programa las tiene en cuenta para realizar un %análisis de flujo óptimo de potencia.

%Para los propósitos de este trabajo de grado se les coloco un valor constante, %los cuales no interfieren a la hora de desarrollar el programa.

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost] = case

    %%----- Datos del flujo de potencia -----%%

%% Sistema MVA base
baseMVA = 100.0000;

%% Datos Bus
bus = [
1 3  0.000  0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
2 2  0.000  0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
3 2 43.000 18.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
4 2 75.000 30.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
5 2 100.000 45.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
6 2 85.000  38.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
7 2 0.000   00.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
8 2 2.000   1.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;

```

```

9 2 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
10 1 0.000 168.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 500.000 1 1.0500 0.9500;
11 1 0.000 228.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 500.000 1 1.0500 0.9500;
12 2 0.000 228.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 500.000 1 1.0500 0.9500;
13 1 0.000 168.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 500.000 1 1.1000 0.9500;
14 1 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
15 1 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
16 1 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
17 1 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
18 1 0.000    0.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
19 1 137.000 25.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
20 1 111.000 35.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
21 1  60.000 30.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
22 1 100.000 28.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
23 1 160.000 70.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
24 1  77.000 31.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
25 1  86.000 30.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
26 1  74.000 30.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
27 1  29.000 10.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 220.000 1 1.0500 0.9500;
28 1  61.000 25.000 0.000 0.000 1 1.0000 0.0000 110.000 1 1.0500 0.9500;
];

```

%% Datos generación

```

gen = [
  1    0.0000    0.0000    00.0000    0.0000    1.0500    100.0000    1
    500.0000    0.0000;
  2  170.0000    0.0000   112.0000  -112.0000    1.0100    100.0000    1
   170.0000    0.0000;
  3  160.0000    0.0000   200.0000  -108.0000    0.9965    100.0000    1
   300.0000    0.0000;
  4  120.0000    0.0000   160.0000    0.0000    0.9975    100.0000    1
   180.0000   90.0000;
  5   90.0000    0.0000   250.0000  -150.0000    1.0000    100.0000    1
   750.0000    0.0000;
  6   20.0000    0.0000   150.0000  -100.0000    1.0120    100.0000    1
   408.0000   20.0000;
  7  190.0000    0.0000   150.0000    00.0000    1.0120    100.0000    1
   400.0000    0.0000;
  8  160.0000    0.0000   220.0000   -68.0000    1.0300    100.0000    1
   168.0000    0.0000;
  9   20.0000    0.0000   105.0000   -34.0000    1.0500    100.0000    1
   168.0000    0.0000;
 12   1.0000    0.0000   500.0000  -250.0000    1.0200    100.0000    1
  2.0000    1.0000;
];

```

%% Datos Líneas

```

branch = [
  2  19 0.01065  0.0904  0.1370  200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
    0.0000 1;
  2  19 0.01066  0.0905  0.1433  200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
    0.0000 1;

```

2	20	0.00642	0.05458	0.08639	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
3	4	0.00005	0.00351	0.00510	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
3	4	0.00005	0.00351	0.00510	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
3	14	0.00005	0.00351	0.00510	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
3	14	0.00005	0.00351	0.00510	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
4	22	0.0100	0.08330	0.13320	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
5	7	0.0037	0.02570	0.02670	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
5	22	0.0061	0.04180	0.06130	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
5	22	0.0061	0.04180	0.06130	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
5	22	0.0061	0.04180	0.06130	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
6	7	0.0012	0.00810	0.01180	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
6	7	0.0012	0.00810	0.01180	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
7	22	0.0500	0.00740	0.07340	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
7	22	0.0048	0.04300	0.07120	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
7	22	0.0048	0.04200	0.07120	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
8	16	0.0148	0.1009	0.1480	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
8	16	0.0148	0.1009	0.1480	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
8	17	0.0153	0.1042	0.1530	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
8	17	0.0153	0.1042	0.1530	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
9	17	0.0187	0.1552	0.2400	200.0000	200.0000	200.0000	0.0000
		0.0000	1;					
10	11	0.01086	0.0910	0.5560	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					
10	11	0.01053	0.1398	0.5220	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					
11	12	0.00839	0.0904	0.3190	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					
11	12	0.00545	0.0894	0.3260	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					
12	13	0.00764	0.1230	0.4490	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					
12	13	0.0117	0.1262	0.4460	500.0000	500.0000	500.0000	0.0000
		0.0000	1;					

```

14 22 0.01289 0.0011 0.1285 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
14 22 0.01289 0.0011 0.1285 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
15 16 0.0138 0.0943 0.1380 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
15 16 0.0138 0.0943 0.1380 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
15 22 0.01492 0.1004 0.1410 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
15 22 0.0132 0.0918 0.1587 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
15 27 0.0098 0.0644 0.0929 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
17 18 0.0177 0.1182 0.1700 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
18 27 0.0128 0.0859 0.1230 200.0000 200.0000 200.0000 0.0000
0.0000 1;
1 10 0.00000 0.02629 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0000
0.0000 1;
1 10 0.00000 0.02629 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0000
0.0000 1;
1 10 0.00000 0.05134 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0000
0.0000 1;
1 10 0.00000 0.05125 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0000
0.0000 1;
11 19 0.0000 0.13243 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0250
0.0000 1;
11 19 0.0000 0.13243 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0250
0.0000 1;
12 21 0.0000 0.13191 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 0.9875
0.0000 1;
12 21 0.0000 0.13191 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 0.9875
0.0000 1;
13 22 0.0000 0.02546 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0125
0.0000 1;
13 22 0.0000 0.02546 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0125
0.0000 1;
13 22 0.0000 0.02400 0.0000 450.0000 450.0000 450.0000 1.0125
0.0000 1;
14 23 0.0000 0.01436 0.0000 200.0000 200.0000 200.0000 1.0000
0.0000 1;
15 28 0.0000 0.1215 0.0000 200.0000 200.0000 200.0000 0.9750
0.0000 1;
16 24 0.0000 0.1416 0.0000 200.0000 200.0000 200.0000 0.9750
0.0000 1;
17 25 0.0000 0.1441 0.0000 200.0000 200.0000 200.0000 0.9750
0.0000 1;
18 26 0.0000 0.1436 0.0000 200.0000 200.0000 200.0000 0.9625
0.0000 1;
];

```

```

%%----- OPF Datos -----%%
%% Datos área
area = [
    0 0;
];

%% Datos costos generación
gencost = [ 2 0.0 0.0 3 0.02 2 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
    2 0.0 0.0 3 0.02 3 0.2;
];

return;

```

PROGRAMA VENTANA PRINCIPAL EJECUTABLE costa.m

%Programa principal que optimiza la reserva de reactivos en el sistema a analizar, %manejando las diferentes compensaciones que se tienen, llamando a otras %funciones. En este programa se crea la ventana principal del programa, la cual %presenta el diagrama unifilar del caso a estudiar, los resultados del flujo de %potencia como las tensiones,potencia Activa y Reactiva, la reserva dinámica de %reactivos total del sistema,y las gráficas de las tensiones de cada nodo con las %diferentes contingencias y soluciones simuladas.
%Llama a las funciones ct_inicio.m, guarde.m, ct_solucion.m, grafique.m, %onclick.m, casetol.m y ct_actualiza.m

%En este archivo además se puede modificar la presentación y el diseño de la %ventana principal

% CREACION DE LA VENTANA PRINCIPAL Y LOS FRAMES CON SUS TEXTOS, POSICIONES, Y COLORES ASIGNADOS

```

clear,clc
wind=figure(1);
set(wind,'name','MANEJO DE LA RESERVA DE POTENCIA REACTIVA',...
      'numbertitle','off','units','normalized','menubar','none',...
      'color',[0.9 0.9 0.7],...
      'position',[0.05,0.05,0.9,0.9]);
linea=plot(0);
set(linea,'visible','off');
set(get(linea,'parent'),'visible','off','position',[0.55 0.55 0.3
0.3]);
graf=axes('position',[0.05,0.05,0.85,0.85],'color',[0.9 0.9 0.7],...
        'xcolor',[0.9 0.9 0.7],'ycolor',[0.9 0.9 0.7],...
        'XLim',[0,10],'YLim',[0,9]);
guardar=icontrol('value',0,'units','normalized','position',[0.02 0.95
0.15 0.05],'string','Guardar Comportamiento',...
                'style','checkbox','callback','guarde');
solucion=icontrol('units','normalized','position',[0.45 0.9 0.1
0.05],'string','SOLUCION',...
                 'callback','ct_solucion','userdata',0);
inicial=icontrol('units','normalized','position',[0.87 0.9 0.1
0.05],'string','CASO INICIAL',...
                 'callback','ct_inicio');
caso=icontrol('style','edit','units','normalized','position',[0.02 0.9
0.08 0.04],'string','casetol',...
              'callback','ct_inicio');

%Creación de los Nodos del Sistema (buses)

%   BUS, NOMBRE, Vm(pu) "columna 8 de bus",

buses(1,:)=[line([3.15,4.15],[0.75,0.75],'LineWidth',1.5,'color',[0 0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=1;grafique,end'),...
            text(4.3,0.75,'1-S.Carlos'),...
            text(4.3,0.58,'')];

buses(2,:)=[line([1.4,1.85],[1.75,1.75],'LineWidth',1.5,'color',[0 0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=2;grafique,end'),...
            text(0.95,1.75,'2-Urra'),...
            text(1,1.9,'')];

buses(3,:)=[line([0.75,0.75],[7.25,8.10],'LineWidth',1.5,'color',[0 0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=3;grafique,end'),...
            text(0.0,7.1,'3-Candelaria'),...
            text(0.1,6.95,'')];

buses(4,:)=[line([1.25,1.8],[8.25,8.25],'LineWidth',1.5,'color',[0 0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=4;grafique,end'),...
            text(0.26,8.55,'4-Cartagena'),...

```

```

        text(0.55,8.35,'');];

buses(5,:)=[line([2.3,3.05],[8.25,8.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=5;grafique,end'),...
        text(1.8,8.1,'4-Tebesa'),...
        text(2,7.9,'')];

buses(6,:)=[line([3.33,3.8],[8.25,8.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=6;grafique,end'),...
        text(3.85,8.3,'6-T.flores'),...
        text(3.85,8.1,'')];

buses(7,:)=[line([3.25,4.25],[6.75,6.75],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=7;grafique,end'),...
        text(4.3,6.7,'7-B/Quilla'),...
        text(4.3,6.5,'')];

buses(8,:)=[line([6.5,7.25],[7.5,7.5],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=8;grafique,end'),...
        text(6.05,7.55,'8-T.guaj'),...
        text(6.1,7.35,'')];

buses(9,:)=[line([8.5,8.5],[6.5,7.0],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=9;grafique,end'),...
        text(8.5,6.35,'9-Cuatri'),...
        text(8.5,6.15,'')];

buses(10,:)=[line([3.15,4.15],[1.25,1.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=10;grafique,end'),...
        text(4.3,1.25,'10-S.CAR/500'),...
        text(4.3,1.1,'')];

buses(11,:)=[line([2.8,3.8],[2.25,2.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=11;grafique,end'),...
        text(4,2.25,'11-Cerromatoso'),...
        text(4,2.05,'')];

buses(12,:)=[line([2.8,3.8],[3.75,3.75],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=12;grafique,end'),...
        text(3.85,3.52,'SVC    12-Chinú '),...
        text(4.25,3.32,'')];

buses(13,:)=[line([3.16,3.8],[5,5],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=13;grafique,end'),...
        text(4,5,'13-Sab/500'),...
        text(4,4.8,'')];

buses(14,:)=[line([0.65,1.5],[6.25,6.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=14;grafique,end'),...
        text(-0.08,6.25,'14-Ternera'),...
        text(0.1,6.05,'')];

```

```

buses(15,:)= [line([5.25,5.25],[5.5,6.75], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=15;grafique,end'),...
              text(4.85,7, '15-Funda'),...
              text(4.95,6.85, '')];

buses(16,:)= [line([5.33,6.0],[7.5,7.5], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=16;grafique,end'),...
              text(4.6,7.5, '16-S.Marta'),...
              text(4.85,7.35, '')];

buses(17,:)= [line([7.5,8.5],[7.5,7.5], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=17;grafique,end'),...
              text(8.6,7.55, '17-Cuestecitas'),...
              text(8.6,7.35, '')];

buses(18,:)= [line([7.66,7.66],[5.5,6.25], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=18;grafique,end'),...
              text(7.25,6.6, '18-V/dupar'),...
              text(7.35,6.4, '')];

buses(19,:)= [line([2.5,3.25],[1.75,1.75], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=19;grafique,end'),...
              text(2.05,1.25, '19-Cma/110'),...
              text(2.05,1.05, '')];

buses(20,:)= [line([0.65,1.0],[2.25,2.25], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=20;grafique,end'),...
              text(0.05,2.25, '20-Uraba'),...
              text(0.15,2.05, '')];

buses(21,:)= [line([2.75,3.25],[4.25,4.25], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=21;grafique,end'),...
              text(1.9,4.25, '21-Chinu/110'),...
              text(2,4.05, '')];

buses(22,:)= [line([1.65,4.25],[5.5,5.5], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=22;grafique,end'),...
              text(1.4,5.35, '22-Sab/220'),...
              text(1.5,5.15, '')];

buses(23,:)= [line([0.65,1.0],[5.75,5.75], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=23;grafique,end'),...
              text(-0.2,5.75, '23-C-ternera'),...
              text(0,5.55, '')];

buses(24,:)= [line([5.5,5.8],[8,8], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=24;grafique,end'),...
              text(4.65,8.25, '24-C-S.Marta'),...
              text(4.8,8.05, '')];

buses(25,:)= [line([7.65,8],[8,8], 'LineWidth',1.5, 'color',[0 0], 'ButtonDownFcn', 'busesclick=25;grafique,end'),...

```

```

        text(8,8.45,'25-C-Cuest'),...
        text(8,8.25,'')];

buses(26,:)=line([8.25,8.25],[5.5,6],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=26;grafique,end'),...
        text(8.25,5.35,'26-C-V/dupar'),...
        text(8.25,5.15,'')];

buses(27,:)=line([6.65,6.65],[5.5,6.25],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=27;grafique,end'),...
        text(6.3,6.6,'27-Copey'),...
        text(6.4,6.4,'')];

buses(28,:)=line([5.75,5.75],[5.5,6],'LineWidth',1.5,'color',[0      0
0],'ButtonDownFcn','busesclick=28;grafique,end'),...
        text(5.75,5.35,'28-C-Fund'),...
        text(5.75,5.15,'')];

for (i=1:28)
    % actualizar
    %      set(buses(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(i,8)),'pu'));
    % fin
    set(buses(i,2),'fontsize',8);
    set(buses(i,3),'fontsize',8);
    set(buses(i,2),'fontunits','normalized');
    set(buses(i,3),'fontunits','normalized');
end

%Creación de las líneas de Transmision del sistema (branch)

branches(1)=line([1.6,1.6,3,3],[1.75,1.4,1.4,1.75],'ButtonDownFcn','oncli
ck(0,branches,1);ct_actualiza','userdata',1);%_2_19
branches(2)=line([1.8,1.8,2.8,2.8],[1.75,1.55,1.55,1.75],'ButtonDownFcn',
'onclick(0,branches,2);ct_actualiza','userdata',1);%_2_19
branches(3)=line([1.45,1.45,0.75,0.75],[1.75,1.5,1.5,2.25],'ButtonDownFcn
','onclick(0,branches,3);ct_actualiza','userdata',1);%_2_20
branches(4)=line([0.75,1.45,1.45],[7.85,7.85,8.25],'ButtonDownFcn','oncli
ck(0,branches,4);ct_actualiza','userdata',1);%_3_4
branches(5)=line([0.75,1.33,1.33],[8,8,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,b
ranches,5);ct_actualiza','userdata',1);%_3_4
branches(6)=line([0.75,1,1],[7.5,7.5,6.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,bra
nches,6);ct_actualiza','userdata',1);%_3_14
branches(7)=line([0.75,0.9,0.9],[7.35,7.35,6.25],'ButtonDownFcn','onclick
(0,branches,7);ct_actualiza','userdata',1);%_3_14
branches(8)=line([1.65,1.65,2,2],[8.25,6.75,6.75,5.5],'ButtonDownFcn','on
click(0,branches,8);ct_actualiza','userdata',1);%_4_22
branches(9)=line([3,3,3.33,3.33],[8.25,7.75,7.75,6.75],'ButtonDownFcn','o
nclick(0,branches,9);ct_actualiza','userdata',1);%_5_7

```

```

branches(10)=line([2.4,2.4],[5.5,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,10);ct_actualiza','userdata',1);%_5_22
branches(11)=line([2.6,2.6],[5.5,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,11);ct_actualiza','userdata',1);%_5_22
branches(12)=line([2.8,2.8],[5.5,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,12);ct_actualiza','userdata',1);%_5_22
branches(13)=line([3.5,3.5],[6.75,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,13);ct_actualiza','userdata',1);%_6_7
branches(14)=line([3.7,3.7],[6.75,8.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,14);ct_actualiza','userdata',1);%_6_7
branches(15)=line([3.33,3.33],[6.75,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,15);ct_actualiza','userdata',1);%_7_22
branches(16)=line([3.53,3.53],[6.75,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,16);ct_actualiza','userdata',1);%_7_22
branches(17)=line([3.73,3.73],[6.75,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,17);ct_actualiza','userdata',1);%_7_22
branches(18)=line([5.95,5.95,6.65,6.65],[7.5,7.25,7.25,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,18);ct_actualiza','userdata',1);%_8_16
branches(19)=line([5.8,5.8,6.85,6.85],[7.5,7.1,7.1,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,19);ct_actualiza','userdata',1);%_8_16
branches(20)=line([7.16,7.16,7.6,7.6],[7.5,7.25,7.25,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,20);ct_actualiza','userdata',1);%_8_17
branches(21)=line([7,7,7.8,7.8],[7.5,7.1,7.1,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,21);ct_actualiza','userdata',1);%_8_17
branches(22)=line([8.20,8.20,8.5],[7.5,6.75,6.75],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,22);ct_actualiza','userdata',1);%_9_17
branches(23)=line([3.4,3.4],[1.25,2.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,23);ct_actualiza','userdata',1);%_10_11
branches(24)=line([3.6,3.6],[1.25,2.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,24);ct_actualiza','userdata',1);%_10_11
branches(25)=line([3.4,3.4],[2.25,3.75],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,25);ct_actualiza','userdata',1);%_11_12
branches(26)=line([3.6,3.6],[2.25,3.75],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,26);ct_actualiza','userdata',1);%_11_12
branches(27)=line([3.4,3.4],[3.75,5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,27);ct_actualiza','userdata',1);%_12_13
branches(28)=line([3.6,3.6],[3.75,5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,28);ct_actualiza','userdata',1);%_12_13
branches(29)=line([1.25,1.25,1.75,1.75],[6.25,5.8,5.8,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,29);ct_actualiza','userdata',1);%_14_22
branches(30)=line([1.37,1.37,1.87,1.87],[6.25,5.95,5.95,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,30);ct_actualiza','userdata',1);%_14_22
branches(31)=line([5.25,5.5,5.5],[6.5,6.5,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,31);ct_actualiza','userdata',1);%_15_16
branches(32)=line([5.25,5.65,5.65],[6.35,6.35,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,32);ct_actualiza','userdata',1);%_15_16
branches(33)=line([5.25,3.9,3.9],[6.15,6.15,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,33);ct_actualiza','userdata',1);%_15_22
branches(34)=line([5.25,4,4],[6,6,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,34);ct_actualiza','userdata',1);%_15_22
branches(35)=line([5.25,6.65],[6.12,6.12],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,35);ct_actualiza','userdata',1);%_15_27

```

```
branches(36)=line([7.65,8,8],[6.20,6.20,7.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,36);ct_actualiza','userdata',1);%_17_18
branches(37)=line([7.65,6.65],[6,6],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,37);ct_actualiza','userdata',1);%_18_27
```

```
%creación línea de transformadores
```

```
branches(38)=line([3.25,3.25],[0.75,1.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,38);ct_actualiza','userdata',1);%_1_10
branches(39)=line([3.5,3.5],[0.75,1.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,39);ct_actualiza','userdata',1);%_1_10
branches(40)=line([3.75,3.75],[0.75,1.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,40);ct_actualiza','userdata',1);%_1_10
branches(41)=line([4,4],[0.75,1.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,41);ct_actualiza','userdata',1);%_1_10
branches(42)=line([2.9,2.9],[1.75,2.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,42);ct_actualiza','userdata',1);%_11_19
branches(43)=line([3.16,3.16],[1.75,2.25],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,43);ct_actualiza','userdata',1);%_11_19
branches(44)=line([2.9,2.9],[3.75,4.25],'userdata',1);%_12_21
branches(45)=line([3.15,3.15],[3.75,4.25],'userdata',1);%_12_21
branches(46)=line([3.33,3.33],[5,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,46);ct_actualiza','userdata',1);%_13_22
branches(47)=line([3.5,3.5],[5,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,47);ct_actualiza','userdata',1);%_13_22
branches(48)=line([3.66,3.66],[5,5.5],'ButtonDownFcn','onclick(0,branches,48);ct_actualiza','userdata',1);%_13_22
branches(49)=line([0.8,0.8],[5.75,6.25],'userdata',1);%_14_23
branches(50)=line([5.25,5.75],[5.75,5.75],'userdata',1);%_15_28
branches(51)=line([5.66,5.66],[7.5,8],'userdata',1);%_16_24
branches(52)=line([7.8,7.8],[7.5,8],'userdata',1);%_17_25
branches(53)=line([7.66,8.25],[5.75,5.75],'userdata',1);%_18_26
```

```
%%Creación de líneas que unen a los generadores con los nodos
```

```
branch_1=line([3.55,3.55],[0.65,0.75]);
branch_2=line([1.65,1.65],[1.75,1.92]);
branch_3=line([0.6,0.75],[7.53,7.53]);
branch_4=line([1.65,1.65],[8.25,8.43]);
branch_5=line([2.75,2.75],[8.25,8.42]);
branch_6=line([3.65,3.65],[8.25,8.42]);
branch_7=line([4,4],[6.75,6.98]);
branch_8=line([7,7],[7.5,7.68]);
branch_9=line([8.5,8.65],[6.75,6.75]);
branch_10=line([3.8,4],[3.76,3.76]);
```

```
%creacion de generadores
```

```
x=-1:0.1:1;
y=sqrt(1-x.^2)/4;
x=x/4;
```

```

% GENERADOR,Pg (MW) "2 columna de gen",Qg (MVAR) "3 columna de gen"
generador(1,:)=[line(3.15+0.4*[x+1 -x+1],0.15+0.4*[y+1 -y+1]),...
    text(3.3,0.3,'mw'),...
    text(3.3,0.15,'mvar')];
generador(2,:)=[line(1.25+0.4*[x+1 -x+1],1.6+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,2);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(1.4,2.4,'mw'),...
    text(1.4,2.25,'mvar')];
generador(3,:)=[line(0.1+0.4*[x+1 -x+1],7.15+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,3);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(-0.3,7.6,'mw'),...
    text(-0.3,7.45,'mvar')];
generador(4,:)=[line(1.25+0.4*[x+1 -x+1],8.1+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,4);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(1.45,9,'mw'),...
    text(1.45,8.85,'mvar')];
generador(5,:)=[line(2.35+0.4*[x+1 -x+1],8.1+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,5);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(2.5,9,'mw'),...
    text(2.5,8.85,'mvar')];
generador(6,:)=[line(3.25+0.4*[x+1 -x+1],8.1+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,6);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(3.8,8.75,'mw'),...
    text(3.8,8.6,'mvar')];
generador(7,:)=[line(3.6+0.4*[x+1 -x+1],6.65+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,7);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(4.15,7.25,'mw'),...
    text(4.15,7.1,'mvar')];
generador(8,:)=[line(6.6+0.4*[x+1 -x+1],7.35+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,8);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(6.65,8.15,'mw'),...
    text(6.65,8,'mvar')];
generador(9,:)=[line(8.35+0.4*[x+1 -x+1],6.35+0.4*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,9);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(9,6.85,'mw'),...
    text(9,6.7,'mvar')];
generador(10,:)=[line(3.75+0.3*[x+1 -x+1],3.47+0.3*[y+1 -y+1],'ButtonDownFcn','onclick(0,generador,10);ct_actualiza','userdata',1),
    ...
    text(4.25,3.95,'SVC'),...
    text(4.25,3.8,'mvar')];

for i=1:10

```

```

    % actualizar
    %
    set(generator(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.5g',gen(i,2)),'MW'));
    %
    set(generator(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',gen(i,3)),'MVAR'));
    % fin

%Tamaño del texto de los MW y MVAR de los Generadores

    set(generator(i,2),'fontsize',8),;
    set(generator(i,3),'fontsize',8),;
    set(generator(i,2),'fontunits','normalized');
    set(generator(i,3),'fontunits','normalized');
end

%%Creación de Transformadores

transfor(1,:)=[line(3.10+0.15*[x+1 -x+1],0.84+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.07+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3+0.2+0.1*[0:0.1:1],0.1+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    38];
transfor(2,:)=[line(3.35+0.15*[x+1 -x+1],0.84+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.25+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.07+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.25+0.2+0.1*[0:0.1:1],0.1+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    39];
transfor(3,:)=[line(3.60+0.15*[x+1 -x+1],0.84+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.5+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.07+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.5+0.2+0.1*[0:0.1:1],0.1+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    40];
transfor(4,:)=[line(3.85+0.15*[x+1 -x+1],0.84+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.75+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.07+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.75+0.2+0.1*[0:0.1:1],0.1+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    41];
transfor(5,:)=[line(3+0.15*[x+1 -x+1],1.88+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(2.9+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.86+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(2.9+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.37+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    42];
transfor(6,:)=[line(2.75+0.15*[x+1 -x+1],1.88+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(2.65+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.86+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...

```

```

    line(2.65+0.2+0.1*[0:0.1:1],1.37+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    43];

transfor(7,:)= [line(3+0.15*[x+1 -x+1],3.88+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(2.9+0.2+0.1*[0:0.1:1],3.88+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(2.9+0.2+0.1*[0:0.1:1],3.4+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    44];

transfor(8,:)= [line(2.75+0.15*[x+1 -x+1],3.88+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(2.65+0.2+0.1*[0:0.1:1],3.88+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(2.65+0.2+0.1*[0:0.1:1],3.4+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    45];

transfor(9,:)= [line(3.35+0.15*[x+1 -x+1],5.15+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.25+0.2+0.1*[0:0.1:1],5.15+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.25+0.2+0.1*[0:0.1:1],4.65+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    46];

transfor(10,:)= [line(3.18+0.15*[x+1 -x+1],5.15+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.08+0.2+0.1*[0:0.1:1],5.15+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.08+0.2+0.1*[0:0.1:1],4.65+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    47];

transfor(11,:)= [line(3.52+0.15*[x+1 -x+1],5.15+0.15*[y+1 -y+1]),...
    line(3.42+0.2+0.1*[0:0.1:1],5.15+0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(3.42+0.2+0.1*[0:0.1:1],4.65+0.8-0.1*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    48];

transfor(12,:)= [line(0.55+0.25*[x+1 -x+1],5.78+0.25*[y+1 -y+1]),...
    line(0.53+0.2+0.15*[0:0.1:1],5.85+0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(0.54+0.2+0.15*[0:0.1:1],5.41+0.8-0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    49];

transfor(13,:)= [line(5.25+0.25*[x+1 -x+1],5.5+0.25*[y+1 -y+1]),...
    line(5.3+0.18*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],5.457+0.2+0.18*[0:0.1:1]),...
    line(4.9+0.8-0.18*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],5.457+0.2+0.18*[0:0.1:1]),...
    50];

transfor(14,:)= [line(5.4+0.25*[x+1 -x+1],7.5+0.25*[y+1 -y+1]),...
    line(5.38+0.2+0.15*[0:0.1:1],7.85+0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(5.38+0.2+0.15*[0:0.1:1],6.85+0.8-0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    51];

```

```

transfor(15,:)=[line(7.55+0.25*[x+1 -x+1],7.5+0.25*[y+1 -y+1]),...
    line(7.52+0.2+0.15*[0:0.1:1],7.85+0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0]),...
    line(7.52+0.2+0.15*[0:0.1:1],6.85+0.8-0.15*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0
0.5 0]),...
    52];
transfor(16,:)=[line(7.69+0.25*[x+1 -x+1],5.5+0.25*[y+1 -y+1]),...
    line(7.74+0.18*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],5.457+0.2+0.18*[0:0.1:1]),...
    line(7.34+0.8-0.18*[0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5 0 0.5
0],5.457+0.2+0.18*[0:0.1:1]),...
    53];

%Creacion de Cargas

flecha_x=[0.5 0 0.5 0 1.5]/7;
flecha_y=[0.5 0 -0.5 0 0]/7;
% LOADS, Pd (MW) "columna 3 de bus", Qd (MVAR) "columna 4 de bus", BUS
"columna 1 a la que corresponde en bus"
loads(1,:)=[line(0.55+flecha_x,8+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,load
s,1);ct_actualiza','userdata',1),...
    text(0.05,8.15,''),...
    text(0.05,8,''),...
    3];
loads(2,:)=[line(1.3+flecha_y,8.45-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,2);ct_actualiza','userdata',1),
...
    text(1.05,8.7,''),...
    text(1.05,8.55,''),...
    4];
loads(3,:)=[line(2.4+flecha_y,8.45-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,3);ct_actualiza','userdata',1),
...
    text(2.1,8.7,''),...
    text(2.05,8.55,''),...
    5];
loads(4,:)=[line(3.35+flecha_y,8.45-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,4);ct_actualiza','userdata',1),
...
    text(3.05,8.7,''),...
    text(3.05,8.55,''),...
    6];
loads(5,:)=[line(6.60+flecha_y,7.7-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,5);ct_actualiza','userdata',1),
...
    text(6.2,7.9,''),...
    text(6.2,7.75,''),...
    8];
loads(6,:)=[line(2.55+flecha_y,1.95-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,6);ct_actualiza','userdata',1),
...
    text(2.3,2.2,''),...

```

```

        text(2.3,2.05,''),...
        19];
loads(7,:)=[line(0.70+flecha_y,2.45-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,7);ct_actualiza','userdata',1),
...
        text(0.7,2.7,''),...
        text(0.7,2.55,''),...
        20];
loads(8,:)=[line(3+flecha_y,4.45-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,8);ct_actualiza','userdata',1),
...
        text(2.8,4.7,''),...
        text(2.8,4.55,''),...
        21];
loads(9,:)=[line(2.5+flecha_y,5.3+flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,9);ct_actualiza','userdata',1),...
        text(2.3,5.2,''),...
        text(2.3,5.05,''),...
        22];
loads(10,:)=[line(0.8+flecha_y,5.55+flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,10);ct_actualiza','userdata',1),...
        text(0.6,5.4,''),...
        text(0.6,5.25,''),...
        23];
loads(11,:)=[line(5.65+flecha_y,8.2-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,11);ct_actualiza','userdata',1)
,....
        text(5.65,8.45,''),...
        text(5.65,8.3,''),...
        24];
loads(12,:)=[line(7.8+flecha_y,8.2-
flecha_x,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,12);ct_actualiza','userdata',1)
,....
        text(7.5,8.45,''),...
        text(7.5,8.3,''),...
        25];
loads(13,:)=[line(8.45-
flecha_x,5.75+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,13);ct_actualiza',
,'userdata',1),...
        text(8.5,5.85,''),...
        text(8.5,5.7,''),...
        26];
loads(14,:)=[line(6.85-
flecha_x,5.75+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,14);ct_actualiza',
,'userdata',1),...
        text(6.9,5.8,''),...
        text(6.9,5.65,''),...
        27];
loads(15,:)=[line(5.95-
flecha_x,5.75+flecha_y,'ButtonDownFcn','onclick(0,loads,15);ct_actualiza',
,'userdata',1),...
        text(6,5.85,''),...

```

```

        text(6,5.7,''),...
        28];

for i=1:15
    % actualizar
    %
    set(loads(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(loads(i,4),3)),'MW'));
    %
    set(loads(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(loads(i,4),4)),'MVAR')
    );
    % fin

% Tamaño del texto de los MW y MVAR de la Carga

    set(loads(i,2),'fontsize',6.5);
    set(loads(i,3),'fontsize',6.5);
    set(loads(i,2),'fontunits','normalized');
    set(loads(i,3),'fontunits','normalized');
end

% Creación de los bancos de CONDENSADORES

cond(1,:)=[line([4.85,5,5,5],0.1+[5.65,5.65,5.55,5.75]),...
    line([5.1,5.1,5.1,5.25],0.1+[5.55,5.75,5.65,5.65]),...
    text(4.6,5.55,'dfg'),...
    15];
cond(2,:)=[line([8.2,8.2,8.1,8.3],0.1+[7.8,7.6,7.6,7.6]),...
    line([8.3,8.1,8.2,8.2],0.1+[7.54,7.54,7.54,7.2]),...
    text(8.3,7.9,'dfgd'),...
    17];
for i=1:2
    % actualizar
    %
    set(cond(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(cond(i,4),4)),'MVAR'));
    % fin
    set(cond(i,3),'fontsize',8);
    set(cond(i,3),'fontunits','normalized');
end

% Creación del Texto que informa los resultados de la reserva de
reactivos,potencia total
% generada y variación de la potencia reactiva, ante las diferentes
simulaciones.

general(1)=text(0.1,0.1,'Reserva = MVAR','fontunits','normalized');
general(2)=text(5,0.1,'Potencia Total Qp','fontunits','normalized');
general(3)=text(8.5,0.1,'Variación de Potencia total
Qp','fontunits','normalized');
warning off
ct_inicio

```

SUBROUTINA ct_actualiza.m

%Función que actualiza todos los datos y resultados para cada cambio que se
 %realice en la ventana principal ejecutable.
 %Responde al llamado de la función ct_solucion.m con los arreglos hechos.
 %Llama la función mirunpf para volver a correr el caso con los cambios realizados.

```

b=100;
% violacion [limites, reserva]
viola=[0 0];
eval(strcat(['baseMVA, bus, gen, branch, area, gencost'] =',archivo,');');
%coloca las nuevas condiciones
for i=1:size(branches,2)
    branch(i,11)=get(branches(i),'userdata');
end
for i=2:size(generator,1)
    gen(i,8)=get(generator(i),'userdata');
end
for i=1:size.loads,1)
    if (bus.loads(i,4),4)>4)
        bus.loads(i,4,3)=bus.loads(i,4,3)*get.loads(i),'userdata');
        bus.loads(i,4,4)=bus.loads(i,4,4)*get.loads(i),'userdata');
    else
        set.loads(i),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);
    end
end
%arreglos(siguiete arreglo,:)=matriz (1-branch, 2-gen, 3-
bus),fila,columna,nuevo valor]
for i=2:size(arreglos,1)
    switch arreglos(i,1)
        case 1
            branch(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
        case 3
            bus(arreglos(i,2),arreglos(i,3))=arreglos(i,4);
    end
end
%branch
%gen
%bus
[MVAbase, bus1, gen1, branch1, success, et] = mirunpf(baseMVA, bus, gen,
branch,1);

%guarda
guarde
% interpreta los datos
Lims=ct_Lim_voltaje;
for (i=1:28)
    if ((bus1(i,8)<Lims(i,2)) | (bus1(i,8)>Lims(i,3)))
        color=[1 0 0];
        viola(1)=1;
    end
end

```

```

else
    if (fix(b*bus2(i,8))==fix(b*bus1(i,8)))
        color=[0 0 0];
    else
        color=[0 0 1];
    end
end

set(buses(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(i,8)),'pu'),'color',color);
end
clear Lims
for i=1:10
    if (fix(b*gen2(i,2))==fix(b*gen1(i,2)) &
fix(b*gen2(i,3))==fix(b*gen1(i,3)))
        color=[0 0 0];
    else
        color=[0 0 1];
    end

set(generator(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.3g',gen1(i,2)),'MW'),'color',color);

set(generator(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',gen1(i,3)),'MVAR'),'color',color);
end
for i=1:15
    if (fix(b*bus2(loads(i,4),3))==fix(b*bus1(loads(i,4),3)))
        color=[0 0 0];
    else
        color=[0 0 1];
    end

set(loads(i,2),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(loads(i,4),3)),'MW'),'color',color);

set(loads(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.3g',bus1(loads(i,4),4)),'MVAR'),'color',color);
end
for i=1:2

set(cond(i,3),'string',strcat(sprintf('%0.5g',bus(cond(i,4),6)),'MVAR'));
end
genanterior=sum(gen2(:,3));
genactual=sum(gen1(:,3));
if bus2==0*bus
    geninicial=sum(gen1(:,3));
end
genmax=sum(gen(:,5-(sign(genactual)+abs(sign(genactual)))/2));
genreserva_porcentaje=((genmax-genactual)*100)/genmax;
if genreserva_porcentaje < 53
    color=[1 0 0];
end

```

```

        viola(2)=1;
    else
        color=[0 0 0];
    end
    set(general(1),'string',strcat('RESERVA = .',sprintf('%0.5g',genmax-
genactual),'MVAR ',',...
        sprintf('%0.5g',genreserva_porcentaje),''),'color',color);
    set(general(2),'string',strcat('POTENCIA Q =
.',sprintf('%0.5g',genactual),'MVAR'));
    set(general(3),'string',strcat('DELTA PQ= .',...
        sprintf('%0.5g',genactual-geninicial),'MVAR'));
    bus2=bus1;
    gen2=gen1;
    branch2=branch1;
    clear bus1;
    clear gen1;
    clear branch1;

```

SUBRUTINA ct_inicio.m

%Función que responde al llamado del inicio en la ventana principal tomando la %orden de volver todos los arreglos realizados a cero. y correr el caso en su %estado inicial. Crea el estilo y color de la línea que se utiliza para dibujar los %elementos del diagrama unifilar en la ventana principal ejecutable en condiciones %iniciales de operación.

%Llama a el archivo ct_actualiza para correr el caso sin ninguna modificación.

```

clc
clear Gbus;
clear Gbranch;
clear Ggen;
archivo=get(caso,'string');
set(linea,'visible','off');
set(get(linea,'parent'),'visible','off');
set(graf,'position',[0.05,0.05,0.85,0.85]);
set(guardar,'value',0);
for i=1:size(branches,2)
    set(branches(i),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);%Pone
estilo de línea y color a las líneas y
end
trafos.
for i=1:size(generator,1)
    set(generator(i,1),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);%Pone
estilo de línea y color a los generadores
end
for i=1:size(loads,1)

```

```

    set(loads(i,1),'LineStyle','-','color',[0 0 1],'userdata',1);%Pone
estilo de línea y color a las cargas.
end
%[baseMVA, bus2, gen2, branch2, area, gencost] = casetrans;
eval(strcat('[baseMVA, bus2, gen2, branch2, area, gencost]
=',archivo, ';'));
bus2=bus2*0;
gen2=gen2*0;
branch2=branch2*0;
arreglos=[0 0 0 0];
ct_actualiza

```

SUBROUTINA ct_Lim_voltaje.m

% En esta función se entran los límites de los voltajes permitidos en los nodos del %sistema en forma matricial. el tamaño de la matriz es de n-filas (de acuerdo la %número de buses) y 3 columnas

```

function [Lim_voltaje] = Lim
Lim_voltaje = [
1 1.030 1.070;
2 1.000 1.030;
3 0.980 1.020;
4 0.980 1.020;
5 0.980 1.020;
6 1.000 1.020;
7 1.000 1.020;
8 1.010 1.040;
9 1.030 1.060;
10 1.030 1.070;
11 0.980 1.030;
12 0.990 1.060;
13 0.980 1.010;
14 0.980 1.000;
15 0.990 1.030;
16 0.990 1.030;
17 1.000 1.030;
18 0.970 1.020;
19 0.980 1.010;
20 0.980 1.020;
21 0.980 1.050;
22 0.975 1.010;
23 0.970 1.000;
24 0.970 1.000;
25 0.985 1.020;
26 0.950 1.000;
27 0.975 1.000;
28 0.960 1.000];
return;

```

SUBROUTINA ct_solución.m

%Función que aplica los criterios para dar solución a la contingencia simulada, %con el manejo de las compensaciones. Esta llama a ct_Lim_voltaje.m, %ct_prevactualiza.m, ct_actualiza y las matrices del casetol.m que tienen los %datos iniciales las líneas, trafos, generadores y cargas para agregar o restar %datos para la solución al problema corrigiendo la violación de las tensiones y la %reserva de reactivos por la simulación de la contingencia.

```
%arreglos(siguiete arreglo,:)= [matriz (1-branch, 2-gen, 3-
bus),fila,columna,nuevo valor]

if get(solucion,'userdata')==0
    defecto='1-Tap';
end
ButtonName=questdlg('método de solución', ...
    'Aplicación', ...
    '1-Tap','2-Compensación estática','3-Deslastre de
carga',defecto);
switch ButtonName
case '1-Tap'
    if viola==[0 1]
        defecto='2-Compensación estática';
    else
        %%%
        if (bus(25,3)==0 & bus(25,4)==0)
            arreglos(size(arreglos,1)+1,:)= [1,52,9,1.025];
%            break
        end
        %%%
        Lims=ct_Lim_voltaje;
        err=0;
        bu=bus2;
        viol=0;
        while (err==0 & isempty(viol)==0)
            violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
            violasup=find(bu(:,8)>Lims(:,3)); %superior
            incr=0;
            if isempty(violainf)==0
                viol=violainf;
                incr=-1;
            elseif isempty(violasup)==0
                viol=violasup;
                incr=+1;
            else
                break
            end
            if incr~=0
                viol=viol(find(viol>=23));
            end
        end
    end
end
```



```

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
    violasup=find(bu(:,8)>Lims(:,3)); %superior
    if isempty(violasup)==0
        arreglos=arreglos(1:size(arreglos,1)-2,:);

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
    end
    end
    violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
    if isempty(violainf)==0
        defecto='3-Deslastre de carga';
    end
    case '3-Deslastre de carga'
        Lims=ct_Lim_voltaje;
        bu=bus2;
        imposible=0;
        for i=1:size(loads,1)
            if get(loads(i,1),'userdata')==0
                imposible=1
                break
            end
        end
        if imposible==0
            violainf=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
            if isempty(violainf)==0
                [a,b]=sort(bu(violainf,3));
                violainf=violainf(b);
                violainf=violainf(find(bu(violainf,3)>0));
                for i=1:size(violainf,1)-1
                    arreglos(size(arreglos,1)+1,:)= [3,violainf(i,1),3,0];
                    arreglos(size(arreglos,1)+1,:)= [3,violainf(i,1),4,0];

[err,bra,bu]=prevactualiza(branches,generador,loads,arreglos,archivo);
    viola=find(bu(:,8)<Lims(:,2)); %inferior
    if isempty(viola)
        break
    end
    end
    end
    end
    end
    set(solucion,'userdata',1);
ct_actualiza

```

ANEXO B

GUIA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROGRAMA

Se diseña el programa a partir de la base del paquete de MatPower de Matlab de m-archivos para solucionar problemas de flujos de potencia, desarrollado como una herramienta de simulación para investigadores y educadores. El código es simple de entender y modificar, la página de MatPower puede ser encontrada:

<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/matpower.html>

Instalación de MatPower

Requerimientos del sistema.

Para el uso de MatPower se necesitara un MAC, una maquina UNÍS, o un PC con:

- Matlab 4.0 o una edición más reciente.
- El **tool box** de optimización de Matlab.

Instalación.

Paso 1: Vaya a la página de Matpower¹ y siga las instrucciones para descargar el programa.

Paso 2: copie todos los m.archivos en el Matpower y agregue la carpeta en su Matlab **Path**.

Paso 3: agregue los m.archivos del programa de Manejo de la Reserva de Potencia Reactiva (Subrutinas) a la carpeta de MatPower y agréguelo de nuevo a su Matlab **Path**.

Ejecutar la ventana principal.

Para correr la ventana principal ejecutable con el flujo de potencia en estado normal de operación del sistema de trece nodos(zona G.C.M) especificado en el archivo casemio.m, escriba, en la ventana de comandos de Matlab:

```
>> gcm
```

¹ <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/matpower.html>

Para correr la ventana principal ejecutable con el flujo de potencia en estado normal de operación del sistema de 28 nodos(zona Costa Atlántica) especificado en el archivo casetol.m, escriba, en la ventana de comandos de Matlab:

```
>> costa
```

Formato Ingreso datos iniciales.

Para la modificación del sistema analizado agregando o sustrayendo elementos del caso estudiado², se trabaja en los archivos descritos a continuación, en el formato estándar de MatPower.

Formato para ingresar los datos iniciales en los archivos casemio.m y casetol.m

Los archivos de datos usados por el programa prototipo son simplemente **m-files** de MATPOWER de Matlab, los cuales definen y retornan las variables **baseMVA, bus, branch, gen, área, y gencost**. (para los objetivos de este trabajo el programa no tiene en cuenta las variables **área y gencost**)

El siguiente formato de archivo de datos contiene la información inicial del sistema de potencia que se va analizar en forma matricial para cada elemento del sistema: **bus, branch y gen**. Estos formatos de datos se encuentran en las funciones o subrutinas casemio.m y casetol.m, las cuales son necesarias para correr el flujo de potencia, ya que especifican las condiciones iniciales de cada sistema para correr el flujo de potencia. Cada fila en la matriz corresponde a un solo bus, **branch**, o generador respectivamente. Las columnas son similares a las columnas de los formatos estandarizados de la IEEE y PTI.

Bus - Formato de Datos (Matriz de n filas, 13 columnas; cada columna es un dato específico del nodo de la fila i).

- 1 bus número (1 to 29997)
- 2 bus tipo

bus PQ	= 1
bus PV	= 2
bus de referencia	= 3
bus aislado	= 4
- 3 Pd, potencia real demandada (MW)
- 4 Qd, potencia reactiva demandada(MVAR)

² El programa permite solamente analizar diferentes condiciones de despacho y demanda.

- 5 Gs, conductancia shunt (MW (demandada?) para $V = 1.0$ p.u.)
- 6 Bs, susceptancia shunt (MVAR (inyectada?) para $V = 1.0$ p.u.)
- 7 número de área, 1-100
- 8 Vm, magnitud del voltaje (p.u.)
- 9 Va, ángulo del voltaje (grados)
- 10 baseKV, voltaje base (kV)
- 11 zona, pérdidas por zona (1-999)
- 12 maxVm, magnitud máxima de voltaje (p.u.)
- 13 minVm, magnitud mínima de voltaje (p.u.)

Generador - Formato de Datos (Matriz de n filas, 10 columnas; cada columna es un dato específico del generador de la fila i).

- 1 bus número
- 2 Pg, potencia real generada (MW)
- 3 Qg, potencia reactiva generada(MVAR)
- 4 Qmax, máxima potencia reactiva generada(MVAR)
- 5 Qmin, mínima potencia reactiva generada(MVAR)
- 6 Vg, magnitud de voltaje - setpoint (p.u.)
- 7 mBase, potencia Base en MVA
- 8 Estado, 1 – máquina en servicio, 0 – máquina fuera de servicio
- 9 Pmax, máxima potencia real generada (MW)
- 10 Pmin, mínima potencia real generada (MW)

Branch - Formato de Datos (Matriz de n filas, 11 columnas; cada columna es un dato específico de la línea o trafo de la fila i).

- 1 f, desde el bus número
- 2 t, hasta el bus número
- 3 r, resistencia (p.u.)
- 4 x, reactancia (p.u.)
- 5 b, susceptancia total de la línea (p.u.)
- 6 A, capacidad MVA en A (long term rating)
- 7 B, capacidad MVA en B (short term rating)
- 8 C, capacidad MVA en C (emergency rating)
- 9 ratio, transformer off nominal turns ratio (= 0 para las líneas)
(taps at 'from' bus, impedance at 'to' bus, i.e. ratio = V_f / V_t)
- 10 ángulo, ángulo de cambio de fase del transformador (grados)
(Gf, conductancia shunt desde el bus p.u.)
(Bf, susceptancia shunt desde el bus p.u.)
(Gt, conductancia shunt al bus p.u.)
(Bt, susceptancia shunt al bus p.u.)
- 11 Estado inicial de la línea o trafo, 1 - en servicio, 0 – fuera de servicio

área - Formato de Datos (Matriz de n filas, 2 columnas; cada columna es un dato específico del área de la fila i; para los propósitos de este trabajo no se tiene en cuenta y se coloca un vector fila de valor cero).

- 1 i, número del área
- 2 price_ref_bus, precio del bus de referencia para esa área

gencost - Formato de Datos (Matriz de n filas, 6columnas; cada columna es un dato específico de los costos de generación para cada fila i).

Para los propósitos de este Trabajo no es necesario establecer el costo de la generación de potencia activa y reactiva, por esta razón los valores que aparecen en la matriz **gencost** para cada uno de los casos (casemio.m y casetol.m) son constantes y no interfieren en los cálculos realizados ya que los valores de ésta matriz son válidos para realizar flujos óptimos de potencia.

NOTA : Se recomienda para el ingreso de los datos seguir un orden en la numeración de los nodos del sistema. Primero el nodo flotante, segundo los nodos de generación, tercero los nodos de transmisión y por último los nodos de carga. En la Matriz de Branch dejar en las últimas filas los transformadores.

Construcción diagrama unifilar zona G.G.M

En la Subrutina de gcm.m se construye el diagrama unifilar de trece nodos³. Éste se construye trabajando por aparte cada elemento del sistema con el comando Line mediante coordenadas, teniendo en cuenta la escala que se halla tomado para el diseño de la ventana principal.

Construcción diagrama unifilar zona Costa Atlántica

En la Subrutina de costa.m se construye el diagrama unifilar de 28 nodos⁴. Éste se construye trabajando por aparte cada elemento del sistema con el comando Line mediante coordenadas, teniendo en cuenta la escala que se halla tomado para el diseño de la ventana principal para la costa Atlántica.

NOTA : La ventana se puede ampliar a lo largo y lo ancho e incluso se puede maximizar a toda la pantalla del monitor.

³ Se construye con base a la información suministrada en el casemio.m

⁴ Se construye en base de la información suministrada en el casetol.m

NOTA : Si se desea analizar otro caso con un número diferente de elementos y topología, debe tener en cuenta que se modifica la subrutina actualiza.m donde se especifica los nuevos números de elementos.

Ejecución del programa.

Al ejecutar la ventana principal se obtendrá la información del flujo de potencia en estado normal sin presencia de ninguna eventualidad.

Para simular una contingencia se debe hacer clic en el elemento que se desee omitir (cargas, generadores, líneas) y de inmediato se obtendrá la información del flujo de potencia con los nuevos valores.

Dependiendo del resultado obtenido por la contingencia (si algún dato está fuera del límite establecido) se procede a pulsar el botón de solución con la siguiente metodología: Primero se da clic en el botón del tap, si continúa los valores fuera del límite, se procede a la segunda opción, hacer clic sobre el botón de compensación estática. Si aún continúa algún valor fuera del límite, se procede al último paso de solución, pulsar el botón de deslastre de carga.

Diferente despacho y demanda

Si se desea analizar el caso con diferente despacho de generación y demanda debe crear un nuevo archivo case.m con estos cambios, luego debe cambiar en el botón de edición de la ventana principal ejecutable, casemio por el nombre del nuevo archivo.

Límites de voltaje

En el archivo Lim_Voltaje.m se establece los límites de los nodos según el criterio del usuario. Columna 1 número del nodo, columna 2 límite inferior y columna 3 límite superior.

En el capítulo tres se describe paso a paso como ejecutar el programa gráficamente.

ANEXO C

RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 1 ZONA GUAJIRA-CESAR-MAGDALENA (CONTINGENCIA SALIDA LINEA FUNDACIÓN-COPEY 220kV.)

```

=====
| RESUMEN DEL SISTEMA |
=====
Converged in 0.00 seconds

CANTIDAD ?          CAPACIDAD?          P (MW)          Q (MVAR)
-----
Buses              13          Total Gen Capacity  1017.0  -102.0 to +325.0
Generators         3          On-line Capacity   1017.0  -102.0 to +325.0
Committed Gens    3          Generation (current)  334.0    -23.2
Loads             6          Load              331.0    168.0
Branches         17          Losses (I^2 * Z)   7.91     82.94
Transformers      5          Branch Charging (inj) -         187.1
Areas            1          Shunt (inj)        0.0      64.1
Inter-ties       0          Total Inter-tie Flow 0.0      0.0

                               Mínima                               Máxima
-----
Voltage Magnitude  0.975 p.u. @ bus 13          1.050 p.u. @ bus 3
Voltage Angle     -16.50 deg @ bus 11          0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R) -                               4.91 MW @ line 4-8
Q Losses (I^2*X) -                               32.25 MVAR @ line 4-8
    
```

```

=====
| DATOS DEL BUS |
=====
Bus      Voltaje          Generación          Carga
#      Mag(pu)  Ang(deg)  P (MW)  Q (MVAR)  P (MW)  Q (MVAR)
-----
1      1.010    0.000    154.00   1.50     71.00   37.00
2      1.030   -2.268    160.00  -22.67     2.00    1.00
3      1.050   -4.238     20.00   -2.06     -        -
4      1.015   -2.305     -        -         -        -
5      1.016   -3.161     -        -         -        -
6      1.030   -5.771     -        -         -        -
7      0.984  -10.473     -        -         -        -
8      0.989  -10.518     -        -         -        -
9      0.988   -8.448     -        -         67.00   35.00
10     1.010  -10.885     -        -         66.00   30.00
11     0.978  -16.495     -        -         74.00   35.00
12     0.989  -10.518     -        -         -        -
13     0.975   -5.895     -        -         51.00   30.00
-----
Total:  334.00  -23.23   331.00  168.00
    
```

**RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 2
DE LA ZONA GUAJIRA-CESAR-MAGDALENA (CONTINGENCIA EYECCIÓN
CARGA CUESTECITAS A 110kV.)**

```
=====
| RESUMEN DEL SISTEMA                                     |
=====
Converged in 0.00 seconds
```

CANTIDAD ?		CAPACIDAD?	P (MW)	Q (MVAR)
Buses	13	Total Gen Capacity	1017.0	-102.0 to +325.0
Generators	3	On-line Capacity	1017.0	-102.0 to +325.0
Committed Gens	3	Generation (current)	286.3	17.0
Loads	6	Load	284.0	143.0
Branches	17	Losses (I ² * Z)	2.33	39.30
Transformers	5	Branch Charging (inj)	-	186.5
Areas	1	Shunt (inj)	0.0	-21.1
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0

	Minima	Maxima
Voltage Magnitude	0.966 p.u. @ bus 13	1.050 p.u. @ bus 3
Voltage Angle	-8.23 deg @ bus 11	3.40 deg @ bus 3
P Losses (I ² *R)	-	0.84 MW @ line 6-7
Q Losses (I ² *X)	-	9.92 MVAR @ line 7-11

```
=====
| DATOS DEL BUS                                         |
=====
```

Bus #	Voltaje		Generación		Carga	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.010	0.000	106.33	25.12	71.00	37.00
2	1.030	3.194	160.00	-7.78	2.00	1.00
3	1.050	3.397	20.00	-0.39	-	-
4	1.006	-0.942	-	-	-	-
5	1.011	0.199	-	-	-	-
6	1.028	1.876	-	-	-	-
7	0.989	-2.279	-	-	-	-
8	1.000	-1.927	-	-	-	-
9	0.982	-5.147	-	-	67.00	35.00
10	0.991	1.876	-	-	-	-
11	0.985	-8.225	-	-	74.00	35.00
12	0.992	-3.503	-	-	19.00	5.00
13	0.966	-4.596	-	-	51.00	30.00
Total:			286.33	16.96	284.00	143.00

**RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 3
DE LA ZONA GUAJIRA-CESAR-MAGDALENA (CONTINGENCIA SALIDA
GENERACIÓN DE TERMOGUAJIRA.)**

```
=====
| RESUMEN DEL SISTEMA |
=====
```

Converged in 0.00 seconds

CANTIDAD ?		CAPACIDAD?	P (MW)	Q (MVAR)
Buses	13	Total Gen Capacity	1017.0	-102.0 to +325.0
Generators	3	On-line Capacity	668.0	-34.0 to +105.0
Committed Gens	2	Generation (current)	358.4	34.1
Loads	7	Load	350.0	173.0
Branches	17	Losses (I ² * Z)	8.36	87.71
Transformers	5	Branch Charging (inj)	-	183.6
Areas	1	Shunt (inj)	0.0	43.1
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0

	Mínima	Máxima
Voltage Magnitude	0.967 p.u. @ bus 13	1.050 p.u. @ bus 3
Voltage Angle	-20.17 deg @ bus 11	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	2.53 MW @ line 1-4
Q Losses (I ² *X)	-	17.59 MVAR @ line 1-4

```
=====
| DATOS DEL BUS |
=====
```

Bus #	Voltaje		Generación		Carga	
	Mag (pu)	Ang (deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.010	0.000	338.36	32.42	71.00	37.00
2	1.019	-12.487	-	-	2.00	1.00
3	1.050	-12.562	20.00	1.63	-	-
4	0.994	-7.291	-	-	-	-
5	0.999	-10.734	-	-	-	-
6	1.025	-14.067	-	-	-	-
7	0.981	-14.110	-	-	-	-
8	0.988	-10.617	-	-	-	-
9	0.998	-15.922	-	-	67.00	35.00
10	1.018	-19.100	-	-	66.00	30.00
11	0.975	-20.169	-	-	74.00	35.00
12	0.980	-12.233	-	-	19.00	5.00
13	0.967	-10.938	-	-	51.00	30.00
		Total:	518.36	34.06	350.00	173.00

**RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 1
DE LA ZONA COSTA ATLANTICA(CONTINGENCIA SALIDA LINEA
TGUAJIRA-CUESTECITAS 220kV.)**

=====
| RESUMEN DEL SISTEMA |
=====

Converged in 0.00 seconds

CANTIDAD ?		CAPACIDAD?	P (MW)	Q (MVAR)
-				
Buses	28	Total Gen Capacity	3046.0	-722.0 to
+1847.0				
Generators	10	On-line Capacity	3046.0	-722.0 to
+1847.0				
Committed Gens	10	Generation (current)	1214.1	820.2
Loads	19	Load	1200.0	1238.0
Branches	53	Losses (I ² * Z)	15.34	192.94
Transformers	16	Branch Charging (inj)	-	575.3
Areas	1	Shunt (inj)	0.0	43.1
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0

Mínima

Máxima

Voltage Magnitude	0.973 p.u. @ bus 26	1.050 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-36.32 deg @ bus 26	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	3.23 MW @ line 11-10
Q Losses (I ² *X)	-	27.11 MVAR @ line 11-10

=====
===

| DATOS DEL BUS |
|

=====
===

Bus #	Voltaje		Generación		Carga	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.050	0.000	283.09	213.35	-	-
2	1.010	-11.401	170.00	64.79	-	-
3	0.997	-20.184	160.00	10.65	43.00	18.00
4	0.997	-20.151	120.00	75.66	75.00	30.00
5	1.000	-20.238	90.00	20.61	100.00	45.00
6	1.012	-19.979	20.00	46.51	85.00	38.00
7	1.012	-19.828	190.00	76.36	-	-
8	1.030	-23.504	160.00	13.07	2.00	1.00
9	1.050	-27.290	20.00	1.40	-	-
10	1.046	-1.267	-	-	0.00	168.00

11	0.992	-9.627	-	-	0.00	228.00
12	1.020	-14.940	1.00	297.85	0.00	228.00
13	0.999	-19.730	-	-	0.00	168.00
14	0.995	-20.336	-	-	-	-
15	0.995	-24.727	-	-	-	-
16	1.006	-25.157	-	-	-	-
17	1.025	-28.796	-	-	-	-
18	0.984	-30.185	-	-	-	-
19	0.987	-12.774	-	-	137.00	25.00
20	0.984	-14.782	-	-	111.00	35.00
21	1.013	-17.109	-	-	60.00	30.00
22	0.996	-20.399	-	-	100.00	28.00
23	0.985	-21.679	-	-	160.00	70.00
24	0.981	-31.342	-	-	77.00	31.00
25	1.016	-35.375	-	-	86.00	30.00
26	0.973	-36.318	-	-	74.00	30.00
27	0.988	-27.679	-	-	29.00	10.00
28	0.987	-28.948	-	-	61.00	25.00
		Total:	1214.09	820.25	1200.00	1238.00

RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 2 DE LA ZONA COSTA ATLANTICA(CONTINGENCIA SALIDA LINEA CERRO-CHINÚ 500kV(CIRCUITO 2)).

```

=====
=
|  RESUMEN DEL SISTEMA
|
=====
=
Converged in 0.00 seconds

CANTIDAD ?                CAPACIDAD?                P (MW)                Q (MVAR)
-----
-
Buses                    28                Total Gen Capacity    3046.0    -722.0 to
+1847.0
Generators                10                On-line Capacity      3046.0    -722.0 to
+1847.0
Committed Gens           10                Generation (current)  1216.1        799.7
Loads                    19                Load                  1200.0        1178.0
Branches                 53                Losses (I^2 * Z)      18.88         251.89
Transformers             16                Branch Charging (inj)  -              577.5
Areas                    1                Shunt (inj)           0.0           40.6
Inter-ties                0                Total Inter-tie Flow  0.0           0.0

                                Mínima                                Máxima
-----
-
Voltage Magnitude    0.974 p.u. @ bus 26                1.050 p.u. @ bus 1
Voltage Angle        -40.76 deg @ bus 26                0.00 deg @ bus 1
P Losses (I^2*R)    -                3.85 MW @ line 12-11
Q Losses (I^2*X)    -                45.49 MVAR @ line 11-12
    
```

```

=====
=
|  DATOS DEL BUS
|
=====
=
Bus      Voltaje                Generación                Carga
#      Mag(pu)  Ang(deg)  P (MW)  Q (MVAR)  P (MW)  Q (MVAR)
-----
1      1.050    0.000    285.10  232.31    -        -
2      1.010   -11.602    170.00   74.73    -        -
3      0.997   -25.619    160.00  -25.96    43.00   18.00
4      0.998   -25.589    120.00   74.52    75.00   30.00
5      1.000   -25.796     90.00   13.32   100.00   45.00
6      1.012   -25.528     20.00   46.51    85.00   38.00
7      1.012   -25.378    190.00   70.23     -        -
8      1.030   -29.549    160.00   11.00     2.00    1.00
    
```

9	1.050	-30.967	20.00	7.03	-	-
10	1.045	-1.278	-	-	0.00	168.00
11	0.980	-9.751	-	-	0.00	228.00
12	1.040	-20.722	1.00	295.97	0.00	168.00
13	1.002	-25.307	-	-	0.00	168.00
14	0.996	-25.774	-	-	-	-
15	1.007	-30.312	-	-	-	-
16	1.012	-30.959	-	-	-	-
17	1.017	-32.429	-	-	-	-
18	0.986	-34.642	-	-	-	-
19	0.983	-12.950	-	-	137.00	25.00
20	0.984	-14.983	-	-	111.00	35.00
21	1.033	-22.806	-	-	60.00	30.00
22	0.997	-25.970	-	-	100.00	28.00
23	0.985	-27.115	-	-	160.00	70.00
24	0.988	-37.060	-	-	77.00	31.00
25	0.992	-39.310	-	-	86.00	30.00
26	0.974	-40.759	-	-	74.00	30.00
27	0.996	-32.762	-	-	29.00	10.00
28	1.000	-34.428	-	-	61.00	25.00
		Total:	1216.10	799.65	1200.00	1178.00

**RESULTADOS FLUJO DE POTENCIA DE LA SOLUCIÓN DEL CASO 3
DE LA ZONA COSTA ATLANTICA(CONTINGENCIA CARGA 700 MW, SALIDA
PLANTA URRRA.)**

```
=====
| RESUMEN DEL SISTEMA
|
=====
Converged in 0.00 seconds
```

CANTIDAD ?		CAPACIDAD?	P (MW)	Q (MVAR)
-				
Buses	28	Total Gen Capacity	3046.0	-722.0 to
+1847.0				
Generators	10	On-line Capacity	2876.0	-610.0 to
+1735.0				
Committed Gens	9	Generation (current)	649.9	448.5
Loads	18	Load	645.0	939.0
Branches	53	Losses (I ² * Z)	4.94	66.59
Transformers	16	Branch Charging (inj)	-	578.2
Areas	1	Shunt (inj)	0.0	-21.1
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0

	Mínima	Máxima
Voltage Magnitude	0.976 p.u. @ bus 26	1.050 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-21.57 deg @ bus 26	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I ² *R)	-	1.15 MW @ line 10-11
Q Losses (I ² *X)	-	9.50 MVAR @ line 10-11

```
=====
=
| DATOS DEL BUS
|
=====
```

Bus #	Voltaje		Generación		Carga	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	1.050	0.000	158.94	188.26	-	-
2	1.001	-8.671	-	-	-	-
3	0.998	-8.951	100.00	-44.84	21.00	8.00
4	0.999	-8.944	70.00	34.30	55.00	15.00
5	1.002	-8.685	100.00	-17.01	40.00	8.00
6	1.010	-8.705	20.00	8.58	32.00	8.00
7	1.010	-8.677	90.00	50.81	-	-
8	1.030	-11.763	90.00	-26.91	2.00	1.00
9	1.050	-11.936	20.00	-0.24	-	-
10	1.035	-0.729	-	-	0.00	168.00

11	0.990	-5.372	-	-	0.00	228.00
12	1.020	-7.429	1.00	255.57	0.00	228.00
13	1.003	-8.964	-	-	0.00	168.00
14	0.998	-9.044	-	-	-	-
15	1.014	-12.267	-	-	-	-
16	1.025	-12.512	-	-	-	-
17	1.028	-13.455	-	-	-	-
18	1.007	-15.704	-	-	-	-
19	0.991	-8.586	-	-	82.00	15.00
20	1.003	-8.686	-	-	-	-
21	1.015	-8.524	-	-	30.00	7.00
22	0.998	-9.184	-	-	80.00	10.00
23	0.995	-9.790	-	-	90.00	25.00
24	0.999	-15.242	-	-	34.00	9.00
25	1.013	-16.868	-	-	43.00	9.00
26	0.976	-21.575	-	-	70.00	18.00
27	1.012	-14.063	-	-	15.00	5.00
28	0.988	-15.858	-	-	51.00	9.00
		Total:	719.94	448.50	645.00	939.00

ANEXO D

Tabla D1. Datos de Transformadores Caso Base (zona G.C.M.)

Trafo	Nodo A	Nodo B	Tap	Resistencia [Ω]	Reactancia [Ω]	Vnominal [kV]		Potencia [MVA]
						Nodo A	Nodo B	
1	STMA	C-STMA	0,975	0.0000	0.1416	220	110	200
2	CUES	C-CUES	0.975	0.0000	0.1441	220	110	200
3	V/DUP	C-V/DUP	0.950	0.0000	0.1436	220	110	200
4	COPE	C-COPE	1.000	0.0000	0.1436	220	110	200
5	FUND	C-FUND	1.000	0.0000	0.1215	220	110	200

Tabla D2. Datos Transformadores Caso - Zona Costa Atlantica

Trafo	Nodo A	Nodo B	Tap	Resistencia [Ω]	Reactancia [Ω]	Vnominal [kV]		Potencia [MVA]
						Nodo A	Nodo B	
1	S.CARLOS	S.CAR/500	0,9875	0.0000	0.02629.	220	500	450
2	S.CARLOS	S.CAR/500	0,9875	0.0000	0.02629	220	500	450
3	S.CARLOS	S.CAR/500	0,9875	0.0000.	0.05134	220	500	450
4	S.CARLOS	S.CAR/500	0,9875	0.0000.	0.05125	220	500	450
5	CERROMATOSO	CMA/110	1.000	0.0000	0.13243	500	110	450
6	CERROMATOSO	CMA/110	1.000	0.0000	0.13243	500	110	450
7	CHINU	CHINU/110	0.9875	0.0000	0.13191	500	110	450
8	CHINU	CHINU/110	0.9875	0.0000	0.13191	500	110	450
9	SAB/500	SAB/220	1.000	0.0000	0.02546	500	220	450
10	SAB/500	SAB/220	1.000	0.0000	0.02546	500	220	450
11	SAB/500	SAB/220	1.000	0.0000	0.02400	500	220	450
12	TERNERA	C-TNA	1.000	0.0000	0.01436	220	110	200
13	FUNDACION	C-FUNDA	0.9750	0.0000	0.1215	220	110	200
14	S.MARTA	C-STMA	0.9750	0.0000	0.1416	220	110	200
15	CUESTECITAS	C-CUEST	0.9750	0.0000	0.1441	220	110	200
16	V/DUPAR	C-V/DUP	0.9500	0.0000	0.1436	220	110	200

Tabla D3. Compensaciones Capacitivas e Inductivas Convencionales y No Convencionales a nivel de STN

Ubicación		Capacidad		Voltaje Conexión	Operación	Tipo Conexión	Propietario
S/E	Tipo	MVAR - Q	MVAR + Q				
BANADIA 632	S1	12,5		230	Manual	Paralelo	ISA
		12,5					
CAÑO LIMON 633	B1		6,0	34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B2		3,0	34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B3		3,0	34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B4		3,0	34,5	Manual	Paralelo	ISA
			15,0				
CERROMATOSO 403	T1	35		34,5	Manual	Paralelo	ISA
	T2	35		34,5	Manual	Paralelo	ISA
		70					
CHINÚ 402	SVC	150	250,0	500	Variable	Paralelo	ISA
	T1	35		34,5	Manual	Paralelo	ISA
	T2	35		34,5	Manual	Paralelo	ISA
		70 *					
CUESTECITAS 429	B1		41,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	S1	20		230	Manual	Paralelo	ISA
		20	41				
FUNDACION 426	B1		40	230	Manual	Paralelo	Transelca
	B2		20	230	Manual	Paralelo	Transelca
	B3		20	230	Manual	Paralelo	Transelca
			80				
JAMONDINO 922	S1	12,5		230	Manual	Paralelo	ISA
	S2	12,5		230	Manual	Paralelo	ISA
		25					
LA VIRGINIA 500 329	B2-T1	50		34,5	Fija	Serie	ISA
	B2-T2	50		34,5	Fija	Serie	ISA
		100					
OCAÑA 626	T1	9		7,98	Manual	Paralelo	ISA
	T2	9		7,98	Manual	Paralelo	ISA
		18					

SAN BERNARDINO 921	B1		60,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B2		60,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B3		60,0	230	Manual	Paralelo	ISA
			180,0				
SAN CARLOS 500 201	B3-T1	50		34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B3-T2	50		34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B4-T3	50		34,5	Manual	Paralelo	ISA
	B4-T4	50		34,5	Manual	Paralelo	ISA
		200					
SAN MARCOS 220 321	B1		72,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B2		72,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B3		72,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B4		72,0	230	Manual	Paralelo	ISA
	B2-T2	50		34,5	Fija	Serie	ISA
	B2-T1	50		34,5	Fija	Serie	ISA
			100	288,0			
SAN MARCOS 220 321	Serie_ESME_YUMB 2		66,0	220	Manual	Serie	ISA
	Serie_ESME_YUMB 3		66,0	220	Manual	Serie	ISA

Notas&Convenciones: La información de operación de los capacitores se extrajo de la información 2000

B: Banco, S: Tipo Shunt

SVC: Comp. VARs Estát.

T: Terciario, Tri: Banco Trifá. No se consideraron inductores de neutros como: En S/E Cerrromatoso 20MVAR a Chinu, 28MVAR a San Carlos y otros

Total Inductivos Inductores en terciarios a 34.5kV S/E 500, se modelan en 500 dado la tendencia capacitiva de las líneas, exc.San Marcos

Total Capacitivos * No Incluye la Capacidad del SVC, el cual opera automáticamente. +Q capacitivo, -Q Inductivo

**Tabla D3. Compensaciones Capacitivas e Inductivas
Convencionales y No Convencionales a nivel de STN. Fuente: CND-ISA.01**

Ubicación		Capacidad MVAR Q		Tipo Conexión	Voltaje	Propietario
632 BANADIA - SAMORE 631						
En Banadía	En Samore	12,5	-	Paralelo	230	ISA
201 SAN CARLOS - CERRO 403						
San Carlos L1	Cerromatoso L1	84,0	84,0	Paralelo	500	ISA
San Carlos L2	Cerromatoso L2	84,0	84,0	Paralelo	500	ISA
403 CERRO - CHINU 402						
Cerromatoso L1	Chinu L1	60,0	60,0	Paralelo	500	ISA
Cerromatoso L2	Chinu L2	60,0	60,0	Paralelo	500	ISA
402 CHINU - SABANA 401						
Chinu L1	Sabana L1	84,0	84,0	Paralelo	500	ISA
Chinu L2	Sabana L2	84,0	84,0	Paralelo	500	ISA
201 SAN CARLOS - VIRGINIA 329						
San Carlos	La Virginia	84,0	84,0	Serie	500	ISA
329 VIRGINIA - SAN MARCOS 330						
La Virginia	San Marcos	60,0	-	Serie	500	ISA

Tabla D4. Reactores de Línea (2001 - 2004)
Modelados en líneas de STN. FuenteCND-ISA.01

TABLA D5 - PARAMETROS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN STN (FUENTE UPME)

DESDE	HASTA	TENSIÓN (KV)	LONG (KM)	I nom (AMP)	R1 (OHM/KM)	X1 (OHM/KM)	B1 (uS/KM)	R0 (OHM/KM)	X0 (OHM/KM)	B0 (uS/KM)
ALTO_ANCHIC	PANCE	220	53,7	842	0,0653	0,4854	3,4454	0,4837	1,6464	2,3855
ALTO_ANCHIC	YUMBO	220	54,2	842	0,0653	0,4837	3,4453	0,4853	1,6464	2,3856
ANCONEPM	ANCONISA	220	0,38	1100	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
ANCONEPM	ANCONISA	220	0,38	1100	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
ANCONEPM	MIRAFLORES	220	20	777	0,0585	0,4913	3,3698	0,3214	1,4574	2,0267
ANCONEPM	OCCIDENTE	220	28,43	805	0,0487	0,4804	3,4711	0,3200	1,4496	1,9620
ANCONISA	ANCONEPM	230	0,2	1100	0,0618	0,4786	3,4210	0,2670	0,9440	1,8600
ANCONISA	ANCONEPM	230	0,2	1100	0,0618	0,4786	3,4210	0,2670	0,9440	1,8600
ANCONISA	ESMERALDA	230	130	900	0,0585	0,4869	3,5490	0,3280	1,0610	2,4040
ANCONISA	ESMERALDA	230	130	900	0,0585	0,4869	3,5490	0,3280	1,0610	2,4040
BALSILLAS	MESA	230	26,8	950	0,0460	0,4980	3,4400	0,2640	1,1120	2,2190
BALSILLAS	NOROESTE	230	14	950	0,0530	0,5020	3,4100	0,2750	1,1020	2,2210
BANADIA	CAÑOLIMON	230	86,4	680	0,0728	0,5042	3,3190	0,3760	1,0580	2,3640
BANADIA	SAMORE	230	50	680	0,0765	0,5263	3,4630	0,3760	1,0580	2,3640
BARBOSA	GUADALUPE	220	48,4	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
BARBOSA	GUADALUPE	220	48,4	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
BARBOSA	GUATAPE	220	40,5	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
BARBOSA	GUATAPE	220	63,1	777	0,0582	0,4843	3,4322	0,3296	1,4554	1,9492
BARBOSA	MIRAFLORES	220	48,9	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
BARBOSA	SALTO	220	44,4	894	0,0585	0,4913	3,3698	0,3214	1,4574	2,0267
BARBOSA	TASAJERA	220	14,5	805	0,0487	0,4804	3,4711	0,3200	1,4496	1,9620
BELEN	SANMATEO	220	9	731	0,0800	0,5100	1,6700	0,2600	1,4600	7,9350
BELEN	TASAJERO	230	15	868	0,0668	0,4943	3,3420	0,2890	0,9240	2,7000
BELLO	SALTO	220	68,2	894	0,0585	0,4896	3,3946	0,3258	1,4584	1,9836
BELLO	TASAJERA	220	16	894	0,0585	0,4913	3,3698	0,3214	1,4574	2,0267
BETANIA	POPAYAN	230	144	868	0,0373	0,4565	3,7023	0,2210	1,5320	2,3930
BETANIA	POPAYAN	230	144	868	0,0373	0,4565	3,7023	0,2210	1,5320	2,3930
BUCA/MGA	NVA_BUCA/MG/	220	37,5	810	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
BUCARAMANGA	BARRANCA	230	99,4	810	0,0800	0,5440	3,8168	0,2600	1,4600	7,9365
BUCARAMANGA	PAIPA	230	147	710	0,0888	0,5261	3,4360	0,3220	0,9760	2,7840
BUCARAMANGA	PALOS	230	18	810	0,0800	0,5440	3,8168	0,2600	1,4600	7,9365
CARTAGENA	TERNERA	220	6,4	630	0,0756	0,5294	3,2929	0,5369	1,7091	1,9370
CARTAGENA	TERNERA	220	6,4	630	0,0756	0,5294	3,2929	0,5369	1,7091	1,9370
CARTAGO	ESMERALDA	230	42	900	0,0655	0,4984	3,3400	0,2670	1,0740	2,2700
CARTAGO	SN_MARCOS	220	147,8	900	0,0529	0,4884	3,3740	0,2670	1,0740	2,2699

TABLA D5 - CONTINUACIÓN

CARTAGO	TULUA	220	87,7	900	0,0655	0,4984	3,3400	0,2670	1,0740	2,2700
CARTAGO	VIRGINIA	220	18,4	661	0,0596	0,5338	3,0869	0,2918	1,1738	2,0602
CERRO	URRA	220	84	917	0,0605	0,5007	3,3058	0,3555	1,4825	1,9972
CERRO220	URRA	230	84	917	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
CERRO500	CHINU500	500	131	1200	0,0305	0,3340	5,1872	0,2786	0,9084	3,3966
CERRO500	CHINU500	500	132	1200	0,0208	0,3277	5,1873	0,2708	0,8712	3,0612
CERRO500	SNCARLOS	500	209	1200	0,0239	0,3361	5,1874	0,4366	1,2321	2,8720
CERRO500	SNCARLOS	500	226	1200	0,0199	0,3230	5,1873	0,2024	0,7290	3,0365
CHINU500	SABANA	500	182	1200	0,0316	0,3338	5,1873	0,2912	0,9453	3,3969
CHINU500	SABANA	500	185	1200	0,0203	0,3784	5,1875	0,2649	0,8541	3,0054
CHIVOR	GUAVIO	230	22	960	0,0530	0,4980	3,4420	0,3970	1,3450	2,2080
CHIVOR	GUAVIO	230	22	960	0,0530	0,4980	3,4420	0,3970	1,3450	2,2080
CHIVOR	NVA_PAIPA	220	134,7	843	0,0490	0,5000	3,4200	0,2400	1,1080	2,2020
CHIVOR	NVA_PAIPA	220	134,7	843	0,0490	0,5000	3,4200	0,2400	1,1080	2,2020
CHIVOR	TORCA	230	104,5	920	0,0520	0,5000	3,4190	0,2680	1,1210	2,2020
CHIVOR	TORCA	230	104,5	920	0,0520	0,5000	3,4190	0,2680	1,1210	2,2020
CIRCO	GUAVIO	230	111,9	790	0,0388	0,4742	3,5729	0,1938	1,4897	1,7856
CIRCO	GUAVIO	230	111,9	790	0,0388	0,4742	3,5729	0,1938	1,4897	1,7856
CIRCO	PARAISO	230	50,1	960	0,0486	0,5248	3,1770	0,4065	1,4561	2,6224
CIRCO	TUNAL	230	29,8	960	0,0479	0,5254	3,1781	0,4065	1,4556	0,9832
COMUNEROS	BARRANCA	230	9,8	810	0,0800	0,5440	3,8168	0,2600	1,4600	7,9365
COMUNEROS	MERILECTRICA	230	2,3	710	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
COMUNEROS	NVA_BUCA/MG/	220	76,1	846	0,0876	0,4888	3,3360	0,2950	1,1030	2,1500
COMUNEROS	PALOS	230	88,8	810	0,0800	0,5440	3,8168	0,2600	1,4600	7,9365
COMUNEROS	PRIMAVERA	230	114	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
COMUNEROS	PRIMAVERA	230	102	712	0,0887	0,5528	3,5520	0,3790	1,2350	2,7290
COPEY220	FUNDACIÓN	220	60	630	0,0774	0,5195	3,1887	0,4542	1,2552	2,3485
COPEY220	VALLEDUPAR	220	80	630	0,0774	0,5197	3,1921	0,4538	1,2554	2,3502
COROZO	SANMATEO	220	47,5	884	0,0643	0,5092	1,5994	0,4500	1,2554	2,3500
CUATRICEN	CUESTECITAS	220	128	691	0,0635	0,5018	3,2929	0,3554	1,4826	1,9951
CUESTECITAS	TGUAJIRA	220	95	630	0,0774	0,5304	3,3188	0,5309	1,7154	1,8573
CUESTECITAS	TGUAJIRA	220	95	630	0,0774	0,5304	3,3188	0,5309	1,7154	1,8573
CUESTECITAS	VALLEDUPAR	220	110	630	0,0629	0,5025	3,2720	0,4541	1,2553	2,3479
ENEA	ESMERALDA	230	25	900	0,0623	0,5014	3,3470	0,2610	1,0870	2,2710
ENEA	SNFELIPE	230	53	900	0,0614	0,4938	3,2960	0,2570	1,0700	2,2360
ENVIGADO	GUATAPE	220	63,1	777	0,0582	0,4842	3,4322	0,3296	1,4554	1,9492
ENVIGADO	OCCIDENTE	220	28,93	805	0,0487	0,4804	3,4711	0,3200	1,4496	1,9620
ENVIGADO	ORIENTE	220	26,4	777	0,0582	0,4843	3,4322	0,3296	1,4554	1,9492

TABLA D5 - CONTINUACIÓN

ESMERALDA	VIRGINIA	220	23,6	843	0,0655	0,4984	3,3400	0,2670	1,0740	2,2700
FUNDACIÓN	SABANA	220	92,6	630	0,0779	0,5248	3,1639	0,4302	1,2722	2,2625
FUNDACIÓN	SABANA	230	92,6	900	0,0668	0,4775	3,4942	0,3649	1,2065	1,8474
FUNDACIÓN	SANTAMARTA	220	86	630	0,0777	0,5307	3,3202	0,5307	1,7154	1,8883
FUNDACIÓN	SANTAMARTA	220	86	630	0,0777	0,5307	3,3202	0,5307	1,7154	1,8883
GUACA	MESA	230	5	960	0,0529	0,5290	3,1758	0,2645	1,8515	0,7940
GUACA	MESA	230	5	960	0,0529	0,5290	3,1758	0,2645	1,8515	0,7940
GUACA	PARAISO	230	7,5	960	0,0494	0,5219	3,1758	0,2469	1,8268	0,8066
GUACA	PARAISO	230	7,5	960	0,0494	0,5219	3,1758	0,2469	1,8268	0,8066
GUADALUPE	SALTO	220	8,8	777	0,0585	0,4913	3,3698	0,3214	1,4574	2,0267
GUATAPE	JAGUAS	230	18,8	712	0,0886	0,5527	3,5520	0,3790	1,2350	2,7280
GUATAPE	JAGUAS	230	14,5	712	0,0886	0,5527	3,5520	0,3790	1,2350	2,7280
GUATAPE	LASIERRA	230	67	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
GUATAPE	MIRAFLORES	220	51,3	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
GUATAPE	ORIENTE	220	37,9	777	0,0582	0,4843	3,4322	0,3296	1,4554	1,9492
GUATAPE	PLAYAS	220	21,16	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
GUAVIO	REFORMA	230	82,8	980	0,0351	0,4332	3,9314	0,1853	1,4624	0,9840
GUAVIO	TORCA	230	84	960	0,0340	0,4750	3,5970	0,4000	1,3010	2,3180
GUAVIO	TORCA	230	84	960	0,0340	0,4750	3,5970	0,4000	1,3010	2,3180
GUAVIO	TUNAL	230	159,3	580	0,0359	0,4466	3,9314	0,1787	1,5628	1,9663
HERMOSA	ESMERALDA	230	24	830	0,0621	0,5013	3,3450	0,2610	1,0860	2,2690
HERMOSA	VIRGINIA	220	22	846	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
IBAGUE	BETANIA	230	206	739	0,0620	0,5130	3,4100	0,3690	1,4430	1,8890
IBAGUE	MESA	230	86,4	932	0,0540	0,4870	3,4620	0,3950	1,3780	2,1770
IBAGUE	MESA	230	86,4	932	0,0540	0,4870	3,4620	0,3950	1,3780	2,1770
JUANCHITO	PAEZ	220	29	868	0,0846	0,4041	3,6710	0,2560	1,7460	1,7470
JUANCHITO	PANCE	220	22,9	842	0,0634	0,4865	3,4709	0,5127	1,5323	2,3963
JUANCHITO	POPAYAN	230	107	868	0,0846	0,4041	3,6710	0,2560	1,7460	1,7470
JUANCHITO	SALVAJINA	220	63,1	842	0,0634	0,4865	3,4715	0,5128	1,5324	2,3972
JUANCHITO	SN_MARCOS	230	27	950	0,0697	0,5458	3,1639	0,8437	2,2067	1,6411
LASIERRA	PRIMAVERA	230	49,3	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
LASIERRA	PURNIO	230	97,1	950	0,0550	0,4640	3,4620	0,4030	1,3330	2,1490
LASIERRA	SNCARLOS	230	30	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
LASIERRA	SNCARLOS	230	70	950	0,0550	0,4640	3,4620	0,4030	1,3330	2,1490
MALENA	JAGUAS	230	70,1	712	0,0887	0,5530	3,5540	0,3790	1,2360	2,7300
MALENA	PRIMAVERA	230	7	712	0,0887	0,5528	3,5520	0,3790	1,2350	2,7290
MESA	ESMERALDA	230	174,4	600	0,0623	0,5014	3,3470	0,2610	1,0870	2,2700
MESA	NOROESTE	230	39,7	920	0,0510	0,5010	3,4190	0,2720	1,1050	2,2200

TABLA D5 - CONTINUACIÓN

MESA	SNFELIPE	230	78	900	0,0550	0,4940	3,4640	0,2720	1,1430	2,1930
NOROESTE	PURNIO	230	101,9	950	0,0520	0,4640	3,4620	0,4000	1,3330	2,1490
NOROESTE	PURNIO	230	101,9	950	0,0520	0,4640	3,4620	0,4000	1,3330	2,1490
NOROESTE	TORCA	230	19,5	1300	0,0480	0,3740	4,5140	0,2640	0,0995	2,6590
NOROESTE	TORCA	230	19,5	1300	0,0480	0,3740	4,5140	0,2640	0,0995	2,6590
NVA_BQULLA	SABANA	220	46	787	0,0768	0,5314	3,3237	0,5335	1,7119	1,9440
NVA_BQULLA	SABANA	220	46	787	0,0768	0,5313	3,3238	0,5335	1,7119	1,9044
NVA_BQULLA	SABANA	220	46	787	0,0768	0,5314	3,3237	0,5335	1,7119	1,9440
NVA_BQULLA	SABANA	220	46	787	0,0768	0,5313	3,3238	0,5335	1,7119	1,9044
NVA_BQULLA	SABANA	220	46	787	0,0768	0,5314	3,3237	0,5335	1,7119	1,9440
NVA_BQULLA	TEBSA	220	22	787	0,0796	0,5421	3,3976	0,5335	1,7123	1,9100
NVA_BQULLA	TFLORES	220	7,4	787	0,0654	0,5036	3,2946	0,5363	1,7136	1,8986
NVA_BUCA/MG/ NVA_PAIPA		220	155	661	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
NVA_BUCA/MG/ NVA_PAIPA		220	160	661	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
NVA_BUCA/MG/ PALOS		220	160	710	0,0876	0,4888	3,3360	0,2950	1,1030	2,1500
NVA_PAIPA	PAIPA	220	15	710	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
NVA_PAIPA	PAIPA	220	15	710	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
OCAÑA	SANMATEO	220	120,3	775	0,0737	0,5145	3,3400	0,3100	0,9700	2,6600
OCCIDENTE	TASAJERA	220	23,06	805	0,0487	0,4804	3,4711	0,3200	1,4496	1,9620
OCCIDENTE	TASAJERA	220	23,06	805	0,0487	0,4804	3,4711	0,3200	1,4496	1,9620
ORIENTE	PLAYAS	220	54,75	777	0,0585	0,4880	3,4174	0,3297	1,4593	1,9442
PAEZ	POPAYAN	220	121	868	0,0846	0,4041	3,6710	0,2560	1,7460	1,7470
PAIPA	CHIVOR	230	120	920	0,0490	0,5000	3,4200	0,2400	1,1080	2,2020
PAIPA	CHIVOR	230	120	920	0,0490	0,5000	3,4200	0,2400	1,1080	2,2020
PALOS	OCAÑA	220	160,7	570	0,0736	0,5145	1,5823	0,0000	0,0000	0,0000
PALOS	TOLEDO	230	77	810	0,0930	0,5167	3,3430	0,3090	0,9740	2,5650
PANCE	SALVAJINA	220	49,2	842	0,0635	0,4866	3,4712	0,5128	1,5324	2,3970
PANCE	YUMBO	220	26,7	842	0,0653	0,4853	3,4451	0,4838	1,6463	2,3857
PARAISO	SUR	230	34	960	0,0482	0,5228	3,1747	0,2723	1,8997	0,8117
PASTO	POPAYAN	230	193	860	0,0494	0,4824	3,3940	0,7820	2,0460	2,0990
PASTO	POPAYAN	230	193	860	0,0494	0,4824	3,3940	0,7820	2,0460	2,0990
PLAYAS	PRIMAVERA	220	104	695	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024
POPAYAN	YUMBO	230	123	868	0,0807	0,4008	3,6260	0,2730	1,7100	1,7250
SABANA	TEBSA	220	38,2	630	0,0773	0,5308	3,3209	0,5334	1,7117	1,9039
SABANA	TEBSA	220	38,2	630	0,0773	0,5308	3,3209	0,5334	1,7117	1,9039
SABANA	TEBSA	220	38	630	0,0777	0,5311	3,3167	0,5337	1,7118	1,9030
SABANA	TERMOFLORES	220	53,2	787	0,0773	0,5331	3,3322	0,5359	1,7186	1,9108
SABANA	TERNERA	220	80	630	0,0774	0,5306	3,3213	0,5330	1,7115	1,9060

TABLA D5 - CONTINUACIÓN

SABANA	TERNERA	220	80	630	0,0774	0,5306	3,3213	0,5330	1,7115	1,9060
SAMORE	TOLEDO	230	43	680	0,0754	0,5234	3,4500	0,3720	1,0490	2,4270
SANMATEO	TASAJERO	220	22	731	0,0800	0,5100	1,6700	0,2600	1,4600	7,9350
SANTAMARTA	TGUAJIRA	220	92	630	0,0779	0,5303	3,3193	0,5308	1,7156	1,9538
SANTAMARTA	TGUAJIRA	220	92	630	0,0779	0,5303	3,3193	0,5308	1,7156	1,9538
SN_MARCOS	ESMERALDA	230	193	950	0,0639	0,4994	3,4580	0,7720	2,0190	1,7940
SN_MARCOS	VIRGINIA	220	165,6	650	0,0248	0,3183	5,0897	0,3117	1,1939	3,1186
SN_MARCOS	YUMBO	220	6	900	0,0532	0,4880	3,3712	0,2670	1,0737	2,2693
SNCARLOS	ANCONISA	230	107	900	0,0554	0,4827	3,4470	0,2800	1,0370	2,3120
SNCARLOS	ANCONISA	230	107	900	0,0554	0,4827	3,4470	0,2800	1,0370	2,3120
SNCARLOS	ESMERALDA	230	194,2	900	0,0562	0,4846	3,4320	0,2800	1,0410	2,3240
SNCARLOS	ESMERALDA	230	194,2	900	0,0562	0,4846	3,4320	0,2800	1,0410	2,3240
SNCARLOS	GUATAPE	230	37	1250	0,0442	0,4619	3,5290	0,3980	1,2890	2,3170
SNCARLOS	GUATAPE	230	37	1250	0,0442	0,4619	3,5290	0,3980	1,2890	2,3170
SNCARLOS	PURNIO	230	91,1	950	0,0550	0,4640	3,4620	0,4030	1,3330	2,1490
SNCARLOS	VIRGINIA	220	211,5	650	0,0235	0,3184	5,0877	0,3104	1,1939	3,1178
SUR	TUNAL	230	14,9	960	0,0497	0,5254	3,2479	0,2379	1,8142	0,6343
TASAJERO	PALOS	230	108	868	0,0783	0,4571	2,9810	0,2840	0,8600	2,3880
TEBSA	TERMOFLORES	220	30,4	787	0,0780	0,5302	3,3167	0,5334	1,7115	1,9030
TERMOCENTRC	PRIMAVERA	230	8	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
TERMOCENTRC	PRIMAVERA	230	8	868	0,0865	0,5049	3,9750	0,3620	1,4370	2,9200
TERMOPON	PRIMAVERA	230	65,5	695	0,0646	0,4949	3,3540	0,2980	1,5230	1,7450
TUNAL	REFORMA	230	76,6	1030	0,0359	0,4592	3,6623	0,3052	1,0359	0,7280
URAB	URRA	230	49	917	0,0751	0,4856	3,3867	0,3350	1,4118	1,7024