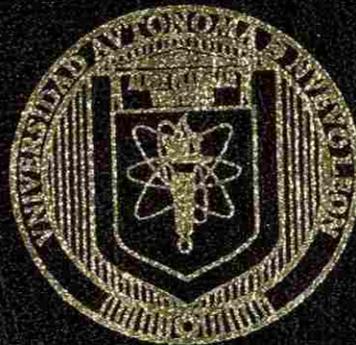


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA**

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**MANEJO DE LA CONGESTION DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA EN ESQUEMAS DESREGULADOS**

POR

GIOVANNI DE JESUS MARIN AVALOS

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. NOVIEMBRE DE 2003

IM
Z5853
.M2
FIME
2003
.M37

MANEJO DE LA CONGESTION DE SISTEMAS ELECTRICOS
G.J.M.A.
DE POTENCIA EN ESQUEMAS DESREGULADOS



1020149204



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MANEJO DE LA CONGESTION DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA EN ESQUEMAS DESREGULADOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

POR

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
GIOVANNI DE JESUS MARIN AVALOS

®

TESIS

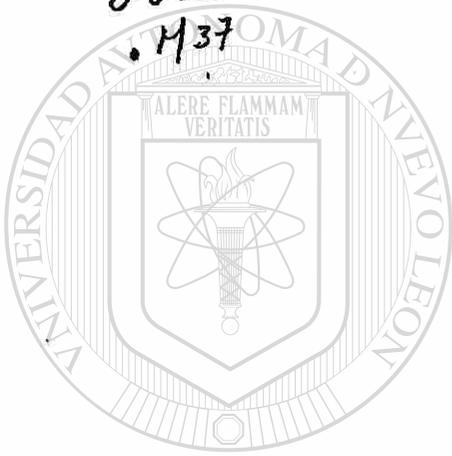
EN OPCION AL GRADO DE MAESTRO EN
CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L. NOVIEMBRE DE 2003

981153

TH
Z5853
.M2
FIHE
2003

.M37



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



FONDO
TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



MANEJO DE LA CONGESTIÓN
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
EN ESQUEMAS DESREGULADOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
POR
GIOVANNI DE JESÚS MARÍN ÁVALOS

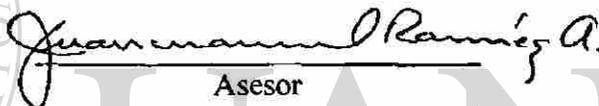
TESIS
EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

SAN NICOLÁS DE LOS GARZA, N.L., MÉXICO NOVIEMBRE DE 2003

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis MANEJO DE LA CONGESTIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA EN ESQUEMAS DESREGULADOS realizada por el Ing. Giovanni De Jesús Marín Ávalos, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro En Ciencias De La Ingeniería Eléctrica Con Especialidad En Potencia.

El Comité de Tesis



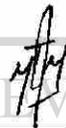
Asesor

Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo



Coasesor

Dr. Fernando Sánchez Tello



Coasesor

Dr. Marco Tulio Mata Jiménez



Vó.Bo.

Dr. Guadalupe Alan Castillo Rodríguez

Subdirector de Posgrado

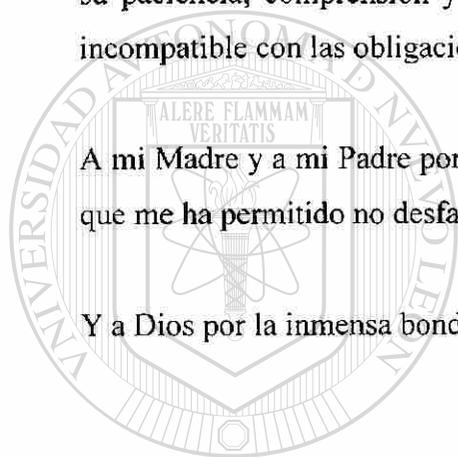
San Nicolás de los Garza, Nuevo León, a 31 de octubre de 2003.

DEDICATORIAS

A Juandi y a mi Bella Lucía, por su valentía de acompañarme en este inmenso proyecto, por su paciencia, comprensión y amor, sobre todo en las horas en que mi presencia se hizo incompatible con las obligaciones académicas.

A mi Madre y a mi Padre por su enseñanza en la lucha, la persistencia y la fé. Es una huella que me ha permitido no desfallecer y entender que la felicidad también está en el camino.

Y a Dios por la inmensa bondad con que siempre me rodea.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer con toda mi alma a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., mi Empresa, por esta inmensa e invaluable oportunidad de crecer como profesional y como persona.

Al ingeniero Luis Bernardo Gómez Robledo, Jefe del Área Centro Regional de Despacho, pues fue el pionero de esta idea de estudiar en el exterior. Gracias por que siempre estuvo atento para que mi familia y yo estuviésemos bien. Gracias por su confianza en mi trabajo y por todas las oportunidades.

Al Dr. Héctor Agudelo, Subgerente Redes de Transmisión, por su apoyo a este proyecto y porque siempre ha posibilitado mi desarrollo en nuestra Empresa .

Al Dr. Gabriel Jaime Betancourt, Gerente Distribución Energía, que desde su cargo se ha apersonado de este proyecto y se ha dignado acompañarme hasta en lo más mínimo para que no me faltara nada.

Al Dr. Juan Manuel Ramírez, asesor de esta tesis, por todo su apoyo académico, por la oportunidad de publicar, pero sobre todo gracias por su humanidad.

A los coasesores Dr. Fernando Sánchez Tello y Dr. Marco Tulio Mata por su apoyo durante la tesis y toda mi estancia en la Universidad.

Al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por sus grandes enseñanzas y su ayuda en estos dos años.

Al Dr. Salvador Acha Daza por la puerta que me abrió en la UANL.

A Alberto González, gran compañero y gran persona. Aprendí mucho de él.

A Alberto Uribe: por su amistad, su espontaneidad e incondicionalidad las cuales fueron sustento y ejemplo.

A mis compañeros de trabajo por su solidaridad en los momentos de alegría y sobre todo en los momentos difíciles.

A mi familia y la familia de mi esposa que nunca nos olvidaron y oraron por nosotros.

A Liliana Gaviria y Gloria María Duque por su inmensa voluntad para ayudarme.

A mis compañeros del Doctorado, por la amistad y por todas las vivencias y enseñanzas.

Y ante todo gracias a Dios: por su amor, por su bondad y por la oportunidad de aportar a la sociedad por medio de mi Empresa.

RESUMEN

Publicación N° _____

Giovanni de Jesús Marín Ávalos

Universidad Autónoma de Nuevo León, 2003.

Asesor: Dr. Juan Manuel Ramírez Arredondo

La desregulación del sector eléctrico ha hecho evidente y ha aumentado el problema de la congestión de los sistemas eléctricos de potencia. Este trabajo presenta una visión de los diferentes enfoques que se han dado al manejo de la congestión, mostrando sus dificultades y limitaciones. A partir de ello, propone una nueva metodología basada en Algoritmos Genéticos, que permite tratar diversos problemas relacionados con la congestión que han sido tratados hasta el momento de forma separada y con metodologías diferentes.

La metodología planteada entrega soluciones exactas y operativamente viables, acorde a las restricciones planteadas. Su estructura permite asegurar que los valores hallados corresponden al máximo de la función independiente del número de restricciones planteadas y permite explorar nichos de soluciones.

La metodología es ejemplificada en un sistema de prueba y posteriormente se muestra su uso para descongestionar el sistema de potencia de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P, Colombia . Se encontraron 14 posibles soluciones las cuales son validadas con el software comercial de sistemas de potencia DigSILENT. Se demuestra que con la metodología planteada se pueden encontrar diversas soluciones viables tanto en la expansión del sistema como en la operación misma.

INDICE

CAPÍTULO 1

1.1 MOTIVACIÓN	1
1.2 OBJETIVOS	2
1.3 LIMITACIONES Y ALCANCE	3
1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS	3

CAPÍTULO 2

2.1 INTRODUCCIÓN	5
2.2 TIPOS DE MANEJO	5
2.2.1 Perspectiva Según el Esquema de Mercado	5
1) OPF:	6
2) Manejo Basado en Transacciones:	6
3) Manejo Basado en Precios de Área:	7
2.2.2 Perspectiva Independiente del Esquema de Mercado	7
2.3 UBICACIÓN ÓPTIMA DE FACTS	8
2.3.1 Técnicas basadas en Sensitividad	9
2.3.2 Técnicas Heurísticas	16
2.3.2.1 Algoritmos Genéticos (AGs)	16
2.3.2.2 Relajación del Lagrangiano:	19
2.3.2.3 Búsqueda Tabú	19
2.4 COMPENSACIÓN REACTIVA	20
2.4.1 Métodos Determinísticos:	20
2.4.2 Métodos No Determinísticos	21
2.5 CONCLUSIONES	23
2.6 REFERENCIAS	24

CAPÍTULO 3

3.1 INTRODUCCIÓN	28
3.2 ORIGEN DE LA CONGESTIÓN	28
3.2.1 Congestión por esquemas de transacciones	29
3.2.2 Congestión debida al SEP y la regulación de sus normas de operación	30
3.3 RECURSOS TÉCNICOS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN DE SEP	33
3.4 INSTANCIAS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN TÉCNICA	35
3.4.1 Planeación de la Expansión del sistema	36
3.4.2 Planeación de la operación	36
3.4.3 Operación del SEP	37

3.1	INTRODUCCIÓN.....	28
3.2	ORIGEN DE LA CONGESTIÓN.....	28
3.2.1	Congestión por esquemas de transacciones.....	29
3.2.2	Congestión debida al SEP y la regulación de sus normas de operación.....	30
3.3	RECURSOS TÉCNICOS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN DE SEP.....	33
3.4	INSTANCIAS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN TÉCNICA.....	35
3.4.1	Planeación de la Expansión del sistema.....	36
3.4.2	Planeación de la operación.....	36
3.4.3	Operación del SEP.....	37
3.5	METODOLOGÍA DE AGS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN.....	37
1)	Voltajes de nodos especiales.....	40
2)	Carga de ramas especiales.....	40
3)	Flujos en tránsito.....	40
4)	Eigenvalores en estabilidad de voltaje.....	41
5)	Eigenvalores en estabilidad angular.....	42
6)	Control de pérdidas.....	42
7)	Seguridad ante contingencias.....	42
3.6	CAMPOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	44
3.6.1	Planeación de la Expansión de SEPs.....	44
3.6.2	Planeación de la operación y operación de SEPs.....	44
3.7	EJEMPLO DE USO DE LOS AG EN LAS DIFERENTES INSTANCIAS DE MANEJO DE LA CONGESTIÓN TÉCNICA.....	46
3.8	CONSIDERACIONES SOBRE EL PROCESAMIENTO DE AGs.....	49
3.9	Conclusiones.....	50
3.10	Referencias.....	51

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

CAPÍTULO 4

4.1	INTRODUCCIÓN.....	53
4.2	DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	53
4.3	ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA.....	55
4.4	CRITERIOS GENERALES ADOPTADOS.....	56
4.4.1	Espacio De Búsqueda.....	56
4.4.2	Criterios Operativos.....	56
4.5	SOLUCIONES.....	58
4.5.1	Ubicación De Un TCSC.....	58
4.5.2	Ubicación De Dos TCSC.....	60
4.5.3	Apertura De Líneas.....	61
4.5.4	Enlace HVDC Back-To-Back.....	62
4.5.5	Construcción De Línea HVDC.....	63
4.6	OBSERVACIONES SOBRE EL USO DE LOS AG EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	65

CAPÍTULO 6

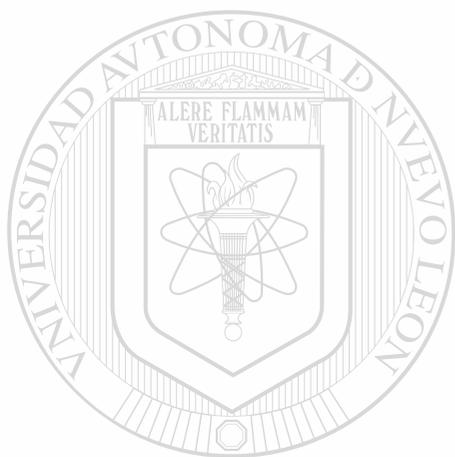
6.1 CONCLUSIONES.....	104
6.2 APORTACIONES.....	105
6.3 RECOMENDACIONES PARA FUTURAS INVESTIGACIONES.....	106

ANEXO A

RESULTADOS EN DIgSILENT PARA LAS OPCIONES EN BACK-TO-BACK.....	107
--	-----

ANEXO B

RESULTADOS EN DIgSILENT PARA LAS OPCIONES DE ENLACE HVDC EN PARALELO.....	120
---	-----



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



INDICE DE TABLAS

TABLA 3.1. COSTO DE UNA GENERACIÓN DE SEGURIDAD AL DESPACHAR POR ORDEN DE PRECIO DE OFERTA.....	30
TABLA 3.2. RECURSOS MÁS UTILIZADOS PARA EL MANEJO DE LOS PROBLEMAS TÉCNICOS QUE DEFINEN EL NIVEL DE CONGESTIÓN.....	34
TABLA 3.3. EJEMPLOS DE LA FORMA DE $f_{OTROS}(k)$	43
TABLA 3.4. RESULTADOS OBTENIDOS PARA LOS DIFERENTES MANEJOS PROPUESTOS.....	48
TABLA 3.5. RESULTADOS OBTENIDOS SI SE ABREN LAS LÍNEAS SOBRECARGADAS.....	49
TABLA 4.1. CONTINGENCIAS CONSIDERADAS PARA LA UBICACIÓN DE UN TCSC.....	59
TABLA 4.2. VALORES MÍNIMOS Y MÁXIMOS DE LOS GENES PARA EL CROMOSOMA DEL ENLACE HVDC BACK-TO-BACK.....	63
TABLA 5.1. PARÁMETROS DE LÍNEAS Y TCSC PARA DESCONGESTIÓN CON UN TCSC.....	69
TABLA 5.2. PARÁMETROS DE LÍNEAS Y TCSC PARA DESCONGESTIÓN CON DOS TCSC	81
TABLA 5.3. COMBINACIONES DE LINEAS PARA DESCONGESTIÓN CON DOS TCSC	81
TABLA 5.4. RESUMEN DE SOLUCIONES HALLADAS PARA ELIMINAR LA SOBRECARGA DE LA LÍNEA BARBOSA-GIRARDOTA 110 KV	103

INDICE DE FIGURAS

Fig. 2.1. Sensibilidad $\bar{\mu}'$ de las diferentes ramas	12
Fig. 2.2. Funciones objetivo para carga de ramas y para voltajes en ubicación óptima de FACTS por medio de Algoritmos Genéticos.....	17
Fig. 3.1. Diagrama esquemático de uso de software de AGs con software de SEPs.....	38
Fig. 3.2. Subfunciones para $f_{VN}(i)$ y $f_{CR}(j)$	39
Fig. 3.3. Esquema de flujo en tránsito.....	41
Fig. 3.4. Estructura del cromosoma para un caso de coordinación de parámetros para control de voltaje.....	45
Fig. 3.5. Líneas sobrecargadas y soluciones encontradas para el sistema de prueba.....	46
Fig. 3.6. Estructura de los cromosomas del AG para las dos soluciones.....	47
Fig. 4.1 Sistema Eléctrico de Potencia de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.....	54
Fig. 4.2. Subfunciones de aptitud para voltajes nodales y carga de líneas y transformadores usadas en las soluciones propuestas.....	57
Fig. 4.3. Estructura del cromosoma para determinación de la línea a compensar con un TCSC.....	58
Fig. 4.4. Estructura de cromosoma para dos TCSC.....	60
Fig. 4.5. Estructura de cromosoma para la opción de apertura de línea.....	61
Fig. 4.6. Estructura de cromosoma para la opción de enlace HVDC back-to-back.....	62
Fig. 4.7. Conexión original de la línea y posibles conexiones del enlace HVDC back-to-back.....	63

Fig. 4.8. Conexión del enlace HVDC en paralelo con línea existente.....	64
Fig. 5.1. Caso base. Sistema de 110 kV.....	67
Fig. 5.2. Caso Base. Sistema 220 kV.....	68
Fig. 5.3. TCSC en línea Barbosa-Miraflores 220 kV. Red de 110 kV.....	71
Fig. 5.4. TCSC en línea Barbosa-Miraflores 220 kV. Red de 220 kV.....	72
Fig. 5.5. TCSC en línea Salto-Bello 220 kV. Red de 110 kV.....	73
Fig. 5.6. TCSC en línea Salto-Bello 220 kV. Red de 220 kV.....	74
Fig. 5.7. TCSC en línea Guadalupe IV - Occidente 220 kV. Red de 110 kV.....	75
Fig. 5.8. TCSC en línea Guadalupe IV - Occidente 220 kV. Red de 220 kV.....	76
Fig. 5.9. Perfil de voltajes nodales para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para un TCSC.....	77
Fig.5.10 Perfil de carga de la líneas de 110 kV para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para un TCSC.....	78
Fig 5.11. Perfil de carga de la líneas de 220 kV para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para un TCSC.....	79
<hr/>	
Fig. 5.12. Diagrama unifilar con la línea sobrecargada resaltada y las tres posibles ubicaciones del TCSC.....	80
Fig. 5.13. TCSC en líneas Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Salto - Zamora 110 kV. Red 110 kV.....	82
Fig. 5.14. TCSC en líneas Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Salto - Zamora 110 kV. Red 220 kV.....	83
Fig. 5.15. TCSC en líneas Guadalupe IV-Occidente 220 kV y en Tasajera-Occidente 220 kV. Red 110 kV.....	84
Fig. 5.16. TCSC en líneas Guadalupe IV-Occidente 220 kV y en Tasajera-Occidente 220 kV. Red de 220 kV.....	85
Fig. 5.17. TCSC en líneas Tasajera-Occidente 220 kV y Barbosa - Miraflores 220 kV. Red de 110 kV.....	86

Fig. 5.18. TCSC en líneas Tasajera-Occidente 220 kV y Barbosa – Miraflores 220 kV. Red de 220 kV.....	87
Fig. 5.19. Perfil de voltajes nodales para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para dos TCSC.....	88
Fig.5.20. Perfil de carga de la líneas de 110 kV para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para dos TCSC.....	89
Fig. 5.21 Perfil de carga de la líneas de 220 kV para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para dos TCSC.....	90
Fig.5.22. Perfil de carga de la líneas de 110 kV para las cuatro ubicaciones posibles para realizar una conexión HVDC back-to-back.....	92
Fig. 5.23 Perfil de carga de la líneas de 220 kV para las cuatro ubicaciones posibles para realizar una conexión HVDC back-to-back.....	93
Fig. 5.24. Perfil de voltajes al introducir enlaces HVDC.....	95
Fig. 5.25. Perfil de carga para las líneas de 110 kV para la construcción de enlaces HVDC en paralelo con líneas existentes.....	97
Fig. 5.26. Perfil de carga para las líneas de 220 kV para la construcción de enlaces HVDC en paralelo con líneas existentes.....	98
Fig. 5.27. Perfil de voltajes para la construcción de enlaces HVDC en paralelo con líneas existentes.....	99
Fig. 5.28. Nivel de carga del sistema de 110 kV para las alternativas de apertura de líneas.....	101
Fig. 5.29. Nivel de carga del sistema de 220 kV para las alternativas de apertura de líneas.....	102
Fig. A1. Diagrama del enlace back-to-back Salto-Barbosa 110 kV con flujo hacia Barbosa.....	108
Fig. A.2. Red de 110 kV para enlace back-to-back Salto-Barbosa 110 kV con flujo hacia Barbosa.....	109
Fig. A.3. Red de 220 kV para enlace back-to-back Salto-Barbosa 220 kV con flujo hacia Barbosa.....	110
Fig. A.4 Diagrama del enlace back-to-back Bello-Riogrande 110 kV con flujo hacia Riogrande.....	111

Fig. A.5. Red de 110 kV para enlace back-to-back Bello-Riogrande 110 kV con flujo hacia Riogrande.....	112
Fig. A.6. Red de 220 kV para enlace back-to-back Bello-Riogrande 110 kV con flujo hacia Riogrande.....	113
Fig. A.7. Diagrama del enlace back-to-back Girardota - Riogrande 110 kV con flujo hacia Girardota.....	114
Fig. A.8. Red de 110 kV para enlace back-to-back Girardota - Riogrande 110 kV con flujo hacia Girardota.....	115
Fig. A.9. Red de 220 kV para enlace back-to-back Girardota - Riogrande 110 kV con flujo hacia Girardota.....	116
Fig. A.10. Diagrama del enlace back-to-back Barbosa – Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	117
Fig. A.11. Red de 110 kV para enlace back-to-back Barbosa – Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	118
Fig. A.12. Red de 220 kV para enlace back-to-back Barbosa – Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	119
Fig. B.1. Diagrama de enlace HVDC en paralelo con Barbosa-Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	120
Fig. B.2. Red de 110 kV para enlace HVDC en paralelo con Barbosa-Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	121
Fig. B.3. Red de 220 kV para enlace HVDC en paralelo con Barbosa-Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota.....	122
Fig. B.4. Diagrama de enlace HVDC en paralelo con Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Zamora.....	124
Fig. B.5. Red de 110 kV para enlace HVDC en paralelo con Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Zamora.....	125
Fig. B.6. Red de 220 kV para enlace HVDC en paralelo con Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Zamora.....	126

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La evolución de los mercados de energía desregulados, la indisponibilidad de la red de transmisión por atentados en algunos países, las restricciones ambientales y de costos por derechos de vías, que no hacen viable la construcción de nuevas líneas, han dado lugar a que los sistemas de potencia operen en condiciones de líneas altamente cargadas con otros corredores de transporte mucho menos cargados, con aparición de flujos en tránsito entre niveles diferentes de voltaje, con altas restricciones operativas de estado estacionario y dinámico, con generación obligatoria por seguridad eléctrica de recursos más costosos que otros disponibles.

Esto tiene un alto impacto económico sobre la operación, el cual se refleja en sobre costos operativos que se trasladan a la tarifa final, y además en un uso inadecuado de la infraestructura existente, llevándola a un desgaste acelerado y a un mantenimiento adicional, lo cual en conjunto impacta la sociedad y la viabilidad de las empresas participantes en los esquemas desregulados.

En esta operación altamente restrictiva del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), surgen diversas problemáticas que la literatura ha abordado con una también amplia variedad de metodologías para tratarlas. Surgen así metodologías para cada problema de la expansión y metodologías para cada problema de la operación. Muchas de esas

metodologías además de que tratan un solo problema son difíciles de implantar y dan una información no explícita y en muchos casos dan información cualitativa, más no cuantitativa, que permita una rápida, ágil y efectiva toma de decisiones.

1.2 OBJETIVOS

Esta investigación busca analizar el problema de congestión en los SEPs desregulados, las problemáticas y estructura de las soluciones que hasta el momento se han dado y a partir de ello:

- **Proponer una metodología de manejo de la congestión de SEPs:**
 - ◆ Que permita abarcar con ella el tratamiento de problemas de la expansión y la operación de SEPs que han sido tratados hasta ahora por separado
 - ◆ Que sea versátil y fácil de implementar
 - ◆ Que entregue información explícita en la solución
-
- **Aplicar la metodología propuesta en el sistema de potencia de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPPM) proponiendo obras o estrategias operativas que permitan aliviar el problema de sobrecarga que presenta actualmente una parte de su sistema**
 - **Mostrar la validez de los resultados encontrados con la metodología propuesta, implementando las soluciones propuestas en el software de SEPs DigSILENT, el cual es la herramienta oficial de estudios eléctricos en las EPPM**

1.3 LIMITACIONES Y ALCANCE

La revisión de las metodologías existentes dará una visión global del tratamiento del tema de la congestión, mostrando las bondades o dificultades respecto a los problemas que tratan y cómo lo hacen.

La propuesta de manejo de la congestión que se presenta estará acompañada por el desarrollo en software de la estructura de optimización que le permita a las Empresas Públicas de Medellín adaptarla a sus necesidades de planeación y operación.

Los proyectos que se propongan buscan mostrar la flexibilidad y versatilidad de las soluciones que la propuesta permite encontrar, al mostrar soluciones cuantitativas y operativamente viables, a diferencia de la mayoría de las metodologías clásicas de optimización en SEPs.

Por ello los resultados no constituyen el parámetro final de decisión ya que la planeación de la expansión incluye entre otras, evaluaciones económicas y evaluación de las obras propuestas en diversos escenarios de generación-demanda-topología que no forman parte del horizonte de este trabajo. Pero la metodología permitirá fácilmente corroborar las soluciones para dichos escenarios y así depurar el proyecto final.

1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el capítulo 2 se presenta una visión global de los aspectos que se han considerado hasta el momento para el manejo de la congestión de los SEPs y el horizonte del tratamiento que la literatura alrededor de ello ha abordado.

En el capítulo 3 se hace una descripción de la congestión, las variables que lo originan y los recursos técnicos que existen para manejarlos. A partir de ellos se

presenta una propuesta de manejo de la congestión que permite abarcar con ella diversas problemáticas. La metodología se ejemplifica inicialmente en un sistema de prueba.

En el capítulo 4 se muestra el esquema de cinco tipos de soluciones propuestas para un problema concreto en el SEP de las EEPPM y en el capítulo 5 se presentan los resultados obtenidos con la metodología y se confronta su validez implementando las soluciones en el software DlgSILENT.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones, aportes y recomendaciones para trabajos futuros.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPÍTULO 2

PANORAMA ACTUAL DEL MANEJO DE LA CONGESTIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

El manejo de la congestión de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs), envuelve tanto aspectos técnicos como económicos. Ambas perspectivas, vistas separadamente o en conjunto, constituyen universos llenos de posibilidades.

Este capítulo presenta una visión global de los enfoques que se han considerado hasta el momento para el manejo de la congestión de los SEPs y el horizonte del tratamiento que la literatura ha abordado. Con ello se tendrá un preámbulo que permita entender el alcance de la metodología propuesta en el capítulo tres, y con la cual pueden abordarse muchos de los problemas que hasta el momento han sido tratados separadamente.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

2.2 TIPOS DE MANEJO

2.2.1 PERSPECTIVA SEGÚN EL ESQUEMA DE MERCADO

En la literatura hasta el momento cuando se usa el término “manejo de la congestión”, usualmente se ha hecho bajo la perspectiva de, dado un esquema determinado de mercado, cómo mantener la seguridad y la confiabilidad manteniendo la eficiencia del mercado [1], o bajo la perspectiva del manejo de los costos asociados con las restricciones de transmisión [2].

Éste es un manejo que depende del esquema de mercado existente para el SEP. Existen tres formas principales de desregular la industria eléctrica, lo que implícitamente lleva a tres formas para el manejo de la congestión de SEPs:

- Optimización centralizada con alguna forma de Flujo Óptimo de Potencia (OPF).
- Modelo basado en precios de área
- Manejo basado en transacciones

Para el manejo de la capacidad de transmisión, o imperfecciones de la red que llevan al sistema a operar en o cerca de uno o más de sus límites de transferencia, el manejo de la congestión en cada uno de ellos, lleva a técnicas *ex ante* o *ex post* en la operación.

A cada uno de los modelos usados para desregular se le asocian ventajas y desventajas respecto al manejo de la seguridad y con respecto a la eficiencia del mercado.

1) OPF:

- Se le atribuye un buen manejo de la seguridad en sistemas robustos
- Puede dar origen al poder de mercado
- Afecta mucho la economía de mercado por medio de las restricciones
- Algunas veces es falta de transparencia en el proceso de resolución. Por ejemplo, cuando hay agentes con diferentes precios de mercado y algún agente quiere tener un claro entendimiento del precio de una transacción, el OPF puede no ser muy claro para el agente interesado, en el proceso de resolución de la optimización

2) Manejo Basado en Transacciones:

- Se le critica el mostrar debilidades en el manejo de la seguridad y la confiabilidad, debido a la falta de precisión entre las rutas de las transacciones *de facto* y la operación real de la red.

- Se le critica la inexactitud debida al uso de modelos lineales. Inexactitudes asociadas con los voltajes nominales, la potencia reactiva y la escasa consideración de otros controles de potencia
- Da lugar a muchas cancelaciones de transacciones con el fin de garantizar la seguridad y la confiabilidad

3) Manejo Basado en Precios de Área:

- Se le considera bueno para sistemas radiales o medianamente robustos. Para sistemas muy robustos por el efecto de los lazos de flujo, daría lugar a muchas inexactitudes.
- Maneja bien la seguridad y la confiabilidad, ya que hay que hacer solo pequeños ajustes en tiempo real.
- Como cada área opera con sus precios de congestión sin ser impedido por las restricciones técnicas, reduce las oportunidades de existencia de ofertas estratégicas, lo cual claramente aumenta la eficiencia del mercado.

2.2.2 PERSPECTIVA INDEPENDIENTE DEL ESQUEMA DE MERCADO

El tratamiento del numeral 2.2.1, es un manejo altamente dependiente de la estructura de mercado, pero hay un manejo que está por encima de él, pues la red es una, independiente del esquema de mercado, y el modo como se establezca la capacidad de la red, no solo dependerá de las capacidades dieléctricas o térmicas de los equipos y de las políticas de seguridad propias de cada sistema: dependerá adicionalmente de la diversidad de recursos técnicos que se tengan en el SEP, y de su adecuada coordinación para el manejo de las variables involucradas en la congestión de SEPs. Este lo llamaremos Manejo Técnico, y aunque se use el término “técnico”, si éste es óptimo, impactará positivamente la eficiencia económica, y por ende aportará a la eficiencia del mercado.

En la literatura de los SEPs, se han abordado de manera separada, diferentes problemáticas alrededor del manejo técnico de la congestión de SEPs independiente del esquema de mercado. Aunque aparecen como temas separados, todos tienen como fin solucionar o mejorar los diferentes problemas técnicos asociados a la congestión.

Dentro de las temáticas para solucionar el problema de la congestión de SEPs bajo esta perspectiva podemos mencionar entre otros:

- Ubicación óptima de dispositivos FACTS bajo diversas perspectivas tanto estáticas como dinámicas
- Ubicación óptima de Compensación Reactiva para condiciones estáticas o de estabilidad de voltaje
- Coordinación de parámetros de dispositivos FACTS existentes en la red tanto desde perspectivas de estado estacionario como dinámico
- Coordinación de parámetros de dispositivos y recursos para control de voltaje
- Coordinación de parámetros de dispositivos para control de flujo
- Ubicación de nuevas líneas de transmisión

Explicaremos de un modo general con el fin de mostrar el panorama de posibilidades y limitantes de algunas propuestas que se han hecho alrededor de algunas de las temáticas mencionadas. Cada temática y cada metodología propuesta, son mundos de vasta profundidad y pueden ser ampliados en las referencias citadas al final del capítulo.

2.3 UBICACIÓN ÓPTIMA DE FACTS

Los FACTS son una familia de controladores electrónicos de alta velocidad que pueden incrementar la utilización de la capacidad instalada, mientras reducen la susceptibilidad a disturbios o el impacto de los mismos. Los FACTS pueden ser usados

para modificar los patrones “naturales” de los flujos en la red y obtener una carga más uniforme en sus componentes.

Es fundamental hallar el lugar más adecuado en la red para su ubicación y hallar un adecuado dimensionamiento del equipo a instalar, no solo con el fin de no incurrir en costos de capital innecesarios durante su instalación, sino que debe tenerse en cuenta que la ubicación, la dimensión y los parámetros de ajuste de los FACTS, afectan el despacho de generación, sus costos, la tarifa final al usuario e incluso impactan económicamente aquellos sistemas donde se hace un rastreo de flujos, con el fin de cobrar el uso de la red de transporte por un paquete de energía necesario para cubrir una demanda o cumplir una transacción bilateral.

La óptima ubicación de un dispositivo FACTS es un factor clave, pero la mejor ubicación de un FACTS desde la perspectiva de un Operador Regional de Transmisión (RTO), puede diferir de la mejor ubicación para la confiabilidad del sistema global al que se interconecta el RTO [3].

Para la ubicación óptima de dispositivos FACTS se han planteado variadas metodologías con diferentes objetivos, ya sea de estado estacionario o dinámico. Como ejemplo de ellas tenemos:

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

2.3.1 TÉCNICAS BASADAS EN SENSITIVIDAD

Todas ellas dan inicialmente la idea de sitios factibles para la ubicación física en la red de un dispositivo, pero luego ya sea por medio de un proceso de optimización o por medio de ensayo y error, debe determinarse el sitio exacto y la dimensión exacta del elemento, verificando el estado de la red al introducir el nuevo dispositivo, pues por ejemplo una rama sensible al cambio de impedancia, podría ser tan sensible o podría ser tal el valor en cambio de impedancia, que al introducirla dejase ramas sobrecargadas.

Orfanogianni en [4] presenta una metodología basada en el método de descomposición del problema en dos subproblemas. Usa el Lagrangiano aumentado y el método del gradiente reducido para linealizar los subproblemas. En la metodología, la sensibilidad para identificar posibles ubicaciones de dispositivos FACTS se calcula por medio de multiplicadores de Lagrange:

Dados:

$F(x)$: Función a maximizar o minimizar donde x contiene todas las variables de estado y de control de la red. $F(x)$ puede ser costos de instalación, nivel de pérdidas (minimizar) o capacidad de transferencia. Este es el primer subproblema. $F(x)$ está sujeta a

$g(x) = 0$: Donde g es el vector de restricciones. Estas consisten de las ecuaciones de modelamiento de los componentes de la red, tales como las ecuaciones de Kirchoff. Este es el Segundo subproblema.

$l \leq x \leq u$: Los valores de l y u corresponden a los límites superiores e inferiores asociados, tales como límites operacionales de líneas, voltajes o posiciones de taps.

Por ejemplo si se desea instalar un Condensador Serie Controlado por Tiristores (TCSC) en una rama, X'_{TCSC} será la reactancia del TCSC, que se coloca en serie en la línea i .

El análisis de sensibilidad consiste en hallar el multiplicador de Lagrange:

$$\mu' = \frac{\partial F_{obj}}{\partial X'_{TCSC}} \quad (2.1)$$

Para el caso de maximizar la potencia transferible hacia un nodo P_f , el coeficiente de sensibilidad μ^i será:

$$\mu^i = -\frac{\partial P_f}{\partial X'_{TCSC}} \quad (2.2)$$

que es una medida de cómo afecta la función objetivo el cambio en la reactancia (en el caso de añadir un TCSC en la línea i). El valor de μ^i indica:

- cuando es positivo, que un incremento capacitivo en la línea i , aumentará la función objetivo de maximizar la capacidad de transferencia del SEP.
- cuando es negativo, que un incremento inductivo en la línea i , contribuye a aumentar la capacidad de transferencia del SEP.

μ^i representa el cambio en la función objetivo ante un cambio en por unidad en X'_{TCSC} . Pero X'_{TCSC} depende de las características de la línea. Por eso para integrar las características asociadas con las líneas a los multiplicadores de Lagrange, se define el vector:

$$\bar{\mu}^i = \mu^i \cdot X'_L \quad (2.3)$$

donde X'_L es la reactancia de la línea i .

De acuerdo a los autores en la Fig. 2.1 puede observarse que para aumentar la capacidad de transferencia del SEP:

- la línea 15 es la más sensible a un incremento de su reactancia inductiva
- la línea 16 es la más sensible insertando una reactancia capacitiva

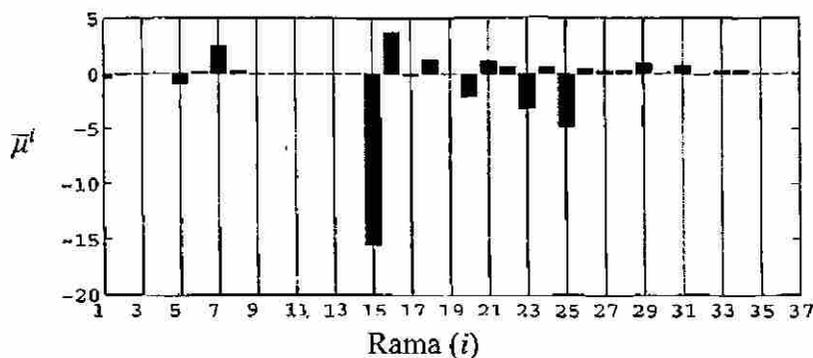


Fig. 2.1. Sensibilidad $\bar{\mu}^i$ de las diferentes ramas

Una vez encontrada la rama más sensible se busca por medio de una función de optimización encontrar el valor óptimo de reactancia, buscando optimizar otras variables como pérdidas del sistema y MVAR del TCSC. Acá una de las componentes de la función de optimización se le multiplica por un “peso”, lo cual convierte los resultados en variables dependiendo de los valores de los pesos.

A nivel general podemos decir que la metodología:

- No serviría directamente para evaluar sensibilidades con varios proyectos simultáneamente pues una vez introducido un dispositivo en la red, los coeficientes de sensibilidad van a ser distintos, pues se mueve el perfil de sensibilidades.
- Al no dar valores exactos, ni posiciones exactas de los nuevos proyectos, la búsqueda se convierte en un ensayo y error manual para garantizar que el nuevo proyecto deja el sistema de potencia en condiciones operativas adecuadas
- La definición de sensibilidad $\bar{\mu}^i = \mu^i \cdot X_L^i$ no es una visión objetiva del grado de sensibilidad, pues supóngase una rama con un μ^i bajo, pero con un X_L^i grande, podría dar un $\bar{\mu}^i$ alto. Y a la inversa: una rama con un μ^i alto pero con un X_L^i pequeño, podría dar un $\bar{\mu}^i$ pequeño.

Otro ejemplo de metodologías basadas en sensibilidad es propuesta por Lu en [5] y en [6]. En ella propone una metodología para ubicación de FACTS, por medio de un índice llamado sensibilidad de contingencia sencilla (SCS) el cual es hallado para cada línea. El fin es hallar la mejor ubicación de un TCSC para aliviar sobrecargas durante contingencias.

Dados:

- una matriz W ($m \times n$) normalizada de excesos de flujos en ramas. Su (i, j) elemento, $W(i, j)$, es el exceso de flujo de potencia con respecto al caso base a través de la rama j durante la contingencia i y está dado por:

$$w_{i,j} = \frac{p_{i,j, \text{contingencia}}}{p_{0,j, \text{caso base}}} - 1 \quad (2.4)$$

$p_{i,j, \text{contingencia}}$ es el flujo a través de la rama j durante la contingencia i
 $p_{0,j, \text{caso base}}$ es el flujo a través de la rama j durante el caso base

- Una matriz de participación U ($m \times n$). Es una matriz binaria cuyas entradas para un

elemento $U(i, j)$ será 0 ó 1 dependiendo si la rama j presenta o no exceso de flujo de potencia durante la contingencia i . Para las ramas que no pertenecen a los lazos de estudio $U(i, j) = 0$ y se llamarán cantidades irrelevantes de la rama j con respecto a la contingencia i

- el vector P de probabilidad de ocurrencia de salida de una rama, la cual se forma con base en información histórica de las fallas ocurridas en una rama determinada en un período dado de tiempo.

$$P_{m \times 1} = [p_1 \ p_2 \ \dots \ p_m]^T \quad (2.5)$$

donde p_i es la probabilidad de ocurrencia de la contingencia i .

Se define el índice SCS s_j para la rama j como la suma de las sensibilidades de la rama j para todas las contingencias consideradas así:

$$s_j = \sum_{i=1}^m p_i u_i w_{i,j} \quad (2.6)$$

Para fines de planeación este índice debe ponderarse con factores de variación estacional de escenarios generación - demanda. Entonces un valor compuesto con pesos para la variación estacional de patrones generación-demanda, puede ser expresado como:

$$S_j = \sum_{l=1}^k a_l s_{j,l} \quad (2.7)$$

donde:

- a_l es el factor de peso para uno de los escenarios generación-demanda considerados
- $s_{j,l}$ es el valor de SCS con respecto al escenario generación-demanda l calculado mediante (2.6)
- k es el número total de escenarios típicos generación-demanda

SCS es calculado por medio de (2.7) y la rama con mayor SCS es considerada como la mejor localización para un TCSC.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Si se desea instalar más de un TCSC, se toman consideraciones de no instalar dispositivos en ramas que formen lazos para no ser redundantes y se formula un problema de optimización clásica con variables de costo de instalación y depuración de redundancias mencionadas anteriormente.

Las redundancias se obtienen de conjugar la información de ramas candidatas a instalación de TCSC con análisis de los resultados de contingencias dentro de la conformación topológica de la red.

Las desventajas de la metodología son:

- No da información exacta del valor de impedancia a instalar y por medio de ensayos debe verificarse el valor de reactancia adecuado para que no vaya a dejar el sistema por ejemplo, con los problemas de sobrecargas. Esto, además de que se debe verificar el estado del sistema con respecto a otras variables como voltajes.
- La sensibilidad con la componente de probabilidad de ocurrencia de la contingencia, puede tener valores altamente dependientes de la componente estacional de las descargas atmosféricas y del horizonte de estadísticas.

Podemos mencionar otras metodologías basadas en sensibilidad que difieren en el objetivo de ubicar el dispositivo FACTS y en la metodología para hallar los mejores sitios, pero con similares problemas. Entre ellas se pueden resumir las siguientes:

Rajarman propone en [7] una metodología para ubicaciones factibles de TCSC orientada a aumentar la Capacidad Disponible de Transmisión (ATC). La metodología da señales de cuáles son las líneas más sensibles a compensar para aumentar el ATC y da un porcentaje aproximado de aumento del ATC para un valor de reactancia, pero hay desviación en la información que entrega. Para llegar a un valor exacto del aumento del ATC este debe ser calculado analíticamente. Esa desviación en el valor real del aumento del ATC es distinto para cada una de las líneas. En algunas puede ser muy significativo el error.

Shing en [8] plantea la ubicación óptima buscando reducir los costos de producción de energía y minimizando los costos de instalación. La metodología requiere funciones analíticas de precios de ofertas.

En [9] Verma plantea una metodología de búsqueda de mejores ubicaciones de TCSC y TCPAR para extender la capacidad total de transmisión. Los mejores sitios son determinados por medio de un índice de severidad de sobrecarga en contingencia.

Dicho índice utiliza información de pesos relativos de acuerdo a la importancia de la línea, lo cual es un concepto subjetivo y podría variar ampliamente los resultados.

2.3.2 TÉCNICAS HEURÍSTICAS

2.3.2.1 Algoritmos Genéticos (AGs)

Los Algoritmos Genéticos (AGs) son una técnica de inteligencia Artificial (IA), usada para optimización global basadas en la teoría de la evolución de Darwin, según la cual solo sobreviven los individuos que mejor se adapten a las condiciones del medio [10]. Los principios de evolución y herencia permiten hallar cada vez mejores individuos.

Por medio de la generación de una población inicial aleatoria, se evalúa la aptitud de cada individuo por medio de una función de adaptación, la cual es la función a optimizar. Mediante diversos procesos se escogen los individuos más aptos, los cuales serán los padres para las próximas generaciones.

Cada individuo está representado por una cadena (cromosoma) y cada cadena posee subcadenas (genes). Los genes pueden tener codificados o no, los diferentes parámetros de control.

La nueva población se forma mediante los operadores genéticos de cruzamiento y mutación. El cruzamiento es cuando se combinan genes de individuos seleccionados para la reproducción para formar nuevos individuos. Mutación es cuando en algún o algunos individuos de la nueva población, aparecen genes diferentes de los que poseen los individuos seleccionados para reproducirse. La mutación le permite a los AGs, escapar de los mínimos (máximos) locales. Tanto el cruzamiento como la mutación de un gen se dan de acuerdo a una probabilidad establecida.

El proceso de reproducción, cruzamiento y mutación, se repite hasta cumplir un criterio determinado que tradicionalmente ha sido el cumplir un número determinado de generaciones o cuando se determina que la función de desempeño no está variando sustancialmente.

En [11] Gerbex plantea la ubicación óptima de dispositivos FACTS como un problema de análisis combinatorial, el cual puede ser resuelto por técnicas heurísticas. Su propuesta son los AGs. El criterio de optimización es maximizar la cargabilidad de la red, mediante restricción de optimización multicriterio:

- Límites de cargas de las líneas
- Límites operativos de voltajes nodales.

La solución óptima se halla castigando con un factor de ponderación las configuraciones que violen los límites y premiando las que no los violen con el tipo de función que presenta la Fig. 2.2.

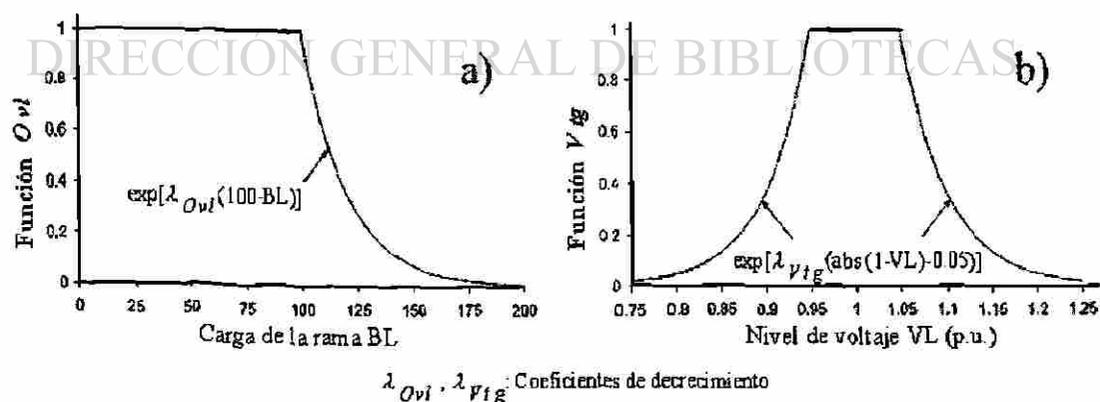


Fig. 2.2. Funciones objetivo. a) Función para carga de ramas. b) Función para voltajes

La función objetivo se escribe como:

$$F_{\text{adaptacion}} = \prod_{\text{line}} Ovl_{\text{line}} + \prod_{\text{bus}} Vtg_{\text{bus}} \quad (2.8)$$

donde Ovl_{line} es el nivel de carga de cada rama y Vtg_{bus} es el voltaje en por unidad de cada bus. La estrategia de optimización es entonces la suma de dos criterios.

Se usa un programa en MatLab corriendo el algoritmo de optimización y otro programa de flujo de carga, el cual corre los casos que el algoritmo de optimización sugiere y entregándole los datos de voltaje y carga de las líneas halladas. El programa de optimización le entrega al flujo de carga un código con tres elementos:

- El tipo de dispositivo a colocar
- La línea en la que se insertará el dispositivo
- El valor del dispositivo

En [12] Feng usa los AGs como herramienta de optimización para encontrar la ubicación y los valores de reactancia de dispositivos TCSC con el fin de maximizar la Capacidad Total de Transferencia (TTC) [13]. La TTC puede ser considerada como la máxima potencia que un vendedor puede transferir por medio de la red a un consumidor; esto es, la máxima potencia que una fuente y una carga pueden intercambiar sujeto a restricciones operativas tales como límites térmicos o de voltaje. La TTC es obtenida por medio de un programa llamado Continuación de Flujo de Potencia (CPF) que se basa en métodos de prolongación a partir de un caso base. La TTC es un concepto utilizado por la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) de los Estados Unidos de América como una medida de capacidad de transferencia de la red para futuras actividades comerciales de la red.

Por medio de los operadores genéticos se van evaluando posibles ubicaciones y valores del TCSC. Para cada individuo propuesto se le evalúa a la red el TTC. La función de adaptación o desempeño es el mismo TTC. La solución óptima es

encontrada cuando finaliza el número de generaciones y se ha estabilizado el valor de la función objetivo.

Este tipo de formulación de terminación del proceso de optimización por medio de AGs con base en concluir el número de generaciones presenta el inconveniente que para el proceso real puede no ser una solución óptima. La estabilización en el valor de la función de desempeño puede deberse no a que no hayan mejores individuos, sino que los parámetros del AG están mal seleccionados. Por ejemplo, cuando se usa un criterio muy rígido para penalizar el desempeño, esto no permite la evolución, lo cual coincide con la evolución de los seres reales. Para la propuesta de manejo del congestionamiento en SEPs del capítulo 3, se plantea una propuesta que asegura conocer si el AG alcanzó la optimización global e incluso parar el AGs antes de cumplir el número de generaciones.

2.3.2.2 Relajación del Lagrangiano:

La idea básica es relajar las restricciones del problema a optimizar, por medio del uso de multiplicadores de Lagrange. El problema relajado es entonces descompuesto en un número de subproblemas. El método de búsqueda es un algoritmo iterativo que resuelve los subproblemas relajados y actualiza los multiplicadores de Lagrange de acuerdo a la extensión de las restricciones violadas. Para ubicación de FACTS la referencia [4] hace uso de esta técnica. En la sección de técnicas de sensibilidad se explicó la metodología y el tipo de resultados que entrega.

2.3.2.3 Búsqueda Tabú

Es un método de mejoramiento iterativo que inicia desde algún punto factible de solución e intenta determinar un subconjunto de fronteras de las cuales se seleccionará el próximo movimiento/solución [14]. Los subconjuntos son clasificados como “tabulables” y como indeseables. Por ser determinístico, y por ende no ser un método aleatorio de búsqueda, puede restringir el espacio de búsqueda de la solución. En [15] Mori usa esta técnica para determinar la óptima localización de FACTS en un SEP.

2.4 COMPENSACIÓN REACTIVA

Para el problema de la congestión de SEPs la ubicación de compensación reactiva es crítico entre otras razones porque:

- En esquemas de despacho por orden de mérito de ofertas, la operación se encarece debido a la generación de seguridad por soporte de voltaje.
- En los esquemas de manejo de la red por medio de transacciones, muchas pueden cancelarse o aumentar los precios de congestión por motivos de límites de voltaje.
- Desde el punto de vista operativo es necesario tener no solo un adecuado perfil de voltaje, sino tener márgenes de seguridad, de estabilidad de voltaje, los cuales ayudan a su vez a la estabilidad angular.
- Por medio de la compensación reactiva se puede reducir los niveles de pérdidas debido a la menor circulación de corriente por el sistema, lo cual impacta en la economía de la operación y hasta puede permitir liberar capacidad de equipos.

2.4.1 MÉTODOS DETERMINÍSTICOS:

Diversos métodos de programación lineal y no lineal han sido propuesto para resolver el problema de la determinación óptima de los nodos y la compensación necesaria:

En [16] y [17] el tamaño de la compensación es manejada como una variable continua. Pero la ubicación óptima y la cantidad de compensación, es una mezcla de variables enteras y continuas, para lo cual se ha propuesto el manejo como un problema de programación no lineal. En [18] el método de solución está basado en la descomposición generalizada de Benders, el cual permite manejar el problema como dos subproblemas separados. Uno de variables enteras y el otro de variables continuas.

2.4.2 MÉTODOS NO DETERMINÍSTICOS

Se han planteado nuevos métodos para resolver el problema de la planeación de la compensación reactiva: Incluyen algoritmos genéticos [19], recocido simulado [20] y búsqueda tabú [21].

En la referencia [22] varios algoritmos evolutivos (EA) son comparados con la programación lineal y se muestra que los resultados hallados con las EA son mejores que los hallados con programación lineal; aparte de la facilidad de la formulación con los EA la cual es mucho más sencilla.

En [23] se usa una mezcla de métodos determinísticos y no determinísticos: el problema de programación no lineal se resuelve por un algoritmo basado en programación lineal secuencial: Se linealiza sucesivamente el problema y cada iteración se resuelve ya sea por la técnica determinística de “branch and bound” o por medio de algoritmos genéticos.

La potencia reactiva debe planearse y distribuirse para mantener el estado de seguridad del sistema tanto en condiciones normales como de contingencia. Pero se ha creído que esa seguridad se preserva cuando no existen violaciones en los límites operativos de los equipos, en los ángulos nodales, en la potencia activa y reactiva de los generadores y en la magnitud de los voltajes nodales. En ese sentido han ido las publicaciones acerca de la planeación de la expansión de la potencia reactiva.

La ubicación y cantidad de potencia reactiva a instalar debería planearse además, para operar tanto en estado normal como de contingencia con los márgenes adecuados de estabilidad de voltaje, pues tener un buen perfil de voltajes, no es garantía de tener un buen margen de estabilidad de voltaje.

Desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje de estado estacionario, la determinación de los nodos a compensar y la cantidad a compensar es una tarea que puede ser realizada por técnicas dinámicas o estáticas. Las formas más lentas de estabilidad de voltaje son usualmente analizadas como problemas de estado

estacionario [24]. El análisis estático parte de un caso base, a modo de “fotografía instantánea” lo suficientemente representativo en cuanto a cargas, controles de voltaje, topología, despacho de reactivos.

Partiendo de esa fotografía se pueden utilizar varias técnicas para el estudio de estabilidad de voltaje:

- Curvas P-V
- Curvas V-Q [25]
- Análisis modal [26]

Tanto las curvas P-V como las curvas V-Q determinan los límites de cargabilidad de estado estacionario relacionados con la estabilidad de voltaje. Pero las curvas Q-V tienen la ventaja de proporcionar el margen de potencia reactiva del nodo que se está examinando y por lo tanto, dan información cualitativa de los nodos susceptibles de compensar.

El análisis modal es una técnica analítica y brinda la siguiente información:

- Si todos los eigenvalores son positivos el sistema es estable en voltaje en esa condición de operación
- Si alguno de los eigenvalores es negativo el sistema es inestable en voltaje para esa condición de operación
- Los factores de participación indican qué nodo o nodos están involucrados con la inestabilidad de un modo para esa condición de operación. Esos serán los nodos susceptibles de compensar para esa condición de operación.

Aunque por conveniencia se refiere el análisis modal como una técnica estática, es más preciso considerarlo como una técnica de gradiente [27]. Las simulaciones en el tiempo son necesarias para el análisis detallado de la estabilidad dinámica y para estudios que requieran coordinación de controles y protecciones. Pero para fines de estudio de compensación donde se requiere el estudio de múltiples condiciones operativas, el análisis modal es una buena herramienta de tipo cualitativo.

El gran problema hasta acá en estos análisis es que no indican la cantidad exacta de compensación necesaria y dónde se instalará, pues puede haber nodos susceptibles de compensar, mas no significa que en todos ellos halla que colocar compensación.

En el capítulo 3 se presenta una propuesta para solucionar el problema de la compensación reactiva para garantizar además la estabilidad de voltaje de estado estacionario por medio de algoritmos genéticos, y que puede ser utilizada también como herramienta para la planeación de la operación, con el fin de coordinar los recursos de reactivos (generadores, OLTC, FACTS y equipos de compensación pasivos) para operar el SEP, garantizando no solo un buen perfil de voltajes, sino operar con los márgenes adecuados de reactiva evitando los colapsos de voltaje, fenómeno que en algunas comunidades de investigación es considerado de más preocupación que incluso la estabilidad angular.

2.5 CONCLUSIONES

- El problema de la congestión de los SEPs ha sido abordado desde muy diversas perspectivas y con diversas metodologías.
- Las técnicas basadas en sensibilidad dan una aproximación a la solución del problema.
- No existe una relación lineal entre la sensibilidad a una variable y el parámetro de los dispositivos a usar.
- Las formulaciones basadas en técnicas de optimización clásica no pueden garantizar la obtención de la solución óptima global de problemas no lineales, pues no distinguen entre mínimo (máximo) global de mínimo (máximo) local.
- Las técnicas basadas en algoritmos genéticos, ofrecen la posibilidad de ser usadas en problemas que involucren no linealidades o mezcla de tipos de variables y ofrecen un método de procesamiento paralelo con aprendizaje y con estructura de código genérico, lo que permite codificar los parámetros, sin necesidad de trabajar directamente con ellos.

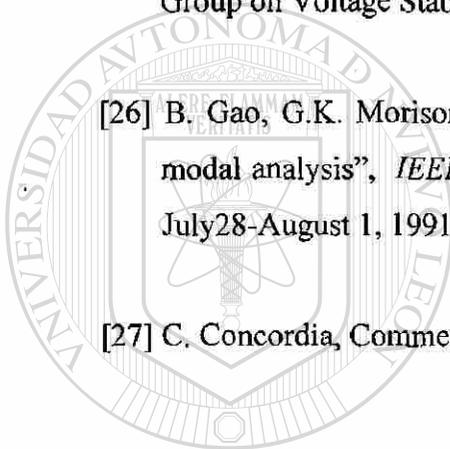
2.6 REFERENCIAS

-
- [1] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, and I. Wangensteen. "Transmission management in the deregulated environment", *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 170 -195, Feb. 2000
- [2] H. Singh, S. Hao and A. Papalexopoulos. "Transmission congestion management in competitive electricity markets", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, p.p. 672–680, May 1998
- [3] "Issues and Solutions :North American Grid Planning (2000-2005)", EPRI, Palo Alto, CA. Rep. TR-11:2000, 100058
- [4] T. Orfanogianni, and R. Bacher, "Steady-state optimization in power systems with series FACTS devices", *IEEE Transactions on Power System*, vol. 18, pp. 19-26, Feb. 2003
-
- [5] L. Yunqiang and A. Abur, "Static security enhancement via optimal utilization of thyristor-controlled series capacitors", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 17, pp. 324 –329, May. 2002
- [6] L. Yunqiang and A. Abur, "Improving system static security via optimal placement of thyristor controlled series capacitors (TCSC)", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001*. Vol: 2 , pp. 516 –521, 28 Jan.-1 Feb. 2001
- [7] R. Rajarman, F. Alvarado, A. Maniaci, R. Camfield and S. Jalali, "Determination of location and amount of series compensation to increase power transfer capability", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, pp. 294-300, May. 1998

-
- [8] S.N. Singh, and A.K David, "A new approach for placement of FACTS devices in open power markets", *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 21, pp. 58–60, Sept. 2001
- [9] K.S.Verma, S.N.Singh, and H.O.Gupta, "FACTS devices location for enhancement of total transfer capability", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001*, Vol. 2 , pp. 522-527, 28 Jan.-1 Feb. 2001
- [10] D.E. Golberg, *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*, Reading: Addison Wesley, 1989
- [11] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A.J. Germond, "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, pp. 537-544, Aug. 2001
- [12] W. Feng and G.B. Shrestha, "Allocation of TCSC devices to optimize total transmission capacity in a competitive power market", *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 2001* , vol. 2 pp. 587-593, 28 Jan.-1 Feb. 2001
- [13] Transmission transfer capability task Force, "*Available transfer capability definitions and determination*," North American Electric Reliability Council, NJ, June 1996
- [14] F. Glover and M. Laguna, "*Tabu Search*", Kluwer Academic Publishers, 1997
- [15] H. Mori and Y. Goto, "A parallel tabu search based method for determining optimal allocation of FACTS in power systems", *Power System Technology, 2000. Proceedings International Conference on PowerCon 2000*, Vol. 2 , pp. 1077–1082, 4-7 Dec. 2000

-
- [16] R.A. Fernandes, F. Lange, R.C. Burchett, H.H. Happ, and K.A. Wirgau, "Large scale reactive power planning," *IEEE Power Appar. & System*, Vol 102, N°5, pp.1083-1088, May 1983.
- [17] M.O. Mansour and T.M. Abdel-Rahman, "Non linear VAR optimization using descomposition and coordination," *IEEE Trans. Power Appar. & Systems*, Vol. 103, N°2, pp.246-255, Febraury 1984
- [18] S. Granville, M.V.F. Pereira and A. Monticelli, "An integrated methodology for VAR sources planning," *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 3, N°3, pp. 539-557, May 1988
- [19] K.N. Miu, H. D. Chiang and G. Darling, "Capacitor placement, replacement and control in large-scale distribution systems by a GA-based two-stage algorithm", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol 12, N°. 3, pp. 1160-1166, August 1997.
-
- [20] Y. T. Hsiao, C.C. Liu, H.D. Chiang and Y.L. Chen, "A new approach for optimal VAR sources planning in large scale electric power systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8 N°. 3, pp. 988-996, August 1993
- [21] Y.C. Huang, H.T. Yang and C.L. Huang, "Solving the capacitor placement in a radial distribution system using a tabu search approach", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 11, N°. 4, pp. 1868-1873, November 1996
- [22] K.Y. Lee and F.F. Yang, "Optimal reactive power planning using evoluntary algorithms: A comparative study for evolutionary programming, evolutionary strategy, genetic algorithm, and linear programming," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol 13, N° 1 Febraury 1998

-
- [23] M. Delfanty, G. P. Granelli, P. Marannino and M. Montagna, "Optimal Capacitor Placement Using deterministic and Genetic Algorithm", *IEEE Trans. Power Appar. & Systems*, Vol. 3, N° 4, pp. 1741-1747, November 1988.
- [24] Carson W. Taylor, "*Power System Voltage Stability*", EPRI, 1994
- [25] IEEE Special Publication 90TH0358-PWR, "*Voltage stability of power systems: Concepts, analytical tools and industry experience*", Prepared by the Working Group on Voltage Stability, 1990.
- [26] B. Gao, G.K. Morison, and P. Kundur, P., "Voltage stability evaluation using modal analysis", *IEEE PES Summer Meeting 1991*, paper 91 SM 420-0 PWRS, July 28-August 1, 1991, San Diego, California
- [27] C. Concordia, Comments on Above Reference [26]



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPÍTULO 3

PROPUESTA PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

El término congestión en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ha sido inherente a ellos, pues la red no es infinita, tiene limitantes propias, existentes desde antes de la desregulación del sector eléctrico. Hoy en día, con la economía de mercado en el sector eléctrico, donde las transacciones de grandes bloques de energía desde zonas geográficamente cada vez más lejanas se materializan, y donde los subsidios a la tarifa final al consumidor tienden a desaparecer, o han desaparecido, la congestión tiene un impacto económico mucho más directo y evidente en el cobro al cliente, aunque para él, la congestión sea un ente desconocido. Para los ingenieros de potencia y para los ingenieros o profesionales encargados del esquema comercial, es evidente su existencia, más no es claro su manejo, siendo éste a veces equivocadamente un manejo separado. Esto es, se puede dar un manejo de mercado sin cerrar con las señales técnicas, o se puede dar un manejo técnico sin cerrar con señales de mercado.

3.2 ORIGEN DE LA CONGESTIÓN

Clásicamente se ha visto la congestión, como un estado de operación del SEP en o cerca de uno o más de sus límites de transferencia. Dichos límites de transferencia pueden tener su origen en fenómenos de muy diversa naturaleza: estado estacionario, estabilidad dinámica, estabilidad de voltaje e incluso criterios de confiabilidad para el cubrimiento de la carga. Estos límites de transferencia están unidos a un esquema de

transacciones comerciales para la compra, venta y transporte de energía. Tanto el SEP como el esquema de mercado poseen imperfecciones que son las que causan la congestión, y que un agente del mercado podría usarlas con el fin de aumentar sus ganancias por medio de otras estrategias diferentes a la de disminuir sus costos, lo que es llamado poder de mercado. Se use o no se use el poder de mercado, el manejo que se haga de la transmisión tanto desde el punto de vista de las transacciones, el esquema de despacho de generación, o el uso que se haga de los recursos técnicos disponibles, impactará directamente en el costo de la operación, y por tanto impactará al usuario en la tarifa final que él deba pagar.

La regulación no solo es sobre el esquema de transacciones del mercado, sino que también se regula sobre la operación del SEP. Podemos hablar de dos tipos de causas de la congestión y de dos tipos de congestión.

3.2.1 CONGESTIÓN POR ESQUEMAS DE TRANSACCIONES

Este es directamente una congestión económica. Para una misma red los esquemas de manejo de las transacciones de compra, venta y transporte de energía, ayudarán a que la demanda tenga mayor o menor elasticidad. Un mismo SEP puede manejarse, desde el punto de vista de mercado, con diferentes esquemas de transacciones siempre buscando que sean más competitivos. Como ejemplos para la desregulación de la industria eléctrica, tres principales modelos pueden mencionarse: modelos de flujo de potencia óptimo, modelo basado en precios de área y modelo basado en transacciones [1].

En esta categoría, es posible analizar cómo la operación puede encarecerse por el esquema de transacciones. Supongamos un mercado en el que el despacho de los recursos de generación se hace ordenando las ofertas por orden de menor a mayor. Supongamos un período horario en el que dos generadores no entraron al despacho. Sin embargo, debido a condiciones operativas se requiere uno de los dos para aportar potencia reactiva. Es bien conocido que muchos generadores poseen mínimos técnicos para poder estar en línea. En la Tabla 3.1 se muestra el sobre-costos de tener uno de los

dos generadores en línea. Como se ve, no necesariamente la oferta más barata resulta en la transacción más económica, pues el generador 2, posee un precio menor de oferta, pero por su mínimo técnico, el tenerlo en línea una hora, costará más que tener en línea al generador de la oferta horaria mayor. Este esquema opera en algunas partes del mundo, y puede resultar en un sobre-costo operativo adicional. Por un lado, las generaciones de seguridad son un costo extra, y si ellas se hacen con transacciones no óptimas, se impactará directamente y doblemente al usuario, quien paga los sobre-costos operativos en los esquemas desregulados.

En este nivel del manejo de la congestión hay una señal directa de dinero ligado a transacciones. Por lo tanto, si el ente regulador cambia las reglas de las transacciones, estaría impactando directamente la congestión económica, pues puede hacer que una transacción cueste más o menos sin mover la operación. Como tal, es un manejo eminentemente regulatorio y los agentes inmersos en la operación del SEP y del mercado deben dar señales al ente regulador para establecer unas reglas de mercado que lleven a dar el máximo beneficio social.

TABLA 3.1

COSTO DE UNA GENERACIÓN DE SEGURIDAD AL DESPACHAR POR ORDEN DE PRECIO DE OFERTA.

Generador	Precio de Oferta (US\$/MWh)	Mínimo Técnico (MW)	Costo generación de Seguridad (US\$)
1	50	5	250
2	35	20	700

3.2.2 CONGESTIÓN DEBIDA AL SEP Y LA REGULACIÓN DE SUS NORMAS DE OPERACIÓN

El SEP posee limitantes físicas propias, tales como los límites térmicos los cuales se establecen para operación normal y operación bajo contingencia. Por ejemplo, en algunos sistemas se considera que no se admiten sobrecargas en operación normal, pero

se admiten sobrecargas del 30% hasta por media hora, tiempo adecuado para realizar maniobras operativas para eliminarlas. Nótese que si dicho límite del 30 % se aumenta o disminuye, la operación del SEP tendrá un costo diferente.

Además de los límites térmicos existen límites para otras variables de estado estacionario. Los límites de estado estacionario no son los mismos en todos los sistemas, pues por ejemplo, mientras en algunos países el rango operativo admisible para voltajes menores o iguales a 230 kV, es de 0.9 a 1.1 p.u., en otros es de 0.95 a 1.05 p.u. Para un mismo sistema, ambos rangos de voltajes, darán unos requerimientos muy distintos de potencia reactiva y, por lo tanto, costos operativos muy diferentes.

Además de los límites de estado estacionario, existen también límites dinámicos que limitan la capacidad de transmisión. Ellos están relacionados con la estabilidad de estado estacionario, la estabilidad transitoria, la estabilidad dinámica, el colapso de frecuencia, el colapso de voltaje y la resonancia subsíncrona [2].

Entonces la congestión en este nivel aparece por el deber del operador del sistema de cumplir las políticas de operación establecidas, y que no dependen directamente de ninguna oferta de generadores, ni transacciones por uso de red. Tales limitantes o fronteras, pueden ser entre otras:

- 1) Límites máximos y mínimos de voltajes permitidos en los diferentes niveles de tensión.
- 2) Límites máximos de carga en elementos del sistema de potencia permitidos en estado normal.
- 3) Límites máximos de sobrecarga en elementos del sistema de potencia durante contingencias y su duración temporal permitida con el fin de tomar acciones operativas para aliviar las sobrecargas.
- 4) Políticas de cubrimiento de la demanda como valores esperados de racionamiento y las generaciones mínimas o reserva rodante para cubrirlos.
- 5) Valores mínimos de tensión transitoria y su duración durante perturbaciones.

6) Inflexibilidades operativas, tales como unidades de generación obligatorias en línea para amortiguamiento de oscilaciones en eventos de estabilidad de pequeña señal.

7) Esquemas de disparos de carga o generación permitidos por bajo voltaje, por baja frecuencia, pérdida de red de transmisión y los umbrales para las variables asociadas a dichos esquemas.

8) Normas regulatorias para la determinación de límites de importación - exportación o de cargabilidad máxima de la red.

9) Políticas de seguridad establecidas sobre la estabilidad de voltaje.

10) Políticas de manejo de sobrecargas. En algunos sistemas éstas se manejan redespachando unidades de generación. Las sobrecargas pueden manejarse coordinando adecuadamente los dispositivos para control del flujo en la red, o por medio de la apertura de líneas y que no son necesariamente las sobrecargadas como se demostrará más adelante. Siempre se dice que abrir líneas es disminuir confiabilidad para las subestaciones que une dicha línea. Pero debería hacerse un balance entre el costo adicional de un redespacho y el abrir una línea, dejando los nodos que interconecta, operando con otras (y a veces muchas) líneas que tienen una historia de probabilidad de salida casi nula.

Con esta misma perspectiva también pueden manejarse sobrecargas por medio de la apertura de transformadores o autotransformadores que estén en paralelo.

Esta categoría de congestión no tiene ligada directamente una oferta en dinero o el costo de una transacción por el uso de la red, pero los límites, márgenes, umbrales y esquemas de manejo de la seguridad operativa, impactarán directamente y de un modo muy fuerte el costo de la operación del sistema.

Por lo tanto, el flexibilizar o reducir un criterio de seguridad, o el adicionar dispositivos que permitan al sistema cumplir los criterios de seguridad, y la coordinación de la operación de los parámetros de dispositivos de control de flujo y de voltaje, impactará directamente en el costo de la operación del sistema de potencia.

Dado entonces un esquema de seguridad y para un sistema de potencia determinado, puede hallarse, una ubicación óptima de dispositivos FACTS, o en un conjunto de FACTS ya existentes puede hallarse una coordinación de sus parámetros, tal que en ambos casos se maximice el uso de la red con el fin de flexibilizar el manejo y control de una o más variables o limitantes de estado estacionario o dinámico, con el fin de disminuir la congestión técnico - regulatoria e impactar muy directamente en el costo de la operación con el consecuente beneficio económico y social.

El manejo de esta categoría de la congestión debido a la red misma y a las políticas operativas, será el que se presente en las secciones siguientes.

3.3 RECURSOS TÉCNICOS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN DE SEPS

El control de la operación del SEP dentro de los límites operativos es en última instancia un manejo de la congestión. Para mantener la operación dentro de dichos límites, los diferentes problemas técnicos de los SEP pueden manejarse por medio de diferentes recursos.

La Tabla 3.2 presenta un resumen de las alternativas técnicas clásicas y modernas para el manejo de la congestión de SEPs.

Innovadoras tecnologías tales como la transmisión de corriente directa en alto voltaje (HVDC) y los sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS) permiten trabajar con ellos para el manejo de los problemas técnicos de los SEP en AC [3]. En particular el HVDC está dando grandes desarrollos en reducción de costos, con tecnologías de dispositivos de control de apagado (GTO, IGBT) en la configuración de convertidor fuente de voltaje, con lo cual se obtiene un control exacto y rápido de la potencia activa transmitida, del voltaje, y contribuyendo a la estabilidad del sistema.

Con enlaces HVDC se puede incrementar la densidad de potencia de un sistema existente, para aprovecharlo más adecuadamente, ya sea convirtiendo líneas de AC a DC, construyendo en paralelo líneas de DC en los derechos de vía existentes, reemplazando líneas de AC con líneas de DC [4], ó insertando en las terminales de líneas de AC existentes, un enlace DC, a manera de una línea de HVDC con longitud cero topológicamente igual a un enlace back-to-back.

TABLA 3.2
RECURSOS MÁS UTILIZADOS PARA EL MANEJO DE LOS PROBLEMAS TÉCNICOS QUE DEFINEN EL NIVEL DE CONGESTIÓN.

PROBLEMA \ RECURSO	Control de flujo	Control de voltaje	Estabilidad Transitoria	Amortiguamiento de Oscilaciones
Soporte reactivo con generadores		✓	✓	
Maniobras de apertura y/o cierre de líneas	✓	✓	✓	✓
Maniobras de inductores y capacitores		✓	✓	
Movimiento de taps de transformadores	✓	✓		
Desconexión de carga	✓	✓	✓	
Redespacho de generación	✓			✓
Estabilizadores de SEP (PSS)				✓
Disparo de generación	✓		✓	
Dispositivos FACTS	✓	✓	✓	✓
Enlaces HVDC	✓	✓	✓	✓

Recientemente el HVDC ha sido examinado para su aplicación como una forma de sistema de tubería a modo de by-bass en sistemas mallados de AC con el propósito de

mover potencia de un generador a una carga. Esto podría emerger como una muy viable solución técnica a la medida de los requerimientos para un sistema de mercado de generación abierto [5].

Respecto a los dispositivos FACTS, el que presenta más ventajas para controlar flujos en relación a su relativa simplicidad y costos de instalación es el Condensador Serie Controlado por Tiristores (TCSC). Dispositivos como el Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristor (TCPAR), el Controlador Unificado de Flujos (UPFC) y el Compensador Serie Síncrono Estático (SSSC) logran un control muy efectivo del flujo, aunque son más costosos y menos simples de instalar que el TCSC.

Otra opción técnica para el manejo de la congestión de SEPs son las innovaciones que se están dando en diseño de conductores, los cuales permiten incrementar de un 10-15% en la capacidad de corriente con un conductor esencialmente del mismo tamaño lo cual permite repotenciar líneas existentes con cambios mínimos en la estructura de madera o acero. Pero la selección de la línea a repotenciar para solucionar una sobrecarga, no es necesariamente la línea sobrecargada, pues puede crearse un camino de menor impedancia y por el contrario aumentar el problema. La solución a este problema será tratado en la metodología propuesta.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.4 INSTANCIAS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN TÉCNICA

Cada uno de los recursos descritos en la Tabla 3.2, tiene una eficacia diferente para cada problema, y cada uno de ellos puede utilizarse en tres diferentes instancias. En cada una de ellas pueden utilizarse los AGs con la metodología planteada en el numeral 3.5. Las instancias para el manejo de la congestión de SEPs son las siguientes:

3.4.1 PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA

Dado un escenario de generación–demanda y una topología dada, puede determinarse mediante estudios de estado estacionario y dinámico qué problemas de congestión existen. Pueden plantearse obras que alivien la congestión. Por ejemplo pueden hallarse líneas sobrecargadas y plantear diferentes alternativas para descargarlas.

Sin los inconvenientes de las metodologías clásicas, por medio de AGs pueden encontrarse obras en dimensión y ubicación que solucionen o disminuyan diversos problemas de congestión y que satisfagan las condiciones de seguridad operativas necesarias.

3.4.2 PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN

Previo a la ejecución de un despacho de generación, o de un cambio topológico programado, se evalúa la operación del sistema y se establece si el despacho en la red existente y para la condición de carga, cumple con los criterios de seguridad. Desde ahí se pueden establecer modificaciones al despacho de generación, generaciones de seguridad, posiciones de taps de transformadores, conexión–desconexión de reactores y condensadores, y se pueden establecer ajustes para parámetros de dispositivos FACTS y enlaces HVDC.

Lograr una combinación técnica óptima de dichos parámetros no es una tarea fácil para el analista. Pero no siempre esa coordinación es la más óptima, pues a veces la práctica común es hacer re-despachos lo cual encarece la operación. Por medio de los AG pueden encontrarse soluciones para la planeación de la operación, que eviten o reduzcan los sobre-costos operativos en lugar de incrementarlos, pues la tendencia en muchas ocasiones es solo la seguridad, dejando de lado la economía. Por medio de los AG se pueden encontrar soluciones donde conviven realmente la seguridad y la economía. Se han hecho propuestas para la coordinación de parámetros de PSS y FACTS para dar el mejor amortiguamiento positivo [6]

En el ejemplo de este capítulo de aplicación de la metodología, se mostrará cómo se pueden aliviar sobrecargas por medio de la apertura de líneas, utilizando los AG para la determinación exacta de cuáles líneas deben abrirse sin crear nuevos problemas en el SEP, y sin necesidad de mover generación.

3.4.3 OPERACIÓN DEL SEP

Esta es la instancia donde menos tiempo se tiene para la toma de decisiones. Posee la misma problemática de la planeación de la operación y difiere en que la toma de decisiones es en el muy corto plazo.

3.5 METODOLOGÍA DE AGS PARA EL MANEJO DE LA CONGESTIÓN

La propuesta metodológica se ilustrará a partir de la ubicación óptima de FACTS y la apertura de líneas, y se mostrará cómo la formulación expuesta permite usarla tanto en la planeación de la operación como en el operación del SEP.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Como se expuso en el Capítulo 2, para la ubicación óptima de FACTS se han utilizado técnicas clásicas de sensibilidad, que dan una idea inicial de dónde ubicar el dispositivo. Después del análisis de sensibilidad, se entra a un proceso de ensayo y error para determinar la ubicación exacta y la dimensión del dispositivo, verificando que el sistema quede operando dentro de los límites operativos adecuados. Estas metodologías no son fáciles de implementar, y tiene mucho margen de error.

Para evitar esos inconvenientes se pueden usar los Algoritmos Genéticos (AG) como técnica de optimización para la ubicación óptima de dispositivos FACTS. Planteando adecuadamente la función de optimización y el diseño del cromosoma, mediante éste último el AG propone valores de dispositivos FACTS y ubicaciones para ellos.

Interactuando con un software de SEP, el AG evalúa eléctricamente los diferentes casos que va proponiendo.

Los resultados eléctricos son la entrada para la evaluación de la aptitud, que es la función objetivo a maximizar. Ya evaluados los diferentes individuos de la población se entregan los resultados al software de AGs el cual con los operadores genéticos de reproducción, cruce y mutación, crea nuevos individuos cada vez más aptos.

Se pueden explotar resultados eléctricos no solo de estado estacionario, sino también de estabilidad de voltaje o estabilidad dinámica. El diagrama de flujo esquemático de este algoritmo es mostrado en la Fig. 3.1.

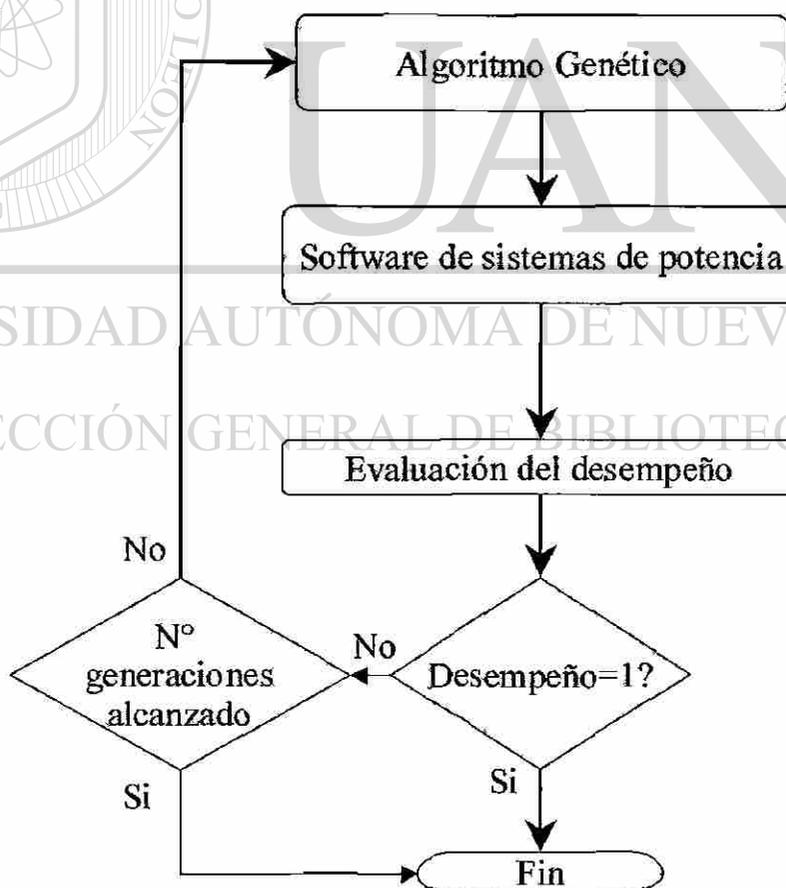


Fig. 3.1. Diagrama esquemático de uso de software de AGs con software de SEPs

La ecuación (3.1) muestra la función a maximizar. La función esta conformada por un conjunto de subfunciones, donde cada subfunción premia con un valor de uno, cuando una variable está dentro del rango aceptable, y castiga con una función decreciente de diversos tipos cuando se está fuera del rango aceptable.

$$f_{\text{aptitud}} = \left[\prod_{i=1}^{N^{\circ} \text{ de Nodos}} f_{VN}(i) \right] * \left[\prod_{j=1}^{N^{\circ} \text{ de Ramas}} f_{CR}(j) \right] * \left[\prod_{k=1}^{N^{\circ} \text{ de Otros}} f_{Otros}(k) \right] \quad (3.1)$$

$f_{VN}(i)$ es la subfunción de aptitud de voltaje para el nodo i del sistema

$f_{CR}(j)$ es la subfunción de aptitud de carga para la rama j del sistema.

Se vigilan tanto líneas como transformadores y dispositivos FACTS si los hay . Las subfunciones $f_{VN}(i)$ y $f_{CR}(j)$ están definidas según la Fig. 3.2.

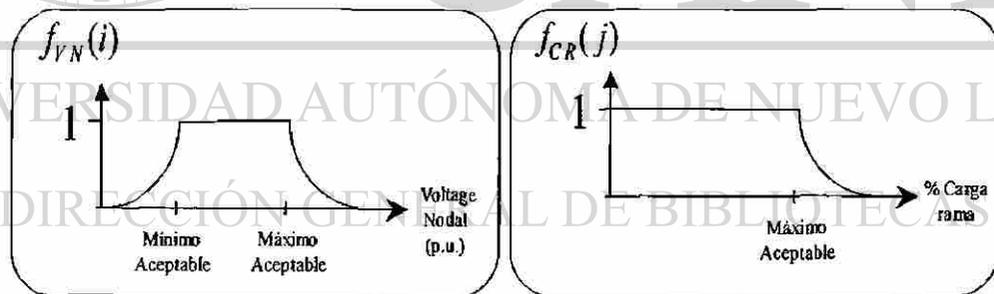


Fig. 3.2. Subfunciones para $f_{VN}(i)$ y $f_{CR}(j)$.

Para $f_{CR}(j)$, la variable % Carga rama está definida por:

$$\% \text{ Carga rama} = \frac{\text{Carga rama (pu)}}{\text{Carga Max (pu)}} \quad (3.2)$$

$f_{OTROS}(k)$: Es una subfunción o conjunto ilimitado de subfunciones usadas para cerrar aún más el espacio solución, y además para vigilar otras variables de seguridad o abordar otras problemáticas, por ejemplo:

1) Voltajes de nodos especiales

Se puede establecer $f_{VNE}(l)$ como una restricción de voltaje para nodos especiales del sistema, lo que en algunos sistemas se llaman nodos pilotos. En ellos se debe garantizar un voltaje con un rango más estrecho. Por ejemplo, si para $f_{NV}(i)$, el rango era $[0.9 \ 1.1]$ p.u., para $f_{VNE}(l)$ puede ser de $[1.05 \ 1.1]$ p.u.

2) Carga de ramas especiales

Se puede establecer $f_{CRE}(m)$ como una restricción de carga para ramas especiales del sistema. Por ejemplo, vigilar que las líneas que se les quiere eliminar la sobrecarga, pasen a un máximo de carga de 0.8 p.u. con el fin de dejar una reserva.

3) Flujos en tránsito

Pueden plantearse para aplicaciones de FACTS en la eliminación de flujos en tránsito, o eliminación de flujos de lazo [7]. Supóngase un subsistema interconectado, que tiene un sistema mallado de 110 kV y que por diferentes causas, de los flujos por medio de transformadores o autotransformadores que tienen el sentido 220 kV- 110 kV, no todo ese flujo se usa en atender la demanda en los voltajes iguales o inferiores a 110 kV, sino que una parte de él vuelve a salir al nivel siguiente más alto de voltaje. Esta situación se presenta en algunos sistemas y se esquematiza en la Fig. 3.3.

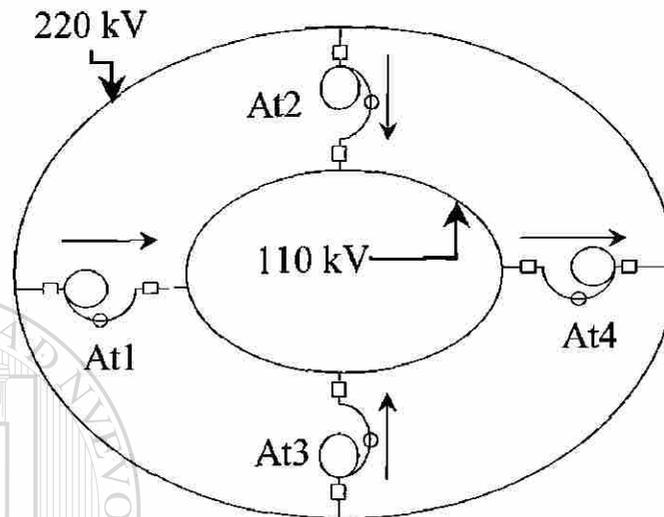


Fig. 3.3. Esquema de flujo en tránsito

Nótese cómo en el AT4 existe un flujo en el sentido 110 kV-220 kV. Este es un flujo en tránsito el cual puede ser eliminado con la adecuada colocación de dispositivos FACTS.

Una degradación de la red por pérdida de líneas, una inadecuada ubicación de FACTS o una inadecuada coordinación de parámetros de dispositivos para control de flujos, podría dar lugar a este tipo de flujos. Y en esquemas donde se cobra por flujo real transportado, haría ineficiente el sistema y permitiría incluso que un transportador esté dando uso inadecuado de la red de otro transportador.

4) Eigenvalores en estabilidad de voltaje

Si se desea hallar proyectos o se desea coordinar parámetros de equipos ya existentes con el fin de dar estabilidad de voltaje de estado estacionario. Para ello el software de SEPs debe incluir análisis de estabilidad de voltaje.

5) Eigenvalores en estabilidad angular

Si se desea hallar proyectos o coordinar parámetros de equipos ya instalados para dar estabilidad de pequeña señal. Para ello el software de SEPs debe tener análisis de eigenvalores para estabilidad de pequeña señal.

6) Control de pérdidas

Si se desea limitar el nivel de pérdidas de una condición de operación a un valor determinado.

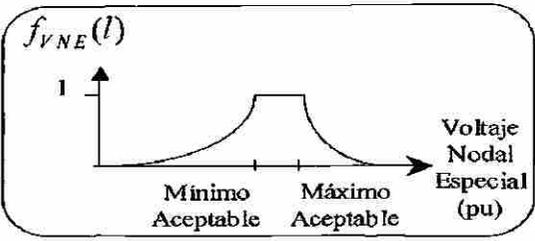
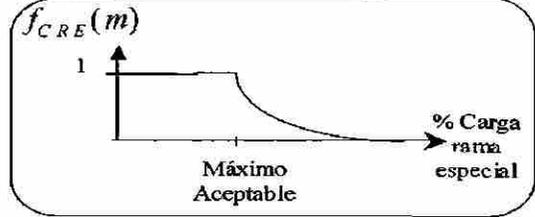
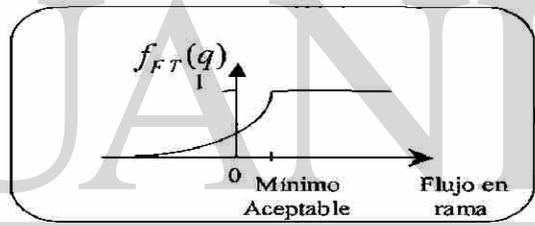
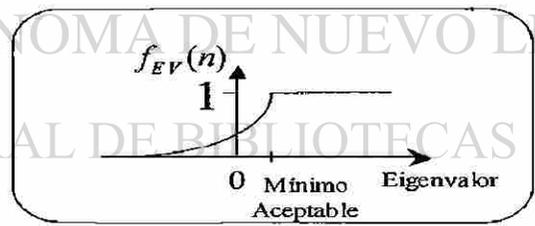
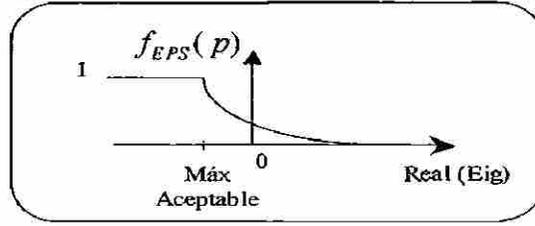
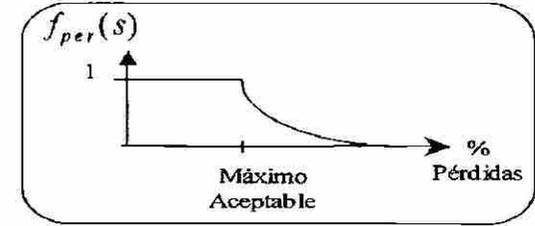
7) Seguridad ante contingencias

Si el criterio del proyecto o parámetros de control para la condición de operación requiere que el sistema soporte contingencias. Para este tipo de análisis se vigilan los voltajes nodales y pueden variar los límites de carga permitidos, pues a veces se permiten sobrecargas de corta duración. Incluso el criterio de estabilidad de voltaje puede evaluarse ante contingencia.

Como se ve, la gama de posibilidades de variables a vigilar y de combinaciones entre ellas es muy grande. Incluso pueden incluirse funciones de costo acotando por medio de un costo máximo, por ejemplo para que una obra no sobrepase un presupuesto. En la Tabla 3.3 se presentan diversas formas que podría tomar $f_{OTROS}(k)$.

Como ilustración, por medio de cada subfunción se están planteando las diversas restricciones que se manejan en un OPF o en la planeación de potencia reactiva mediante la optimización clásica. Es de anotar que las restricciones de los límites de los generadores y de los cambiadores de taps, son manejados por medio de la parametrización del software de SEPs, aunque ellos si se quisiera pueden ser manejados por medio del algoritmo planteado. He aquí otra ventaja de esta formulación con respecto a la optimización clásica.

TABLA 3.3. EJEMPLOS DE LA FORMA DE $f_{OTROS}(k)$

<p>Voltajes nodos especiales</p>	
<p>Carga ramas especiales</p>	
<p>Controlar flujo en tránsito</p>	
<p>Estabilidad de voltaje de estado estacionario</p>	
<p>Estabilidad de pequeña señal</p>	
<p>Control de pérdidas</p>	

Esta formulación de la función de desempeño, como el producto de productorias fundamentada en sistema en por unidad, tiene el máximo en uno (1) independiente del número de restricciones (subfunciones de desempeño). El conocer el máximo permite que el algoritmo genético pueda terminar antes de realizar todas las generaciones, lo que es una gran ventaja en aplicaciones de mediano y corto tiempo, tales como la planeación de la operación y la operación misma. A la vez, estamos garantizando que si no se lograra llegar a uno (1), no se ha encontrado una solución operativamente viable.

3.6 CAMPOS DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Esta estructura de función de desempeño, sirve para aplicaciones de AGs en:

3.6.1 PLANEACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE SEPS

1. Ubicación óptima de FACTS para las diversas aplicaciones en que ellos se utilizan.
2. Ubicación óptima de enlaces HVDC.
3. Cambio de conductores en líneas de transmisión existentes.
4. Ubicación de dispositivos de compensación reactiva incluidas consideraciones de estabilidad de voltaje y contingencias.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

3.6.2 PLANEACIÓN DE LA OPERACIÓN Y OPERACIÓN DE SEPS

1. Control de flujo: Coordinación de parámetros de dispositivos para control de flujo.
2. Control de voltaje: Coordinación de dispositivos convencionales o FACTS para control de voltaje
3. Apertura de líneas para aliviar sobrecargas sin necesidad de redespachos.
4. Coordinación de dispositivos para garantizar estabilidad de voltaje de estado estacionario
5. Coordinación de dispositivos para estabilidad de pequeña señal

Como ejemplo, en el caso de control de voltaje, se pueden coordinar todos los recursos que se posean en el sistema, con el fin de hacer el control de voltaje sin hacer redespachos, lo cual es una economía muy alta dentro de los costos de operación.

Para ello, el cromosoma tendría implícitos códigos para conexión / desconexión de condensadores y reactores, posiciones de taps de transformadores, parámetros de dispositivos FACTS y HVDC. Por ejemplo, si se quisiera controlar el voltaje mediante la conexión / desconexión de los condensadores C_1 y C_2 , de los reactores R_1 y R_2 , los taps de los transformadores T_1 y T_2 y el SVC X_{L-C} la estructura del cromosoma sería como en la Fig. 3.4

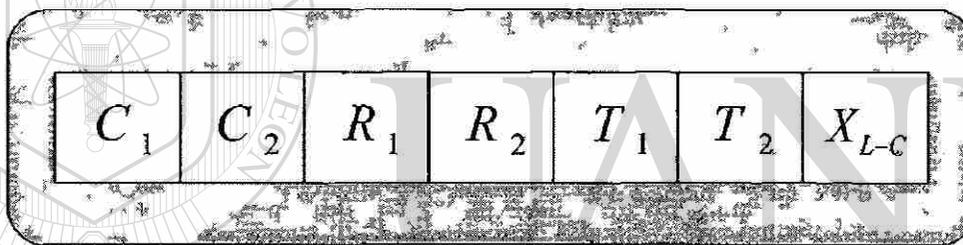


Fig. 3.4. Estructura del cromosoma para un caso de coordinación de parámetros para control de voltaje

Donde los valores que tomaría cada uno podrían ser:

- Los condensadores C_1 y C_2 y los reactores R_1 y R_2 , valdrían cero para desconectarlos y uno cuando se desea su conexión o tomar valores a pasos, si son bancos conformados por conjuntos de capacitores o reactores.
- Para los transformadores, T_1 y T_2 tendrían valores en el rango $[TAP_{\min} \quad TAP_{\max}]$
- El SVC tendría valores en el rango entre $[-X_C \quad X_L]$

3.7 EJEMPLO DE USO DE LOS AG EN LAS DIFERENTES INSTANCIAS DE MANEJO DE LA CONGESTIÓN TÉCNICA

Se utilizó el sistema de potencia de 140 nodos de Nueva Inglaterra [8]. Por simplicidad se ha mostrado en la Fig. 3.5 el detalle del área del SEP donde se centraliza el problema y las soluciones.

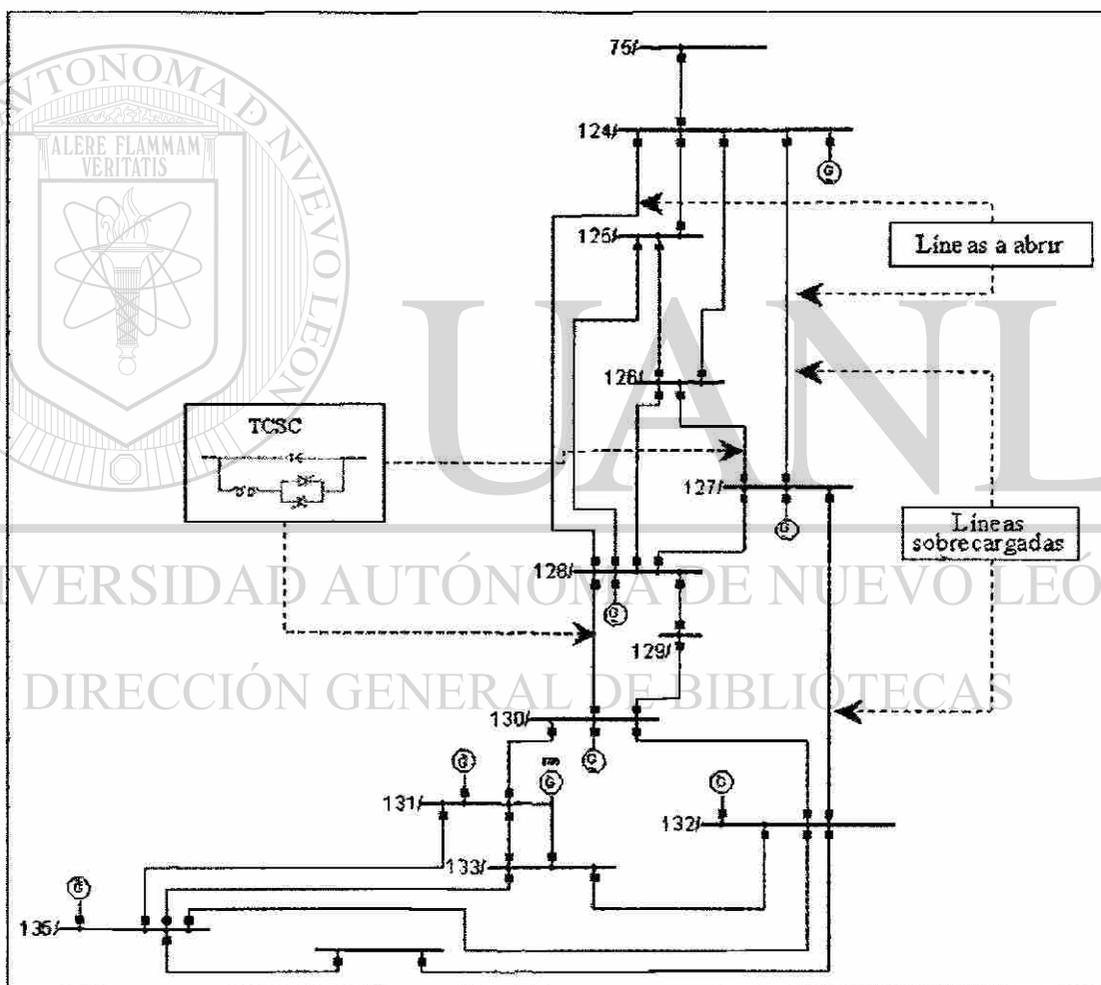


Fig. 3.5. Líneas sobrecargadas y soluciones encontradas para el sistema de prueba.

Los niveles máximos de carga son supuestos con fines académicos. Se presenta como problema a solucionar la sobrecarga simultánea en dos líneas:

- Línea entre los nodos 132 y 127
- Línea entre los nodos 127 y 124

Se plantean dos soluciones para eliminar la sobrecarga:

- Ubicación de TCSC en dos líneas.
- Abriendo líneas

La primera solución es propia de la planeación de la expansión. La última opción es propia de la planeación de la operación o de la operación misma.

La estructura de los cromosomas del AG para cada caso se presenta en la Fig. 3.6. El número de línea corresponde a la posición dentro de la matriz de líneas utilizada. Este número tiene asociado los nodos de interconexión de dicha línea. Con este manejo de la matriz de líneas, no hay necesidad de que el cromosoma tenga más genes. Los rangos utilizados para X_L fueron $[-0.8 \ -0.01]$ p.u., o sea valores capacitivos.

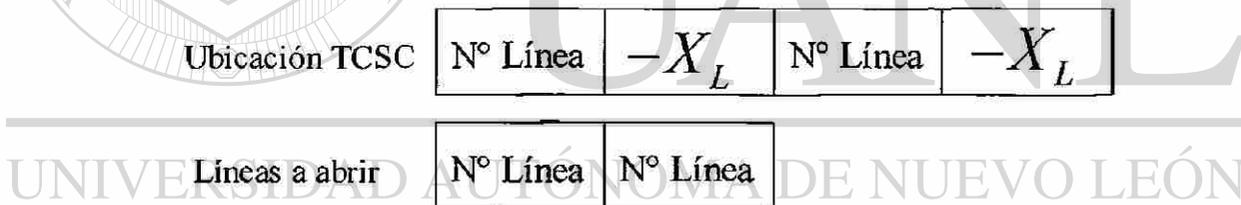


Fig. 3.6. Estructura de los cromosomas del AG para las dos soluciones

Las soluciones obtenidas son las siguientes:

1. Instalando dos TCSC:

- Uno de -0.611 p.u. en la línea que une los nodos 130 y 128
- Otro de -0.6976 p.u. en la línea que une los nodos 127 y 126

2. Abriendo las siguientes líneas:

- Línea entre los nodos 127 y 124
- Línea entre los nodos 128 y 124

En la Fig. 3.5. también se esquematizan las soluciones obtenidas.

La Tabla 3.4 presenta las líneas sobrecargadas inicialmente y el nivel de carga obtenido con las soluciones propuestas por el AG.

TABLA 3.4.
RESULTADOS OBTENIDOS PARA LOS DIFERENTES MANEJOS PROPUESTOS

Línea		Condiciones Iniciales			Instalando TCSC ^c			Abriendo Líneas		
Nodo Inicial	Nodo Final	P p.u	Q p.u	% Carga	P p.u	Q p.u	% Carga	P p.u	Q p.u	% Carga
132	127	11.1	-0.4	111.1	9.9	-0.5	98.7	6.1	-0.9	61.5
127	124	7.6	0.1	126.4	5.4	0.2	90.5	0.0	0.0	0.0

La solución propuesta además de descargar las líneas inicialmente sobrecargadas, vigila que la solución planteada respete tanto la cargabilidad de los demás elementos del sistema como los niveles de voltajes. Como puede observarse, se encuentran soluciones efectivas para descargar las líneas. Respecto a los valores encontrados de reactancia para la solución con TCSC, es claro que ésta solución no es única, pero sí garantiza una operación adecuada. Con el fin de hallar un valor más exacto de reactancia y no sobredimensionar y evitar sobre-costos de instalación, la función objetivo debería incluir una componente adicional para la carga en las líneas específicas que se quieren descargar.

Esta componente reduce el espacio solución y sería una función del tipo mostrado para ramas especiales en la Tabla 3.3 con un rango entre el límite inferior y el superior muy estrecho. Por ejemplo buscar una solución que lleve la línea sobrecargada a valores aceptables entre el 0.85 y 0.9 p.u., pues si se deja con una función con un valor de 1.0 para valores más amplios de carga, se tendrá un espacio solución más amplio. Lo mismo puede decirse de solución con enlaces HVDC.

Respecto a la solución operativa de abrir líneas, puede verse en la Tabla 3.5, que la solución no está en abrir ambas líneas sobrecargadas, como podría sonar obvio para alguien que no esté familiarizado con la operación del SEP. El abrir ambas líneas sobrecargadas produjo la sobre carga de otras tres líneas. Para esta alternativa, la solución propuesta por el AG alivia la sobrecarga y evita realizar redespachos.

3.8 CONSIDERACIONES SOBRE EL PROCESAMIENTO DE AGS

Se cree que los AG requieren tiempos muy grandes de computación y podría pensarse que no sirven para la operación en tiempo real. Nuestra experiencia nos ha mostrado que debe explorarse la posibilidad de tener herramientas de AG como ayuda en la toma de decisiones en las salas de operación. La velocidad de optimización de los AG depende de la plataforma de hardware y software sobre los que están corriendo. Las plataformas de software de investigación usadas en la comunidad de investigadores dan velocidades de proceso muy altas. Además los AG pueden montarse en arquitecturas de hardware en paralelo, lo cual también mejora el rendimiento.

Internamente la velocidad de optimización de los AG, va a depender de parámetros de ajuste tales como el tamaño de la población, el método de selección de cromosomas, la probabilidad de cruce y la probabilidad de mutación. Los valores adecuados para estos parámetros, son un tema actual de investigación, y para el tipo de problemas de los SEP podrían hallarse valores típicos, que aunado al mejoramiento del rendimiento por arquitectura de software y hardware, permitirían tener en la sala de operación, además de las herramientas tradicionales de seguridad, herramientas de toma de decisiones basadas en AG que compatibilicen la seguridad, la confiabilidad y la economía.

TABLA 3.5.
RESULTADOS OBTENIDOS SI SE ABREN LAS LÍNEAS SOBRECARGADAS

Line		Initial Conditions			Switch off lines		
Bus from	Bus to	P p.u	Q p.u	Load %	P p.u	Q p.u	Load %
132	127	11.1	-0.4	111.1	0.0	0.0	0.0
127	124	7.6	0.1	126.4	0.0	0.0	0.0
130	128	9.9	-1.2	76.9	17.3	1.6	133.8
132	130	7.9	0.7	72.3	14.2	1.5	129.7
128	124	0.5	-0.8	20.1	5.9	-0.9	120.1

En nuestros ensayos en un sistema de 140 nodos y 206 líneas, se lograron optimizaciones con un solo procesador de 266 MHz, en tres minutos, tiempo más que bueno para tomar una decisión operativa en una sobrecarga evitando redespachos innecesarios.

3.9 CONCLUSIONES

Este capítulo aborda el problema de la congestión desde el punto de vista de sus orígenes en la estructura de mercado y en la operación del SEP. Respecto al primero, se ha planteado que tiene un manejo eminentemente regulatorio. Respecto al segundo se ha mostrado que tiene un manejo regulatorio y técnico.

Se ha hecho un especial énfasis en la congestión técnica y su regulación de seguridad eléctrica asociada. Independiente del mercado, la red es una, y sus restricciones operativas serán la aplicación de las normas operativas y de seguridad eléctrica que se tengan.

Se han esbozado los recursos técnicos que se tienen para el manejo de la congestión técnica y se ha mostrado la importancia de operarlos coordinadamente, no solo con el objetivo de la seguridad, sino con el fin de una toma de decisiones que tenga componentes simultáneas de seguridad, confiabilidad y economía. Para lograr esto, se ha planteado y se ha mostrado con ejemplos, el uso de los AG para hallar las soluciones óptimas que hagan más económica y a la vez segura la expansión y la operación del SEP.

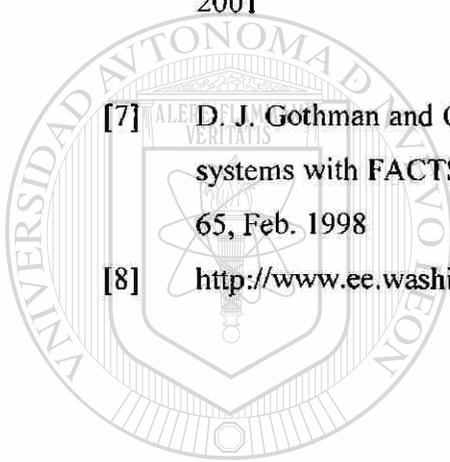
La operación del SEP no solo ha de ser pragmática sino innovadora y pueden incluirse adicionalmente a las herramientas existentes, herramientas de toma de decisiones como los AG tanto en la planeación de la expansión, como en la planeación de la operación, y en la operación misma.

Es función del ente regulador, tratar de eliminar las restricciones de mercado, y esto se logrará: trabajando en el diseño del esquema de transacciones realmente económicas; en la adopción de políticas de seguridad eléctrica que sin dejar de ser seguras, no dejen de lado la economía; adoptando normas que lleven una expansión óptima y flexible del SEP. Es función del operador del sistema explotar al máximo los recursos con el objetivo de disminuir los sobre-costos y los costos operativos; dar las señales al ente regulador para mejorar el esquema de transacciones y las políticas de seguridad. Con todo esto, se tendrá el mayor beneficio social, impactando positivamente a la carga disminuyendo la tarifa al usuario final, sin quitar, sino por el contrario, añadiendo eficiencia al mercado.

3.10 REFERENCIAS

- [1] R.D. Christie, B.F. Wollenberg, and I. Wangenstein. "Transmission management in the deregulated environment," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 170 -195, Feb. 2000
- [2] N.G. Hingorani and L. Gyugyi. *Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, New York: IEEE Press, 2000, p. 8.
- [3] D. Povh. , "Use of HVDC and FACTS," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88 pp. 235 -245, Feb. 2000.
- [4] T.J Hammons, D. Woodford, J. Loughtan, M. Charnia, J. Donahoe, D. Povh, B. Bisewski, and W. Long, "Role of HVDC transmission in future energy development," *IEEE Power Engineering Review* , vol. 20, p.p. 10-25, Feb. 2000

-
- [5] T.F. Garrity. "Shaping the future of global energy delivery", *IEEE Power & Energy Magazine*, pp. 26-30. Sep.- Oct. 2003
- [6] Isidro Castillo-Toledo, Rubén Tapia O. and Juan M. Ramírez A., "A Genetic, Algorithm Applied to Enhance the Damping of Multi-machine Power System". *North American Power Symposium*, College Station, Texas, pp. 618-625, Oct. 2001
- [7] D. J. Gothman and G.T. Heydt. "Power flow control and power flow studies for systems with FACTS devices," *IEEE Trans. on Power Systems* , vol 13, pp. 60-65, Feb. 1998
- [8] <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPÍTULO 4

ESTRUCTURA DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN EL SISTEMA DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

4.1 INTRODUCCIÓN

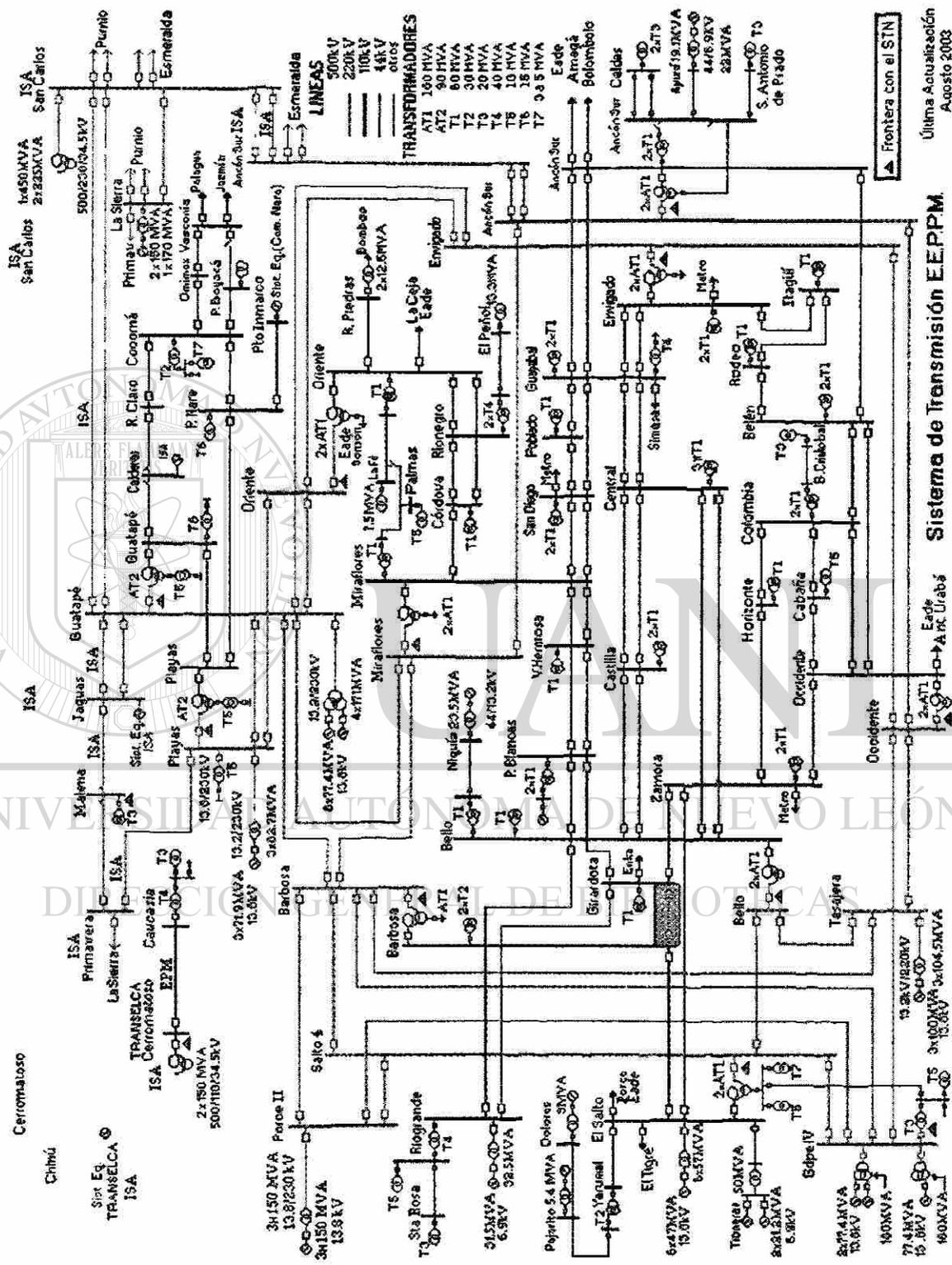
En el capítulo 2 se presentó una visión global de los enfoques que se han considerado hasta el momento para el manejo de la congestión de SEPs. En el capítulo 3 se presentó una propuesta de manejo de la congestión de SEPs, con la cual pueden abordarse muchos de los problemas que antes en la literatura habían sido tratados separadamente. Usando la metodología planteada, en un sistema de prueba se encontraron soluciones para el problema hipotético de congestión.

En este capítulo se presentará la estructura de cinco tipos de soluciones usando la nueva metodología planteada, para un problema real de sobrecarga en el SEP de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPPM). Los resultados obtenidos y su verificación se presentará en el capítulo 5.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El SEP de EPPM forma parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano. El SIN opera bajo un esquema desregulado con despacho centralizado.

En la Fig. 4.1 se muestra el SEP de EPPM y se resalta con recuadro la línea Barbosa–Girardota 110 kV.



Sistema de Transmisión E.E.P.M.

Fig. 4.1 Sistema Eléctrico de Potencia de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

La línea Barbosa – Girardota 110 kV, opera actualmente abierta, ya que al cerrarla y aún sin contingencia, se presenta en ella una sobrecarga que restringe la generación de las plantas Guadalupe III, Guadalupe IV, Troneras, Porce y Tasajera lo cual encarecería la operación. Al abrir la línea, ya el despacho de esas plantas no se limita por esa condición. Mediante la metodología planteada para el manejo de la congestión se mostrarán otras alternativas de expansión o de operación para manejar dicha sobrecarga.

4.3 ESTRUCTURA DE LA METODOLOGÍA

La metodología propuesta en el capítulo 3, se desarrolló mediante tres softwares:

- **Sistemas de Potencia:** Se utiliza el Power System Toolbox (PST) versión 2., el cual maneja el almacenamiento de datos con matrices dispersas con lo que se tiene un mejor desempeño. Hubo necesidad de modificarlo para poder utilizar la información y para que no detenga el proceso de optimización cuando un caso propuesto no converja
- **Algoritmos Genéticos:** Se usó el software FlexGA el cual permite codificación de cromosomas en variables enteras o decimales, con lo que se tiene mucha facilidad en la codificación de los genes y de la optimización en general
- **Módulo de optimización (MO):** Es un conjunto de subrutinas desarrolladas durante el transcurso de esta tesis y actúa como interfaz entre el PST y FlexGA. Es el núcleo de la estrategia de optimización propuesta. Cumple funciones de interfaz entre el PST y el FlexGA modificando los parámetros eléctricos de entrada al PST con base en los individuos propuestos por FlexGA. Posteriormente evalúa la aptitud de los individuos y le entrega los resultados a FlexGA. Estos tres softwares están hechos en MatLab

4.4 CRITERIOS GENERALES ADOPTADOS

Se presentarán cinco tipos de soluciones para el manejo de la sobrecarga de la línea Barbosa - Girardota 110 kV. Para ellas se utilizaron los siguientes criterios:

4.4.1 ESPACIO DE BÚSQUEDA

Cuando un gen o grupo de genes de un cromosoma involucra una línea, el espacio de búsqueda para este gen, corresponde a las líneas de 220 kV y 110 kV del sistema de EEPPM, más algunas líneas de 220 kV del resto del SIN, cercanas al área operativa Antioquia-Chocó. No se incluyeron las líneas radiales a 110 kV, pues ellas no tienen influencia en el problema estudiado y por ejemplo en la alternativa de enlaces HVDC, causarían problemas con el flujo DC.

Con esta restricción del espacio solución se mejora el rendimiento del AG, pues se le está orientando hacia soluciones factibles.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



4.4.2 CRITERIOS OPERATIVOS DE BIBLIOTECAS

- Caso base: Se utilizó el caso suministrado por el Equipo Estudios Eléctricos de EEPPM
- Reactiva Generadores: Se respetan los límites máximos de los generadores
- Taps de transformadores: Se utilizan las posiciones nominales de los taps de los transformadores

- Voltaje: Los niveles de voltaje máximo y mínimo permitidos son los mostrados en la Fig. 4.2. Con la subfunción $f_{VN}(i)$ se evalúa los resultados obtenidos con las soluciones propuestas por el AG
- Carga de líneas y transformadores: Se vigilan todas las ramas, no solo las del espacio de búsqueda. Los niveles permitidos de carga tanto sin contingencia como con contingencia, para la función de aptitud son mostrados en la Fig. 4.3. así:

- La subfunción $f_{CR}(j)$ define la carga máxima permitida en transformadores y líneas sin contingencia en el sistema
- La subfunción $f_{CL}(k)$ define la carga máxima permitida en líneas con contingencia en el sistema
- La subfunción $f_{CT}(l)$ define la carga máxima permitida en transformadores con contingencia en el sistema

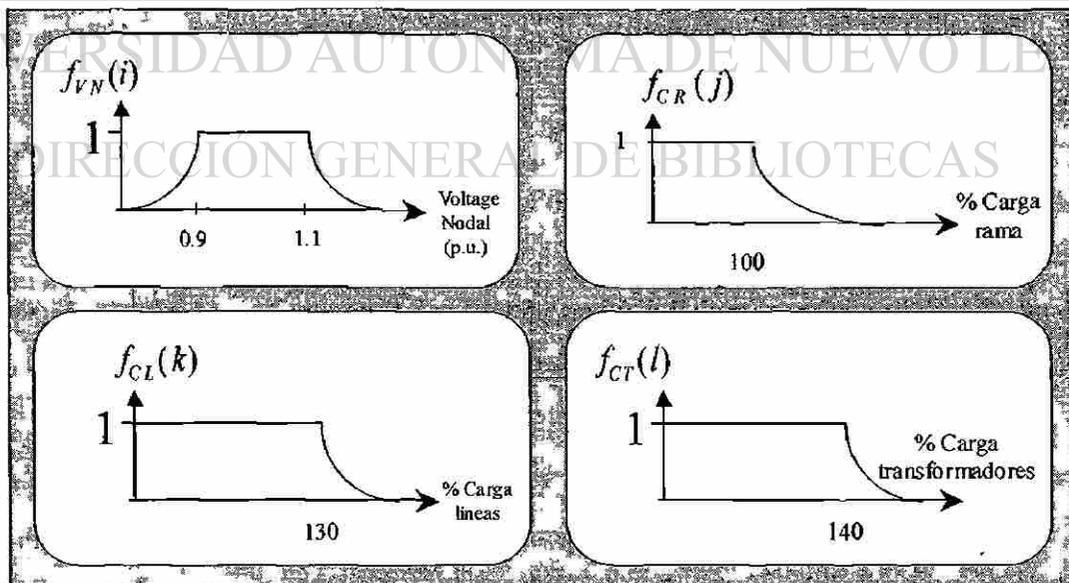


Fig. 4.2. Subfunciones de aptitud para voltajes nodales y carga de líneas y transformadores usadas en las soluciones propuestas.

4.5 SOLUCIONES

4.5.1 UBICACIÓN DE UN TCSC

La estructura de cromosoma utilizado fue el mostrado por la Fig. 4.3. El número de línea corresponde a la ubicación dentro de la matriz de líneas. Con esta nomenclatura se evita codificar directamente con números de nodos de interconexión, lo cual complicaría la definición de los intervalos de los valores máximos y mínimos de cada gen. A la vez estamos ahorrando un gen en el cromosoma.

Nº Línea	$-X_L$
----------	--------

Fig. 4.3. Estructura del cromosoma para determinación de la línea a compensar con un TCSC

La propuesta de manejo de la congestión integra la satisfacción de condiciones operativas, o sea que entrega soluciones que operativamente son viables cumpliendo las restricciones que se deseen.

Existen dos tipos de restricciones:

- Las que se manejan con el PST: Posiciones de taps y límites de reactiva de generadores
- Las que se manejan con la función de aptitud: Según las que se elijan de acuerdo a la Tabla 3.3

Colocando un TCSC pueden existir varias ubicaciones (y para cada ubicación habrá además varios valores de $-X_L$) que satisfagan las restricciones. Para encontrar esas posiciones posibles del TCSC se puede realizar dos métodos:

Inicialmente la búsqueda se inicia con las funciones de voltaje y carga en las líneas sin contingencia. Se buscó en 84 líneas. Después de encontrar una solución, tratando de encontrar otras posibles soluciones, a la línea solución encontrada se le desplazó su ubicación en la matriz de líneas y se cerró el intervalo de búsqueda a 83 líneas. Y este proceso de reducción del espacio de búsqueda se realiza hasta que no se encuentran más ubicaciones.

Pero es posible realizar otro método más automatizado y el cual consiste en modificar el software, de tal modo que se almacenen todos los individuos cuyo desempeño sea igual a uno.

Con este procedimiento para la ubicación de un TCSC se encontraron tres posibles ubicaciones en tres líneas diferentes. Se hizo más estricta la función de optimización y se le programó que los individuos propuestos, además de las funciones de voltaje nodal y carga sin contingencia, cumpliera para ocho contingencias programadas, de nuevo los niveles de voltaje y además los niveles de sobrecarga en líneas y transformadores bajo contingencia. Las contingencias n-1 programadas se muestran en la Tabla 4.1.

TABLA 4.1. CONTINGENCIAS CONSIDERADAS PARA LA UBICACIÓN DE UN TCSC

N° Contingencia	Voltaje	Línea
1	110	Salto - Barbosa
2	110	Salto - Zamora
3	110	Barbosa - Girardota
4	110	Girardota - Zamora
5	220	Guadalupe IV - Barbosa
6	220	Guadalupe IV - Occidente
7	220	Barbosa - Tasajera
8	220	Tasajera - Occidente

El resultado fue un depuramiento por variaciones en reactancia, pero las ubicaciones de TCSC siguieron siendo las mismas.

Entonces, las soluciones halladas, para un TCSC satisfacen:

- El despacho del caso base
- Las restricciones manejadas por el PST de posiciones de taps y límites de reactiva de generadores
- Las condiciones de estado estacionario sin contingencia $f_{VN}(i)$ y $f_{CR}(j)$
- Las condiciones de estado estacionario con contingencia $f_{VN}(i)$, $f_{CL}(k)$ y $f_{CT}(l)$

4.5.2 UBICACIÓN DE DOS TCSC

Pensando en que puede ser más económico instalar dos TCSC, dependiendo de su ubicación y su reactancia, e incluso pudiendo obtener una mejor distribución de flujos en el sistema, se plantea la alternativa de solucionar la sobrecarga con dos TCSC. La estructura del cromosoma para esta opción se muestra en la Fig. 4.4.

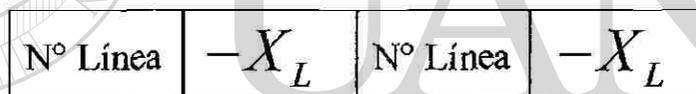


Fig. 4.4. Estructura de cromosoma para dos TCSC

La diversidad en soluciones es muy importante, ya que no basta con tener un valor pequeño de reactancia, pues eso no dice nada, como se explicó en el capítulo dos. La dimensión del TCSC será función de:

- La reactancia que entregue el procedimiento de optimización
- La longitud total de la línea donde se colocaría el TCSC
- La capacidad de carga de la línea donde se instalará el TCSC pues es un elemento serie y el amperaje máximo permitido en la línea será el amperaje máximo admisible en el TCSC

La propuesta de un solo TCSC del numeral 4.3.1., entregó soluciones únicamente en líneas de 220 kV, las cuales son líneas muy largas y de mayor capacidad de carga que las líneas de 110 kV. Esta propuesta de dos TCSC entregó combinaciones que incluyen una línea de 110 kV.

4.5.3 APERTURA DE LÍNEAS

Actualmente la sobrecarga de la línea Barbosa-Girardota 110 kV se maneja operativamente con la apertura de dicha línea. Se exploró esta posibilidad buscando aperturas de líneas que cumplieran con uno o ambos de los siguientes objetivos:

- Que la línea al abrir, enlace subestaciones con más confiabilidad que la subestación Giradota la cual posee cuatro líneas
- Tener otras alternativas, aunque se tuviese la misma confiabilidad en cuanto a número de líneas

Debido a las estructura manejada hasta el momento para el número de línea, no cabría dentro de la concepción de los AGs tener un cromosoma con un solo gen, para poder efectuar las operaciones de cruce y mutación.

Para solventar este problema el cromosoma se planteó como un número en representación binaria como se presenta en la Fig. 4.5.

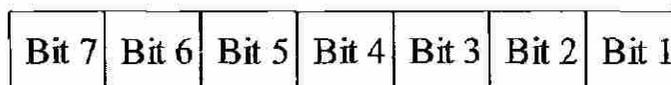


Fig. 4.5. Estructura de cromosoma para la opción de apertura de línea.

Debido a que con 6 bits el máximo decimal que se puede representar es 63 y existen 84 líneas factibles, se requiere el uso de 7 bits. Con esta estructura de 7 bits se pueden representar decimales desde cero hasta 127, por lo que se penalizan con un desempeño

igual a cero aquellos individuos que el AGs propone en binario cuya representación decimal sea mayor a 84 o también cuando el individuo sea igual a cero.

4.5.4 ENLACE HVDC BACK-TO-BACK

Una posibilidad para el control de flujo es abrir un extremo de una línea existente y colocar en la mitad un enlace HVDC. La estructura de cromosoma es la mostrada por la Fig. 4.6.

Línea	MW	% Pérdidas	Sentido	MVar1	MVar2	Ang Enc 1	Ang Apag 1	Ang Enc 2	Ang Apag 2
-------	----	---------------	---------	-------	-------	--------------	---------------	--------------	---------------

Fig. 4.6. Estructura de cromosoma para la opción de enlace HVDC back-to-back.

Cada gen representa lo siguiente:

- Línea: Número de línea que se abrirá en un extremo y en la mitad se colocará el enlace back-to-back
- MW: Megavatios en el lado del rectificador para el modelo de flujo de carga de enlaces HVDC. Define la capacidad del enlace
- % Pérdidas: Es el coeficiente de pérdidas activas en el enlace HVDC
- Sentido: Define el tipo de conexión al abrir en un extremo la línea propuesta por el AG. En la Fig. 4.7. se muestra esquemáticamente la conexión original de la línea entre los nodos 1 y 2 y las dos posibles configuraciones del enlace HVDC back-to-back. Cuando el gen *Sentido* es igual a cero, la conexión es como en la Fig. 4.7.b) y cuando el gen *Sentido* es igual a uno la conexión es como en la Fig. 4.7.c)
- MVar1 y MVar2 es el porcentaje de pérdidas reactivas en el lado del rectificador y del inversor respectivamente como proporción de la potencia activa
- Ang Enc y Ang Apag son los ángulos de encendido y apagado de los elementos semiconductores. El 1 denota el lado del rectificador y 2 denota el lado del inversor

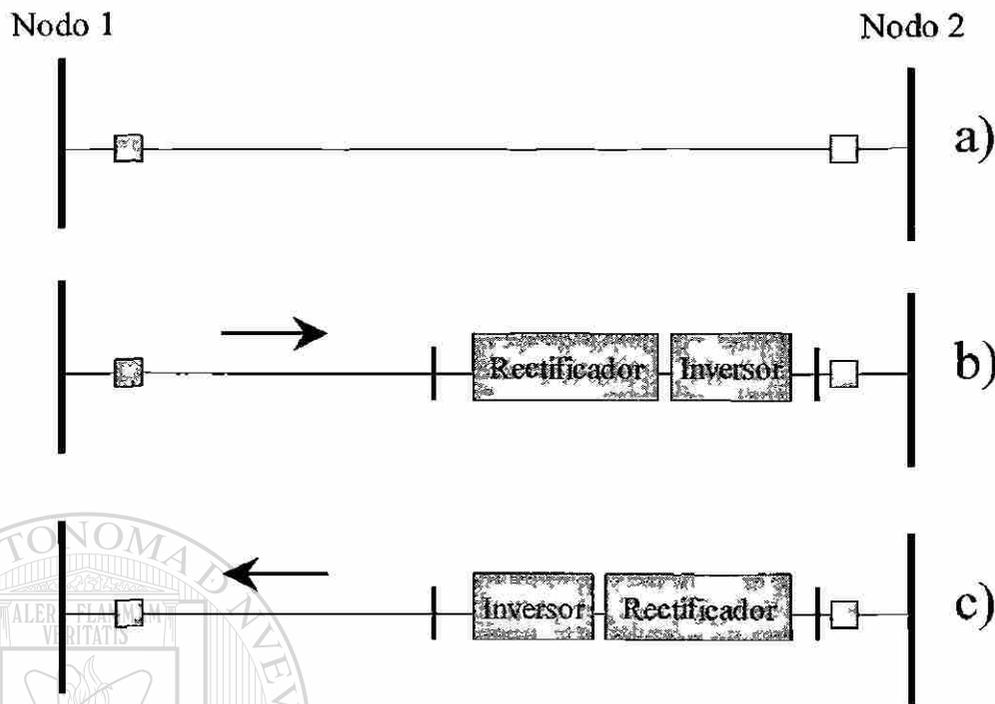


Fig. 4.7. Conexión original de la línea y posibles conexiones del enlace HVDC back-to-back.

En la Tabla 4.2. se presentan los valores máximos y mínimos usados en cada uno de los genes.

TABLA 4.2. VALORES MÍNIMOS Y MÁXIMOS DE LOS GENES PARA EL CROMOSOMA DEL ENLACE HVDC BACK-TO-BACK

	Línea	MW	% Pérdidas	Sentido	MVar1	MVar2	Ang Enc 1	Ang Apag 1	Ang Enc 2	Ang Apag 2
Mínimo	1	10	0	0	30	0	1	1	1	1
Máximo	84	150	10	1	50	10	180	180	180	180

4.5.5 CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA HVDC

Como alternativa adicional se considera construir un enlace HVDC en paralelo con alguna de las líneas existentes. Su construcción sería aprovechando los derechos de vía existentes.

La estructura del cromosoma es la misma que la del enlace HVDC back-to-back, como se muestra en la Fig. 4.6. La modificación eléctrica se hace colocando en paralelo el enlace con la línea pero sin abrir la línea.

El gen *Signo* determina el sentido del flujo en el enlace de HVDC. La Fig. 4.8 muestra la conexión según el valor del gen *Signo* propuesto por el AG.

Para los genes se utilizaron los mismos valores máximos y mínimos de la Tabla 4.2

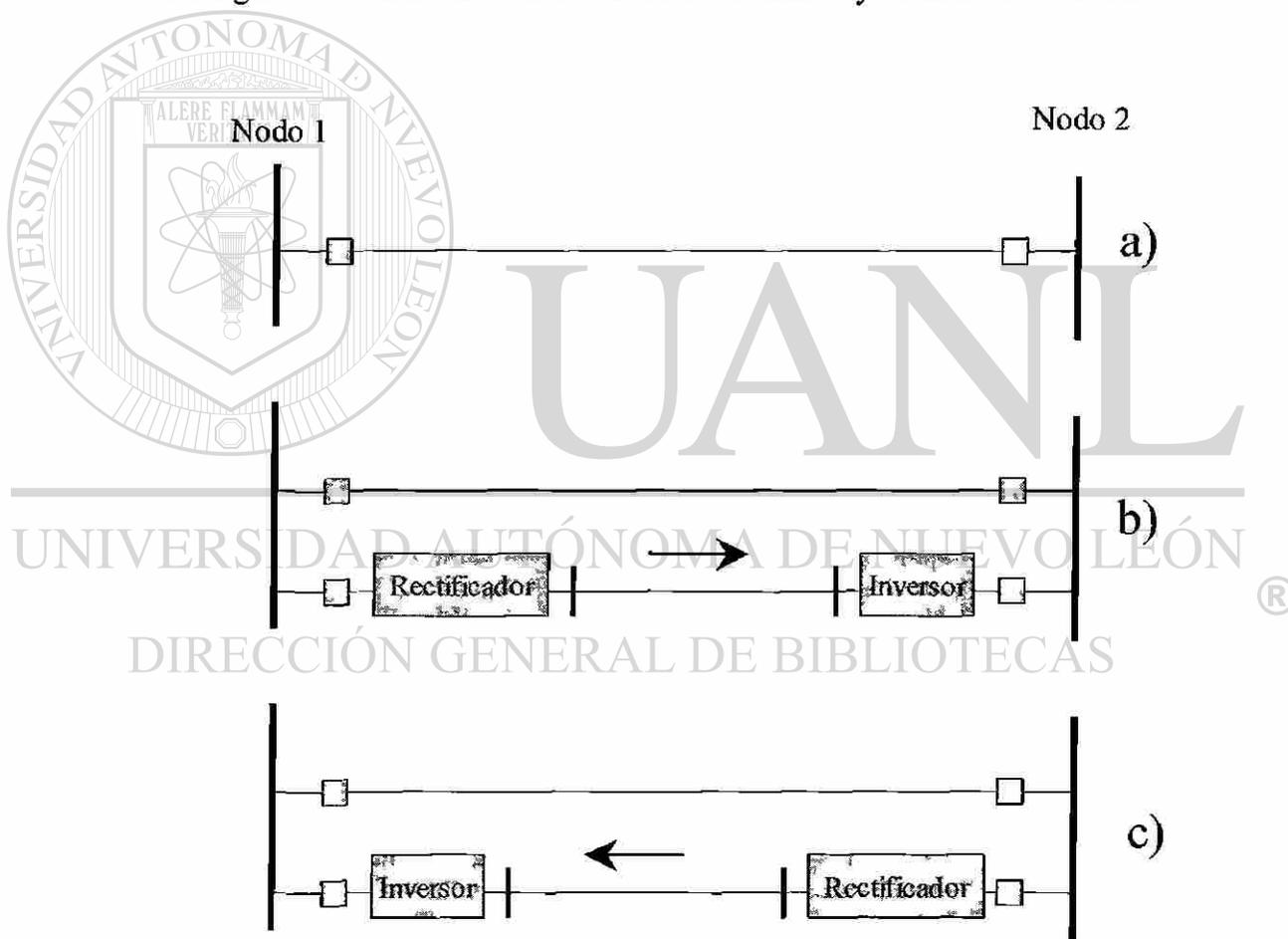


Fig. 4.8. Conexión del enlace HVDC en paralelo con línea existente.
a) Línea original b) $Signo = 0$ c) $Signo = 1$

4.6 OBSERVACIONES SOBRE EL USO DE LOS AG EN LA MÉTODOLÓGÍA PROPUESTA

- Es deseable un tamaño de población grande, con lo que se gana diversidad. La diversidad es básica para la evolución
- Se observó que el proceso de selección de torneo permite la convergencia más rápidamente que la selección por ruleta
- La mutación ayuda a escapar de máximos locales pero una alta probabilidad de mutación podría hacer perder material genético valioso. Para salvar esto y cuando el proceso lo permite, en lugar de detener el proceso de optimización cuando llegue al valor de uno, se puede permitir que se cumplan más generaciones e ir almacenando todos aquellos valores que tienen un desempeño igual a uno, como se explicó en el numeral 4.3.1 Este tipo de búsqueda de conjuntos o nichos de soluciones es muy importante para la planeación de la expansión
- La función de penalización no puede ser muy fuerte, pues esto es una presión negativa sobre la población. Para un mismo conjunto de parámetros, se observó que reiterativamente no convergía, pero al disminuir la constante de la función exponencial decreciente, esto le permitió converger

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CAPÍTULO 5

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN EL SISTEMA DE EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.

5.1 INTRODUCCIÓN

En el capítulo 4 se presentó la estructura de cinco tipos de soluciones usando la nueva metodología planteada, para un problema real de sobrecarga en el SEP de las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPPM). Se consideraron soluciones tanto operativas como desde la planeación de la expansión.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos aplicando la estructura del capítulo 4 con la metodología de manejo de la congestión propuesta. La verificación eléctrica de los resultados de la optimización, se realiza implementando cada caso, incluyendo el caso base, en el software de SEPs DIGSILENT, que es la herramienta que usa la mayor parte de agentes del sector eléctrico en Colombia incluyendo el Centro Nacional de Despacho (CND), el operador central del SIN.

5.2 SOLUCIONES ENCONTRADAS

Por simplicidad en la presentación de resultados no se mostrará todo el sistema colombiano por lo que se mostrarán los diagramas de la red de 110 kV y 220 kV donde se encuentra inmersa la línea de interés Barbosa-Girardota 110 kV. En la Fig 5.1. y en la Fig. 5.2. se presenta el caso base para la red de 110 kV y 220 kV respectivamente. En la red de 110 kV se puede observar la sobrecarga en estudio. La línea tiene una carga de 105.79 %.

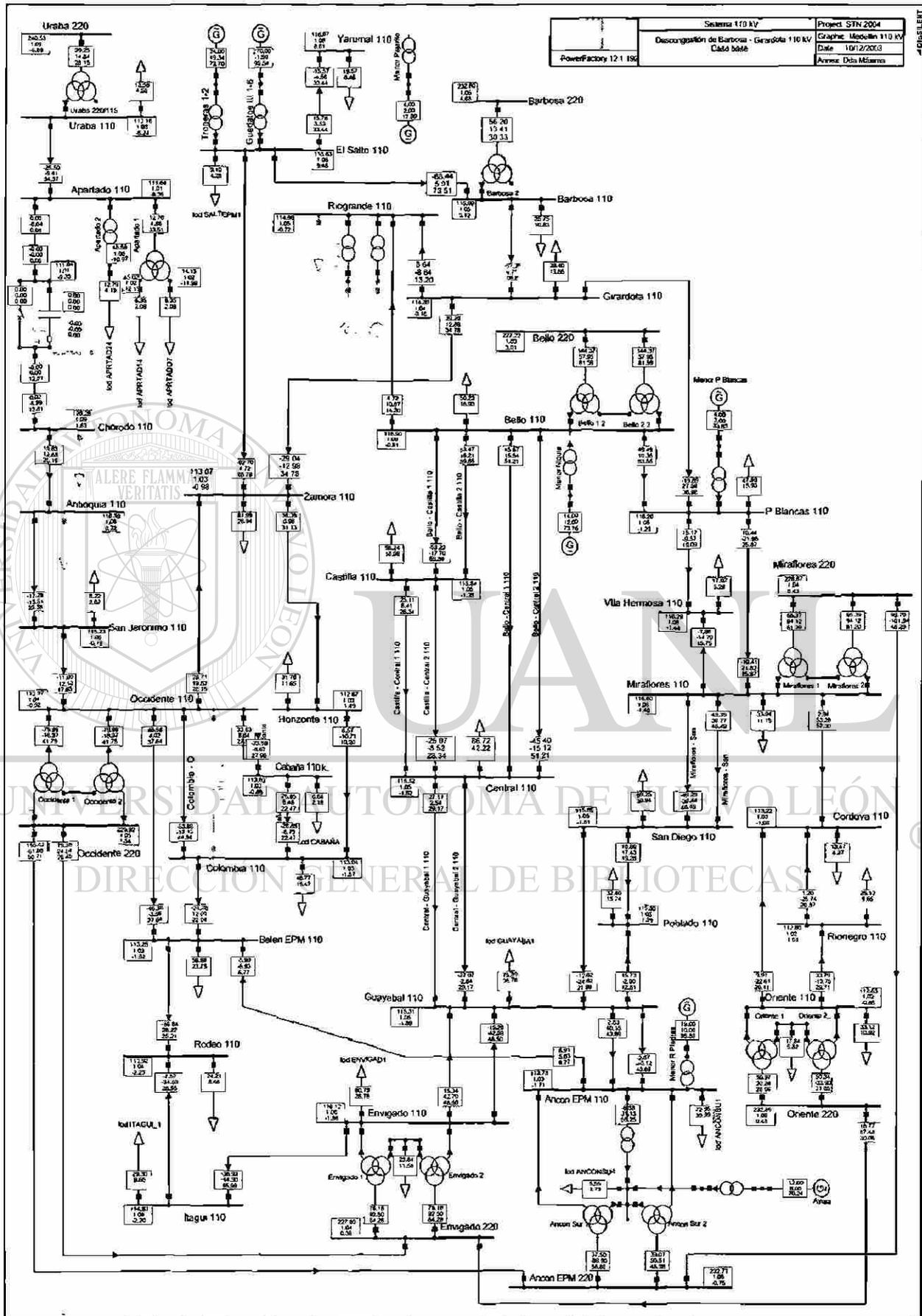


Fig. 5.1. Caso base. Sistema de 110 kV.

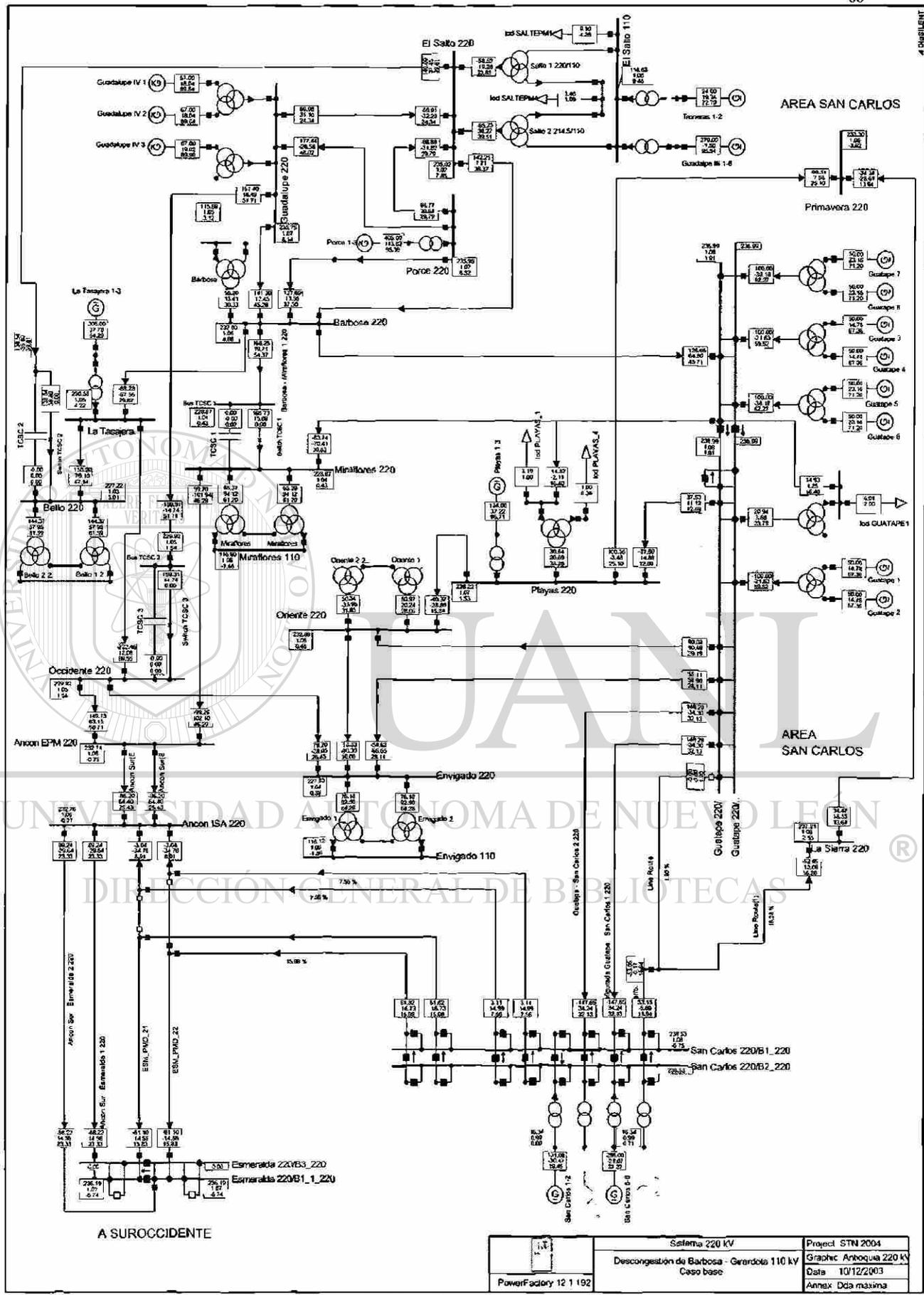


Fig. 5.2. Caso Base. Sistema 220 kV.

	Sistema 220 kV	Project STN 2004
	Descongestión de Barbosa - Gerardota 110 kV	Graphic Arboquea 220 kV
	Caso base	Data 10/12/2003
		Annex Dda máxima

5.2.1 UBICACIÓN DE UN TCSC

Se encontraron tres líneas como factibles ubicaciones para solucionar el problema de sobrecarga ubicando un solo TCSC. En la Tabla 5.1. se presentan las líneas, sus reactancias y corriente nominal máxima sin contingencia, los valores en p.u. del TCSC asociado, entregados por la optimización con su respectivo valor en ohmios y los valores de MVA del TCSC operando a corriente nominal.

TABLA 5.1. PARÁMETROS DE LÍNEAS Y TCSC PARA DESCONGESTIÓN CON UN TCSC

Línea	X_{LINEA} (Ω)	I_{MAX} (A)	X_{TCSC} (pu)	X_{TCSC} (Ω)	$MVA_{TCSC}^{I_{max}}$
Barbosa-Miraflores 220 kV	23.86	777	-0.57	-13.60	8.21
Salto-Bello 220 kV	33.38	915	-0.79	-26.27	21.99
Guadalupe IV-Occidente 220 kV	39.32	777	-0.61	-23.87	14.41

Nótese que el valor en p.u. del TCSC sea grande o pequeño, por si solo, no es un argumento de decisión para elegir una opción. Además del valor en ohmios de reactancia de un TCSC, los MVA que representa una reactancia y el amperaje máximo, pueden ser valores decisivos en el momento de elección de un proyecto.

En las Fig. 5.3 a 5.8 se presentan los diagramas en DIgSILENT con los resultados de las redes de 110 kV y 220 kV para cada ubicación y valor del TCSC

En la Fig. 5.9. se muestra el perfil de voltajes nodales y en las Fig.5.10 y 5.11. se muestra el perfil de carga de la líneas de 110 kV y 220 kV respectivamente para el caso base y los tres posibles ubicaciones planteadas para un TCSC.

En la Fig. 5.12 se presenta un diagrama unifilar con la línea sobrecargada resaltada y las tres posibles ubicaciones del TCSC.

Puede verse que las tres alternativas mantienen el perfil de voltaje adecuado y logran descargar la línea Barbosa-Girardota 110 kV. Ya se mencionó en el capítulo 4 que además soportan las ocho contingencias sencillas de la Tabla 4.1. Todas mueven el perfil de carga de las líneas de diferente modo:

- El TCSC en Barbosa - Miraflores 220 kV, aumenta el uso del corredor Barbosa-Miraflores-Ancón 220 kV y del corredor Miraflores-San Diego-Poblado 110 kV. Esto lleva a una disminución del uso del corredor Barbosa-Tasajera-Occidente-Ancón 220 kV y del corredor Bello-Castilla-Central-Guayabal-Poblado 110 kV.
- El TCSC en la línea Salto-Bello 220 kV además de aumentar el nivel de carga en el propio Salto-Bello 220 kV, con esta inyección aumenta la carga en el corredor de Bello-Castilla-Central-Guayabal 110 kV, lo cual lleva a descargar los enlaces a 220 kV de Barbosa, la línea Tasajera-Bello 220 kV, el corredor Bello-Piedras Blancas-Villa Hermosa 110 kV y las líneas a 110 kV Salto-Barbosa, Salto-Zamora, Miraflores-San Diego 1 y 2 y ligeramente el enlace doble Envigado-Guayabal 110 kV.
- El TCSC en Guadalupe IV-Occidente 220 kV disminuye también el uso del corredor Bello-Castilla-Central-Guayabal 110 kV, de los enlaces a 220 kV de Barbosa y del corredor Occidente-Tasajera-Barbosa-Miraflores-Ancón 220 kV a partir de un aumento en el uso del corredor Guadalupe IV-Occidente- Ancón 220 kV.

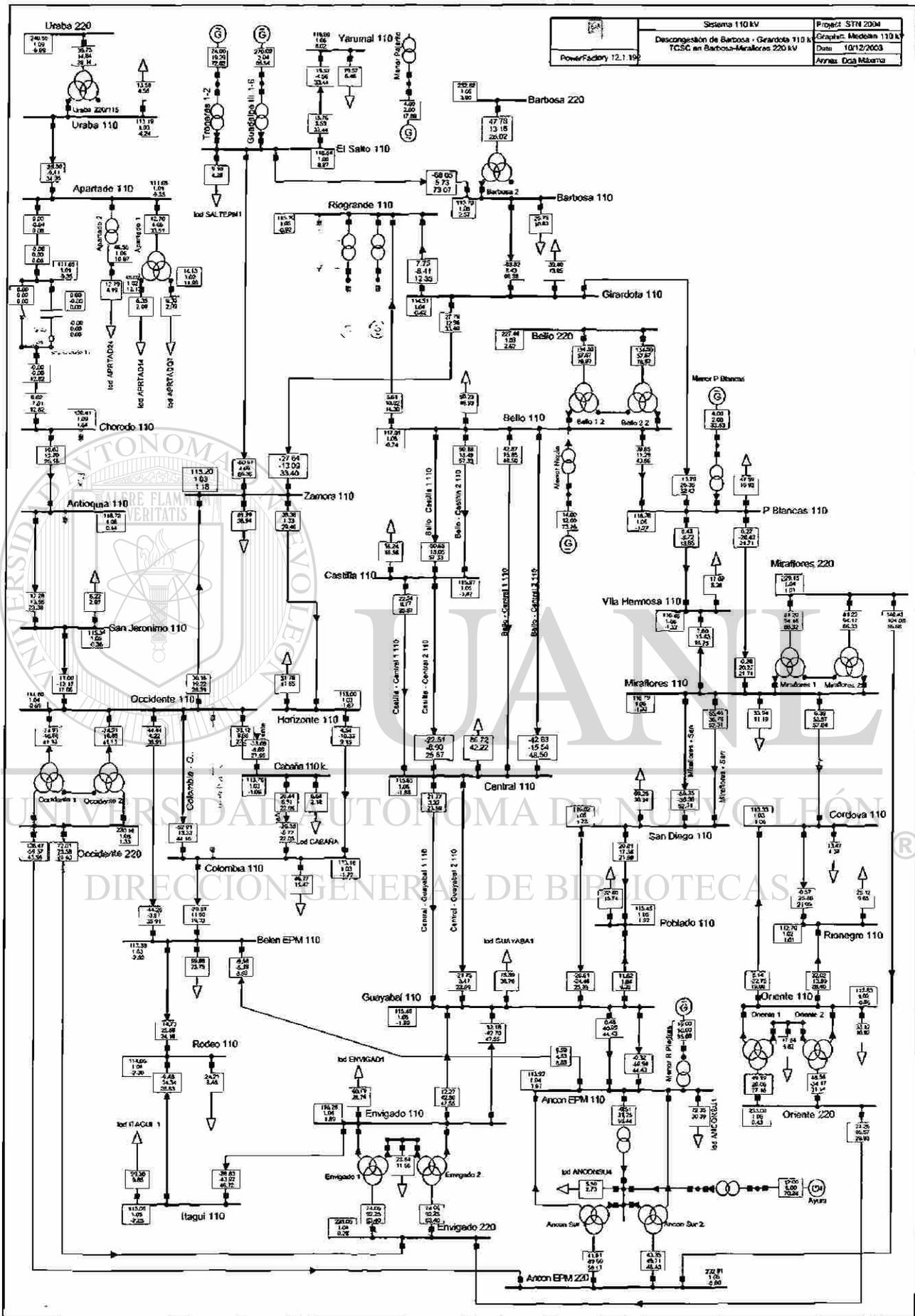


Fig. 5.3. TCSC en línea Barbosa-Miraflores 220 kV. Red de 110 kV.

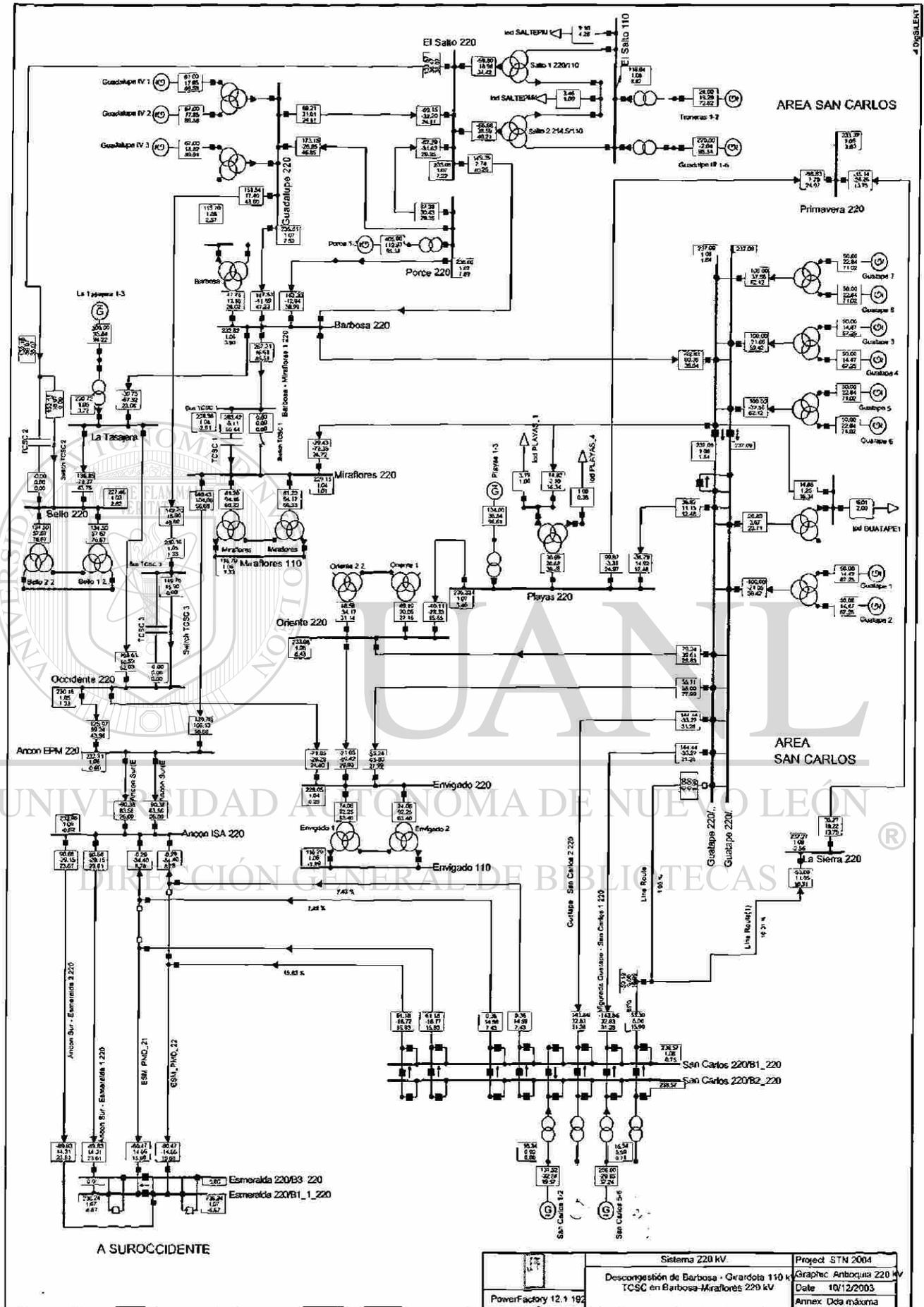


Fig. 5.4. TCSC en línea Barbosa-Miraflores 220 kV. Red de 220 kV.

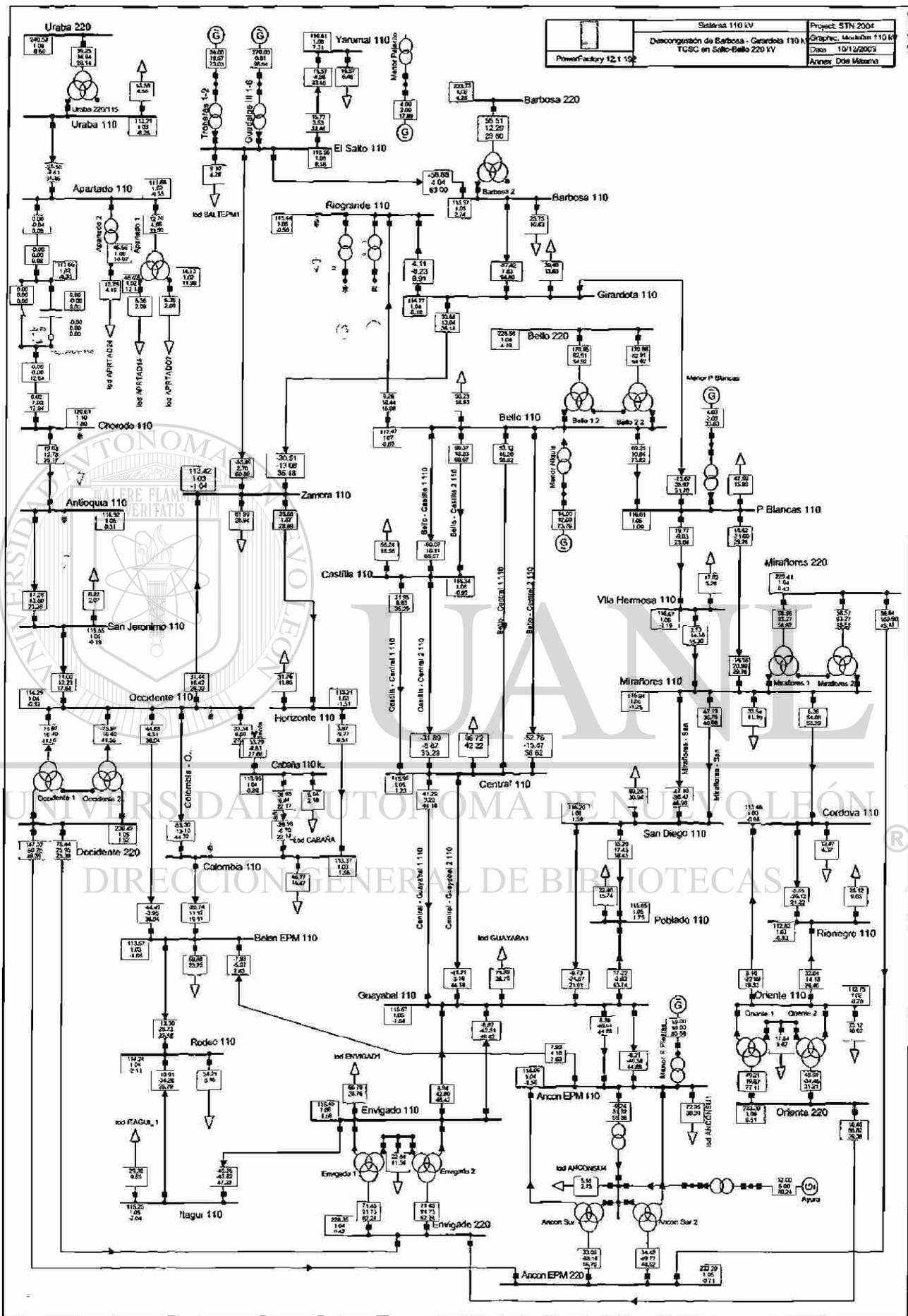


Fig. 5.5. TCSC en línea Salto-Bello 220 kV. Red de 110 kV.

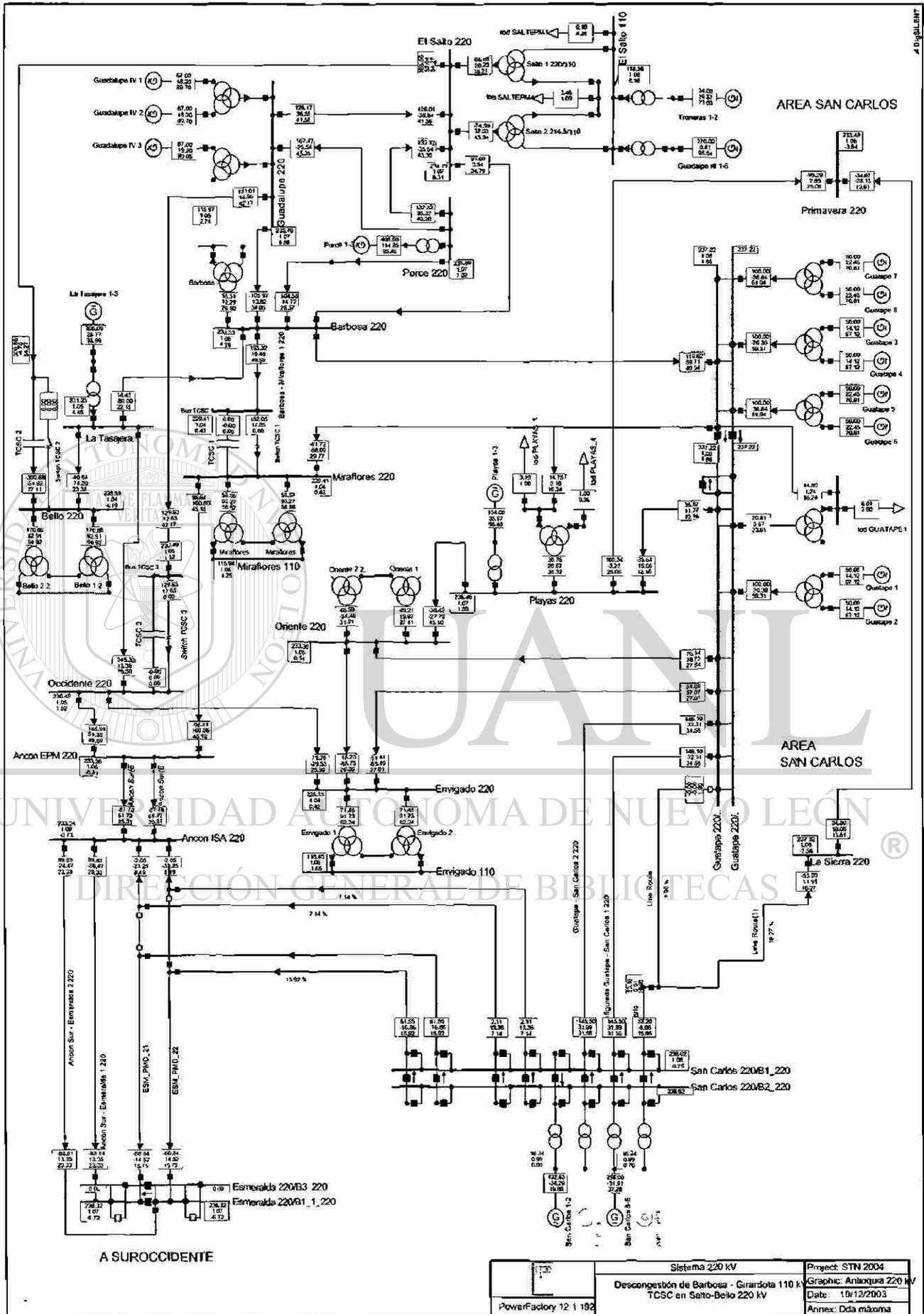


Fig. 5.6. TCSC en línea Salto-Bello 220 kV. Red de 220 kV.

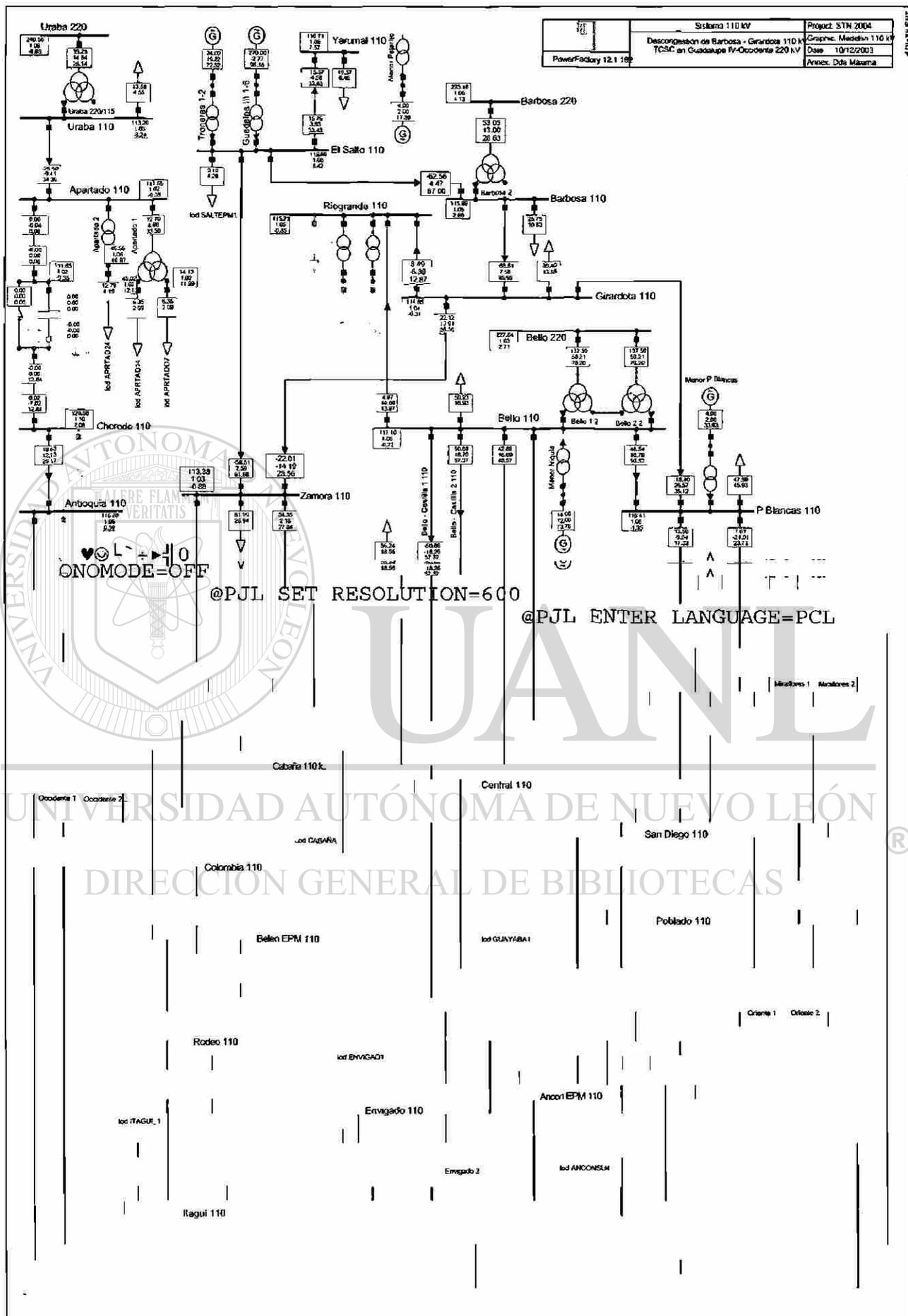


Fig. 5.7. TCSC en línea Guadalupe IV - Occidente 220 kV. Red de 110 kV.

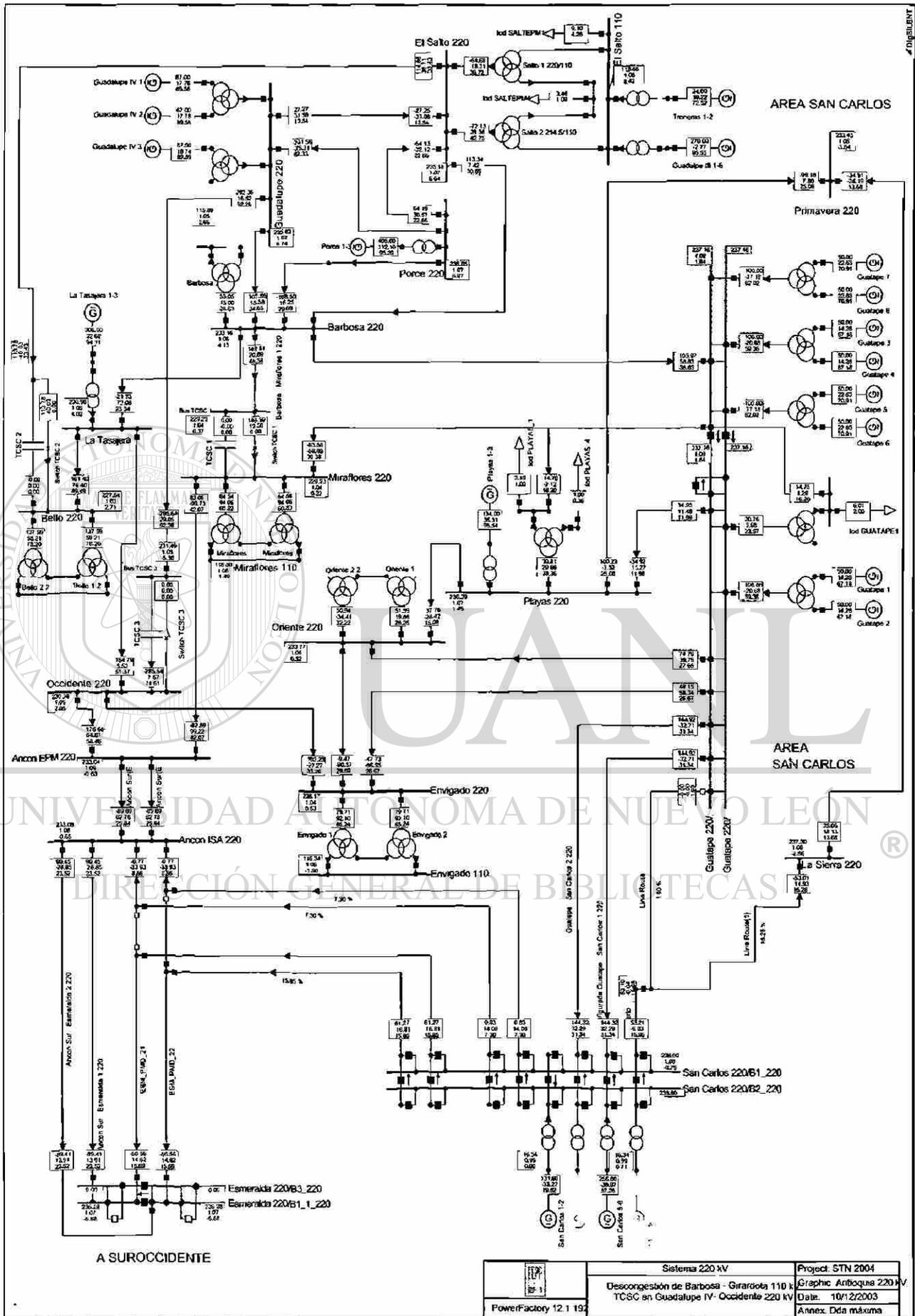


Fig. 5.8. TCSC en línea Guadalupe IV - Occidente 220 kV. Red de 220 kV.

	Sistema 220 kV	Proyect. STN 2004
	Desconexión de Barbosa - Girarota 110 kV	Graphic Antibuque 220 kV
	TCSC en Guadalupe IV - Occidente 220 kV	Date: 10/12/2003
PowerFactory 12.1.19		Annex. Dda máxima

Perfil de voltajes con un TCSC

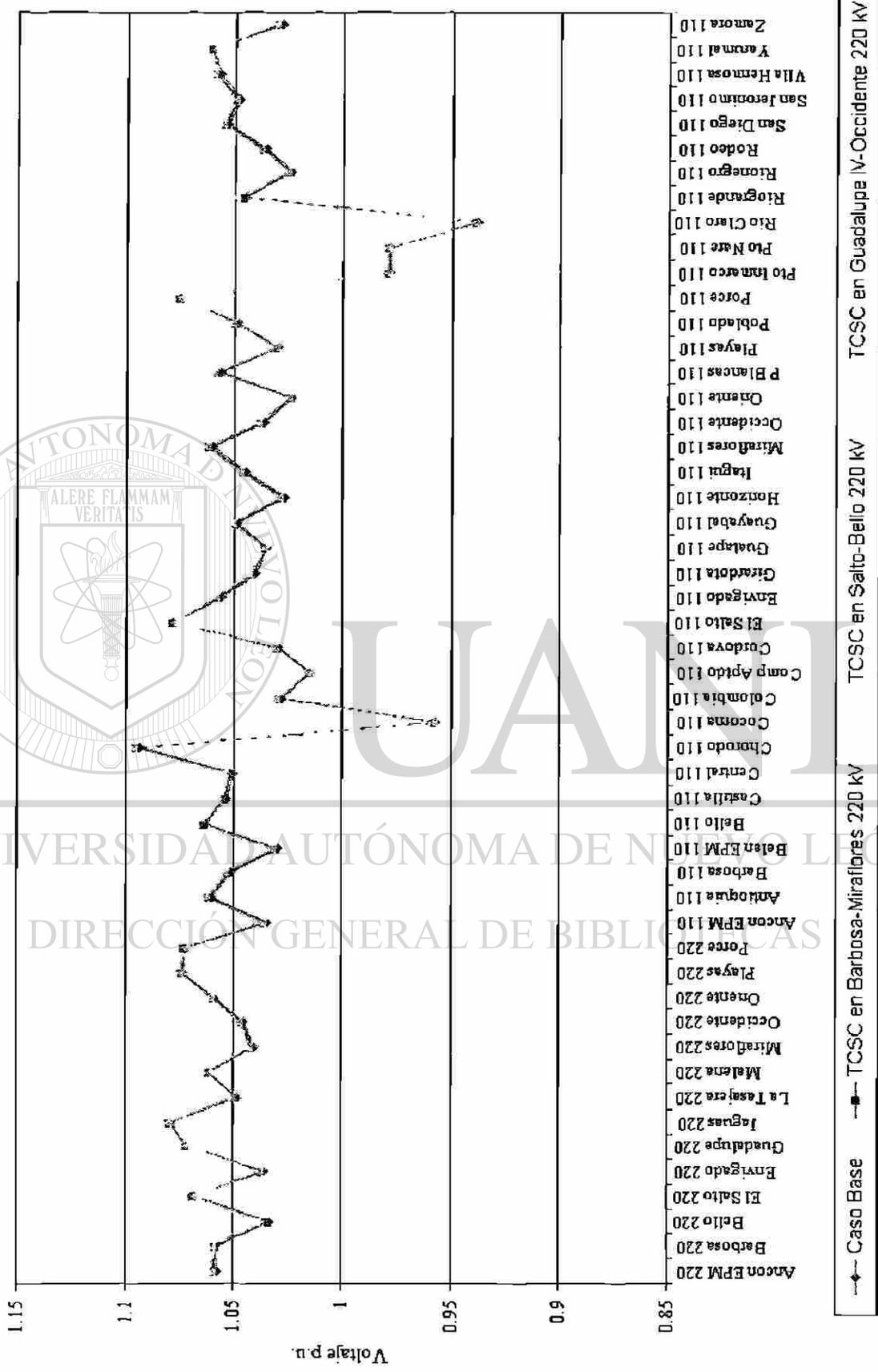


Fig. 5.9. Perfil de voltajes nodales para las diferentes alternativas de ubicación de un TCSC

Nivel de Carga en Líneas 110 kV con un TCSC

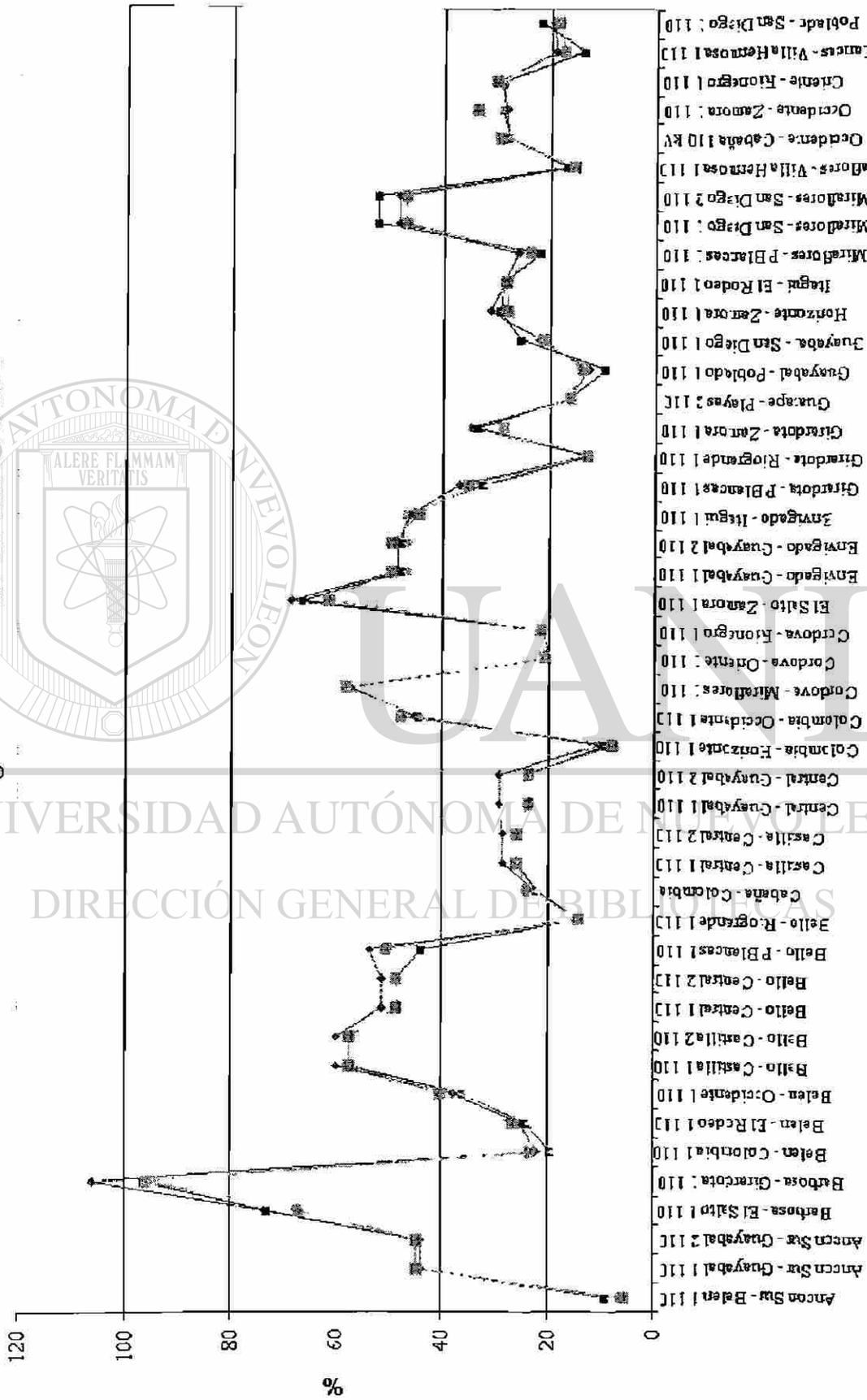


Fig. 5.10. Nivel de carga en líneas de 110 kV para las tres alternativas de ubicación de un TCSC

Nivel de Carga en Líneas de 220 kV con un TCSC

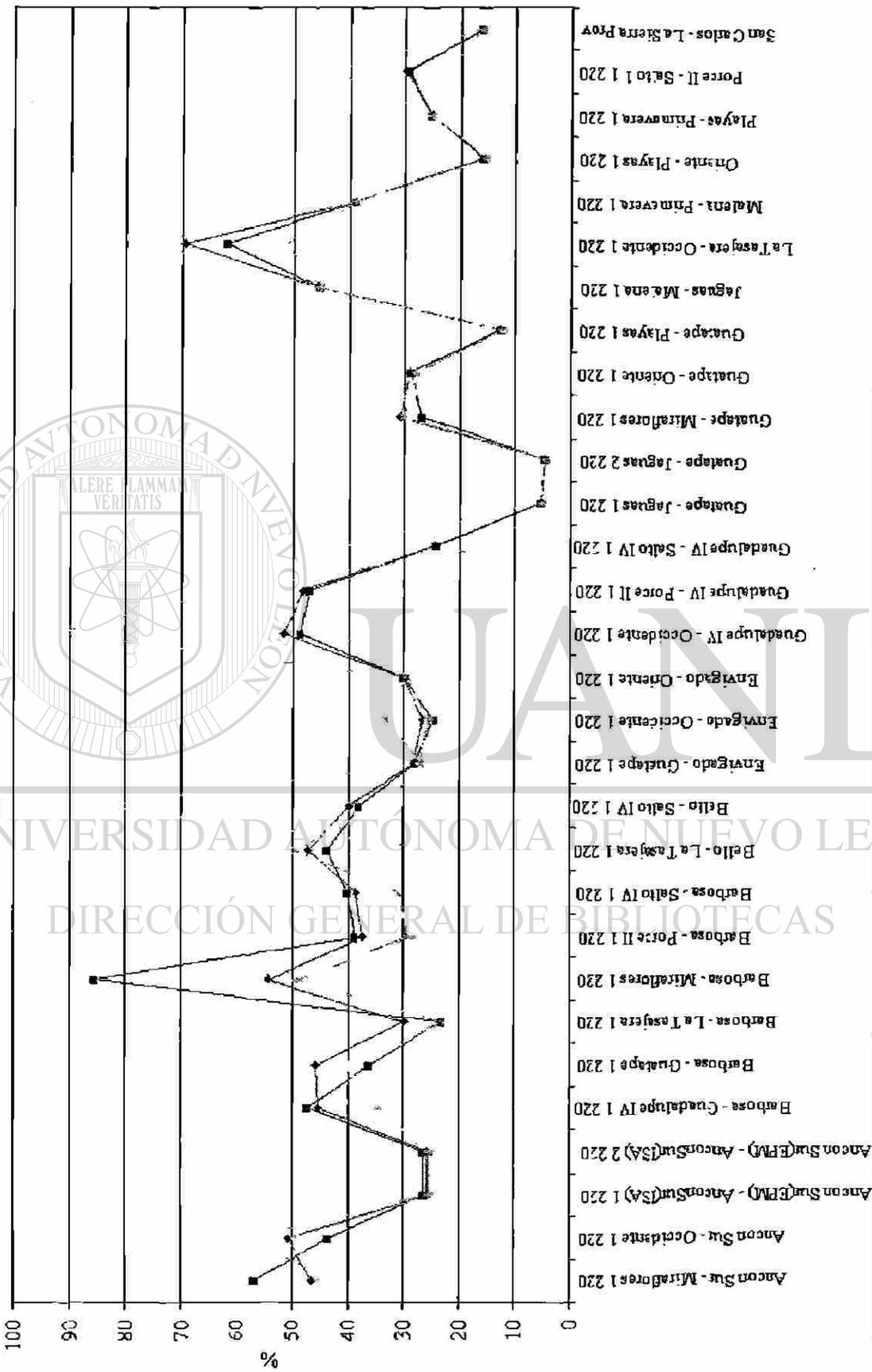


Fig. 5.11. Nivel de carga en líneas de 220 kV para las tres alternativas de ubicación de un TCSC

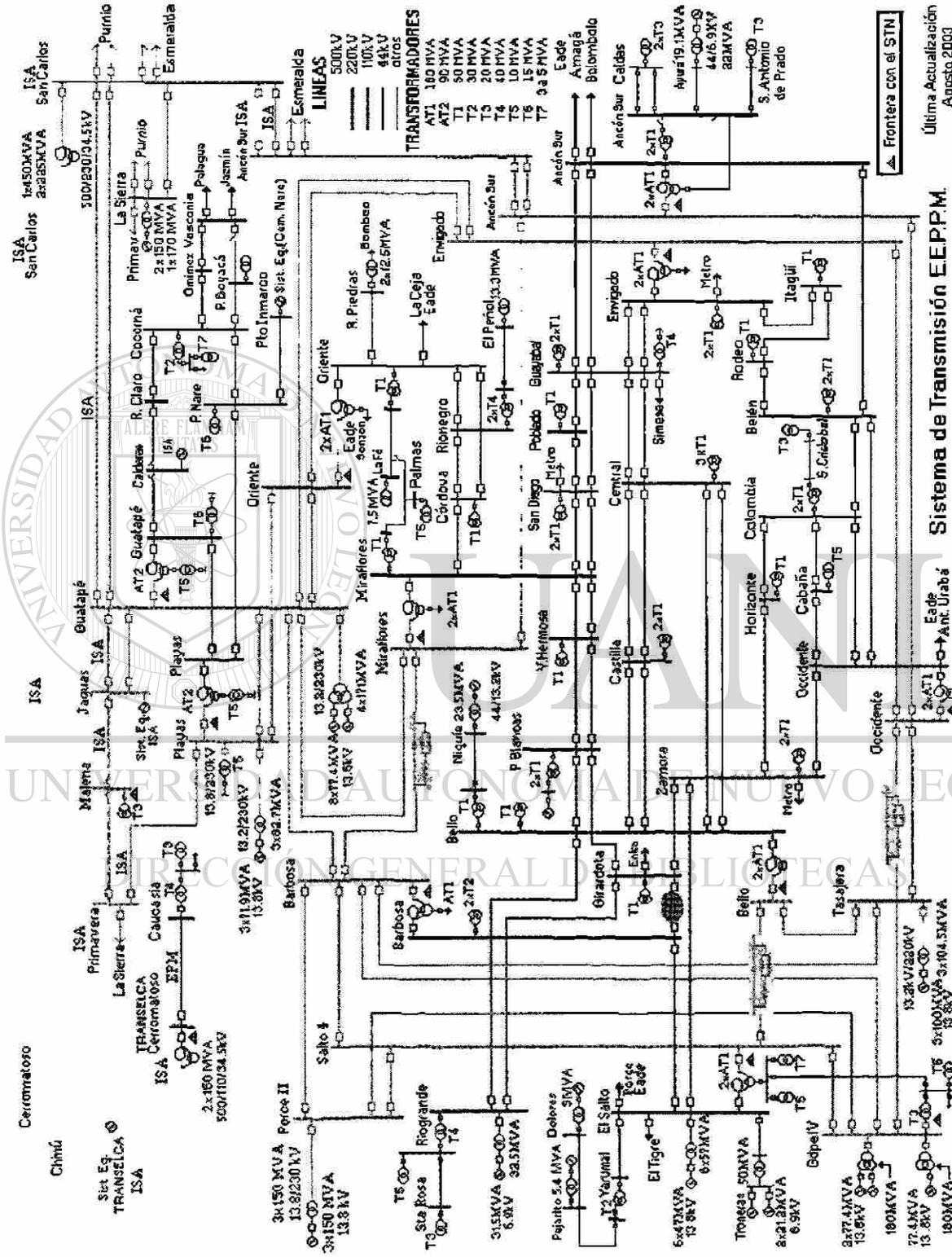


Fig. 5.12. Unifilar de EEP.M con posibles ubicaciones de un TCSC para descongestión de Barbosa-Girardota 110 kV

5.2.2 UBICACIÓN DE DOS TCSC

Se encontraron cuatro ubicaciones posibles formando tres combinaciones que solucionan la sobrecarga de la línea Barbosa-Girardota 110 kV. En la Tabla 5.2. se muestran las cuatro líneas con sus valores de reactancia y la corriente máxima de línea, la reactancia del TCSC en p.u entregada por la optimización, la reactancia del TCSC en Ohms y los MVA del TCSC a la corriente máxima de línea

TABLA 5.2. PARÁMETROS DE LÍNEAS Y TCSC PARA DESCONGESTIÓN CON DOS TCSC

Línea	X_{LINEA} (Ω)	I_{MAX} (A)	X_{TCSC} (pu)	X_{TCSC} (Ω)	MVA_{TCSC}^{Imax}
Barbosa - Miraflores 220 kV	23.86	777	0.40	9.55	5.76
Tasajera - Occidente 220 kV	11.08	805	0.50	5.54	3.59
Guadalupe IV - Occidente 220 kV	39.32	777	0.50	19.66	11.87
Salto - Zamora 110 kV	37.70	467	0.27	10.05	2.19

En la Tabla 5.3 se presentan las tres alternativas para ubicación de dos TCSC. Los valores del TCSC son los presentados en la Tabla 5.2.

TABLA 5.3. COMBINACIONES DE LÍNEAS PARA DESCONGESTIÓN CON DOS TCSC

Opción	Línea TCSC 1	Línea TCSC 2
1	Guadalupe IV - Occidente 220 kV	Salto - Zamora 110 kV
2	Guadalupe IV - Occidente 220 kV	Tasajera-Occidente 220 kV
3	Tasajera-Occidente 220 kV	Barbosa-Miraflores 220 kV

En las Fig. 5.13 a 5.18 se presentan los diagramas en DIGSILENT con los resultados de las redes de 110 kV y 220 kV para cada ubicación y valor de los dos TCSC

En la Fig. 5.19. se muestra el perfil de voltajes nodales y en las Fig.5.20 y 5.21. se muestra el perfil de carga de las líneas de 110 kV y 220 kV respectivamente para el caso base y las tres posibles ubicaciones planteadas para dos TCSC.

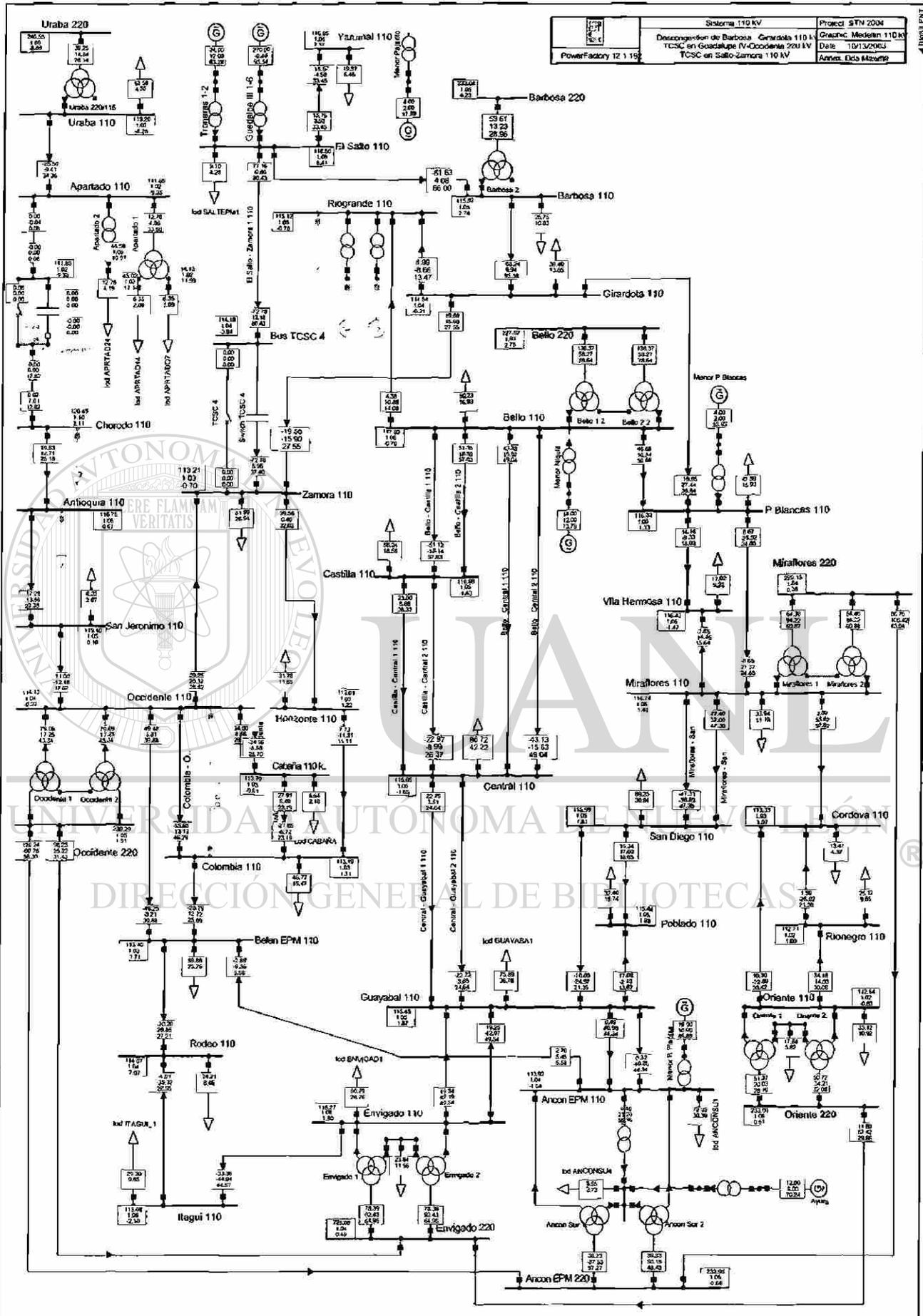


Fig. 5.13. TCSC en líneas Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Salto - Zamora 110 kV. Red 110 kV

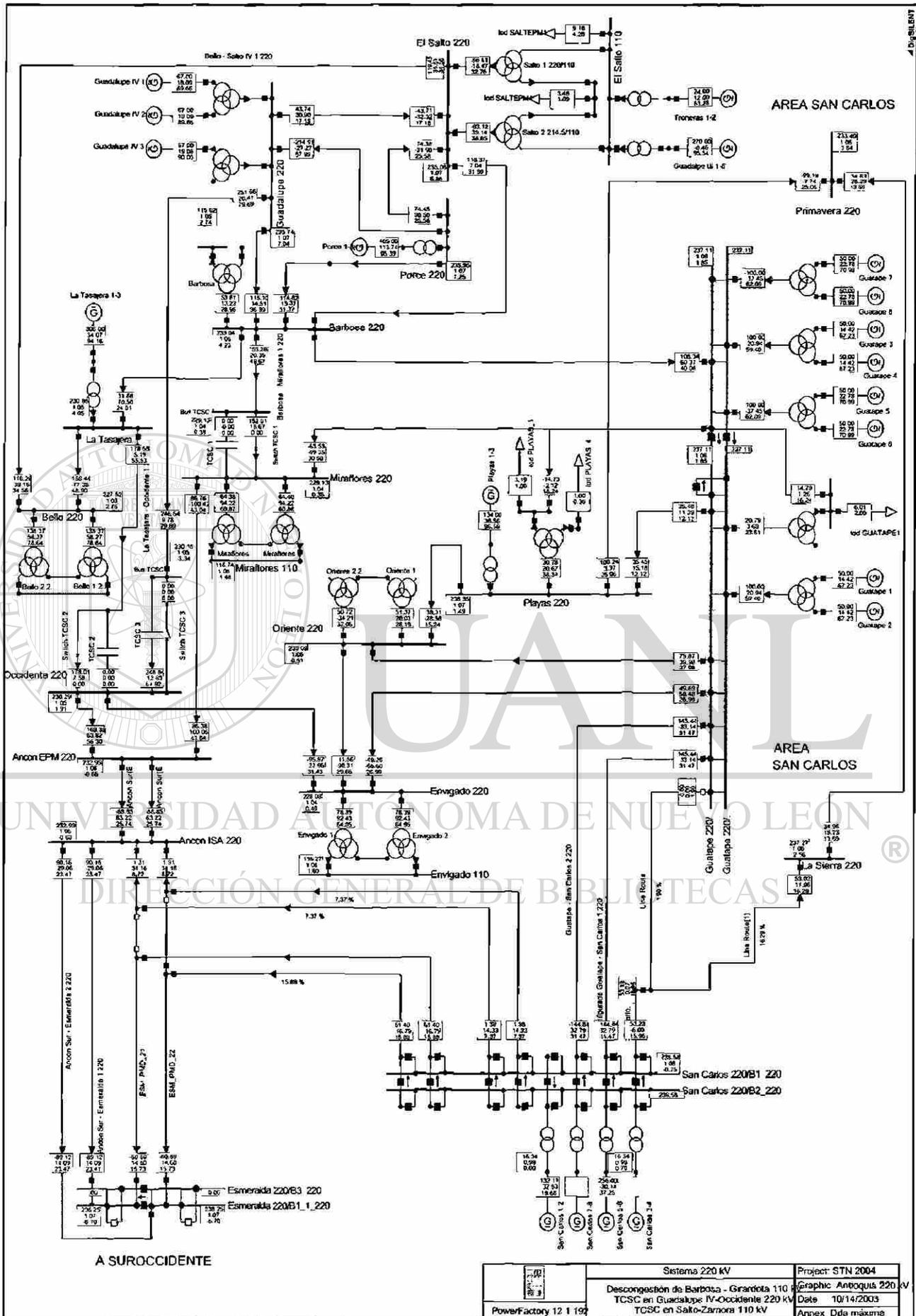


Fig. 5.14. TCSC en líneas Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Salto - Zamora 110 kV. Red 220 kV

	Sistema 220 kV Desconexión de Barbota - Grandota 110 TCSC en Guadalupe IV-Occidente 220 kV TCSC en Salto-Zamora 110 kV	Project: STN 2004 Graphic: Antequero 220 kV Date: 10/14/2003 Annex: Dda máxima
	PowerFactory 12.1.197	

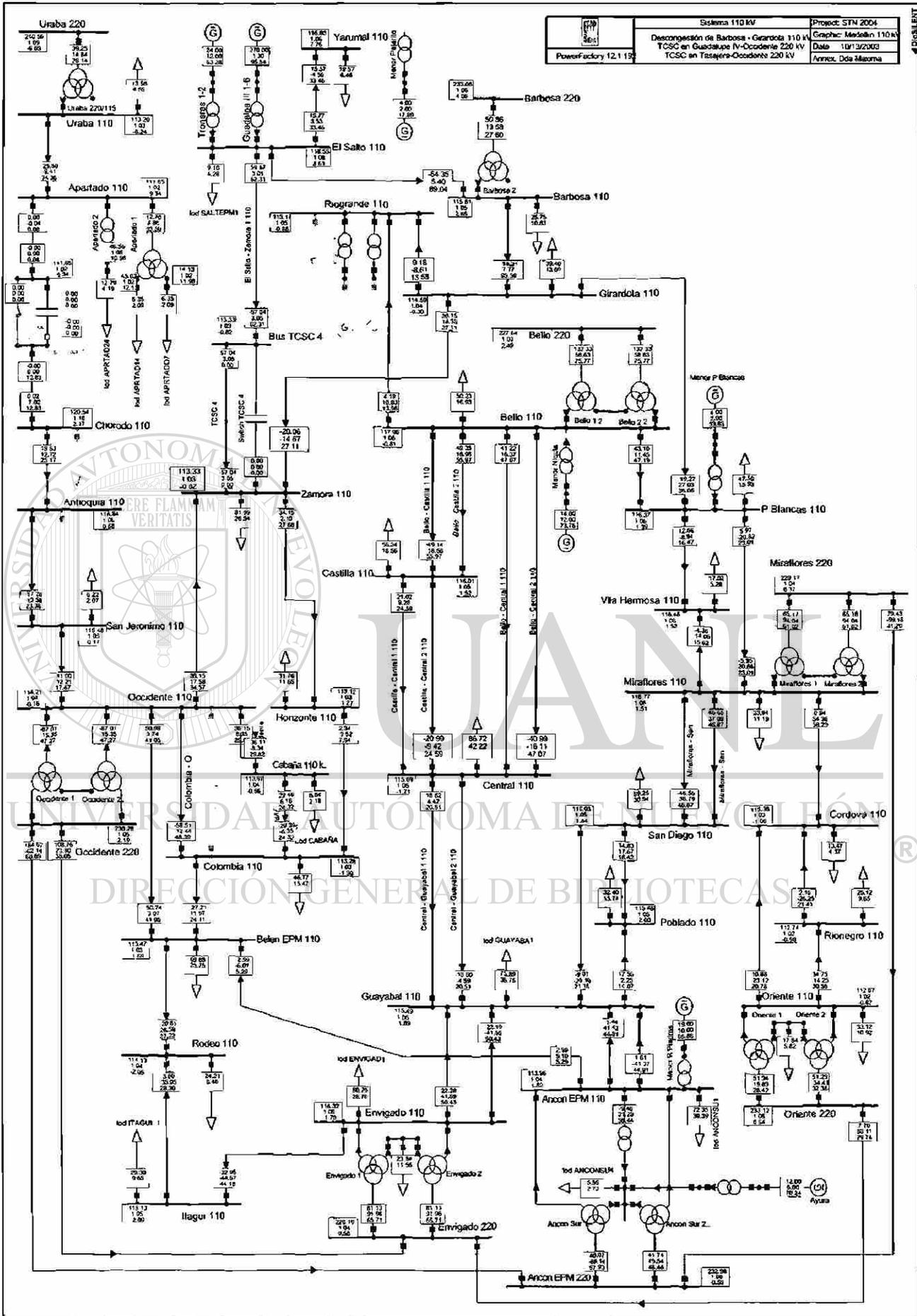


Fig. 5.15. TCSC en líneas Guadalupe IV-Occidente 220 kV y Tasajera-Occidente 220 kV. Red 110 kV.

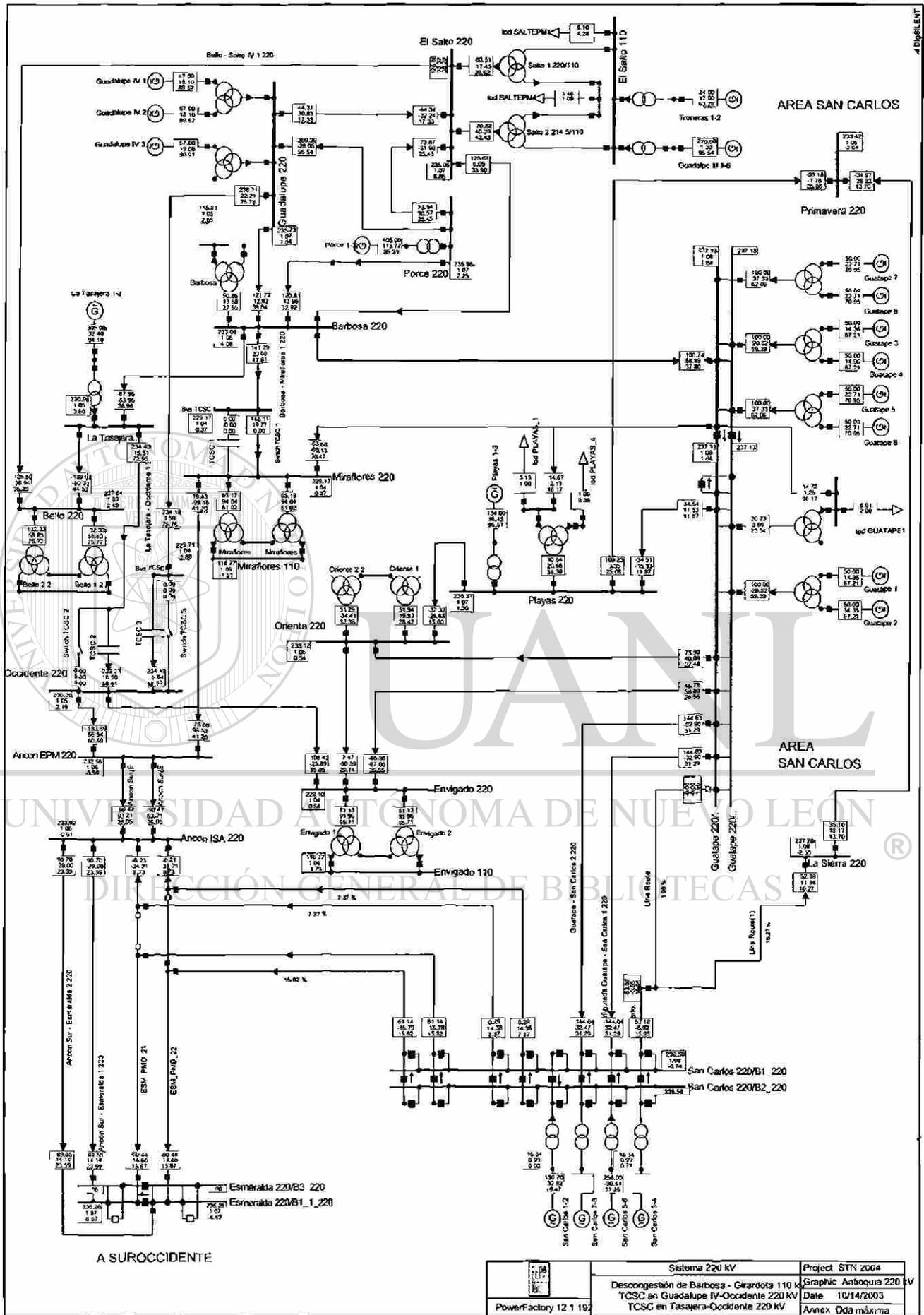
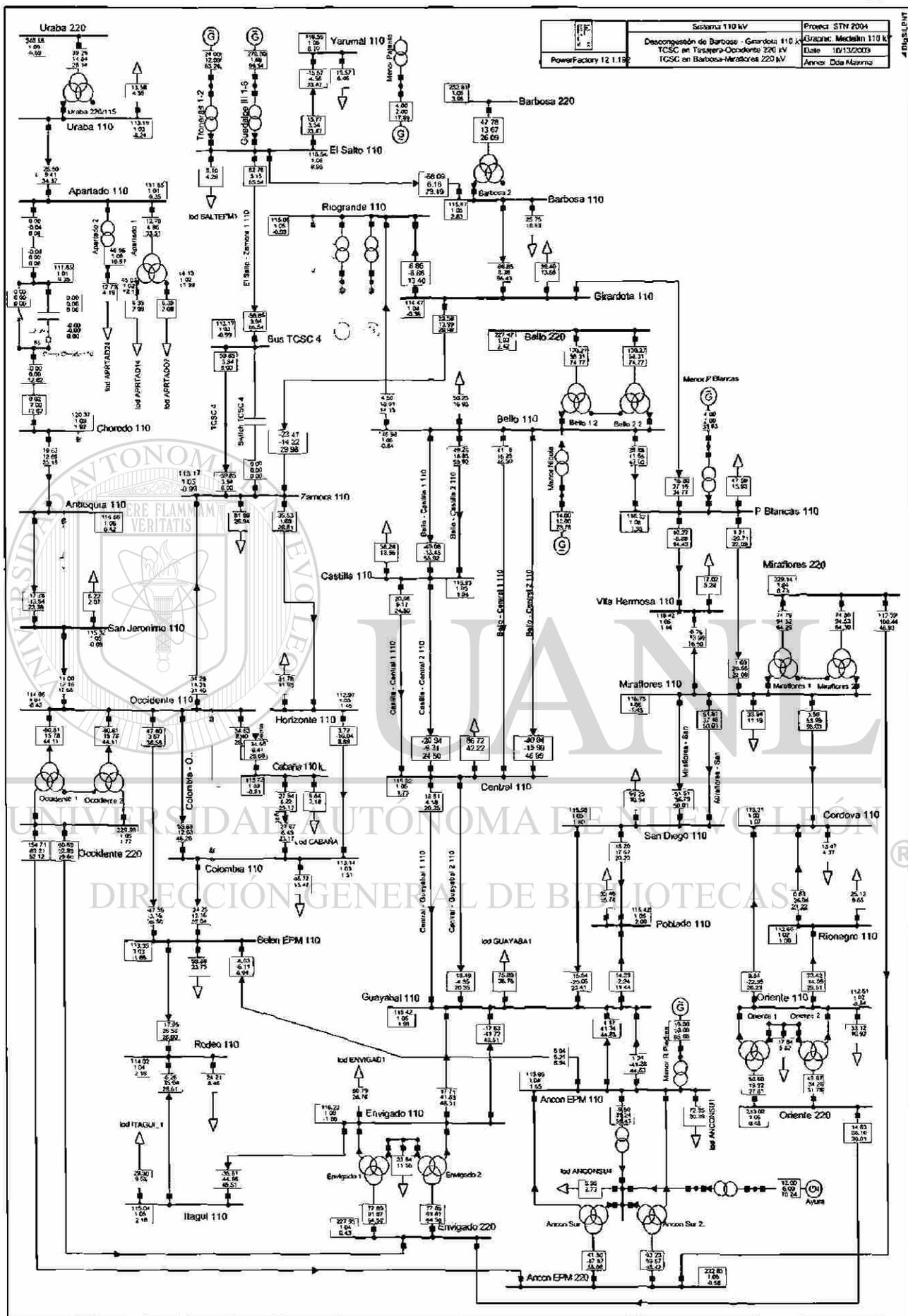


Fig. 5.16. TCSC en líneas Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Tasajera-Occidente 220 kV.Red de 220 kV

PowerFactory 12.1.192	Sistema 220 kV Descarga de Barbosa - Girardota 110 kV TCSC en Guadalupe IV-Occidente 220 kV TCSC en Tasajera-Occidente 220 kV	Project: STN 2004 Graphic: Antioquia 220 kV Date: 10/14/2003 Annex: Oda máxima



PowerFactory 12.1.19	Sistema 110 kV	Proyct. STN 2004
	Descongestión de Barbosa - Girardota 110 kV	Gráfico: Medellín 110 kV
	TCSC en Tasajera-Occidente 220 kV	Date: 10/13/2009
	TCSC en Barbosa-Miraflores 220 kV	Annex: Ota Mazuma

Fig. 5.17. TCSC en líneas Tasajera-Occidente 220 kV y Barbosa - Miraflores 220 kV.Red de 110 kV

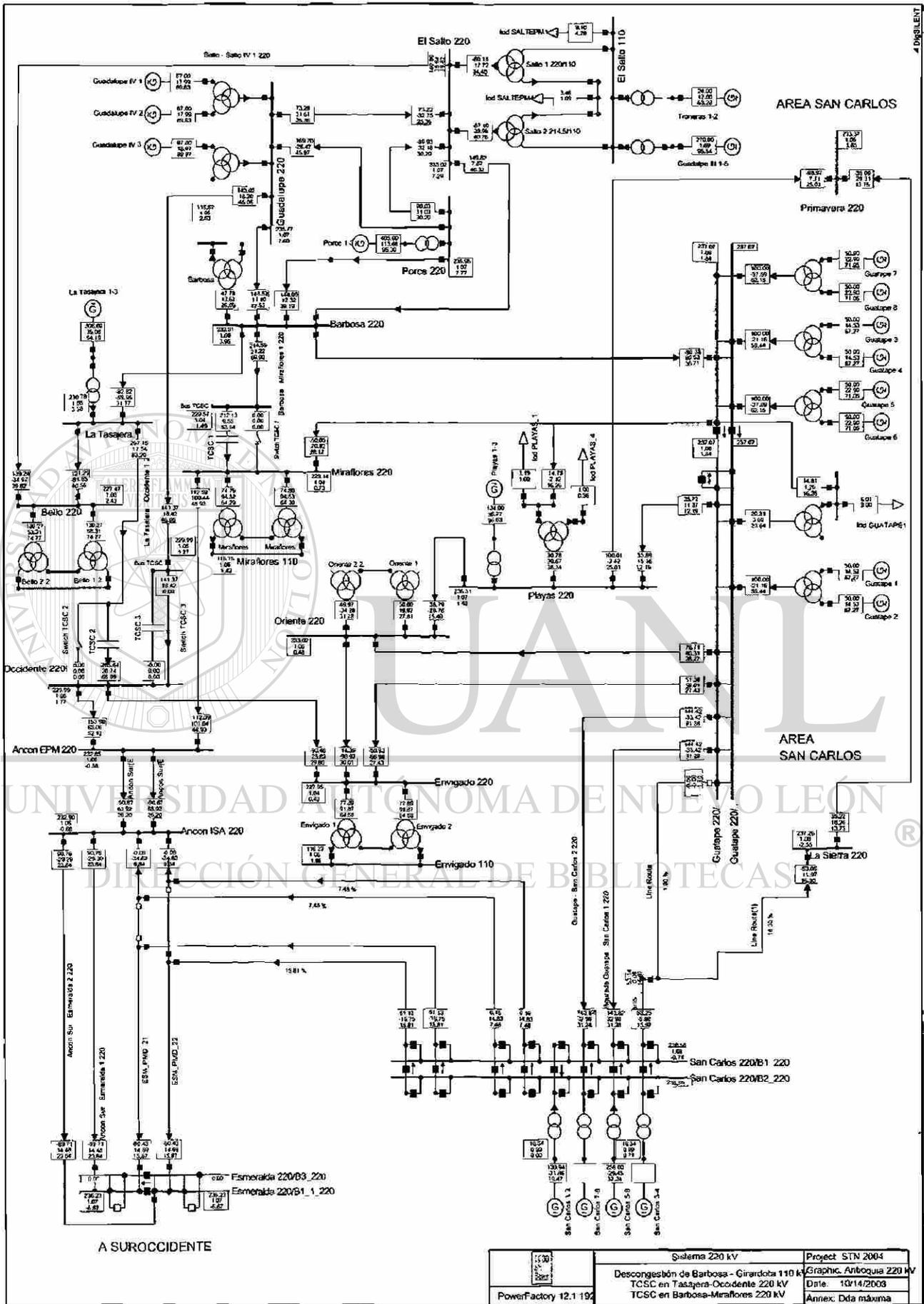
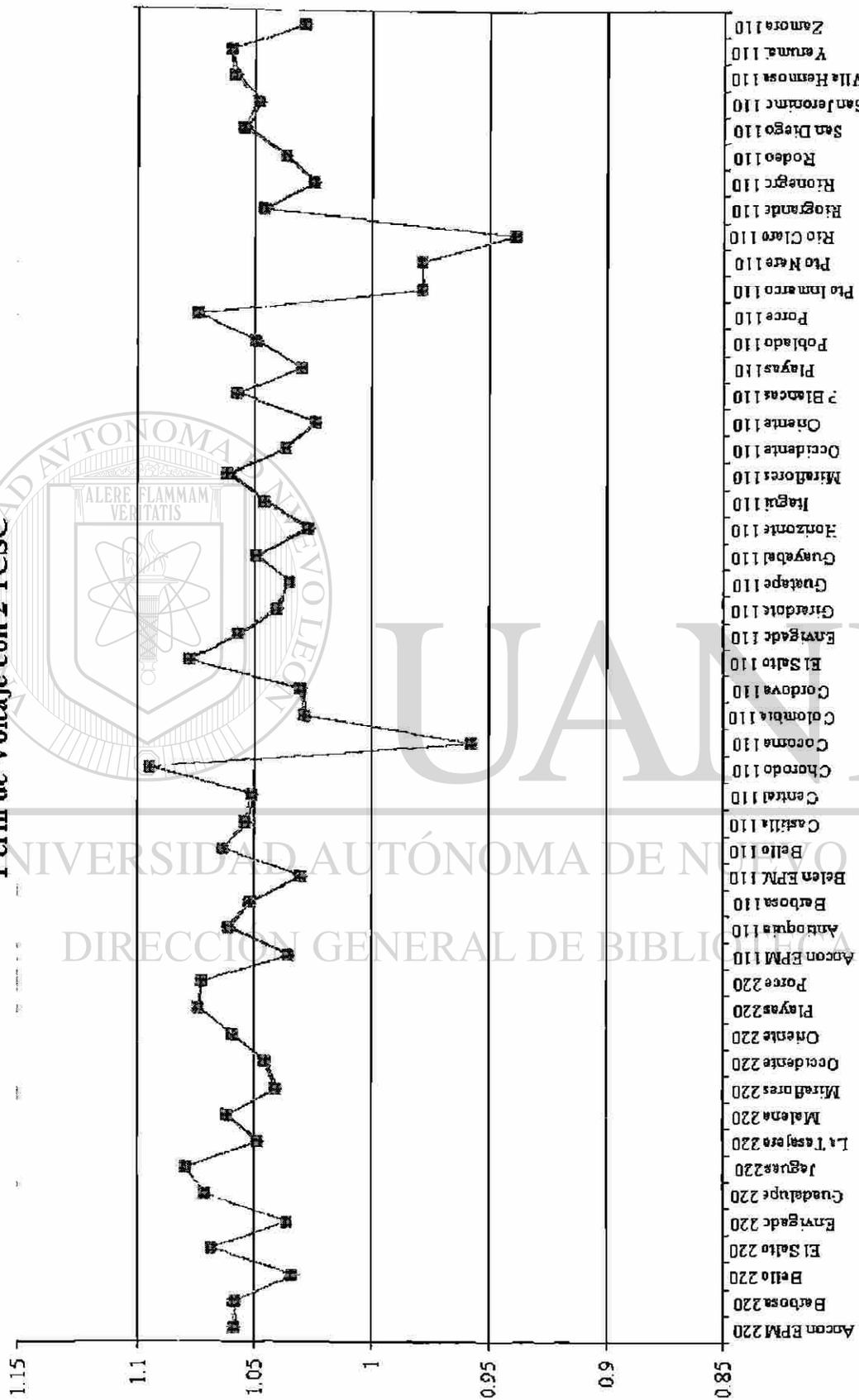


Fig. 5.18. TCSC en líneas Tasajera-Occidente 220 kV y Barbosa – Miraflores 220 kV. Red de 220 kV

	Sistema 220 kV Descongestión de Barbosa – Girardota 110 kV TCSC en Tasajera-Occidente 220 kV TCSC en Barbosa-Miraflores 220 kV	Project: STN 2004 Graphic: Antioquia 220 kV Date: 10/14/2003 Annex: Dda máxima
	PowerFactory 12.1.19	
	87	

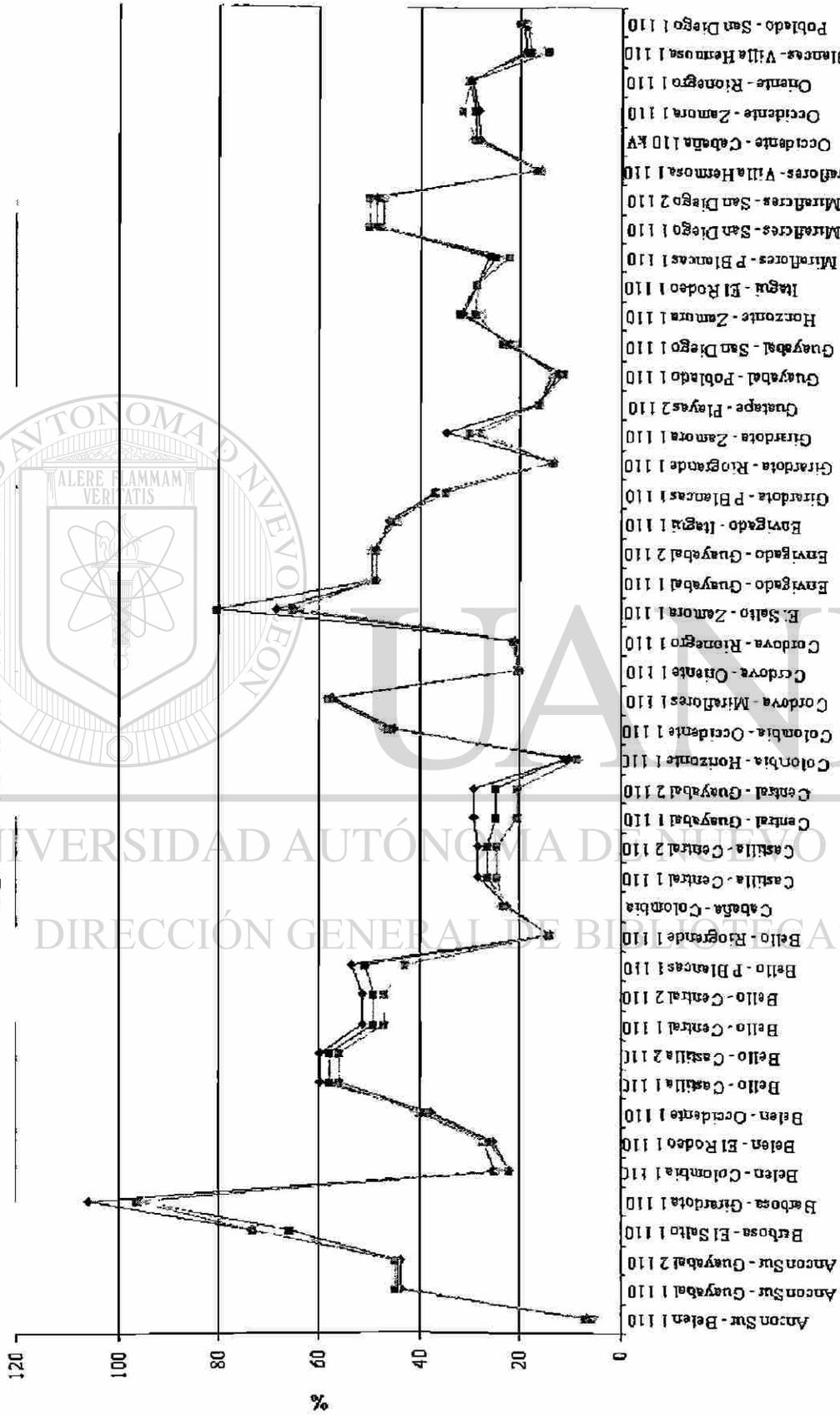
Perfil de Voltaje con 2 TCSC



—◆— Caso base
 - - - ■ - - TCSC en Guadalupe IV-Occidente 220 kV y Salto-Zamora 110 kV
 - - - ■ - - TCSC en Tasajera-Occidente 220 kV y en Barbosa-Miraflores 220 kV

Fig. 5.19. Perfil de voltajes nodales para las diferentes alternativas de ubicación de DOS TCSC

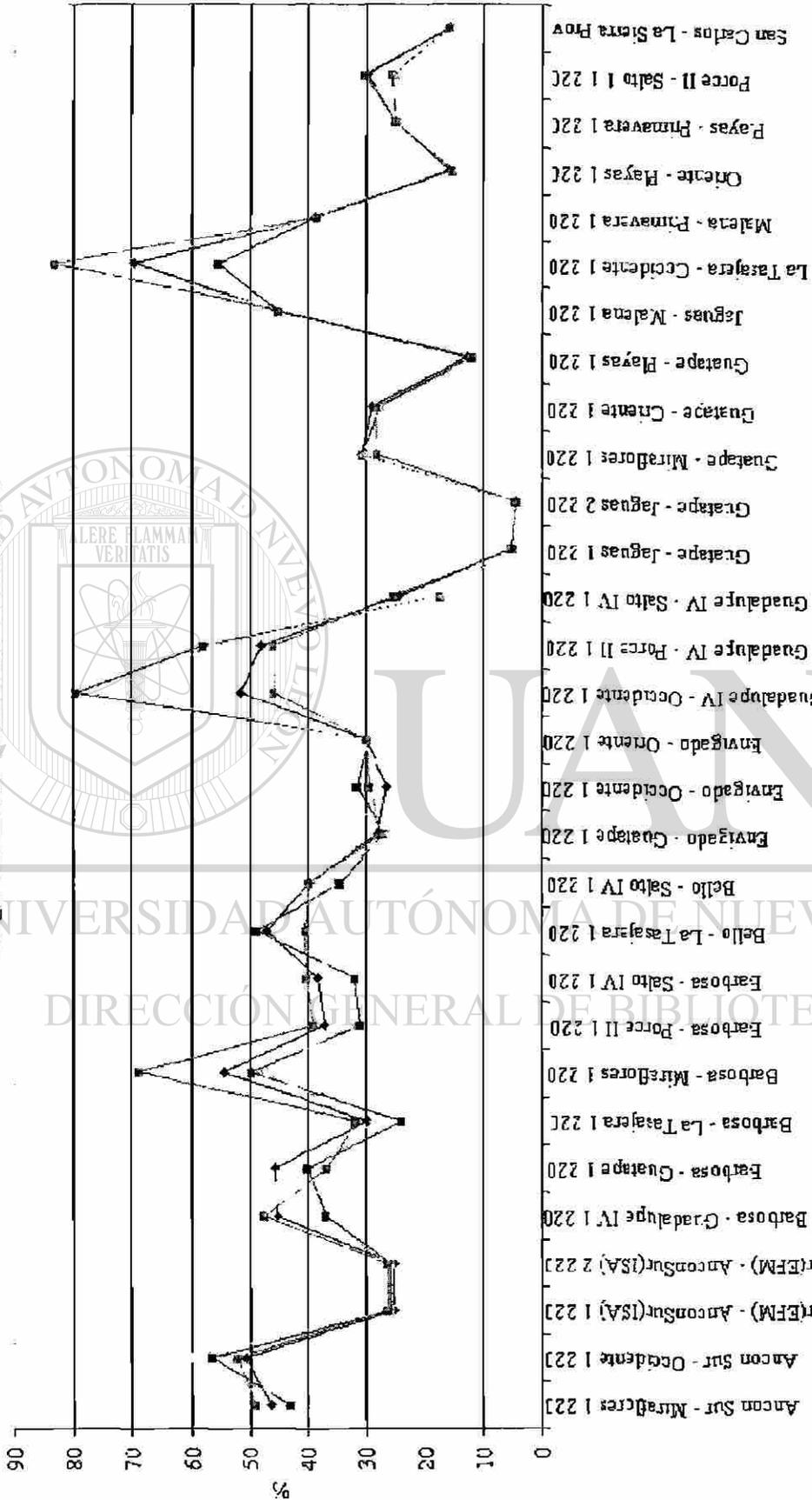
Carga en Líneas de 110 kV con 2 TCSC



—●— Caso base
 -■- TCSC en Guadalupe IV-Occidente 220 kV y Tasajera-Occidente 220 kV
 * TCSC en Tasajera-Occidente 220 kV y en Barbosa-Miraflores 220 kV

Fig. 5-20. Perfil de carga en líneas de 110 kV para las tres alternativas de ubicación de dos TCSC

Carga en Líneas de 220 kV con 2 TCSC



—◆— Caso base
 —■— TCSC en Cuadalupe IV-Occidente 220 kV y Tasajera-Occidente 220 kV
 —■— TCSC en Cuadalupe IV-Occidente 220 kV y Salto-Zamora 110 kV y en Barbosa-Miraflores 220 kV

Fig 5 21 Perfil de carga en líneas de 220 kV para las tres alternativas de ubicación de dos TCSC.

Se puede observar en las tres opciones colocando dos TCSC que todas mantienen el perfil de voltajes prácticamente idéntico al perfil del caso base.

Respecto a la redistribución de flujos, en las tres alternativas con 2 TCSC, se observa que:

- se elimina la sobrecarga de Barbosa-Girardota 110 kV
- se disminuye el nivel de carga del corredor Bello-Castilla-Central-Guayabal 110 kV, y entre estas dos últimas subestaciones se llega a disminuir en casi un 10%.
 - En las alternativas de TCSC que no incluyen la línea Barbosa-Miraflores 220 kV se disminuye el nivel de carga de las líneas asociadas a Barbosa.
 - Las tres alternativas incrementan el uso del enlace Occidente – Ancón 220 kV

5.2.3 ENLACE HVDC BACK-TO-BACK

Se encontraron cuatro ubicaciones posibles para realizar una conexión HVDC back-to-back según la estructura de la sección 4.3.4. Las cuatro posibles ubicaciones fueron:

- Salto - Barbosa 110 kV con flujo hacia Barbosa
- Bello - Riogrande 110 kV con flujo hacia Riogrande
- Girardota - Riogrande 110 kV con flujo hacia Girardota
- Barbosa – Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota

Nótese que la última alternativa es la misma línea sobrecargada.

Con el fin de estudiar el impacto en los cuatro proyectos se colocó un enlace de 30 MW. En la Fig. 5.22 puede observarse el perfil de carga para las líneas de 110 kV y en la Fig. 5.23 el perfil de carga para las líneas de 220 kV para el caso base y los cuatro proyectos planteados.

Carga en Líneas de 110 kV con enlace Back-to-Back

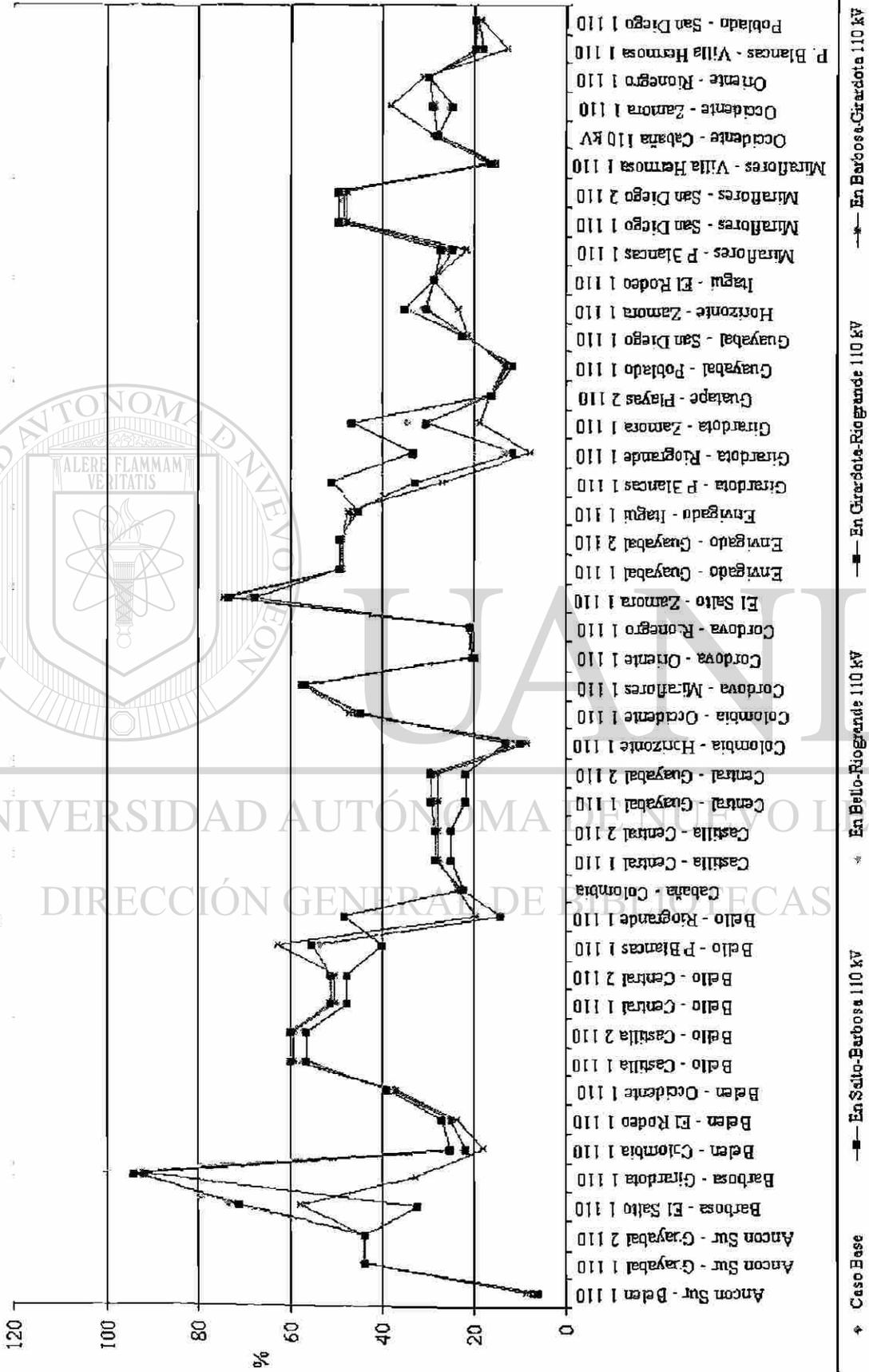


Fig. 5.22. Perfil de carga en líneas de 110 kV para las cuatro alternativas de ubicación de enlace HVDC back-to-

Carga en Líneas de 220 kV con enlace Back-to-Back

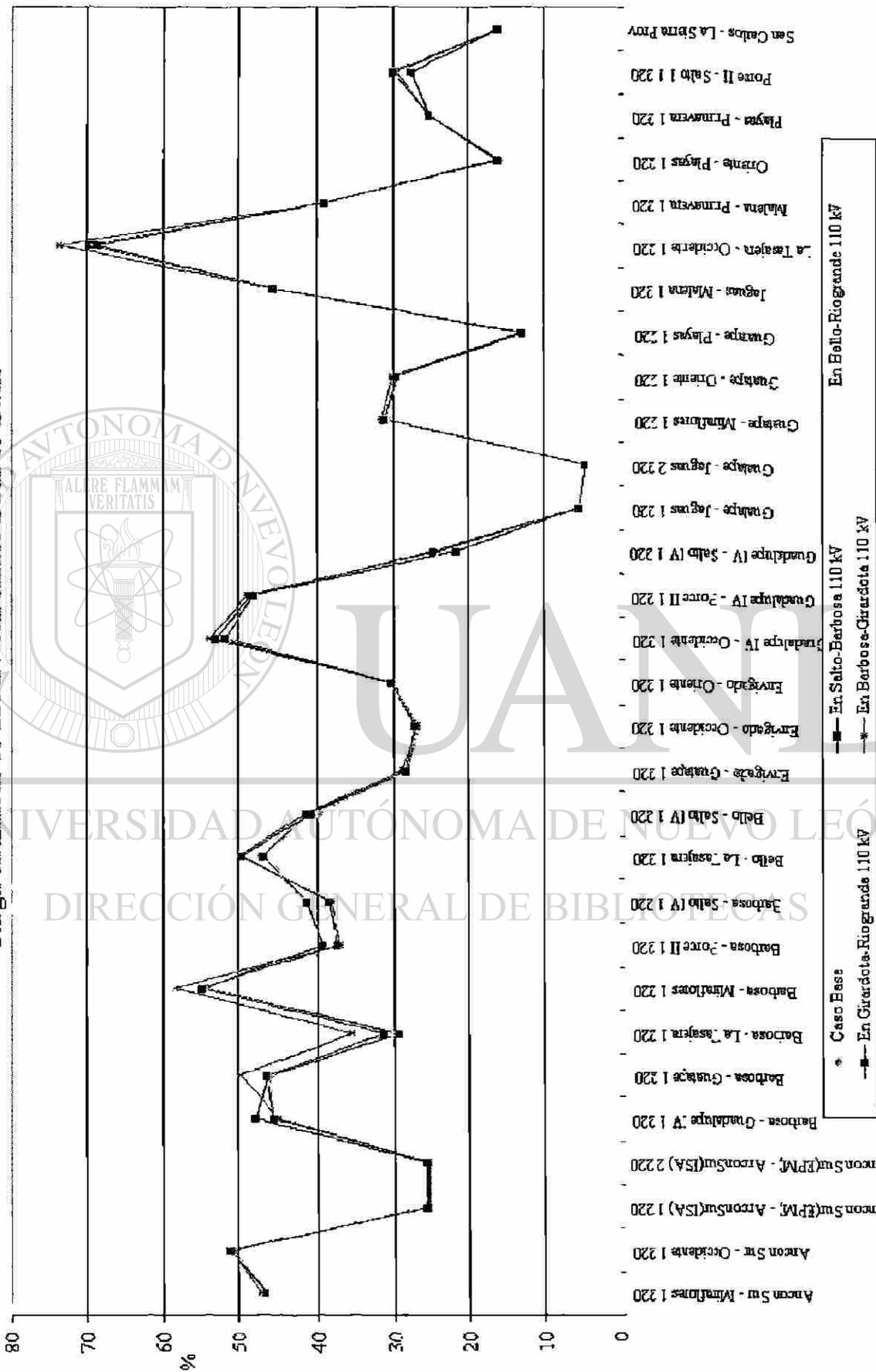


Fig. 5.23. Perfil de carga en líneas de 220 kV para las cuatro alternativas de ubicación de enlace HVDC back-to-

Todas las opciones de enlace back-to-back eliminan la sobrecarga de la línea Barbosa-Girardota 110 kV. Las alternativas de Bello-Riogrande 110 kV y Girardota-Riogrande 110 kV, logran disminuir la carga del corredor Bello-Castilla-Central-Guayabal 110 kV.

La alternativa que logra una mayor redistribución de flujos en la red de 110 kV, es el enlace en la línea Barbosa-Girardota 110 kV. Es un control directo en el cuello de botella. Esto se logra a partir de aumentar el uso de los enlaces a Barbosa en 220 kV y el aumento en la carga en Tasajera- Occidente 220 kV, que para el caso base es la línea en 220 kV más cargada.

En la Fig. 5.24 se observa el perfil de voltajes al introducir enlaces HVDC. El perfil de voltaje, permanece prácticamente intacto y dentro de los rangos necesarios.

En el anexo A se presentan los diagramas de los enlaces back-to-back y de las redes de 110 kV y 220 kV con las soluciones entregadas por DIGSILENT para los cuatro alternativas halladas con la metodología propuesta.

Este tipo de alternativa es equivalente a reconfigurar una línea existente por un nuevo enlace HVDC, con la diferencia que no se construye línea DC, sino que al final de la línea se coloca el enlace HVDC.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Dentro de la optimización planteada en la Fig. 3.1. se usa la totalidad de los genes del cromosoma de la sección 4.3.4. Debido a que DIGSILENT usa una parametrización automática de los ángulos de encendido y apagado, para la solución del flujo DC, los genes usados durante verificación son:

- El número de línea
- El sentido del flujo
- Los MW del enlace.

Esta observación también es válida para los enlaces HVDC en paralelo.

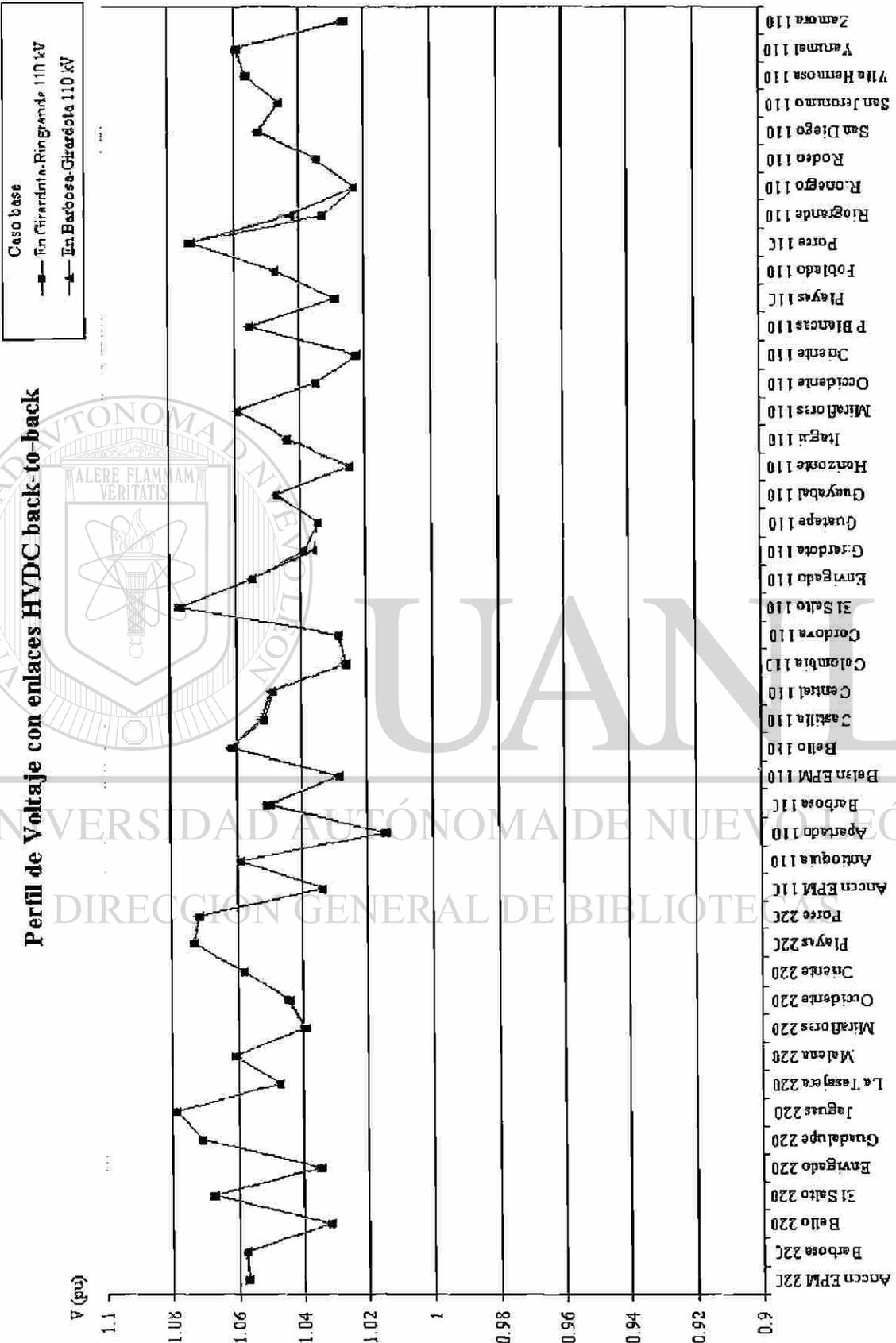
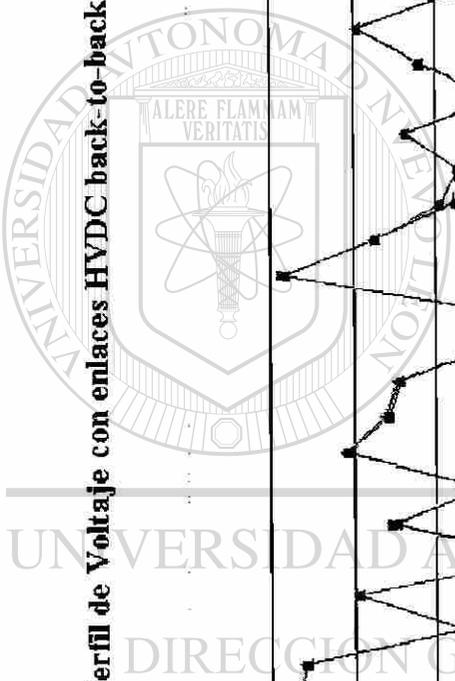


Fig. 5.24. Perfil de voltaje en los nodos para dos alternativas de ubicación de enlace HVDC back-to-back



5.2.4 CONSTRUCCIÓN DE LINEA HVDC

Se encontraron dos ubicaciones posibles para la construcción de enlaces HVDC en paralelo con líneas existentes. Los enlaces encontrados fueron:

- Barbosa-Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota
- Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Zamora

En la Fig. 5.25 puede observarse el perfil de carga para las líneas de 110 kV y en la Fig. 5.26 el perfil de carga para las líneas de 220 kV para el caso base y los dos proyectos planteados.

Ambas alternativas logran descargar la línea Barbosa-Girardota 110 kV, aunque el enlace Salto-Zamora 110 kV requiere de 5 MW más para dejar al límite la carga de Barbosa-Girardota 110 kV. Con ambas alternativas no se logra modificar apreciablemente el perfil de carga de algún corredor, tanto en 220 kV como en 110 kV.

En la Fig. 5.27 se pueden observar los perfiles de voltajes nodales para los dos proyectos planteados. Ambas alternativas mantienen en condiciones muy adecuados el perfil de voltaje.

Se encontró también como posible solución la línea Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Salto 110 kV, lo cual es un lazo de flujo, una circulación innecesaria de potencia activa, pues el flujo entre Salto y Zamora, siempre tiene el sentido hacia Zamora debido a la generación proveniente de El Salto. Esto no es una solución práctica.

Los diagramas en DigSILENT para ambas alternativas de enlace HVDC en paralelo y para la solución no práctica se presentan en el Anexo B

Carga en Líneas de 110 kV con enlace HVDC en paralelo

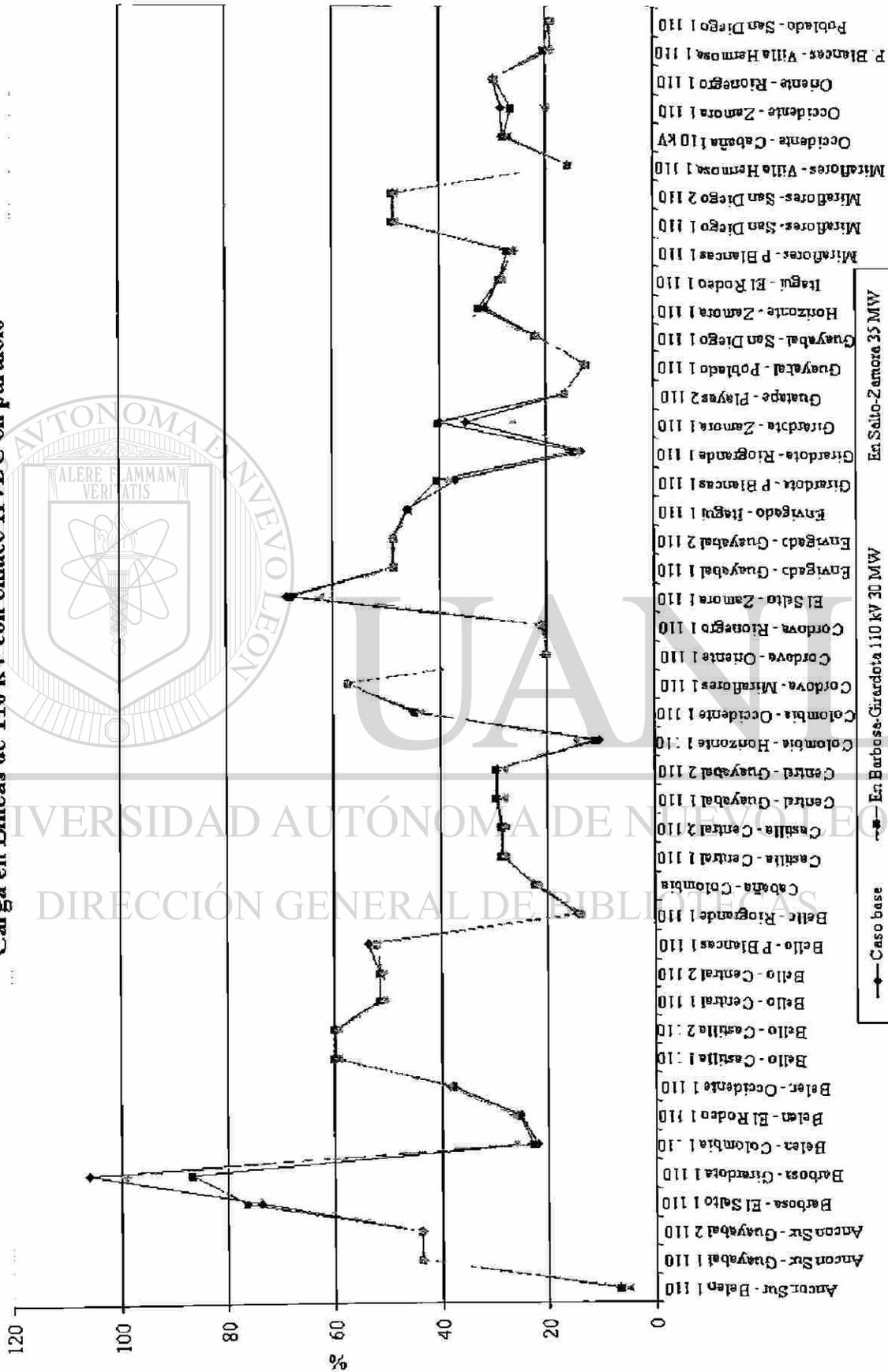
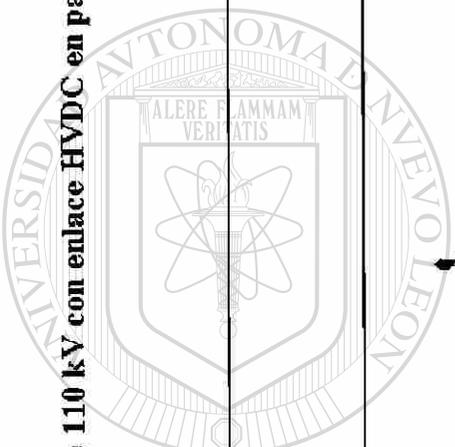


Fig. 5.25. Perfil de carga en líneas de 110 kV con enlace HVDC en paralelo



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Perfil de Voltaje con enlace HVDC en paralelo

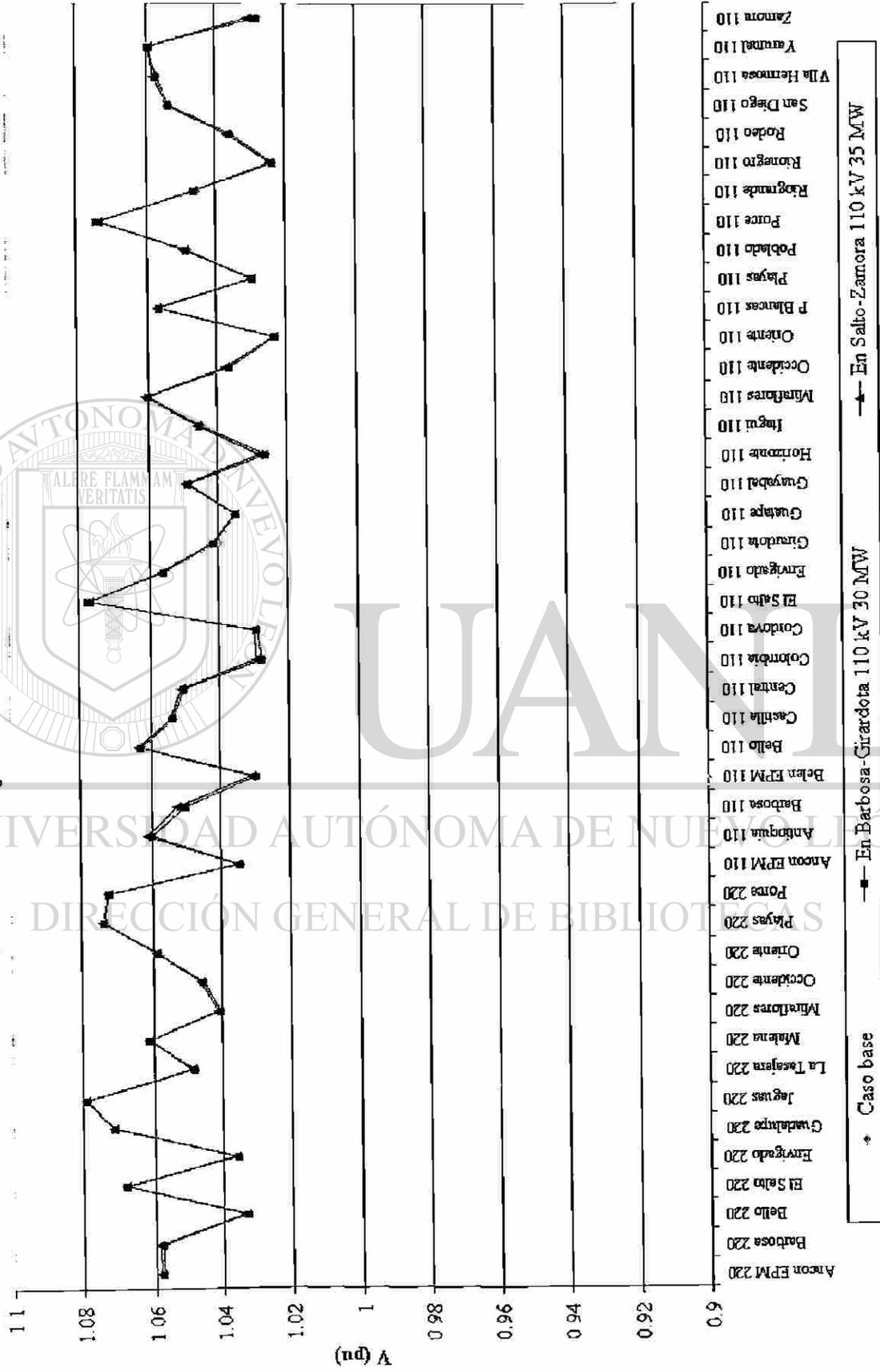


Fig. 5.27. Perfil de voltajes nodales para las diferentes alternativas de enlace HVDC en paralelo

5.2.5 APERTURA DE LÍNEAS

La sobrecarga de la línea Barbosa-Girardota 110 kV se ha manejado hasta hoy con la apertura de ella. Por medio de la propuesta de manejo de la congestión y con el esquema presentado en la sección 4.3.3. se encontraron otras dos alternativas de apertura de líneas para manejar operativamente dicha sobrecarga:

- Línea Girardota-Zamora 110 kV
- Línea Salto-Barbosa 110 kV.

En las Fig. 5.28 y en la Fig. 5.29. se puede observar el nivel de carga de los sistemas de 110 kV y 220 kV para la alternativa que actualmente se usa y para las otras dos propuestas. Puede observarse que la alternativa actual de abrir la línea Barbosa-Girardota 110 kV disminuye la carga en el corredor Bello-Castilla-Central-Guayabal 110 kV, incrementando el uso de los enlaces a 220 kV de las subestaciones Barbosa y Bello y el aumento en la carga en Tasajera- Occidente 220 kV, que para el caso base es la línea en 220 kV más cargada.

Las alternativas propuestas de abrir líneas, logran descargar la línea Barbosa-Girardota 110 kV y los cambios en los flujos en las redes de 110 y 220 kV no dejan líneas dentro de márgenes críticos.

5.3 CONCLUSIONES

Por medio de la metodología propuesta para el manejo de la congestión se han encontrado catorce soluciones para eliminar la sobrecarga de la línea Barbosa-Girardota 110 kV. Son doce soluciones propias de la expansión del SEP y dos soluciones operativas alternas a la que actualmente se usa. Estas soluciones se resumen en la Tabla 5.4.

Carga en líneas de 110 kV con apertura de líneas

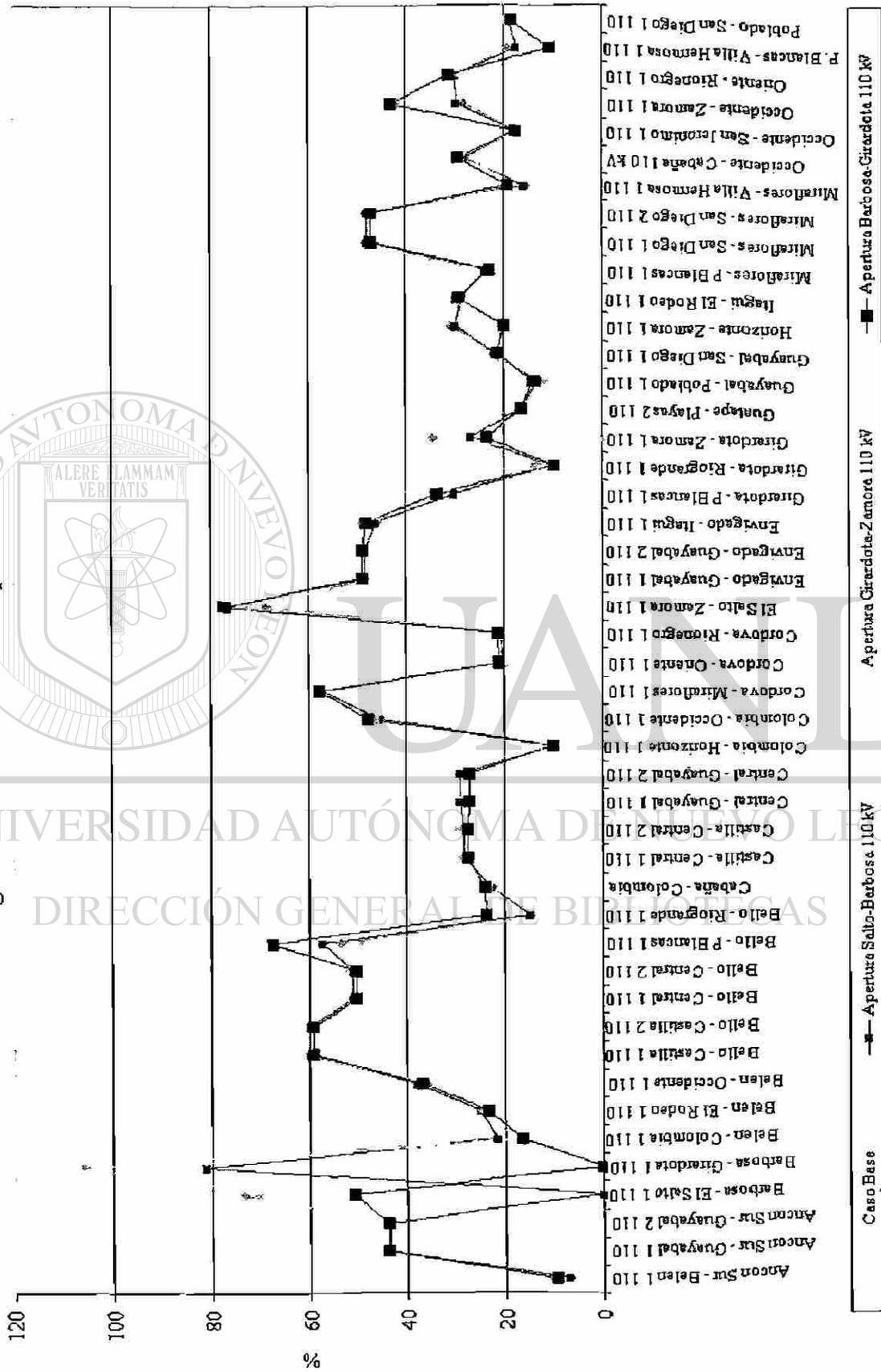
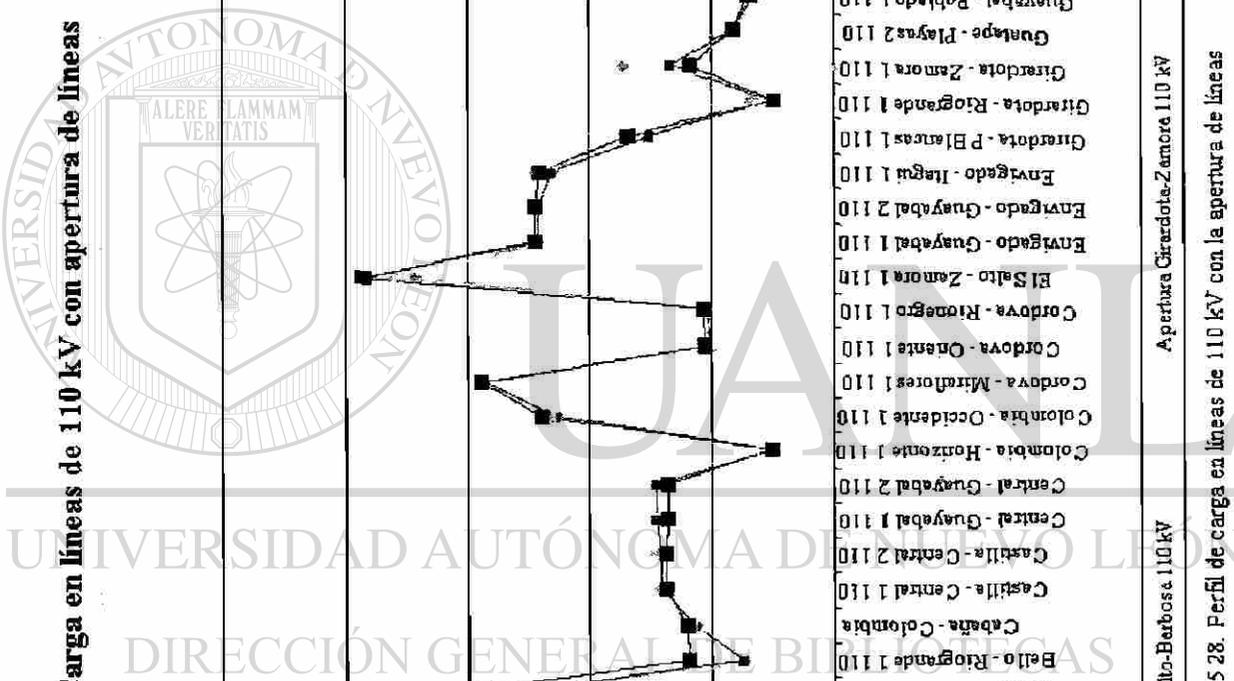


Fig. 5 28. Perfil de carga en líneas de 110 kV con la apertura de líneas



Carga en líneas de 220 kV con apertura de líneas

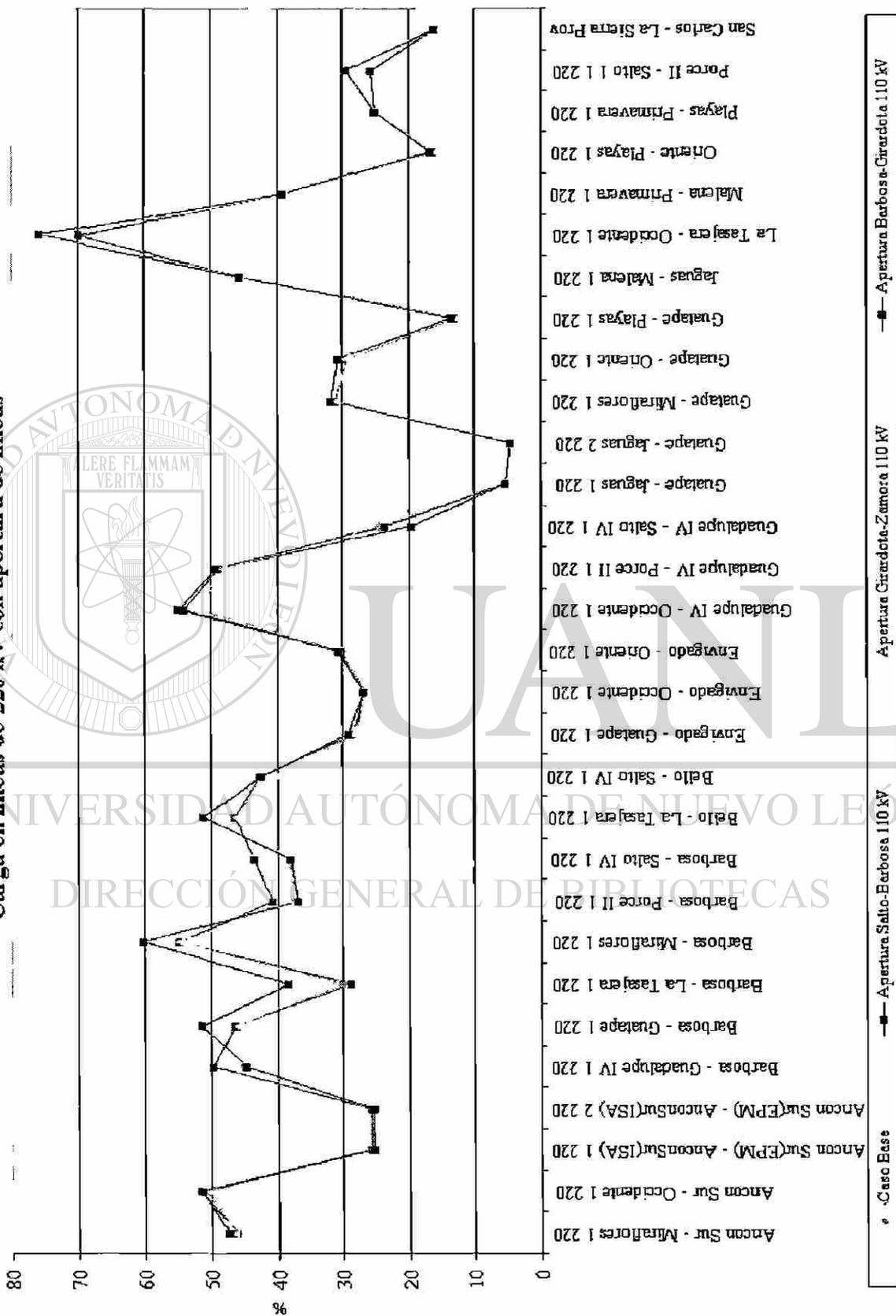


Fig. 5.29. Perfil de carga en líneas de 220 kV con la apertura de líneas

TABLA 5.4. RESUMEN DE SOLUCIONES HALLADAS PARA ELIMINAR LA SOBRECARGA DE LA LÍNEA BARBOSA-GIRARDOTA 110 kV

TIPO	SOLUCIÓN
Ubicación de un TCSC	Barbosa-Miraflores 220 kV
	Salto-Bello 220 kV
	Guadalupe IV-Occidente 220 kV
Ubicación de dos TCSC	Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Salto - Zamora 110 kV
	Guadalupe IV - Occidente 220 kV y Tasajera-Occidente 220 kV
	Tasajera-Occidente 220 kV y Barbosa-Miraflores 220 kV
Enlace HVDC back-to-back	Salto - Barbosa 110 kV con flujo hacia Barbosa
	Bello - Riogrande 110 kV con flujo hacia Riogrande
	Girardota - Riogrande 110 kV con flujo hacia Girardota
	Barbosa - Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota
Construcción de línea HVDC	Barbosa-Girardota 110 kV con flujo hacia Girardota
	Salto-Zamora 110 kV con flujo hacia Zamora
Apertura de líneas	Línea Girardota-Zamora 110 kV
	Línea Salto-Barbosa 110 kV

La elección de realizar uno u otro proyecto deberá compararse con el proyecto de cambiar conductor en la línea sobrecargada o en otra.

Además de contemplar otros escenarios de generación-demanda y planes de expansión vigentes, deben tenerse en cuenta aspectos como el uso que se desea dar a la red, según las características de cada solución, pues se puede pensar en hacer un uso más intensivo de ciertos corredores de 110 kV o de determinados corredores de 220 kV, a fin de aumentar la confiabilidad operativa. Por ejemplo en Colombia en la red de 220 kV actualmente se penaliza monetariamente la indisponibilidad de equipos. Con enlaces de 220 kV menos cargados, se puede disminuir el riesgo de penalizaciones.

Y desde otra perspectiva el pensar en alargar la vida útil y extender tiempos de mantenimiento, llevaría a pensar en descargar parte de una red que resulte más oneroso su mantenimiento que el de otras porciones de la red.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

La desregulación del sector eléctrico ha hecho evidente un problema que ha sido inherente a los SEPs: La congestión.

La congestión de los SEPs se debe a las imperfecciones del mercado y a las imperfecciones de la red conjugados con la regulación sobre normas de seguridad.

El manejo que se dé a esas imperfecciones y a la regulación impactará el costo de la operación y por lo tanto será una medida del beneficio social.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

El manejo técnico-regulatorio de la congestión se ha hecho con metodologías que abordan por separado los diversos problemas que lo constituyen y las diversas instancias temporales desde donde puede ser tratado.

La mayoría de las metodologías usadas para tratar los problemas que constituyen la congestión son difíciles de implementar, hacen muchas simplificaciones y entregan datos poco prácticos para el que opera, para el que planea la expansión o para el que planea la operación.

La operación y la planeación además de pragmáticas, deben ser ingeniosas y con visión no solo de la seguridad y la confiabilidad sino que deben tener visión de economía.

La economía resultará de un uso coordinado de los recursos que se tienen para operar el SEP, conjugando además la confiabilidad con la probabilidad.

Los Algoritmos Genéticos pueden ser usados como una herramienta auxiliar en la toma de decisiones en estudios de expansión del sistema, de la planeación de la operación y en la operación misma, entregando soluciones que son operativamente viables.

Los resultados entregados por la metodología propuesta de manejo de la congestión de SEPs son coherentes con la implementación de dichos resultados en el software DlgSILENT usado como verificador de las soluciones encontradas.

6.2 APORTACIONES

Se ha propuesto una metodología integral de manejo de la congestión de SEPs que presenta las siguientes ventajas:

- Permite tratar gran variedad de problemas con la misma estructura
- Entrega soluciones concretas y viables operativamente, que cumplen las restricciones definidas en la función de desempeño
- La función de desempeño al tener un máximo conocido, permite detener la búsqueda aunque no se haya cumplido el número de generaciones, lo cual es una ventaja para aplicaciones donde es crítico el tiempo para la toma de decisiones

- La función de desempeño conserva el máximo independiente del número de restricciones
- Al aumentar el número de restricciones se cierra el espacio solución
- Es posible encontrar nichos de soluciones a partir de almacenar los valores que cumplen el máximo sin detener el proceso hasta que se cumpla el número de generaciones

6.3 RECOMENDACIONES PARA FUTURAS INVESTIGACIONES

- Estudiar estructuras de hardware y software en paralelo que permitan aumentar el rendimiento de los AGs

-
- Estudiar en detalle la influencia de los parámetros de los AGs en su velocidad de optimización:

- ◆ Tipos de selección
- ◆ Probabilidad de cruce y mutación: Fija o variable

- Posibilidad de utilizar la metodología propuesta en el problema del Flujo Óptimo de Potencia (OPF)
- Posibilidad de enlazar la metodología con sistemas en tiempo real como herramientas auxiliares en la toma de decisiones en salas de operación

ANEXO A

**RESULTADOS EN DIGISILENT PARA
LAS OPCIONES EN BACK-TO-BACK**



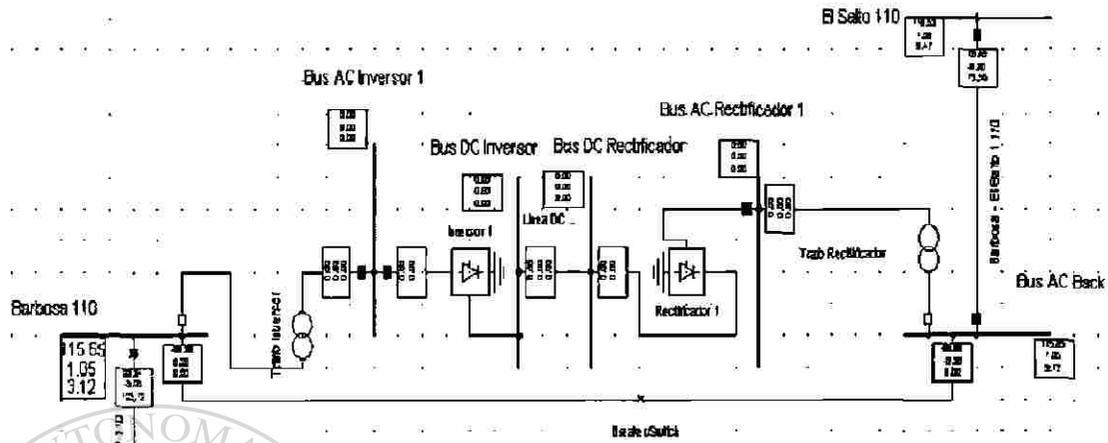
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

PowerFactory 12.1.192	Descongestion de la línea Barbosa-Girardota, 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Salto-Barbosa 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 30 MW	Date: 10/16/2003
		Annex:



PowerFactory 12.1.192	Descongestion de la línea Barbosa-Girardota, 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Salto-Barbosa 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 30 MW	Date: 10/16/2003
		Annex:

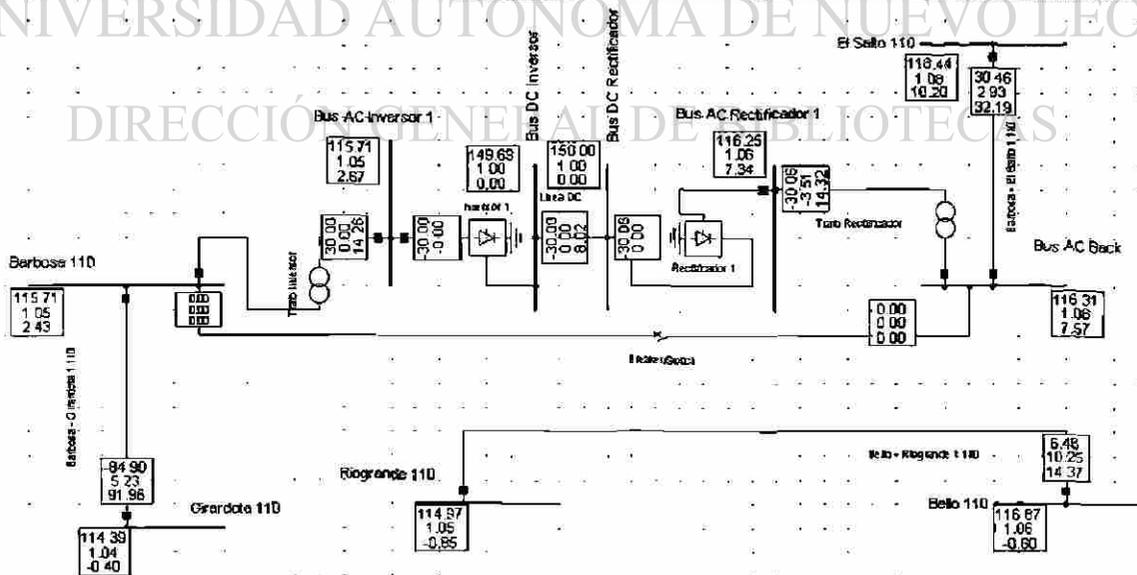
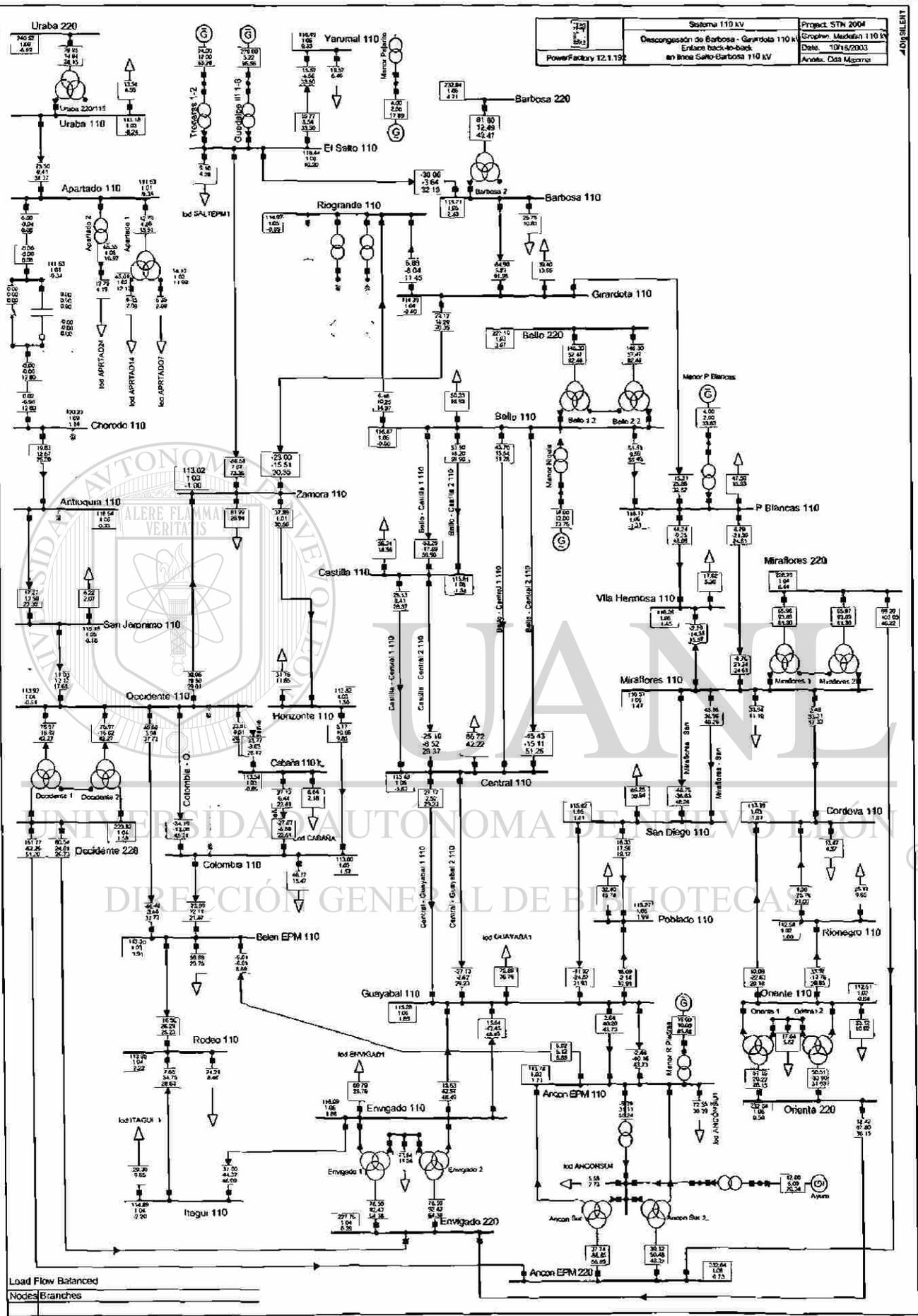


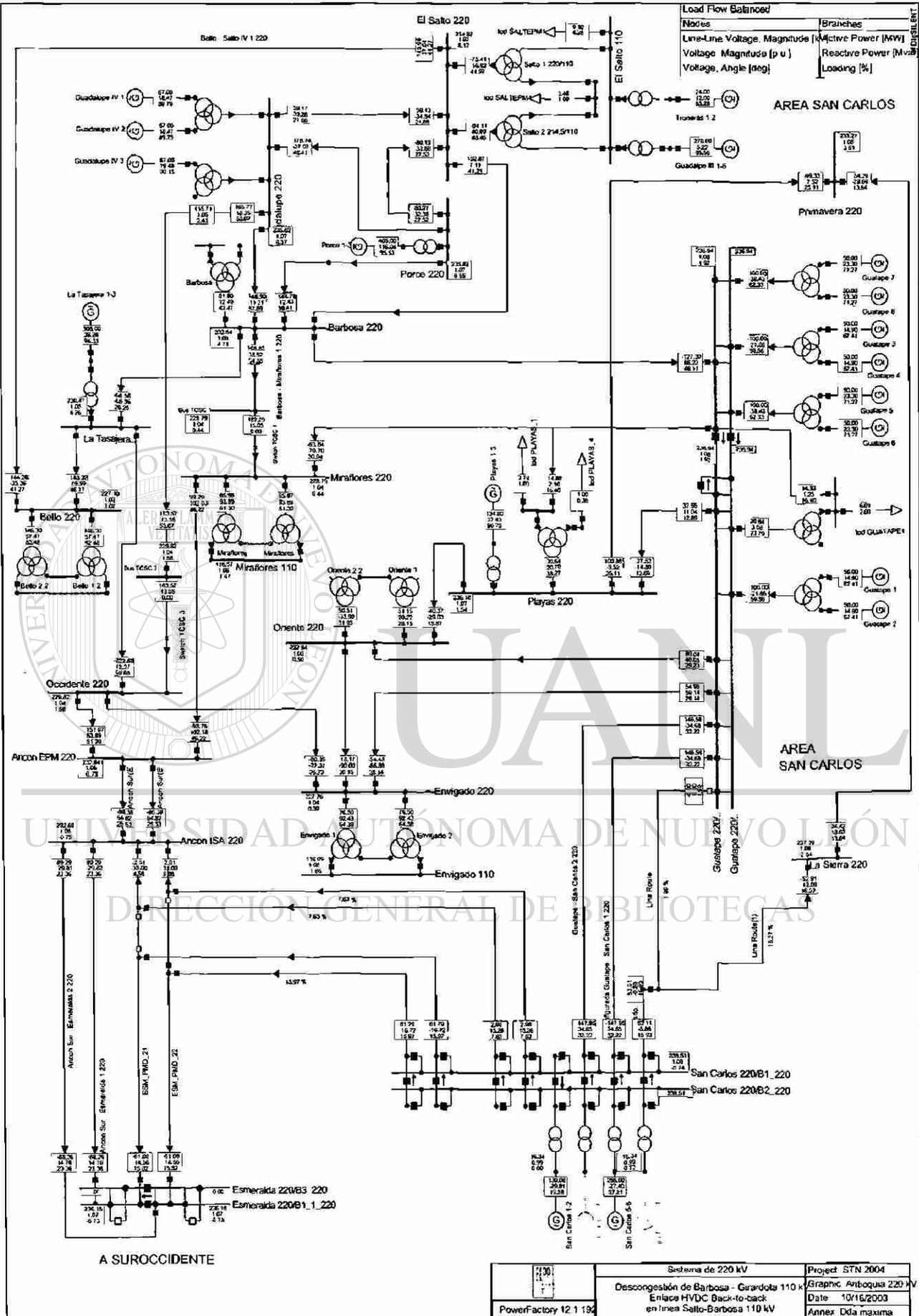
Fig. A.1.



Proyecto: PoderFactory 12.1.193	Sistema 110 kV Desconexión de Barbosa - Grandota 110 kV Enlace back-to-back en línea Salto-Barbosa 110 kV	Project: STN 2004 Engineer: Mardelán 110 kV Date: 10/15/2003 Analist: Dora Mazarra
------------------------------------	--	---

Load Flow Balanced
 Nodos/Branches

Fig. A.2.

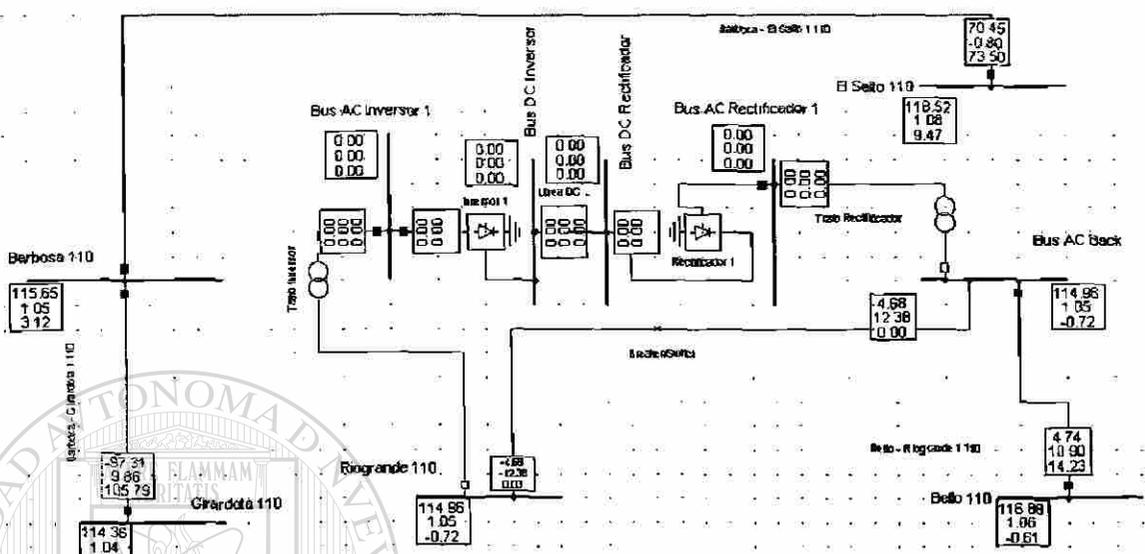


Load Flow Balance	
Notes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude	Active Power (MW)
Voltage Magnitude (p.u.)	Reactive Power (Mvar)
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

7/30/11	7/30/11	7/30/11
PowerFactory 12.1.13	Sistema de 220 kV Desconexión de Barboosa - Gardota 110 kV Entace HVDC Back-to-back en línea Salto-Barboosa 110 kV	Project: STN 2004 Graphic: Antioquia 220 kV Date: 10/16/2003 Annex: Dda maxima

Fig. A.3.

PowerFactory 12.1.192	Descarga de la línea Barbosa-Grandota 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Bello-Riogrande 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 30 MW	Date: 10/16/2003
		Annex:



PowerFactory 12.1.192	Descarga de la línea Barbosa-Grandota 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Bello-Riogrande 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 30 MW	Date: 10/16/2003
		Annex:

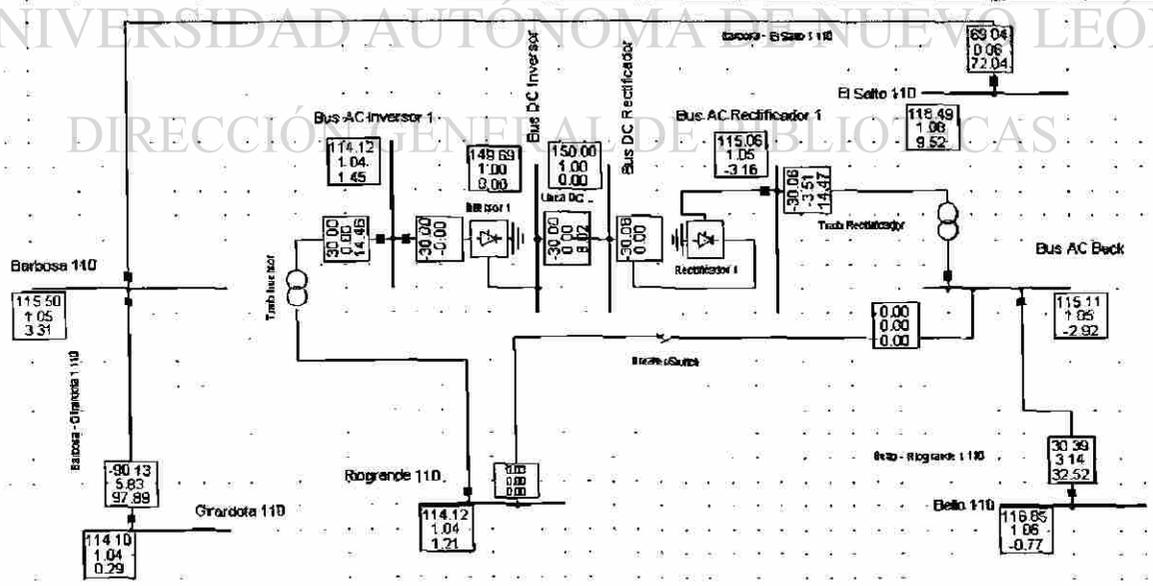


Fig. A.4.

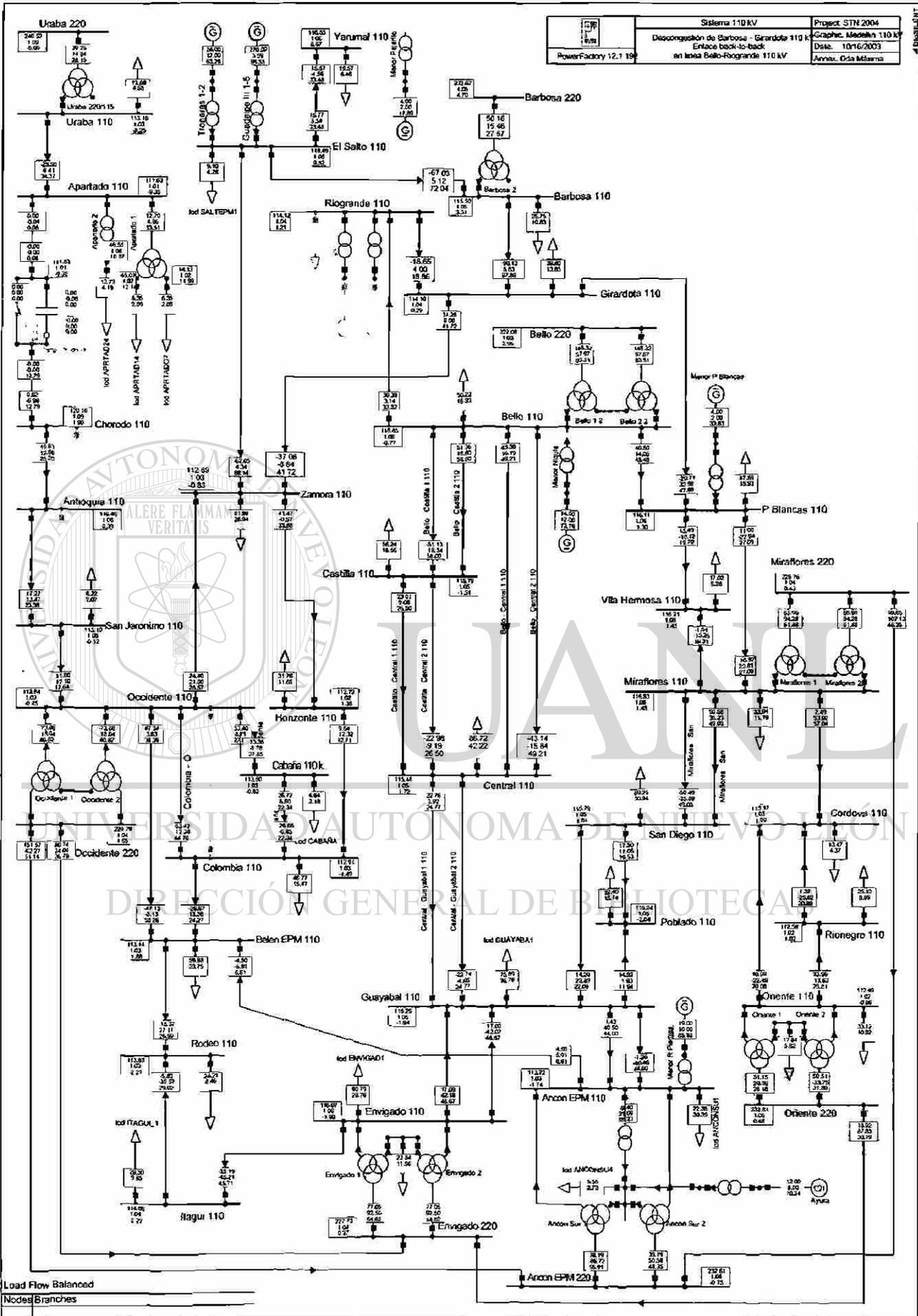


Fig. A.5.

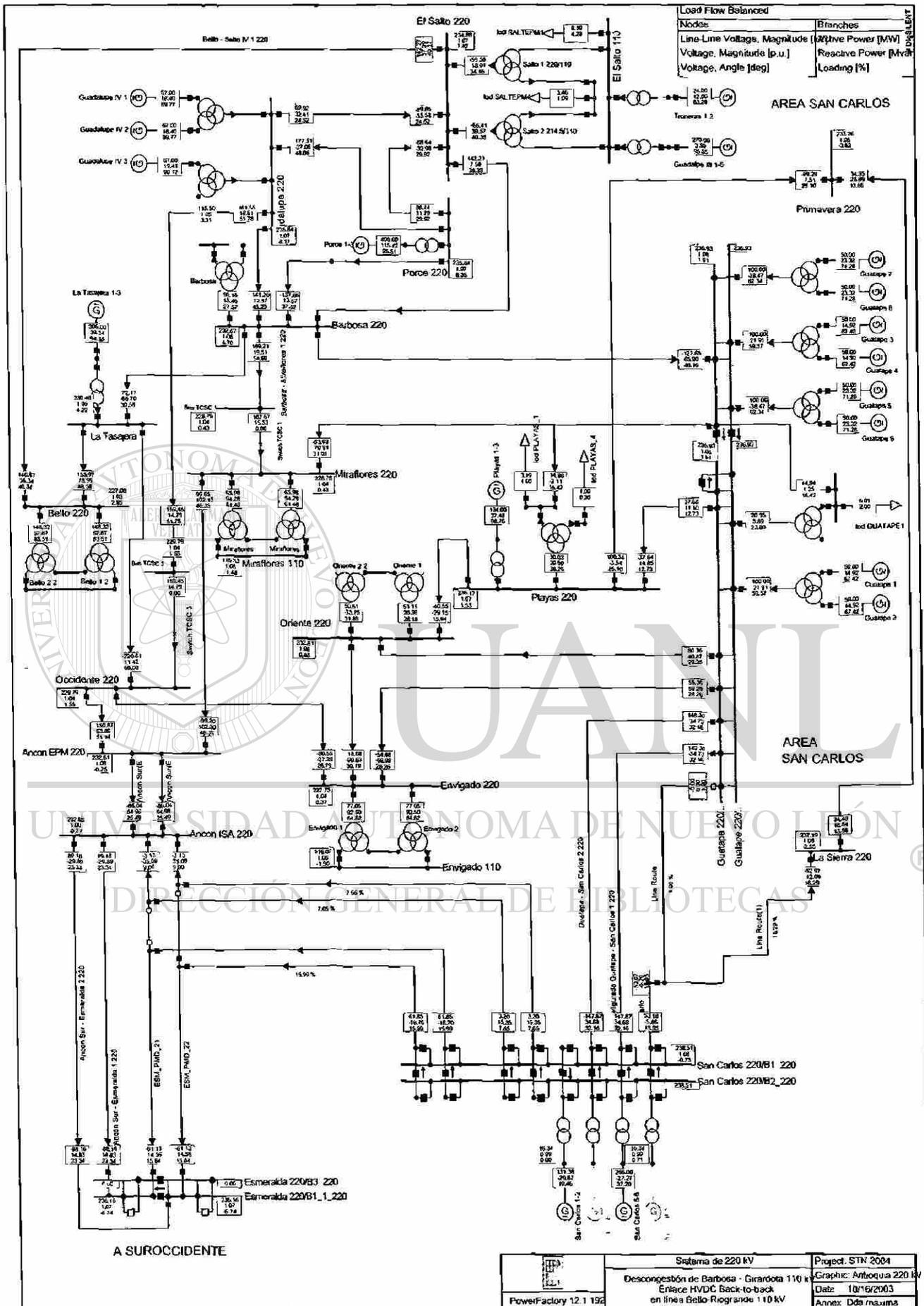
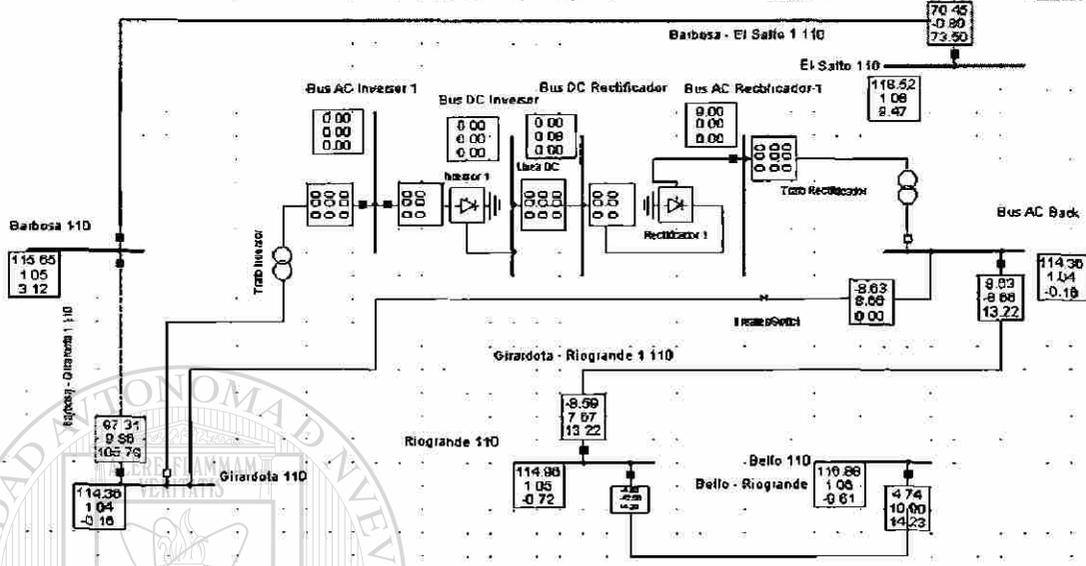


Fig. A.6.

110	Desconexión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV	Project HVDC
110	Enlace HVDC back-to-back en línea Girardota-Riogrande 110 kV	Graphic HVDC 1
PowerFactory 12.1.192	Enlace con 0 MW Flujo a Girardota	Date 10/16/2003
		Annex



110	Desconexión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV	Project HVDC
110	Enlace HVDC back-to-back en línea Girardota-Riogrande 110 kV	Graphic HVDC 1
PowerFactory 12.1.192	Enlace con 30 MW Flujo a Girardota	Date 10/16/2003
		Annex

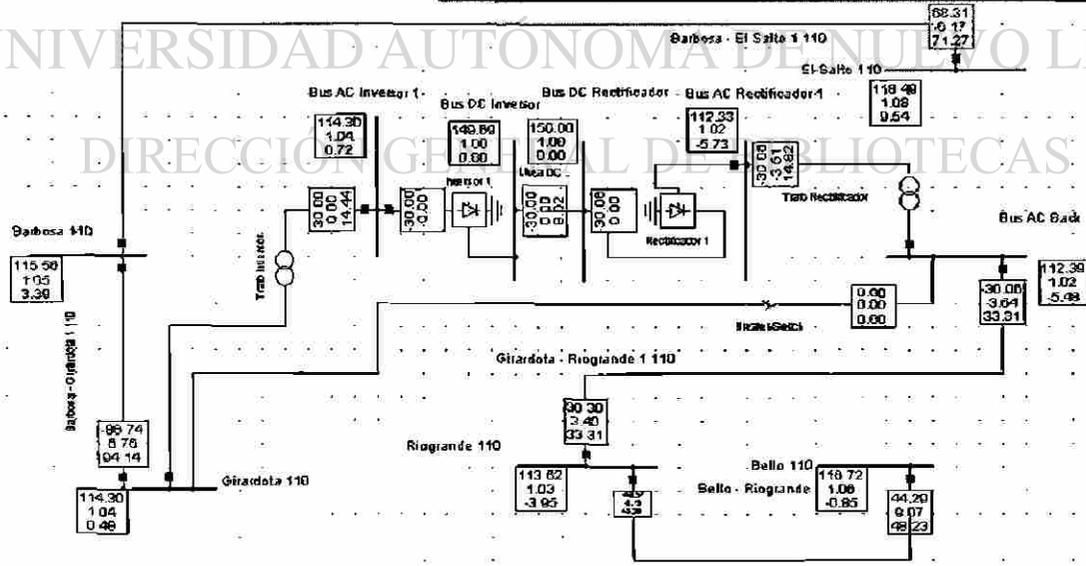


Fig. A.7.

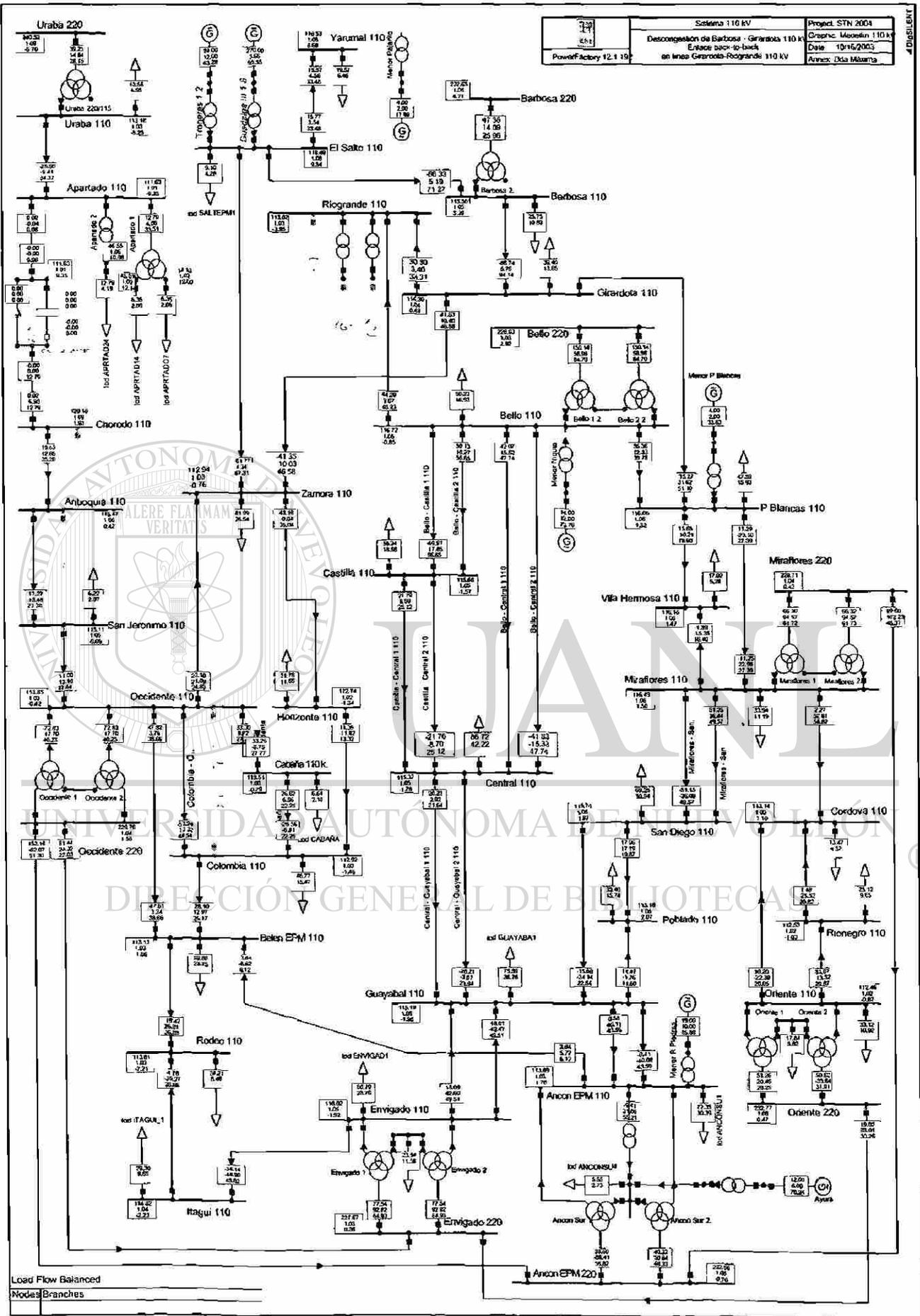
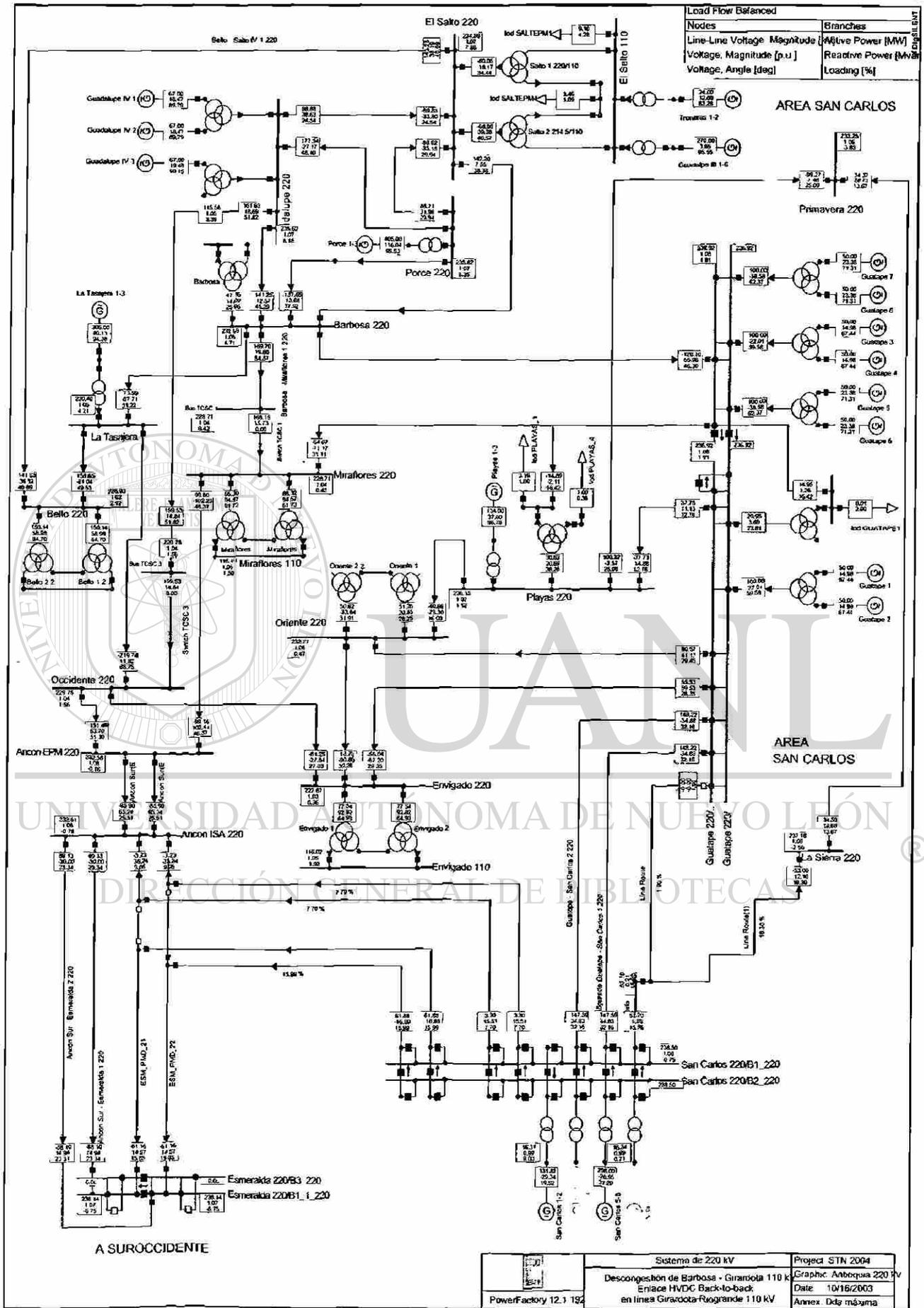


Fig. A.8.

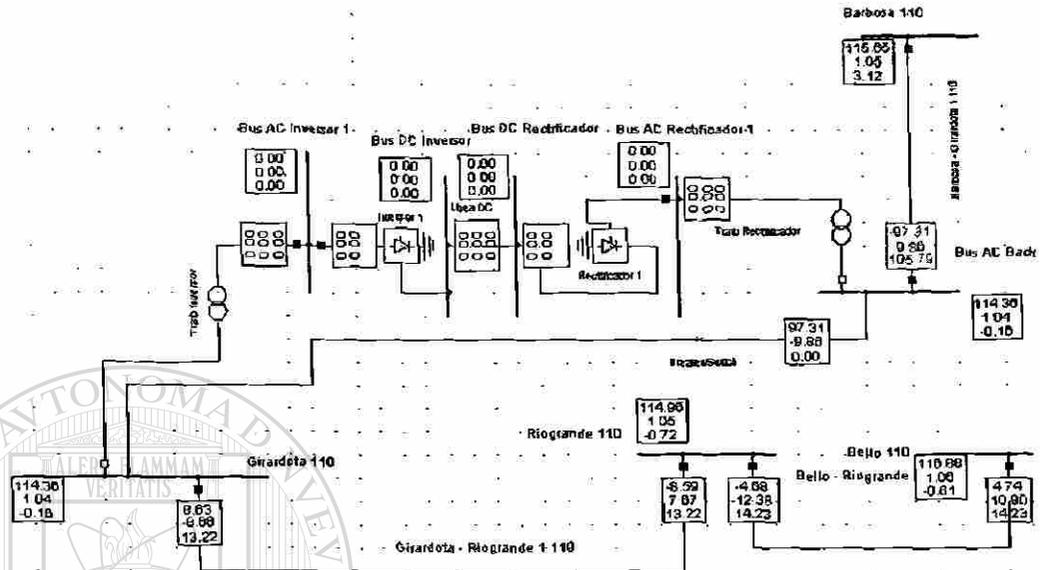


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	
Line-Line Voltage Magnitude	Active Power [MW]	
Voltage Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]	
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	

PowerFactory 12.1 152	Sistema de 220 kV	Project STN 2004
	Descongestión de Barbosa - Girardota 110 kV	Graphic: Antecopia 220 kV
	Enlace HVDC Back-to-back	Date: 10/16/2003
	en línea Girardota-Rogrande 110 kV	Annex: Dtd máxima

Fig. A.9

	Descongestión de la línea Barbosa-Guadalupe 110 kV	Proyecto HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Barbosa-Guadalupe 110 kV	Graphic HVDC 1
	Enlace con 0 MW Flujo a Guadalupe	Date 10/18/2003
	Powerfactory 12.1.192	Annex



	Descongestión de la línea Barbosa-Guadalupe 110 kV	Proyecto HVDC
	Enlace HVDC back-to-back en línea Barbosa-Guadalupe 110 kV	Graphic HVDC 1
	Enlace con 30 MW Flujo a Guadalupe	Date 10/18/2003
	Powerfactory 12.1.192	Annex

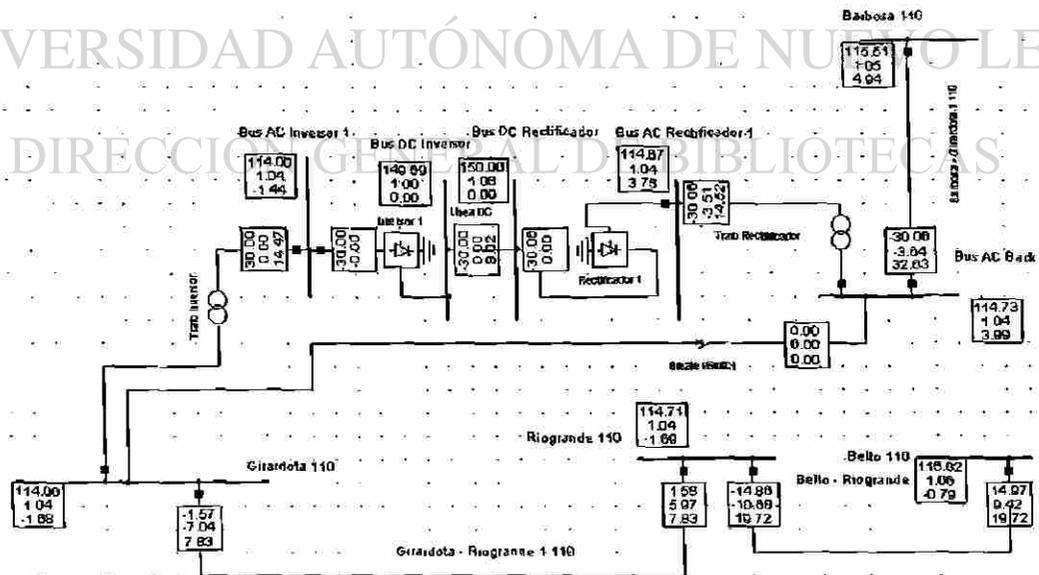


Fig. A.10.

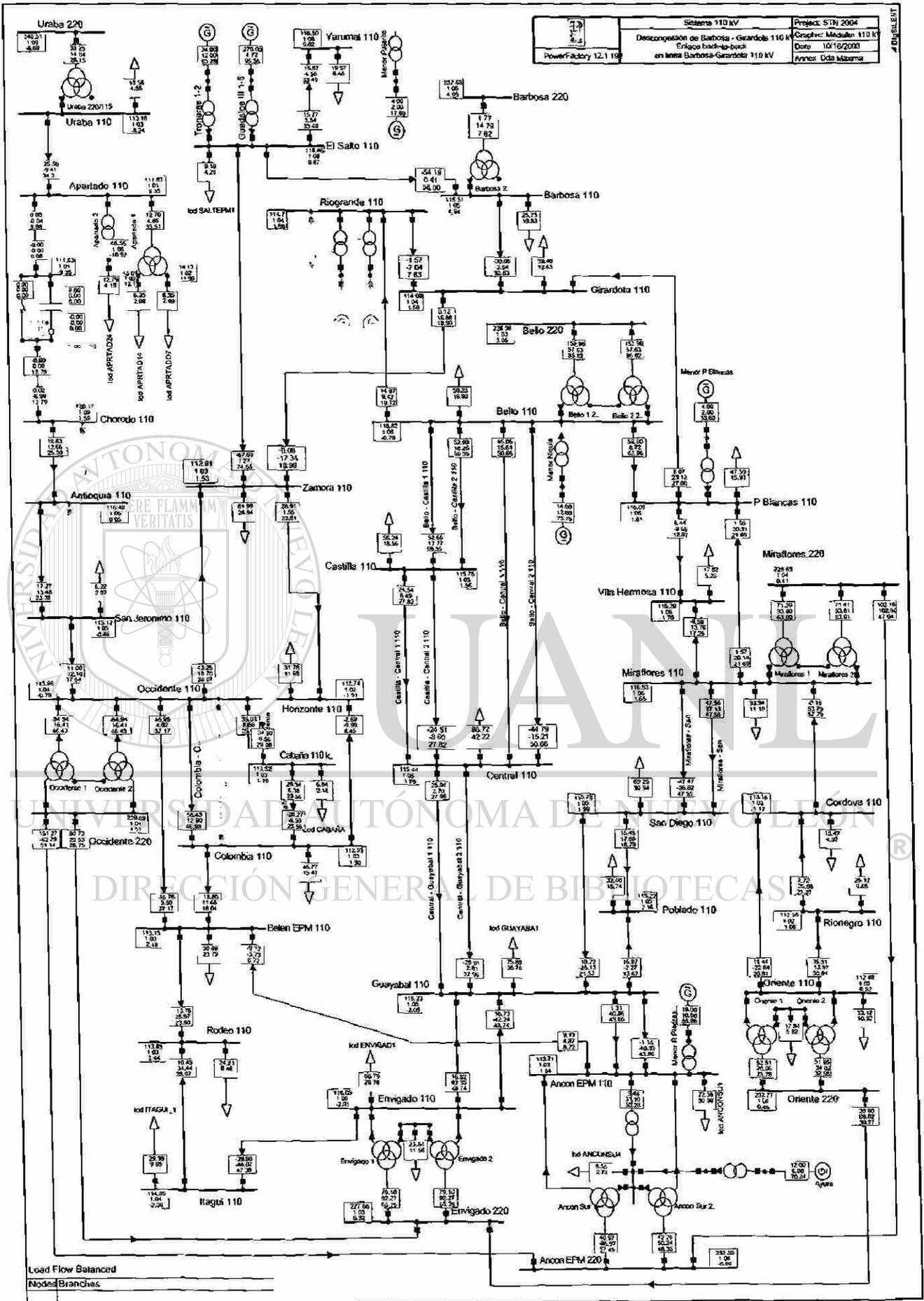


Fig. A.11.

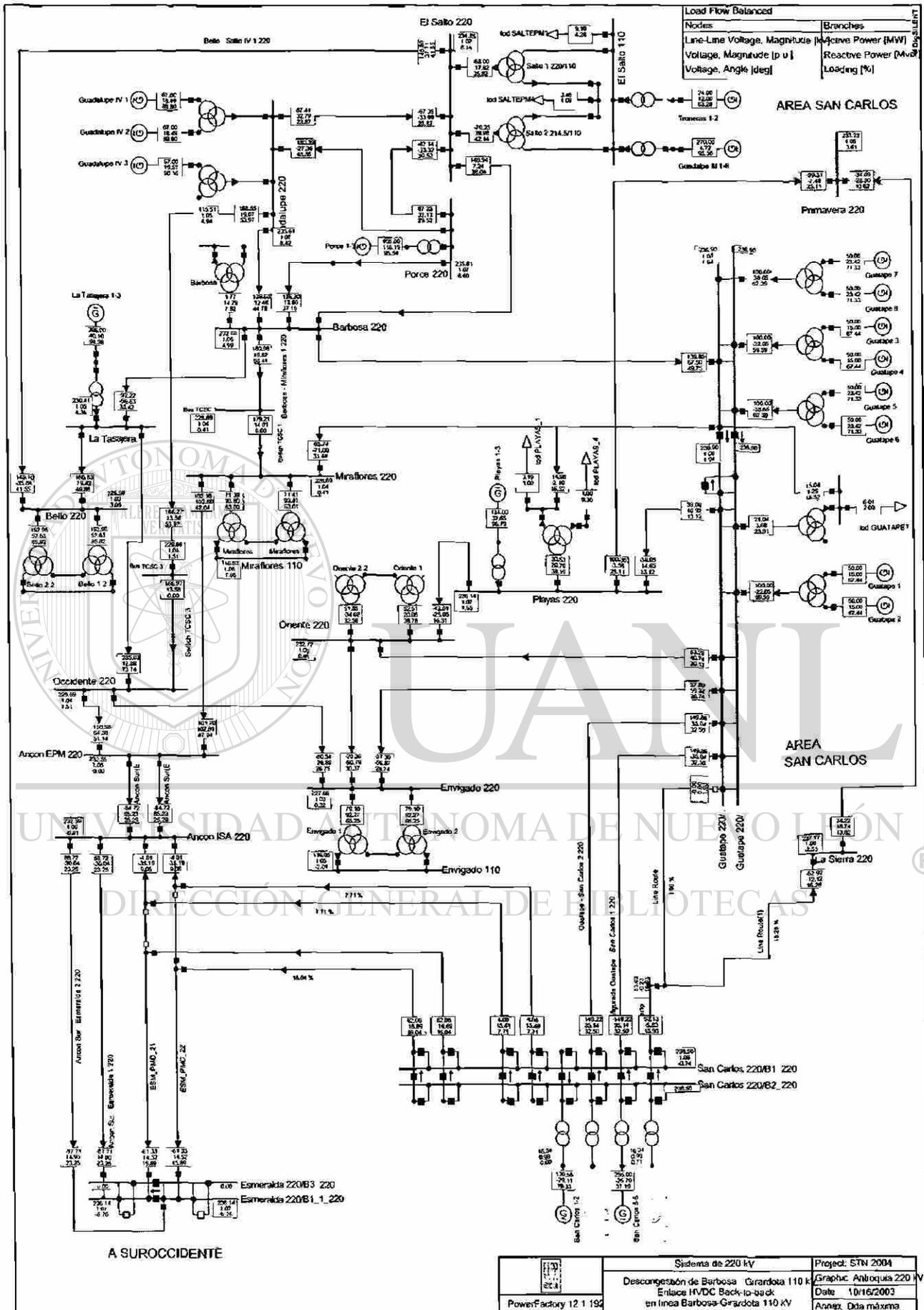
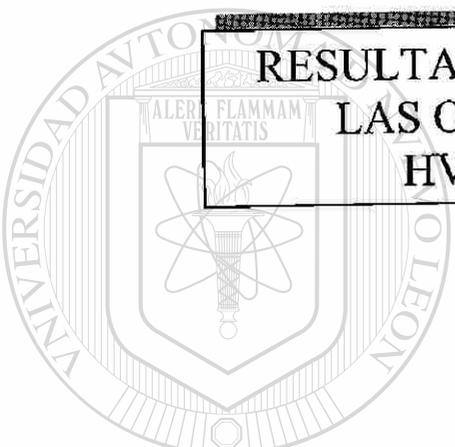


Fig. A.12.

<table border="1"> <tr> <td>110</td> <td>220</td> </tr> </table>	110	220	Sistema de 220 kv Descargación de Barbosa - Gardalota 110 kV Enlace HVDC Back-to-back en línea Barbosa-Gardalota 110 kV	Project: STN 2004 Graphic: Anbuquia 220 kv Date: 10/16/2003 Annex: Data máxima
110	220			

ANEXO B



RESULTADOS EN DIGSILENT PARA
LAS OPCIONES DE ENLACE
HVDC EN PARALELO

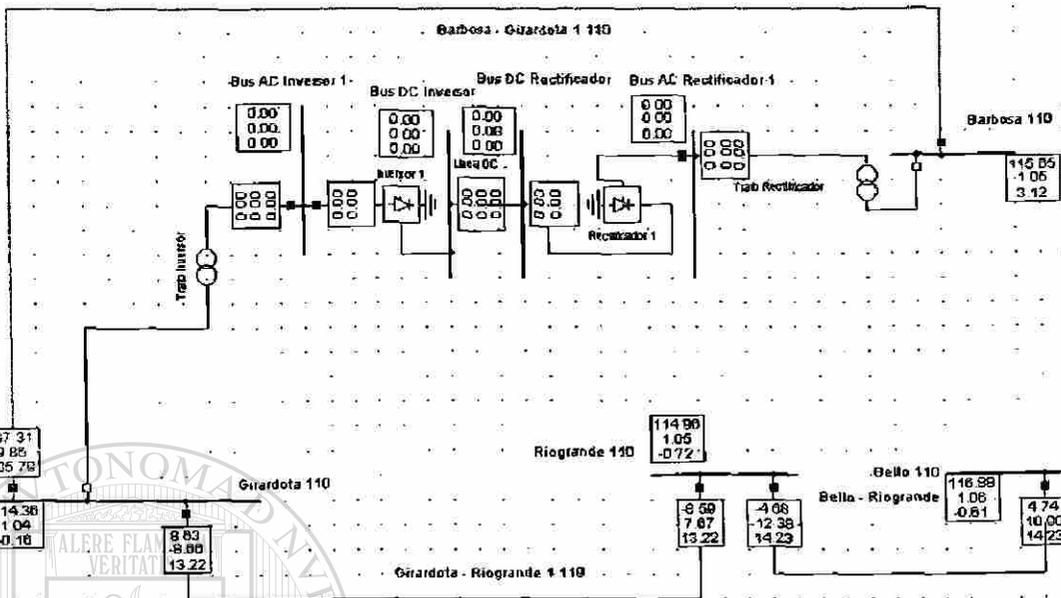
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



	Desconexión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC en paralelo en línea Barbosa-Girardota 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 0 MW Flujo a Girardota	Date: 10/17/2003
		Annex:



	Desconexión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV	Project: HVDC
	Enlace HVDC en paralelo en línea Barbosa-Girardota 110 kV	Graphic: HVDC 1
	Enlace con 30 MW Flujo a Girardota	Date: 10/17/2003
		Annex:

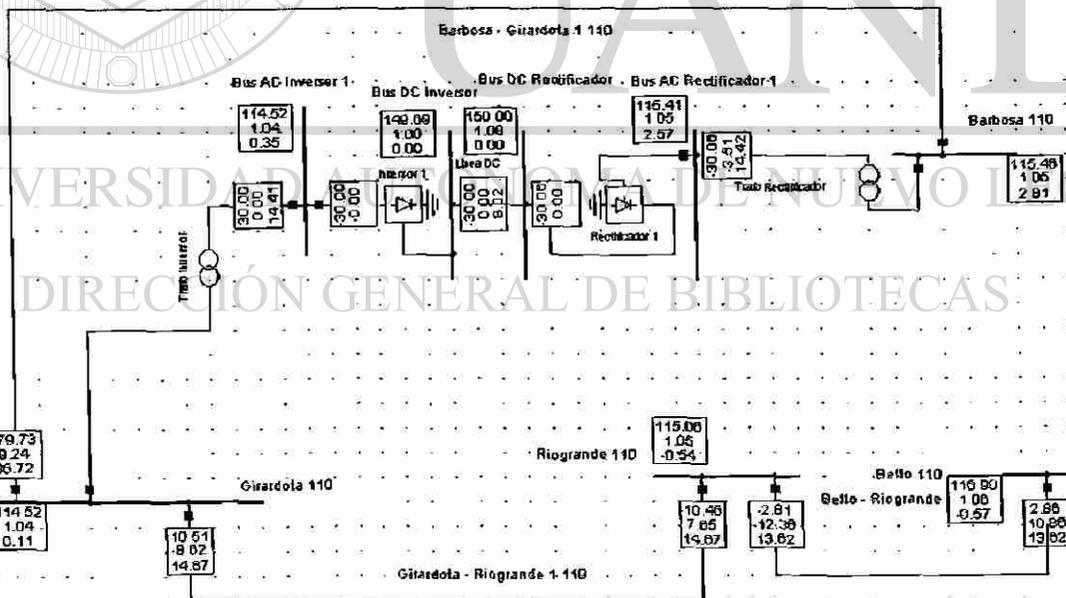


Fig. B.1.

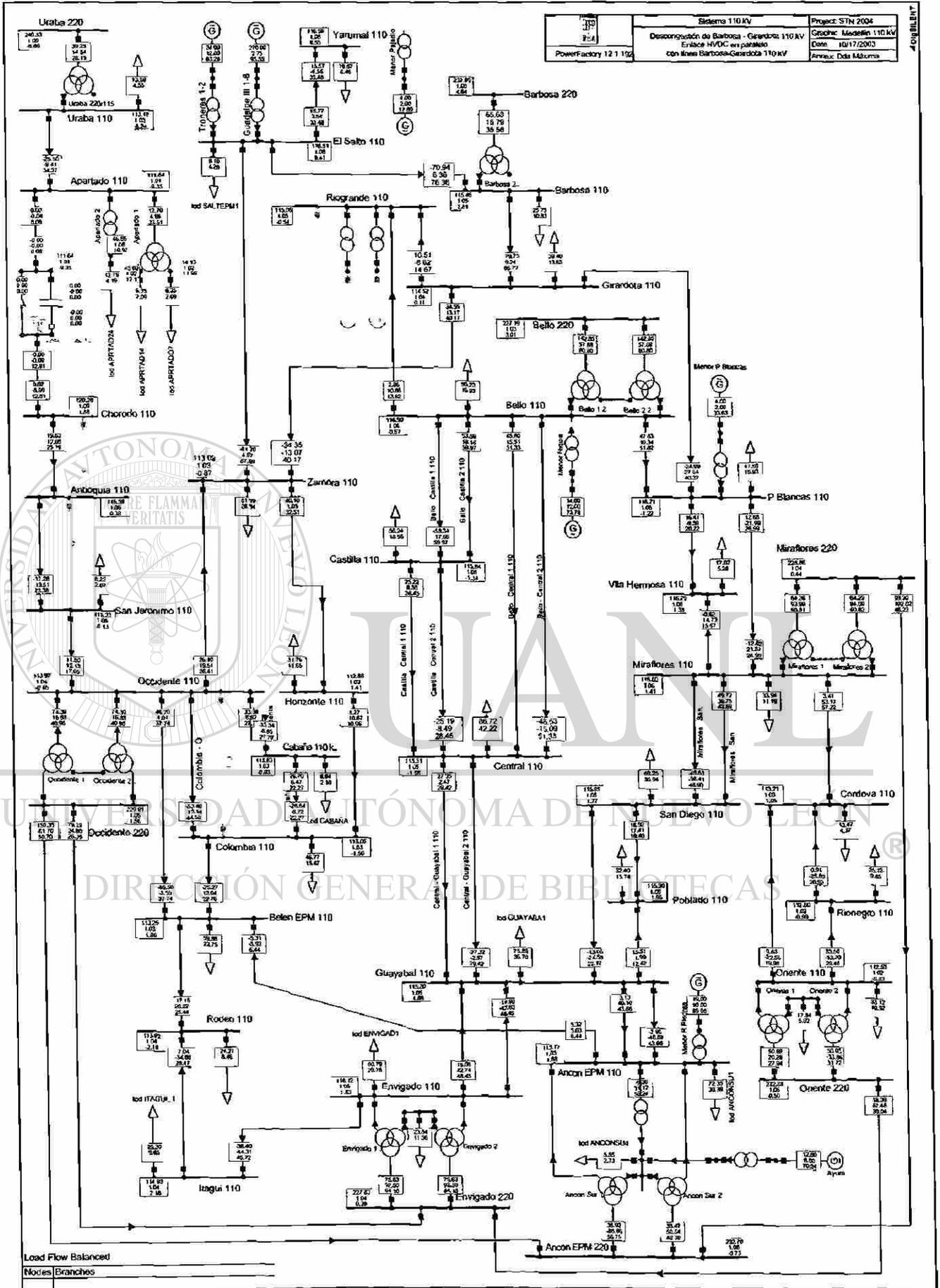


Fig. B.2.

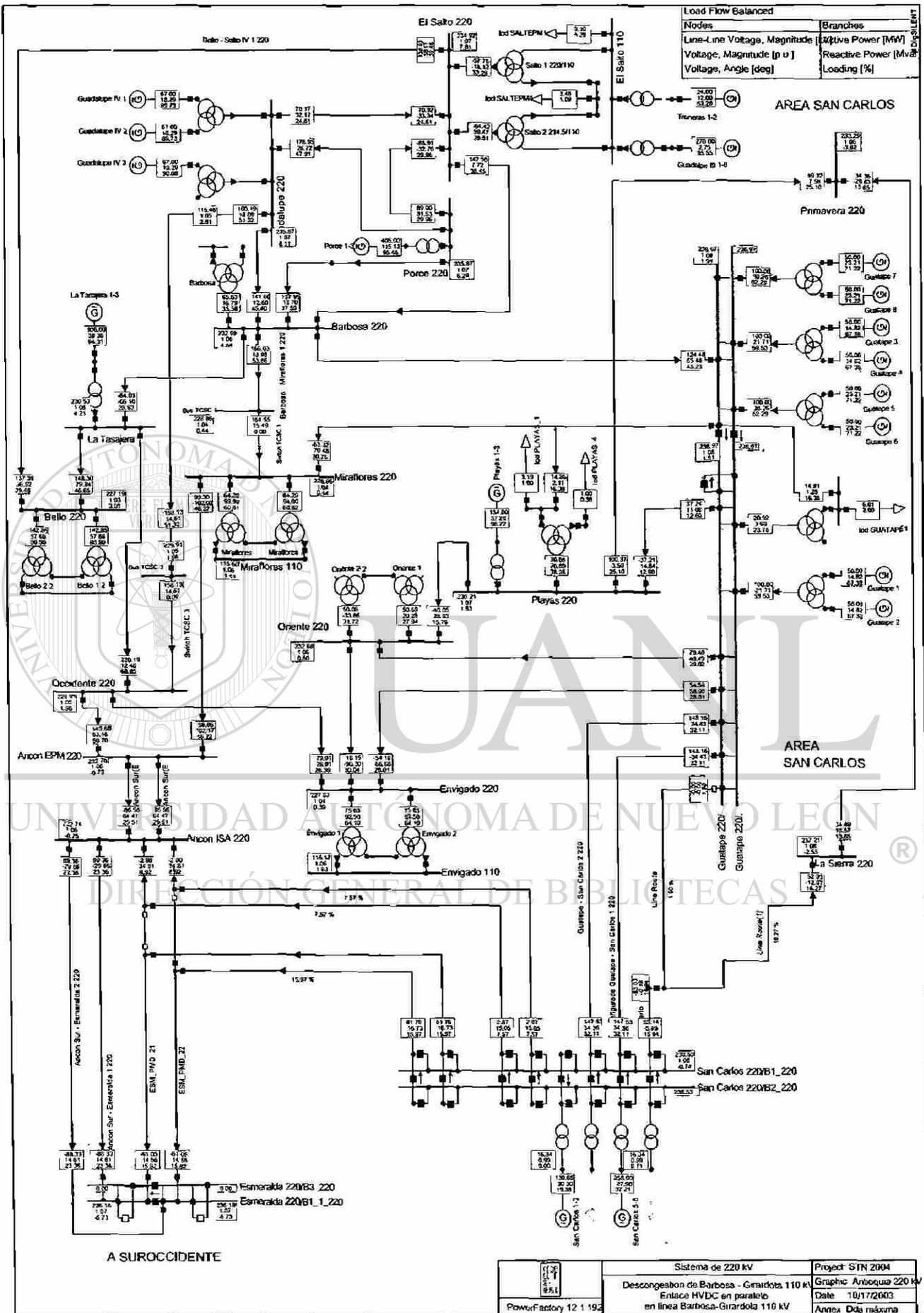
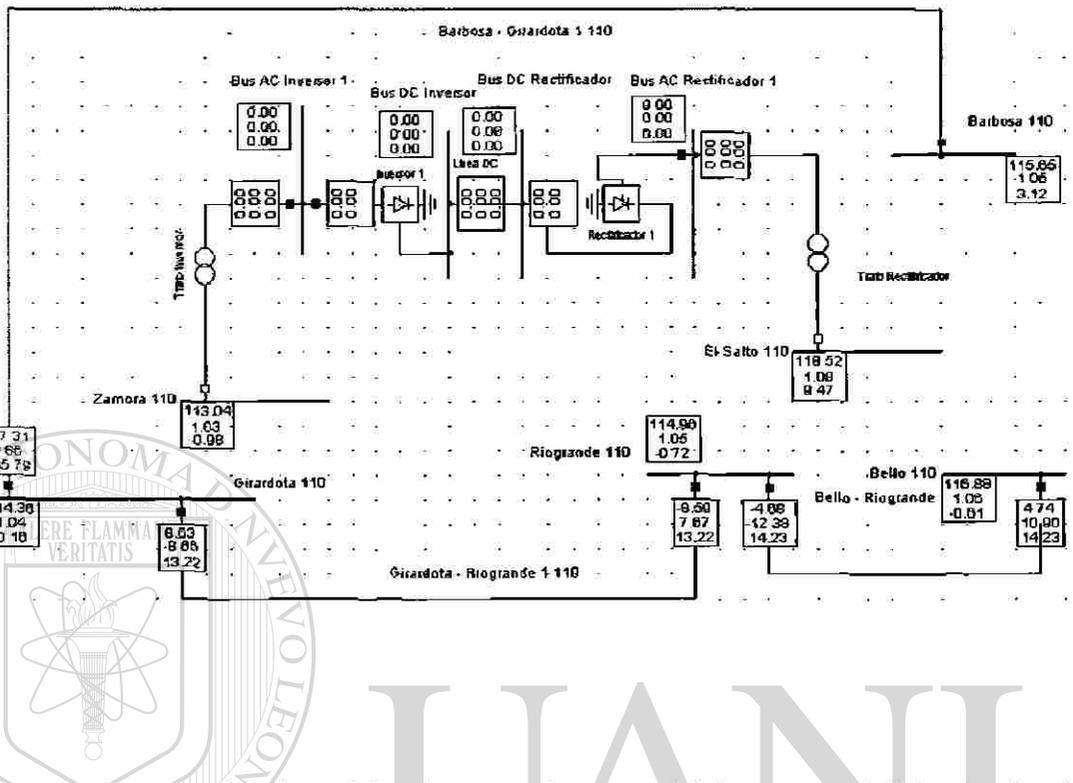


Fig. B.3.

PowerFactory 12.1.19.2	Sistema de 220 kV Desconexión de Barbosa - Girardota 110 kV Enlace HVDC en paralelo en línea Barbosa-Girardota 110 kV	Project SIN 2004 Graphic Antioquia 220 kV Date 10/17/2003 Annex Dda máxima
------------------------	--	---

<table border="1"> <tr><td>12.1</td></tr> <tr><td>192</td></tr> </table>	12.1	192	Descongestión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV Enlace HVDC en paralelo en línea Salto-Zamora 110 kV Enlace con 0 MW	Project: HVDC Graphic: HVDC 1 Date: 10/17/2003 Annex:
12.1				
192				



<table border="1"> <tr><td>12.1</td></tr> <tr><td>192</td></tr> </table>	12.1	192	Descongestión de la línea Barbosa-Girardota 110 kV Enlace HVDC en paralelo en línea Salto-Zamora 110 kV Enlace con 36 MW	Project: HVDC Graphic: HVDC 1 Date: 10/17/2003 Annex:
12.1				
192				

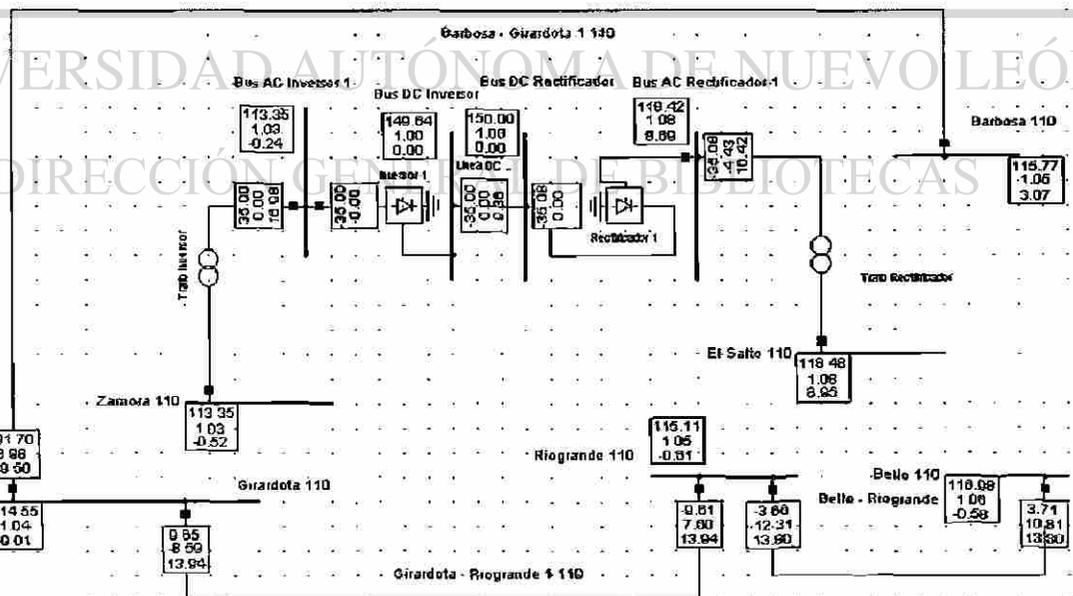


Fig. B.4.

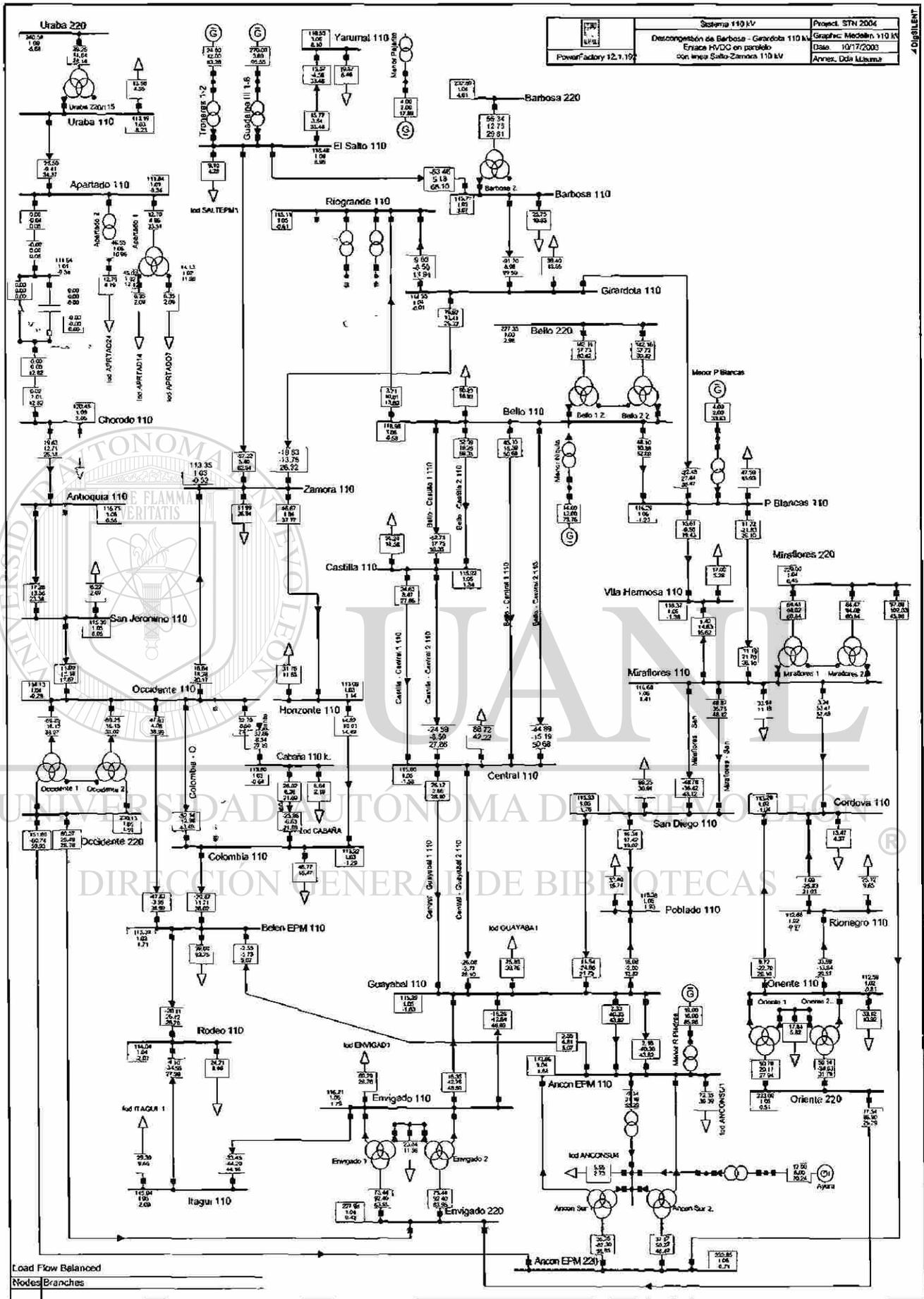


Fig. B.5.

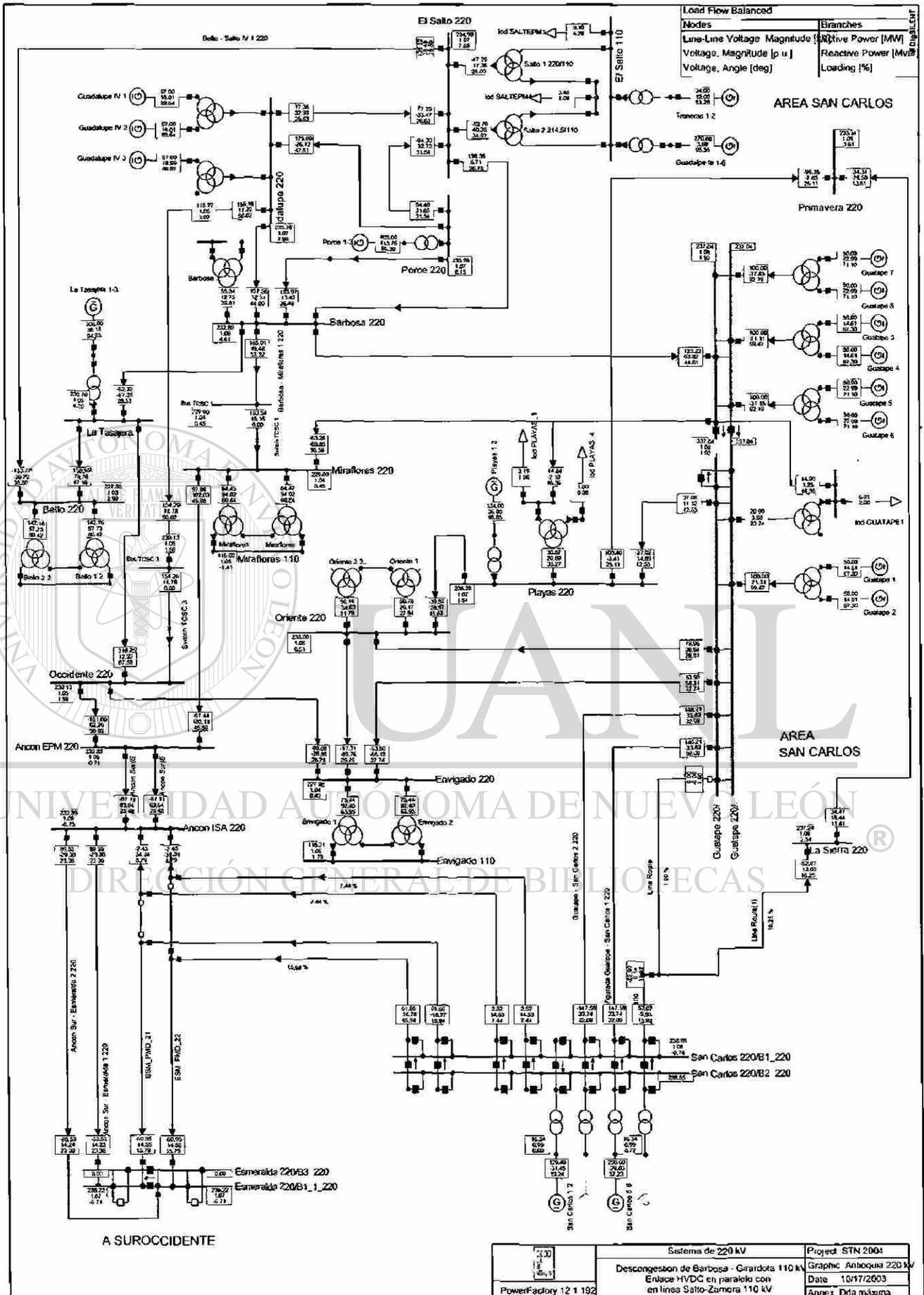


Fig. B.6.

