

45
2el.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGÓN"

**UTILIZACION DE FLUJOS OPTIMOS EN
LA PLANEACION DE COMPENSACION
REACTIVA PARA EL AREA DE
BAJA CALIFORNIA NORTE**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO
E L E C T R I C I S T A
P R E S E N T A :
FRANCISCO JAVIER GOMEZ GONZALEZ

ASESOR: ING. PEDRO LUIS CRUZ GALINDO

MÉXICO

1997.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**UTILIZACION DE FLUJOS OPTIMOS EN
LA PLANEACION DE COMPENSACION
REACTIVA PARA EL AREA DE
BAJA CALIFORNIA NORTE**

**FRANCISCO JAVIER
GOMEZ GONZALEZ
1997**

A DIOS

**Al ser más maravilloso, por darme la
oportunidad de vivir, iluminar y hacer
más placentero el camino, por ayudarme
a obtener una de mis principales metas
mi "CARRERA PROFESIONAL".**

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

A la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Por el orgullo de ser UNIVERSITARIO.

**A la ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ARAGON"**

**Con amor y agradecimiento, por brindarme la oportunidad
de formarme como profesionista dentro de sus aulas.**

A mis PROFESORES

**Con afecto y agradecimiento, por la noble labor
realizada para mi formación profesional.**

A mi asesor el ING. PEDRO LUIS CRUZ

Por su tiempo y dedicación para la realización de mi tesis.

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

**Un reconocimiento especial a la
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

Por darme la oportunidad de realizar el servicio social y practicas profesionales dentro de sus instalaciones; así mismo, por las facilidades prestadas para la realización del presente trabajo de tesis.

**Al personal del DEPARTAMENTO DE PROGRAMACION
DE REDES DE TRANSMISION**

Por hacer más agradable mi estancia dentro del departamento, por darme la oportunidad de sentirme parte de su equipo de trabajo y por su apoyo incondicional en todo momento.

Un agradecimiento especial al ING. AKIHITO ESCOBAR LOPEZ

Por su dedicación, experiencias y enseñanzas brindadas durante mi estancia en este departamento y por las facilidades prestadas para la realización de mi tesis

Al ING. CESAR M. VILCHIS CERVANTES

Por sus atinados consejos y al apoyo que siempre me ha brindado.

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

A MIS PADRES

**Como un testimonio de gratitud y eterno amor por darme el don más preciado: "LA VIDA".
Por depositar en mí la confianza para la culminación de mi carrera profesional ya que es la mejor herencia que puedo recibir y como una recompensa al sacrificio, esfuerzo y dedicación que siempre me han brindado.**

A LEO Y OLY

**Por el apoyo moral que siempre me han brindado
y por compartir conmigo mis logros.**

A MIS SOBRINOS DANI Y ARELI

**Por ser un estímulo muy especial al
final de mi carrera profesional.**

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

A la memoria de MIS ABUELITOS (Q.P.D.)

**Por sus bendiciones y que desde donde
estén, se que comparten con nosotros
la alegría de la terminación de mi
carrera profesional.**

A MIS TIOS Y PRIMOS

**Por su apoyo moral que siempre me han brindado
y por sus demostraciones de afecto y cariño a lo
largo de toda mi vida.**

**En especial a mi tío
ING. JESUS GONZALEZ HERNANDEZ**

**Por su apoyo y preocupación para
la realización de mi tesis.**

A mis COMPAÑEROS Y AMIGOS

**Por los momentos que compartimos
dentro y fuera de la escuela y por todo
el apoyo que siempre me brindaron.**

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

A LA FAMILIA PEREZ FOSTER

**Por su apoyo, preocupación y por darme
siempre las palabras de aliento en los
momentos difíciles y por compartir
conmigo tristezas y alegrías.**

A JORGE

**Por sus palabras de aliento, la ayuda
que siempre me ha brindado y
simplemente por ser mi amigo.**

A LUPITA mi novia

**Por su ayuda, comprensión y
principalmente por su amor.
Ya que gracias a ella el camino que
parecía sólo un sueño, hoy es una
realidad; por caminar conmigo, por
sus consejos, sus estímulos a lo largo
de muchos capítulos de mi vida y
sobre todo por ser una pieza
fundamental en mis éxitos.**

**GRACIAS
FCO. JAVIER**

I N D I C E

INTRODUCCION 1

CAPITULO 1

CONCEPTOS BASICOS DE LA POTENCIA REACTIVA

1.1	CONCEPTO DE CORRIENTES ACTIVAS Y REACTIVAS	3
1.2	POTENCIA ELECTRICA	7
1.3	FACTOR DE POTENCIA	8
1.4	METODOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA	10
1.4.1	APLICACION DE BANCOS CAPACITORES EN SISTEMAS ELECTRICOS	12
1.4.1.1	LIBERACION DE CAPACIDAD	12
1.4.1.2	REDUCCION DE PERDIDAS	14
1.4.1.3	ELEVACION DE TENSION	17

CAPITULO 2

POLITICAS DE PLANEACION PARA LOS SISTEMAS DE COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

2.1	CRITERIOS PARA LA COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	20
2.2	LINEAMIENTOS Y CRITERIOS	21
2.2.1	BALANCE DE POTENCIA REACTIVA	21
2.2.2	EVALUACION DEL AREA DE INFLUENCIA	22
2.2.3	CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN DISTRIBUCION	22
2.2.4	CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN LA RED TRONCAL	23
2.2.5	RESERVA DE POTENCIA REACTIVA	24
2.2.6	FACTOR DE POTENCIA	24

2.3	ESQUEMAS DE COMPENSACION	25
2.3.1	COMPENSACION PARALELO	25
2.3.2	COMPENSACION SERIE	26
2.4	VARIACION DE VOLTAJE	27
2.5	EVALUACION ECONOMICA	28
2.6	DEFINICION DE FUNCIONES	28

CAPITULO 3

EL PROBLEMA DE LOS FLUJOS OPTIMOS Y SU ANALISIS

3.1	ANTECEDENTES DE FLUJOS OPTIMOS	30
3.2	ESTUDIO DE FLUJOS OPTIMOS	32
3.3	FUNCIONES OBJETIVO	36
3.4	CURVAS CARACTERISTICAS PARA DESPACHO ECONOMICO	37

3.5	DESCRIPCION GENERAL DEL PROGRAMA DE FLUJOS OPTIMOS (OPF)	39	
	3.5.1	DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO	41
3.6	SOLUCION A LA OPTIMIZACION	42	
3.7	TIPOS DE VARIABLES	43	
3.8	FUNCIONES OBJETIVO	44	
3.9	MODELADO DE LOS COMPONENTES DE LA RED	46	
	3.9.1	NODOS (CARGA)	46
	3.9.2	GENERADORES	47
	3.9.3	LINEAS DE TRANSMISION (RAMAS)	47
3.10	DATOS PARA INTERCAMBIOS DE AREAS	48	
3.11	TRANSFORMADOR	48	
3.12	OPERACION DEL PROGRAMA	49	
	3.12.1	MODELADO DE FLUJOS DE CARGA	50
	3.12.2	CAMBIOS EN EL MODELADO DE FLUJOS DE CARGA	51
	3.12.3	OUTPUT	51
	3.12.2	ARCHIVO DE REPORTE	51

CAPITULO 4

ESTUDIO PROPUESTO DE COMPENSACION REACTIVA, EN EL AREA DE BAJA CALIFORNIA NORTE

4.1	UBICACION GEOGRAFICA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA NORTE	53
4.2	DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA	54
4.3	GENERACION DE ENERGIA DEL SISTEMA BCN	55
	4.3.1 CAPACIDAD INSTALADA ACTUALMENTE	56
4.4	DEMANDA MAXIMA	56
4.5	DESCRIPCION DEL ARCHIVO DE CONTROL (SPECS)	58
4.6	GENERACION DE LOS CASOS BASE	61
4.7	CRITERIOS DE PLANEACION	61
	4.7.1 LIMITES DE VOLTAJES NODALES	61
	4.7.2 LIMITE DE FLUJO A TRAVES DE LOS ENLACES	62
	4.7.3 LIMITES DE VOLTAJES DE LAS UNIDADES GENERADORAS	62
	4.7.4 DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO	62

4.8	METODOLOGIA	63
4.9	RESULTADOS	64
4.9.1	DEMANDA MAXIMA 1996	64
4.9.2	DEMANDA MAXIMA 1997	67
4.9.3	DEMANDA MAXIMA 1998	70
4.9.4	DEMANDA MAXIMA 1999	73
4.9.5	DEMANDA MAXIMA 2000	76
4.10	COMPENSACION PROPUESTA PARA EL AREA DE BAJA CALIFORNIA NORTE DEL AÑO 1996 AL 2000	79
4.11	ANALISIS ECONOMICO DE LA COMPENSACION REQUERIDA	80
4.12	JUSTIFICACION DEL PAQUETE DE COMPENSACION REACTIVA PARA EL AREA BAJA CALIFORNIA NORTE	83
4.13	INVERSION NECESARIA PARA LA CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE COMPENSACION REACTIVA DE BAJA CALIFORNIA NORTE	84
	CONCLUSIONES	85
	BIBLIOGRAFIA	87

INTRODUCCION

Para las compañías que proporcionan el servicio eléctrico, es de primordial importancia el actualizar día con día sus sistemas de generación, transmisión y distribución; debido al crecimiento constante de la demanda de energía que tienen los países.

En los Sistemas Eléctricos de Potencia uno de los problemas es la falta o el exceso de potencia reactiva y por lo cual el sistema se puede salir de sus límites de estabilidad, siendo necesario la aplicación de compensación de potencia reactiva.

En la Comisión Federal de Electricidad, que es la compañía encargada del suministro de energía eléctrica en México, la planeación es una de sus principales tareas; para realizar el estudio del Sistema Eléctrico Nacional, debido a su gran tamaño y complejidad, es necesario realizarlo dividiendo al sistema en áreas para así poder resolver los problemas que se presenten en una área específica más rápida y fácilmente.

El Sistema Interconectado Nacional se encuentra dividido en 7 áreas principales que se encuentran interconectadas eléctricamente y son: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular; además se cuenta con dos sistemas aislados que son: Baja California Norte y Baja California Sur.

El Sistema de Baja California Norte, a pesar de estar aislado del resto del Sistema Interconectado Nacional, tiene dos enlaces de compra venta de energía con compañías de los Estados Unidos, estos enlaces permiten al sistema poder importar y/o exportar energía de los E.U.A. en caso de emergencia o en las temporadas de demanda máxima. Sin embargo, es de primordial importancia el tratar de importar sólo potencia activa ya que es la que se requiere suministrar a los consumidores y la potencia reactiva que se requiera podrá ser proporcionada por medio de compensadores en los lugares propicios para su construcción, de ahí la realización del presente estudio de compensación de ese sistema en particular.

La utilización del software con que se cuenta en la Comisión Federal de Electricidad y en particular en el Departamento de Programación de Redes de Transmisión, nos da una idea precisa de los valores de los compensadores que se deben de aplicar para solucionar el problema de voltajes nodales, este programa es de "Flujos Optimos" (OPF - Optimal Power Flows).

Como ejemplo se presenta el estudio de compensación reactiva del Sistema de Baja California Norte, pero cabe hacer notar que se puede realizar el estudio en cualquier área que sea requerido.

CAPITULO 1

CONCEPTOS BASICOS DE LA POTENCIA REACTIVA

1.1 CONCEPTO DE CORRIENTES ACTIVAS Y REACTIVAS.

En las redes eléctricas de corriente alterna, se pueden distinguir dos tipos de cargas fundamentales: cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas. Las cargas resistivas toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión aplicada a las mismas; debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma por completo en trabajo mecánico, ya sea en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica, es por esto, que a dichas corrientes se les conoce como corrientes activas. Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran desfasadas 90° respecto a la tensión aplicada y por consiguiente, la energía eléctrica que les llega no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético durante un corto lapso (un cuarto de ciclo), y regresa a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite en forma periódica, siguiendo las oscilaciones de la tensión aplicada, a las corrientes con estas características se les conoce como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas eminentemente resistivas, como lámparas incandescentes y aparatos de calefacción, la parte de la carga reactiva puede considerarse prácticamente nula, en especial a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz); por lo tanto, las corrientes que toman son corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores de inducción, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancias, etc., se puede considerar que la corriente que toman está formada por dos componentes: uno, la corriente activa y el otro, la corriente reactiva o también conocida como "corriente magnetizante", que es la que debe de alimentar a los aparatos eléctricos y que tiene un retraso de 90° respecto a la tensión; esta parte reactiva suele ser de una magnitud comparable a la parte puramente resistiva; es decir, que además de tomar la corriente activa necesaria para producir trabajo, calor o la función deseada, toma una parte de corriente reactiva, que es comparable a la magnitud de la corriente activa que tomó. La corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para poder energizar los circuitos magnéticos, como los de los aparatos mencionados, es una carga adicional de corriente para los circuitos de transmisión, las plantas generadoras, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas de distribución e incluso los circuitos internos de las plantas industriales.

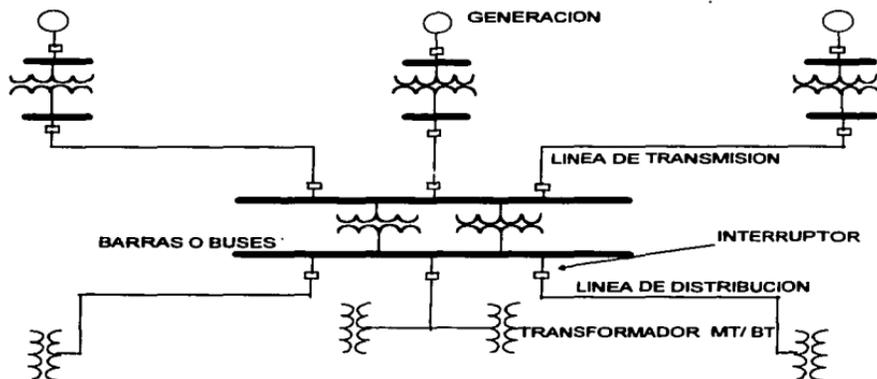


Figura 1.1 Sistema eléctrico típico

En las redes eléctricas de distribución, la corriente reactiva necesaria para energizar los circuitos magnéticos de los transformadores es de carácter inductivo; es decir, está desfasada 90° en atraso respecto a la tensión. En la figura 1.1 se muestra un diagrama unifilar de un sistema eléctrico, compuesto por un sistema de generación, uno de transmisión y otro de distribución. La carga que alimenta a los generadores está compuesta por una parte resistiva y otra reactiva. La parte resistiva demanda una corriente I_R (corriente activa) y la corriente reactiva I_L (corriente inductiva). La corriente total, es la suma fasorial de las dos, que se designa como I_A como se muestra en la figura 1.2.

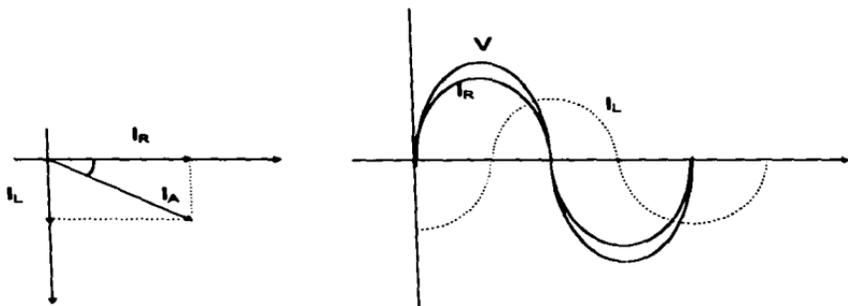


Figura 1.2 Diagrama fasorial y ondas senoidales de tensiones y corrientes de un circuito R-L.

1.2 POTENCIA ELECTRICA.

En un circuito de corriente alterna, la tensión es una variable que es función del tiempo. La corriente también es una variable que es función del tiempo y que depende del valor de la carga. En cada instante, el producto de la tensión por la corriente se conoce como potencia instantánea y está dada por la siguiente expresión:

$$p(t) = v(t) \cdot i(t) \quad 1.1$$

que permite conocer el valor instantáneo de la potencia que demanda la carga de un circuito de corriente alterna; sin embargo, en la práctica se trabaja con valores eficaces de tensión, corriente y potencia. A la potencia demandada por la componente resistiva de un circuito de corriente alterna se le conoce como potencia activa; a la demandada por la componente reactiva, como potencia reactiva, y la suma vectorial de las dos, como potencia aparente. Debe tenerse presente que estas componentes no existen por separado, pero para fines de análisis es conveniente suponerlas así.

Las potencias activa, reactiva y aparente de un circuito de corriente alterna se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$P = VI_A \cos \theta = RI^2 = I^2_A / R \text{ en watts} \quad 1.2$$

$$Q = VI_A \cdot \text{sen } \theta X I^2 = X I^2_X \quad X / X \text{ en vars} \quad 1.3$$

$$S = VI = Z I^2 = V^2 / Z \text{ en VA} \quad 1.4$$

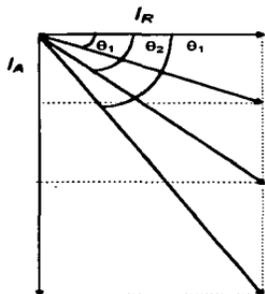
1.3 FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia se define como la relación de la potencia real con la potencia aparente. En la práctica, suele multiplicarse por cien al $\cos \theta$, y el factor de potencia queda expresado en tanto por ciento.

El factor de potencia (F.P.), está dado por:

$$F.P. = \cos \theta = R / Z = P / S \qquad 1.5$$

En la figura 1.3 puede verse que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L mayor es el ángulo θ y, por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Un factor de potencia bajo en una instalación eléctrica implica un consumo alto de corrientes reactivas y, por lo tanto, el riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y en las líneas de transmisión y distribución. Desde el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de transporte de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos existentes. Es por esto que las compañías eléctricas de distribución tienen una cláusula en su estructura de tarifas, que reconoce un cargo por el factor de potencia bajo, además de los cargos usuales por la utilización y demanda máxima de energía. Un valor típico mínimo de factor de potencia en muchas compañías es de 0.85 ó 85 %.



θ	F.P.	i_L / i_R
0°	1.0	0 / 1
10°	0.9848	0.176 / 1
20°	0.9396	0.363 / 1
30°	0.8660	0.577 / 1
40°	0.7660	0.839 / 1
50°	0.6427	1.191 / 1
60°	0.5000	1.732 / 1

Figura 1.3 Relación de corriente reactiva y corriente activa para diferentes factores de potencia.

1.4 METODOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA.

Para realizar la compensación de potencia reactiva en los sistemas eléctricos se emplean los siguientes métodos:

- a) Utilización de motores síncronos.
- b) Utilización de capacitores síncronos.
- c) Utilización de bancos capacitores.

a) Los motores síncronos son capaces de proporcionar trabajo mecánico y al mismo tiempo actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. Aunque se pueden considerar como una ayuda que mejora el factor de potencia, no constituyen una forma de compensación controlable con facilidad.

b) Los capacitores síncronos son motores diseñados para controlar el factor de potencia, nada más, Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario; también mejoran la estabilidad de las líneas de transmisión en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo costo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

c) Los bancos de capacitores dan la potencia reactiva de carácter capacitivo que sea necesaria, pudiéndose instalar fijos o fijos y bancos desconectables.

El uso de bancos capacitores de potencia, comparado con el de los otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por $kVAR$ instalado, un fácil manejo y un mantenimiento tan sencillo y barato que, en muchos casos, se vuelve prácticamente inexistente. Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución o consumo de energía eléctrica, y su demanda notablemente creciente año tras año.

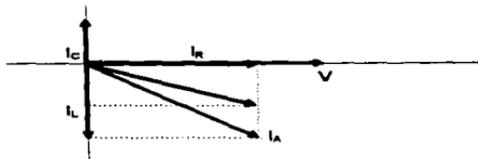


Figura 1.4 Efecto de una corriente capacitiva sobre una corriente inductiva

Al instalar un banco de capacitores en un circuito de corriente alterna compuesto por elementos resistivos e inductivos, se tiene un circuito RLC , en el cual se ve disminuida la corriente reactiva inductiva I_L por la corriente reactiva capacitiva del banco, la cual está adelantada 90° del vector tensión. Esto origina que el valor del ángulo θ disminuya, reduciéndose el valor de la corriente del circuito I_A y las pérdidas RI^2 en las líneas y se libera una cierta capacidad; además, al disminuir la corriente se mejora la tensión en la carga. En la figura 1.4 se muestra gráficamente el efecto de la corriente capacitiva sobre la inductiva.

1.4.1 APLICACION DE BANCOS CAPACITORES EN SISTEMAS ELECTRICOS.

Al instalar los bancos de capacitores en un sistema eléctrico se mejora el factor de potencia de la carga lográndose los siguientes beneficios:

1. Liberar una cierta capacidad (en kVA) del sistema.
2. Reducir las pérdidas por efecto joule, principalmente en las líneas.
3. Elevar los niveles de tensión y, por lo tanto, mejorar la regulación.

1.4.1.1 LIBERACION DE CAPACIDAD.

La capacidad liberada en un circuito eléctrico cuando se instala en banco de capacitores para mejorar el factor de potencia de la siguiente manera: capacidad liberada es la cantidad de carga (en kVA) sea la misma antes y después de agregar los capacitores. Esto se puede observar en la figura 1.5. La ecuación que calcula la capacidad liberada es la siguiente:

$$\Delta kVA = kVA_1 \left[-\cos \theta_1 (\cos \theta_1 + \sen \theta_1 \tan \theta_1) + \cos^2 \theta_1 \sqrt{1 + 2 \tan \theta_1 \tan \theta_2 - \tan^2 \theta_1} / \cos^2 \theta_1 \right]$$

1.6

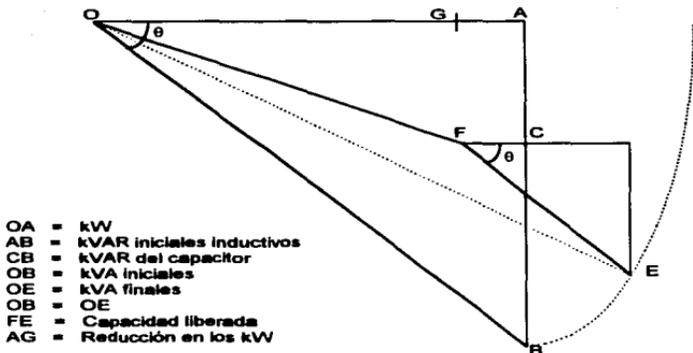


Figura 1.5 Diagrama fasorial de potencia que ilustra el concepto de capacidad liberada.

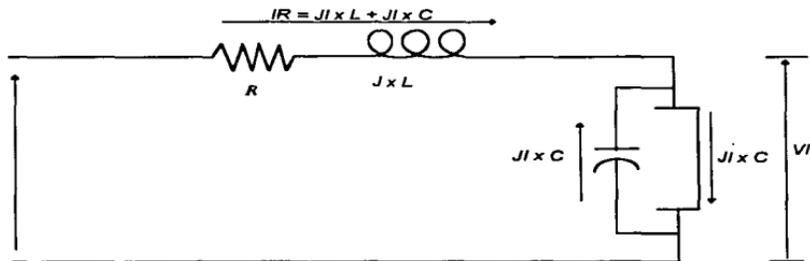


Figura 1.6 Corrientes en una línea corta con capacitores y carga R-L en su extremo.

1.4.1.2 REDUCCION DE PERDIDAS.

La reducción de las pérdidas por efecto joule en las líneas que van desde las fuentes hasta el punto donde se desea compensar la potencia reactiva, se debe a la cancelación de una parte de la componente de la corriente inductiva I_L por la corriente capacitiva I_C de los capacitores. En el circuito de la figura 1.6 se muestran estas variables.

Al compensar la potencia reactiva de una carga la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} en la línea, se obtiene al restar las pérdidas de potencia en la línea con capacitores, de las pérdidas de potencia en la línea sin capacitores:

$$R_{pp} = 3RI^2_1 - 3RI^2_2 \quad 1.7$$

En esta expresión R es la resistencia de la línea, en ohms; I_1 es la corriente de la línea, en amperes, sin capacitores; e I_2 es la corriente de la línea, con capacitores.

Junto con la reducción de las pérdidas de potencia R_{pp} que se calcula con la siguiente expresión:

$$R_{pr} = 3RI^2_1TF_{pr} - 3RI^2_2TF_{pr} \quad 1.8$$

en donde T es el tiempo en que se evalúa la reducción de pérdida de energía y F_{pr} es el factor de pérdidas.

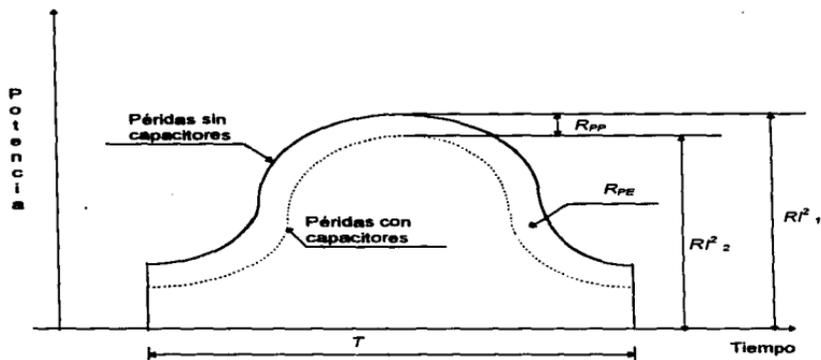


Figura 1.8 Pérdidas de potencia y energía con una línea con carga variable

El factor de pérdidas también se puede calcular con la ecuación:

$$F_{per} = 0.3 FC + 0.7 FC^2 \quad 1.10$$

en donde FC es el factor de carga.

En la figura 1.8 se muestra la diferencia entre la reducción de las pérdidas de potencia y la reducción de las pérdidas de energía.

1.4.1.3 ELEVACION DE TENSION.

Al instalar capacitores en una carga se eleva la tensión en las terminales de esa carga, por la cancelación de una parte de la corriente inductiva. La expresión que permite conocer esa elevación de tensión se deduce de las siguientes consideraciones.

La caída de tensión en una línea con carga concentrada se calcula con la expresión:

$$V = RI \cos \theta + XI \sin \theta \quad 1.11$$

en donde:

R = Resistencia de la línea, en ohms.

X = Reactancia de la línea, en ohms.

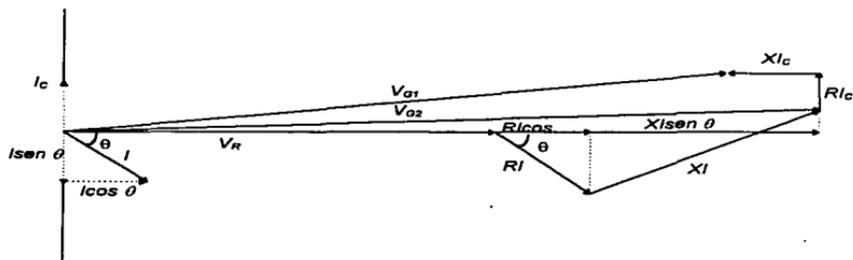
$I \cos \theta$ = Componente activa del vector corriente (en fase con el vector tensión Vr), en amperes.

$I \sin \theta$ = Componente reactiva del vector corriente (atrasada 90° del vector tensión Vr), en amperes.

Al conectar un banco de capacitores cuya corriente sea I_c , se puede aproximar la caída de tensión por fase " V " con la expresión:

$$V = RI \cos \theta + XI \sin \theta - X I_c \quad 1.12$$

el diagrama vectorial que ilustra estas relaciones se muestra en la figura 1.9, como el vector $XI \sin \theta$ está en fase con el vector XI_c , la ecuación 1.12 es una buena aproximación de la caída de tensión en la línea al conectar los capacitores. Además esta expresión muestra que la caída de tensión disminuye al compensar la potencia reactiva.



- I = Corriente en línea.
- V_R = Tensión en las terminales de la carga.
- V_{01} = Tensión en la fuente (sin capacitores).
- V_{02} = Tensión en la fuente (con capacitores).
- $R I \cos \theta$ = Caída en la resistencia de la línea por la componente activa de la corriente.
- $R I \sin \theta$ = Caída en la reactancia por la componente reactiva de corriente.
- $X I_c$ = Caída en la resistencia de la línea por la corriente de los capacitores.
- $X I_c$ = Caída en la reactancia de la línea por la corriente de los capacitores.

Figura 1.9 Relaciones vectoriales de una línea corta con capacitores en la carga.

Entonces, la elevación de tensión, en las terminales de la carga, es la diferencia entre las ecuaciones 1.11 y 1.13:

$$V = XI_c \quad 1.13$$

que expresada en por ciento de la tensión de fase a neutro, en volts:

$$\%V = \frac{XI_c}{V_n} 100 \quad 1.14$$

cuando la tensión al neutro se da en kilovoltios

$$\%V = \frac{XI_c}{10kV_n} \quad 1.15$$

como $kV_f = \sqrt{3kV_n}$ e $I_c = \frac{kVAR}{\sqrt{3kV_f}}$ la ecuación 1.15 queda:

$$\%V = \frac{XkVAR}{10(kV_f)^2} \quad 1.16$$

en donde kVA es la potencia del banco de capacitores, kV_f la tensión entre fases en kilovoltios y X la reactancia de la línea en ohms.

CAPITULO 2

POLITICAS DE PLANEACION PARA LOS SISTEMAS DE COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

2.1 CRITERIOS PARA LA COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

La compensación de la potencia reactiva y el control de voltaje en las redes eléctricas son problemas que deben ser atendidos para garantizar una adecuada calidad y seguridad del servicio suministrado.

Debido a que los criterios generalmente se derivan de una aplicación prolongada de los procedimientos establecidos, se acordó conjuntar una serie de lineamientos que deben tomarse en cuenta en los estudios, esperando que la práctica de los mismos, se logren extraer criterios más específicos.

Se considera que para lograr una compensación adecuada de la potencia reactiva del Sistema Eléctrico Nacional, se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Comportamiento cíclico de la demanda.
- Necesidades de reactivos en la red troncal, Subtransmisión y Distribución.
- Variaciones de voltaje.
- Potencia de generación activa, reactiva y reserva necesaria.
- Factor de potencia.
- Definir los esquemas de compensación y periodos de estudio.

Los estudios técnicos deberán contemplar condiciones de estado estable y dinámico y ser complementados con una evaluación económica correspondiente.

2.2 LINEAMIENTOS Y CRITERIOS.

2.2.1 BALANCE DE POTENCIA REACTIVA.

En la etapa de diseño de un sistema eléctrico se deberá establecer un balance de potencia reactiva, evaluando por una parte, los reactivos disponibles en el sistema y por otra los requerimientos de los elementos del mismo, considerando el comportamiento de las demandas nodales a lo largo del tiempo. Como resultado se obtendrán las necesidades de reactivos adicionales en el sistema, las cuales podrán ser cubiertas conforme a evaluaciones técnicas y económicas de los esquemas de compensación.

La localización de la compensación reactiva se debe realizar teniendo como objetivo minimizar los costos de operación del sistema incluyendo el efecto de las pérdidas de transmisión y las inversiones en la compensación. En cada caso se deben mantener condiciones aceptables de operación en estado estable y dinámico.

Estos estudios definirán áreas que en condiciones normales, se mantendrán autosuficientes evitando en lo posible la transferencia de reactivos de un nivel de voltaje a otro y de una área a otra, ya que esto repercute negativamente en las pérdidas de transmisión y en el perfil de voltaje.

2.2.2 EVALUACION DE AREA DE INFLUENCIA.

Una parte fundamental y básica de la estrategia de control de voltaje debe ser el evaluar las áreas de influencia de cada centro de generación y fuentes de potencia reactiva importantes, las cuales estarán afectadas por los niveles de voltaje de generación y los cambios en las derivaciones de los transformadores de máquinas y de los transformadores de potencia.

Se considera adecuado como un margen de seguridad mover los cambiadores de derivaciones dentro de un rango de $\pm 50\%$ de su capacidad para estudios de planeación.

2.2.3 CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN DISTRIBUCION.

En el área de distribución el problema de reactivos consiste principalmente en reducir al mínimo las pérdidas de energía, mejorar el factor de potencia y lograr una regulación adecuada de voltaje.

En este caso se tendrán fundamentalmente requerimientos de reactivos capacitivos, que deberán ser localizados en puntos clave de la red y diseñados con una lógica adecuada de control, en coordinación con equipo de regulación de voltaje.

2.2.4 CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA EN LA RED TRONCAL.

En al red troncal de un sistema de potencia, los estudios deberán estar enfocados a la definición de los esquemas de compensación de reactivos y equipo de control de voltaje para lograr un control efectivo del voltaje y la potencia reactiva sobre los nodos de la red en condiciones extremas de demanda.

El control de voltaje puede estar enfocado a la solución de problemas de funcionamiento del sistema en estado estable, como cuando se trata de aumentar la capacidad de transmisión, o en estado transitorio, como cuando se trata de mejorar la estabilidad del sistema.

Para cada caso se debe determinar:

- a) La magnitud de la compensación.
- b) La localización.
- c) El equipo más adecuado.

En sistemas de transmisión con una estructura radial, como el Sistema Eléctrico Nacional, el control efectivo de voltaje de ciertas áreas del sistema puede mejorar los niveles de transmisión y los límites de estabilidad.

2.2.5 RESERVA DE POTENCIA REACTIVA.

El sistema de potencia deberá disponer de la reserva necesaria de potencia reactiva para soportar contingencias y mantenimientos considerando como criterio de diseño la contingencia sencilla.

Dicha reserva será determinada dependiendo de las características eléctricas de cada nodo o área en particular.

En caso de que no sea factible técnica o económicamente, cumplir con el requerimiento de reserva de potencia reactiva, deberá preverse el uso de controles suplementarios para mantener la integridad del sistema.

Con el fin de disponer de todos los recursos de potencia reactiva del sistema, es necesario que las unidades generadoras puedan ser operadas de acuerdo a su curva de capacidad reactiva, y que los transformadores con cambiadores de derivación bajo carga operen permanentemente en forma automática.

2.2.6 FACTOR DE POTENCIA.

Con el fin de lograr mayor efectividad en los estudios sobre la compensación reactiva de la red de transmisión, es necesario que los factores de potencia que se asignen a las cargas, estén basados en condiciones reales tomando en cuenta el grado de compensación existente en baja tensión.

2.3 ESQUEMAS DE COMPENSACION.

Una vez definidas las necesidades de reactivos del sistema, mediante estudios especiales, se seleccionarán los esquemas de compensación a utilizar, que podrán ser:

2.3.1 COMPENSACION PARALELO.

- a) **Compensación dinámica (de acción rápida, con control continuo o discreto).**
- b) **Compensación controlada (acción lenta).**
- c) **Compensación fija.**

Si la elección fue compensación discreta, se deberá evaluar la magnitud de los pasos de compensación en base a la robustez del sistema en el nodo considerado diseñada con lógicas que permitan automatizar la conexión/desconexión de reactores y capacitores para lograr un control de voltaje más rápido y efectivo.

En aquellas zonas donde no se justifica el control fino de voltaje se debe optar por la compensación fija.

En zonas situadas en los puntos extremos de una red de configuración radial, puede no justificarse la inversión en elementos de control de voltaje, por lo que se deben diseñar estrategias de control suplementario para reducir el riesgo de colapso en el área.

2.3.2 COMPENSACION SERIE.

Se aplicará ésta, cuando se pretenda aumentar la capacidad de transmisión y/o disminuir la distancia eléctrica entre algunos nodos del sistema eléctrico, manteniendo o mejorando la confiabilidad en la operación del mismo sistema.

El grado de compensación y el esquema recomendado serán determinados al considerar los conceptos que se indican a continuación:

- a) **Potencia a transmitir.**
- b) **Estudio de análisis dinámico los cuales resuelvan:**
 - **Tiempo máximo para la reinserción.**
 - **Límite de estabilidad en estado estable.**
 - **Ajustes de la protección del banco de capacitores.**
- c) **Estudios de fenómeno de resonancia subsíncrona que determinen:**
 - **La magnitud y el comportamiento que se puede presentar.**
 - **Los medios o recursos de amortiguamiento y/o reducciones de estas respuestas.**
- d) **Cálculo de sobretensiones por maniobras con el propio banco de capacitores con posibilidades de apertura y recierre monopolar en la línea de transmisión.**

2.4 VARIACION DE VOLTAJE.

Para definir las necesidades de compensación reactiva en cada nivel de transmisión, es conveniente establecer rangos permitidos de desviación de los voltajes nodales en relación a la tensión nominal.

Se proponen tentativamente los siguientes rangos que serán corregidos dependiendo de las experiencias que se logren:

TIPO DE ESTUDIO	CONDICION	NODOS DE TRANSMISION RED TRONCAL	NODOS DE CARGA RED TRONCAL
CORTO PLAZO	NORMAL	+ 5 %, - 2 %	± 5%
	CONTINGENCIA	+ 10 %, - 5 %	± 10%
PLANEACION	NORMAL	± 3%	± 5%
	CONTINGENCIA	± 5%	± 8%

2.5 EVALUACION ECONOMICA.

Se considera necesario evaluar económicamente, las distintas opciones que satisfagan los criterios técnicos en forma equivalente, desde un punto de vista de la calidad y confiabilidad del suministro.

2.6 DEFINICION DE FUNCIONES.

Para analizar la administración de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Nacional, se presentan los siguientes aspectos:

- a) **Planeación de las inversiones en equipo de compensación reactiva.**
- b) **Selección de los esquemas y equipos.**
- c) **Relocalización de equipos existentes.**
- d) **Coordinación de los dispositivos instalados en el sistema.**

En el primer caso se ataca una problemática futura que puede resolverse con equipo adicional, contando con el tiempo suficiente para los estudios especializados y para la fabricación e instalación de los equipos.

En el segundo caso, se trata de estudios especializados para definir el mejor esquema, la localización precisa y las características de los equipos, para un objetivo definido.

En el tercer caso, se estudia una problemática a más corto plazo en que se trata de optimizar el uso de los equipos existentes para mejorar las condiciones de operación de la red, relocalizando los equipos existentes.

CAPITULO 3

EL PROBLEMA DE FLUJOS OPTIMOS Y SU ANALISIS

3.1 ANTECEDENTES DE FLUJOS OPTIMOS.

La aplicación clásica a los sistemas eléctricos de potencia de los métodos de optimización es el despacho económico. Inicialmente, el problema fue sencillo debido a la inclusión únicamente de los límites superiores e inferiores de las unidades de generación; pero al introducirse en los años 50's el concepto de las pérdidas eléctricas de la red en la formulación del problema, este se hizo más complejo y el modelo se mejoró considerablemente.

Posteriormente se utilizaron otros algoritmos de optimización que resultaron convenientes. Los métodos no requerían de la formulación de pérdidas eléctricas al incluir un modelo exacto de la red. Los modelos recibieron el nombre de flujos de potencia óptimos debido a que la solución del problema proporciona el menor costo de operación instantánea del sistema, sujeto a restricciones de igualdad del sistema de transmisión, así como restricciones de desigualdad impuestas por límites de operación especificados.

En los años 60's Dommel y Tinney propusieron una extensión del estudio de flujos de potencia considerando el método de Newton en el problema de flujos de potencia óptimos, apareciendo posteriormente publicaciones donde se utilizan técnicas de programación no-lineal para aplicarla al mismo problema.

Una de las principales áreas en donde han tenido aplicación las formulaciones de flujos óptimos es en el de la seguridad. Cuando se detectan problemas de voltajes en nodos o sobrecargas en elementos de transmisión, resulta necesario considerar medidas correctivas para eliminar los problemas, siendo las formulaciones de flujos óptimos utilizadas para corregir esos problemas.

Las formulaciones para problemas de optimización (flujos de carga óptimos), en general, tienen una función objetivo que asocia costos de generación, y que será obligada a tomar su valor mínimo en el proceso de optimización. Cuando la red eléctrica está en un punto de operación seguro, se puede operar flexiblemente con márgenes adecuados, y entonces los aspectos económicos pueden ser el principal objetivo de la programación de potencia generada.

3.2 ESTUDIO DE FLUJOS OPTIMOS.

El estudio de flujos convencionales se puede plantear, como la solución de un sistema de un sistema de ecuaciones no-lineales.

$$g_i(\underline{x}, \underline{y}) = 0 \quad y = 1, n$$

donde: \underline{x} vector de variables dependientes (estado)
 \underline{y} vector de variables independientes

Una especificación de las variables es como sigue:

$$[\underline{x}] = \begin{bmatrix} V & \text{en nodos} \\ \theta & P, Q \\ \theta & \text{en nodos} \\ & P, V \end{bmatrix} \quad [\underline{y}] = \begin{bmatrix} V & \text{nodo} \\ \theta & \text{slack} \\ P & \text{nodos} \\ Q & P, Q \\ P & \text{nodos} \\ V & P, V \end{bmatrix}$$

Para encontrar el vector x se selecciona un número de ecuaciones de " y " igual al número de incógnitas.

$$\underline{g}(\underline{x}, \underline{y}) = \begin{bmatrix} \text{ec. } P & \text{en nodos} \\ \text{ec. } Q & P, Q \\ \text{ec. } P & \text{en nodos } PV \end{bmatrix}$$

la característica importante es que las variables independientes tienen un valor fijo (potencias y voltajes especificados) durante el proceso de solución. Así, se tendrá una solución única.

En el caso de 2 variables se puede ilustrar como sigue:

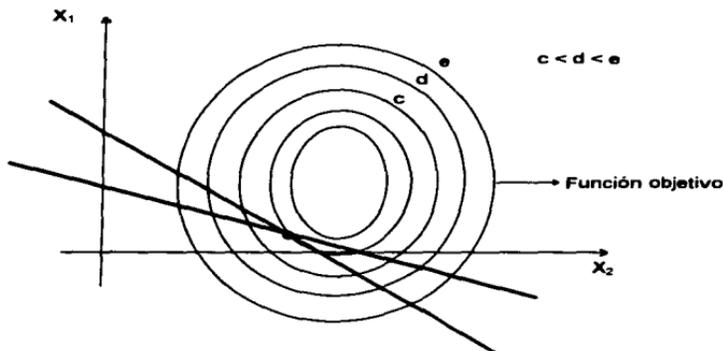


Figura 3.1

En la figura 3.1 se observa que si se tiene una función objetivo a optimizar al existir sólo un punto que cumple con las restricciones esa es la solución óptima del problema. Es importante notar que las restricciones impiden escoger una mejor solución de acuerdo a la función objetivo, en este caso se dice que no se tienen grados de libertad.

Si sólo se tuviera una restricción de igualdad en el problema, es decir sólo una variable independiente tomará un valor fijo, como se puede observar en la figura 3.2.

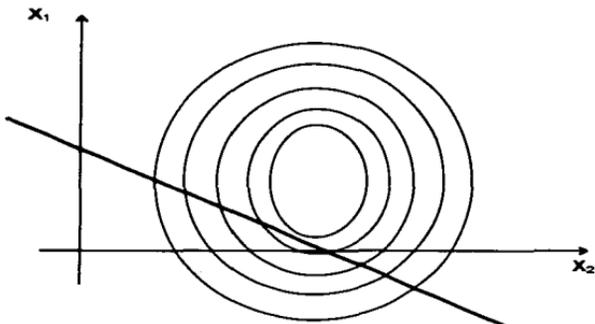


Figura 3.2

Se tiene libertad para escoger el punto óptimo de acuerdo a la función objetivo, existe un grado de libertad. La línea doble en la figura 3.1 muestra el conjunto de puntos que satisfacen la restricción con diferentes valores de la función objetivo.

En el problema convencional de los flujos al tener las variables independientes fijas se fuerza a tener una solución sin tomar en consideración ningún criterio económico o de funcionamiento.

El problema de flujos tiene un conjunto de restricciones extras que hacen más difícil su solución ya que se requiere control sobre las variables independientes, como son:

- 1. Límites de reactivos de generadores.**
- 2. Cambio automático de taps en transformadores.**
- 3. Intercambios de potencia activa entre áreas.**
- 4. Control de voltaje en nodos de carga.**

Una forma de resolver el problema es utilizar un procedimiento de prueba y error en el cual las variables independientes del problema se cambian entre iteraciones para tratar de satisfacer las restricciones impuestas. Generalmente los criterios que se usan para determinar el valor de las variables independientes son diseñados en forma aislada para cada restricción que se desea satisfacer, lo cual en algunos casos crea problemas de convergencia ya que existen conflictos entre las variables independientes que se manejan. Por otro lado, es importante hacer notar que en la solución de flujos ajustada los que se desea es obtener una solución que cumpla con las restricciones impuestas sin tener en consideración si es la mejor en algún sentido.

El estudio de flujos óptimos permite formular el problema de flujos sujeto a un conjunto de restricciones, la solución que se obtiene no sólo cumple con las restricciones impuestas sino que es óptima en algún sentido. Para lograrlo se requiere que algunas de las variables independientes controlen el problema para obtener la mejor solución.

3.3 FUNCIONES OBJETIVO.

En la formulación del problema de flujos óptimos algunas de las funciones objetivo más comunes son:

- Costo de generación.
- Pérdidas mínimas.
- Costo compensación de reactivos.
- Factibilidad de flujos.
- Costo de corte de carga.
- Generación de reactivos.
- Errores de potencia nodales.

La solución óptima se obtiene encontrando las variables de control que cumplan con las restricciones impuestas y que al mismo tiempo minimizen la función objetivo.

Una de las funciones más comúnmente usadas en la operación de los sistemas eléctricos de potencia es el costo de generación y el problema de flujos óptimos correspondiente recibe el nombre de **despacho económico**.

3.4 CURVAS CARACTERISTICAS PARA DESPACHO ECONOMICO.

Los componentes del costo de generación más importantes son:

Costo por combustible.

Costo de personal de operación.

Una diferencia importante entre los costos anteriores es que el costo por combustible se ve afectado por el nivel de generación que se tenga, en cambio el costo de personal se mantiene casi independiente de la generación.

Por lo tanto se considera como un cargo fijo que no afecta la distribución de generación, una vez que se ha decidido que máquinas están en servicio.

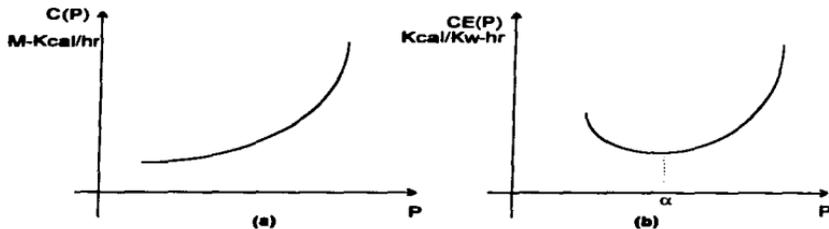


Figura 3.3 Curvas características para despacho económico

El costo de combustible se obtiene por medio de pruebas en las plantas generadoras. Existen dos curvas que se determinan en la práctica, una que relaciona Potencia Térmica con Potencia Eléctrica (curva de entrada - salida) figura 3.3 (a) y otra que relaciona la eficiencia de la conversión de la Energía con la Potencia de Salida (curva de consumo específico) figura 3.3 (b).

$$CE(P) = \frac{C(P)}{P}$$

Es decir un punto en la curva de consumo específico se obtiene dividiendo la potencia térmica (Kcal/hr) entre la potencia eléctrica correspondiente.

La determinación de los puntos de las curvas requiere de controlar el proceso térmico y permitir su estabilización. La curva de consumo específico tiene un mínimo, a cuyo valor de generación (α) el proceso de conversión de energía es más eficiente.

Para obtener una función analítica de las curvas se asume un polinomio que ajuste adecuadamente los puntos obtenidos en las pruebas. Generalmente se utiliza una función cuadrática para aproximar la curva de entrada salida.

$$C(P) = a P^2 + b P + c$$

y para el consumo específico.

$$CE(P) = a P + b + \frac{c}{P}$$

Para determinar las constantes (a, b, c) se requieren por lo menos tres mediciones de consumo específico.

3.5 DESCRIPCION GENERAL DEL PROGRAMA DE FLUJOS OPTIMOS (OPF).

El estudio de flujos de potencia es fundamental para analizar el sistema; actualmente existen formulaciones y programas computacionales de flujos óptimos, que a diferencia de los flujos convencionales, sugieren ajustes en las variables de control para satisfacer las restricciones de operación impuestas al sistema.

Por medio de la utilización de los flujos óptimos, es posible auxiliar los estudios de planeación, para controlar y operar satisfactoriamente el sistema, manteniendo los flujos de potencia activa dentro de los límites permitidos y a los voltajes nodales con un perfil adecuado, así como la posibilidad de soportar contingencias dentro de las normas de seguridad.

Al igual que los flujos de carga convencionales, los flujos de carga óptimos están basados en una representación de secuencia positiva de la red eléctrica.

OPF (Optimal Power Flow), da un modelo analítico, el cual directamente cambia ciertas variables para determinar la mejor solución con respecto a una medida de comportamiento cuantitativo establecido, es decir, con respecto a una función objetivo. OPF logra este resultado formulando y resolviendo un problema de optimización, definiendo la meta a alcanzar como la combinación de una función objetivo a ser minimizada, satisfaciendo un conjunto de restricciones de operación.

OPF tiene la capacidad de optimizar o no a los subsistemas de la representación completa de flujos de carga, por ejemplo, es posible elegir únicamente una área a optimizarse.

El sistema OPF tiene las siguientes características de operación para los casos o datos a ser optimizados, los datos que se ilustran en paréntesis, son los valores asignados automáticamente, pero pueden ser modificados posteriormente a la instalación, dependiendo de las necesidades de operación que se tengan y no requieren recopilación del programa. Los valores iniciales son:

Número Máximo de buses	(4000)
Número Máximo de unidades generadoras	(1000)
Número Máximo de ramas	(8000)
Número Máximo de transformadores	(800)
Número Máximo de curvas de costo	(500)
Número Máximo de segmentos de curvas de costo	(500)
Número Máximo de restricciones de flujo	(80)
Número Máximo de líneas I	(800)
(es decir el número máximo de líneas identificadas en definiciones de interfaces)	
Número Máximo de interfaces	(80)
Número Máximo de líneas compensadas	(40)
Número Máximo de sitios para tiro de carga	(80)
Número Máximo de sitios para adicionar VAR's	(200)

No hay límite superior de dimensionamiento de localidades de memoria. El programa reportará una condición de error para un evento improbable cuando la dimensión para todas las categorías dadas exceda la dimensión del arreglo principal.

3.5.1 DESPACHO ECONOMICO RESTRINGIDO.

Básicamente en este problema intervienen como variables de control las inyecciones de potencia activa. La función objetivo utilizada se forma con las curvas entrada-salida de las centrales térmicas, las restricciones de operación consideradas son las correspondientes a los límites físicos de las unidades generadoras, los límites de flujos en las líneas de transmisión y transformadores y los límites de voltaje en nodos de carga.

El problema de despacho económico restringido tiene por objetivo minimizar los costos de generación suministrando las potencias de carga, mientras se evitan violaciones de flujo en los elementos de transmisión; estas restricciones de operación se tienen para cumplir con los límites térmicos, de estabilidad o de regulación de voltaje en el sistema.

La condición básica a cumplir en un SEP es satisfacer en todo momento las potencias requeridas por los consumidores. Esta condición es incluida en la formulación del problema con la ecuación de balance de potencia (activa y reactiva). El balance se mantiene al ir buscando la condición de operación óptima del sistema de potencia.

El método de Newton es utilizado en el algoritmo PSS/OPF. El método precedente resolviendo recursivamente una aproximación lineal del problema. La aplicación del método de Newton para resolver problemas de optimización sujeto a restricciones de desigualdad, presupone conocer desigualdades activas en el valor óptimo de la solución.

3.6 SOLUCION DE LA OPTIMIZACION.

La función objetivo es combinada con una restricción de igualdad para formar una función Lagrangiana. Esta función, se construye en términos de las variables del sistema de potencia y los multiplicadores de Lagrange.

La formulación no es lineal y la función objetivo es también probablemente no lineal, por lo que es necesario emplear un proceso de solución que reconozca los límites en las variables. El proceso es análogo al método Newton-Raphson empleado para solucionar el problema de flujos convencionales. Una solución al problema no lineal resulta de resolver una serie de subproblemas menos complejos.

El método de Newton-Raphson construye funciones que expresan que tan bien satisfacen los voltajes complejos a la potencia específica en cada uno de los nodos del sistema por medio de iteraciones sucesivas.

En la solución de Newton-Raphson para el problema de flujos convencionales, cada subproblema es un sistema lineal de ecuaciones evaluadas en algún punto de operación; pero en el caso de OPF las restricciones de desigualdad deben ser satisfechas para todo subproblema.

3.7 TIPOS DE VARIABLES.

En los problemas de carga óptimos se tienen dos tipos de variables:

- Variables independientes o de control.
- Variables dependientes.

Las variables independientes o de control, son aquellas que pueden ajustarse al valor deseado por operadores del equipo eléctrico. Las variables disponibles en este programa son: los voltajes en nodos de generación, la relación del tap del transformador, la potencia real despachada, los compensadores y la carga citada.

Las variables dependientes son aquellas que son función de las variables independientes, tales como los voltajes en los nodos de carga y los flujos en líneas de transmisión.

Las magnitudes de voltaje de generadores optimizados son variables de control y son variadas por OPF respetando sus límites.

3.8 FUNCIONES OBJETIVO.

La función principal es **MINimize**, pudiéndose emplear consecuentemente cualquier combinación adicional. La única combinación posible que pudiera ocasionar errores es cuando se emplea con las pérdidas de potencia activa y pérdidas de potencia reactiva.

- **Factibilidad.**

El programa **PSS/OPF** puede ejecutarse sin tener una función objetivo explícita, obteniéndose al final de la ejecución una minimización, en el número de infactibilidades del sistema eléctrico.

Si empleamos: **MINimize INFEasibility**

La única diferencia con respecto al párrafo anterior es un simple mensaje identificando el objetivo seleccionado.

- **Costo combustible.**

La componente "costo combustible" adicionará a la función objetivo compuesta, términos que relacionan el costo de combustible de generación de las unidades participantes como una función objetivo de su despacho de potencia activa.

Así que la potencia activa despachada llega a ser una variable de control a ser ajustada. La función de costo de combustible es activada mediante la función:

MINimize fuel COST

- **Potencia en el nodo slack (nodo compensador)**

La minimización de la generación del nodo slack es históricamente la técnica más usada para minimizar pérdidas de potencia activa, pero esta técnica no distingue entre subsistema optimizados y no optimizados.

MINimize SLACK bus power

- **Pérdidas de potencia activa y reactiva.**

El objetivo de pérdidas expresa las pérdidas de potencia activa y reactiva como función de los voltajes nodales complejos y los parámetros de las líneas; para todas las líneas contenidas en el subsistema optimizado.

MINimize active power LOSSes

MINimize REACTIVE power LOSSes

- **Adición de compensación.**

Los compensadores son considerados como variables de control y sobre los cuales el programa puede ejercerles cambios. Los nodos candidatos a compensar son identificados en comandos SPECS complementarios. El comando es:

MINimize SERIES compensation

- **Tiro de carga.**

La carga es tirada a MVAR's constantes pero penalizada únicamente en la componente de MW. El objetivo de tiro de carga se invoca:

MINimize shed LOAD

3.9 MODELADO DE LOS COMPONENTES DE LA RED

3.9.1 NODOS (CARGA).

Las magnitudes de voltaje y sus ángulos correspondientes son inicializados del modelo convencional. Los límites de voltaje asignados automáticamente son de 0.95 y 1.05 p.u. Estos pueden ser modificados utilizando un archivo auxiliar de modelado. Los límites del voltaje aplicados a nodos no optimizados son de 0.5 y 1.5 p.u.

Con respecto a los ángulos, los nodos tienen límites de -360° y $+360^\circ$, a excepción del nodo slack, al cual le es asignado un valor inicial fijo. Los límites de potencia activa para el nodo slack son ajustados a $+100000$ y -100000 mw.

3.9.2 GENERADORES.

Los valores iniciales de potencia activa y reactiva de generación y los límites de generación de potencia reactiva son asignados del estudio de flujos convencional.

El generador regula la magnitud del bus al que se conecta. Este voltaje se considera fijo, variando la generación reactiva hasta alcanzar uno de sus límites, punto en el cual la generación de potencia reactiva se fija y el voltaje regulado llega a ser libre. Es decir, al alcanzar cualquier límite, el bus generador cambia a bus de carga.

3.9.3 LINEAS DE TRANSMISION (RAMAS).

Los datos de entrada pueden ser cambiados utilizando un archivo auxiliar de modelado, en donde se tienen los nuevos parámetros de la ó las líneas a cambiar.

Los flujos pueden ser restringidos en MW, MVAR, MVA o amperes. Las restricciones en líneas de transmisión son identificadas en el archivo de modelado auxiliar.

3.10 DATOS PARA INTERCAMBIO DE AREAS.

Las restricciones de flujo de potencia entre áreas no son introducidas automáticamente por los datos. Si se desea, estas restricciones pueden ser introducidas a través del archivo auxiliar de modelado como una combinación de curvas de costo y una restricción de flujo de potencia entre áreas.

Puede ser especificado el flujo a través de una línea de enlace o la suma aritmética de una interface, es decir, sujetar el flujo total de N líneas a un valor deseado.

3.11 TRANSFORMADOR.

Los límites superior o inferior de la relación de tap o del defasador de ángulo, así como el tamaño del paso de la relación de tap se obtienen de datos de entrada de ajuste del transformador.

El programa modela al tap del transformador en un número complejo en forma polar, siendo la relación de tap la magnitud y el ángulo el defasamiento. Solo uno de estos componentes de cada transformador se selecciona como variable de control.

Cuando el rango de ajuste de la relación de tap del transformador excede 1.0 ($R_{MAX} - R_{MIN}$), la variable de control es entonces el ángulo de defasamiento.

3.12 OPERACION DEL PROGRAMA.

La ejecución de OPF requiere varias operaciones computacionales: creación del archivo de dirección, la edición de este archivo y la ejecución del programa.

La ejecución de PSS/OPF es controlada por comandos especificados en este archivo, SPECS. Estos comandos incluirán una referencia a un segundo archivo de entrada conteniendo el modelo de flujos de carga. Opcionalmente, el usuario puede instruir al programa a dirigir varias salidas hacia archivos, el más importante es un archivo formateado (REPORT).

La ejecución del programa puede ser detenida con la tecla de interrupción preguntándonos el programa Yes? , entonces si deseamos continuar respondemos "y" o terminamos la ejecución respondiendo "q".

Al arrancar el programa, este preguntará "Enter de Specs Filename: " a lo cual el usuario debe responder con el nombre del archivo SPECS. Las instrucciones dirigen a PSS/OPF donde hallar el modelo de flujos de carga, cuales opciones activar y cuales restricciones van a ser observadas.

Los datos son limitados a 30 espacios por registro. Un (*) implica ya sea el valor de default o todos los valores de una categoría. El símbolo ! es un comentario. Las palabras claves o valores de datos numéricos son provistos en paréntesis [], mientras que las de exclusiva elección son indicadas con un / (ej. on/off) las palabras clave opcionales o información numérica es ilustrado en { }.

Datos numéricos son ilustrados en letra *itálica* y calificados de un cierto tipo (ej. # integer).

3.12.1 MODELADO DE FLUJOS DE CARGA.

Los casos salvados de PSS/E pueden ser introducidos a PSS/OPF usando el comando SPECS.

INPUt SAVed case, fileNAME: (nombre del archivo).

El programa puede acomodar una tarjeta imaginaria para meter el modelo de flujos de carga en PSS/E en forma de datos.

INPUt CARD image data, NAME: (nombre del archivo).

Opcionalmente, PSS/OPF puede entrar con un archivo binario de ejecución previa; este archivo es retenido como un archivo secuencial de historia. Este archivo contiene el modelo de flujos de carga, datos auxiliares a OPF (ej. límites de variables, funciones objetivo)

INPUt SEQUencial HISTory file, NAME: (nombre del archivo).

3.12.2 CAMBIOS EN EL MODELADO DE FLUJOS DE CARGA.

Existen datos que pueden modificar o introducir nuevo equipo a través de un archivo fuente en PSS/E (raw data), pero excluyendo los 3 primeros registros de encabezado y títulos. Los registros de datos corresponden a equipo existente y a los cuales se les pretende alterar. Los campos omitidos no implican cambios.

3.12.3 OUT PUT.

De los archivos producidos por PSS/OPF, solo el archivo de resumen es automáticamente producido. Cualquier otra salida debe ser seleccionada por el usuario con el comando SPECS.

El resumen es designado para reportar el progreso de la solución al usuario durante su ejecución.

3.12.4 ARCHIVO DE REPORTE.

Este archivo se genera cuando el archivo SPECS incluye al comando:
OUTput a REPORT, fileNAME: (nombre del archivo).

El nombre del archivo por default es REPORT con una extensión dependiendo de archivos fuente principal.

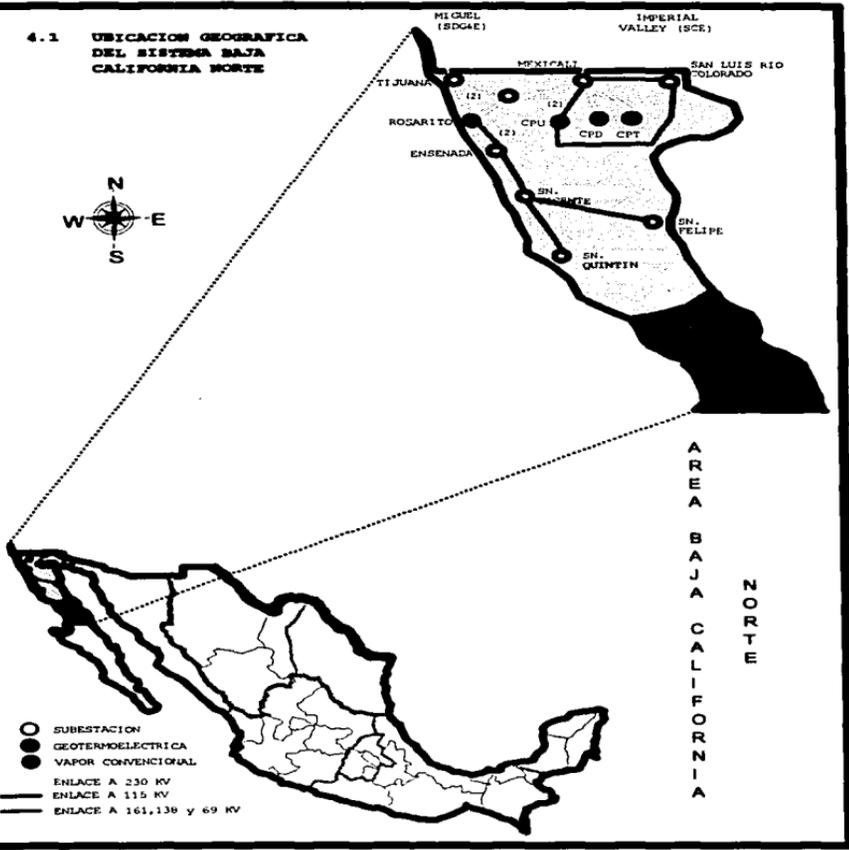
El archivo puede reportar:

- **Opción y parámetro.**
- **El valor de ciertas tolerancias de solución, criterio, y límites son reportados con las componentes de la función objetivo.**
- **Specs.**
- **Los controles y las restricciones pueden ser introducidas a través de archivos tipo SPECS y resumidas en REPORT.**
- **Equipo optimizado.**
- **Una tabla de información ilustrará el número de buses, ramas, transformadores y generadores por subsistema y totales.**
- **Balance total de potencia.**
- **Mensaje de terminación.**
- **Balance final de potencia.**
- **Compensación adicionada.**
- **Los resultados son presentados cuando se adiciona un valor mayor de 0.1 MVAR.**

CAPITULO 4

ESTUDIO PROPUESTO DE COMPENSACION REACTIVA, EN EL AREA DE BAJA CALIFORNIA NORTE

4.1 UBICACION GEOGRAFICA DEL SISTEMA BAJA CALIFORNIA NORTE



4.2 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA.

El sistema de Baja California Norte (BCN) que abastece de energía eléctrica a Baja California, por razones técnicas y económicas no se encuentra enlazado a la red del Sistema Interconectado Nacional, que cubre la mayor parte del país; sin embargo, el sistema BCN tiene dos interconexiones con la red eléctrica del occidente de los EUA; esto permite realizar transacciones de energía eléctrica con varias compañías de los E.U. y Canada y en caso de emergencia recibir apoyo.

El sistema Baja California Norte de CFE se encuentra localizado en la Península de Baja California y suministra energía eléctrica principalmente a las ciudades de Tijuana, Mexicali, Ensenada y San Luis Río Colorado; que representan prácticamente toda el área fronteriza del Estado de Baja California Norte.

La red principal está formada por líneas de transmisión de 230, 161 y 115 kv. La interconexión del sistema BCN con los EUA es mediante dos enlaces de 230 kv; entre las subestaciones Tijuana (México) y Miguel (EUA) y entre las subestaciones La Rosita (México) e Imperial Valley (EUA).

4.3 GENERACION DE ENERGIA DEL SISTEMA BCN.

El sistema eléctrico de Baja California Norte, consta de dos centros principales de generación, que son:

En el área de Mexicali, la Central Geotérmica Cerro Prieto, con ocho unidades y una capacidad de generación instalada de 565 MW. Esta generación es considerada como generación base del sistema y es muy importante su utilización al máximo posible por la naturaleza del campo geotérmico.

Por otro lado, en la zona de Tijuana se localiza la Central Presidente Juárez, con 6 unidades térmicas, con operación en base a combustóleo, con una capacidad instalada de 600 MW. Esta central es utilizada como de regulación, absorbiendo las variaciones de demanda del sistema.

4.3.1 CAPACIDAD INSTALADA ACTUALMENTE.

	U-1 MW	U-2 MW	U-3 MW	U-4 MW	U-5 MW	U-6 MW	TOTAL MW
Unidades de vapor							
Presidente Juárez (Rosarito)	70	70	70	70	160	160	600
Unidades turbogas							
Mexicali	22	17	17				56
Tijuana	28	28					56
Ciprés	28	28					56
Unidades geotérmicas							
Cerro Prieto I	35	35		35	20		125
Cerro Prieto II	110	110					220
Cerro Prieto III	110	110					220
TOTAL MW							1333

4.4 DEMANDA MAXIMA.

En este sistema, la demanda tiene variaciones estacionales muy marcadas; durante el periodo de verano la demanda se incrementa de manera notable debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado.

El estudio se realizó en forma multianual del año 1996 al 2000, se tomó como base para el estudio de compensación el año de 1996 de demanda máxima ya que se cuenta con la información de carga y generación real que se presentó en el verano de ese año. Los siguientes años, fueron el resultado de incrementar la carga de acuerdo al PRONOSTICO DE LA DEMANDA POR SUBESTACIONES 1991 - 2000.

ZONAS	1996 MW		1997 MW	1998 MW	1999 MW	2000 MW
	ESTIMADA	REAL				
ENSENADA	108	114.70	117.87	125.31	130.63	138.06
MEXICALI	566	556.00	592.30	647.27	698.34	753.30
RUIZ CORTINEZ	139	136.10	140.98	147.83	153.70	160.59
TECATE	24	26.30	26.30	27.37	29.56	30.66
TIJUANA	339	372.40	394.33	430.57	461.31	496.46
TOTAL MW	1176	1205.50	1270.78	1378.35	1473.54	1579.07

De acuerdo al incremento de la demanda en cada año, es necesario adicionar red al sistema para poder mantener al sistema en operación óptima, esta se aplica en base POISE (Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico) de 1996.

4.5 DESCRIPCION DEL ARCHIVO DE CONTROL (SPECS).

Title

Sistema Baja California Norte. Verano 1996

! Caso de flujos

Input PTI Saved case, filename: bcn96max.sav

! Archivo de salida

Output Report, filename: opf96.lis

! Archivo de cambios en las variables de control

Output pti CHANge CARDS, filename: ajuste96.dat

! Archivo de progreso de la solución

Output OPTimization log, filename: opf96.log

Archivo de Flujos.

Archivo de actividades realizadas.

Modificaciones a realizar en el archivo de flujos.

Archivo de proceso de ejecución.

Minimize Fuel cost

Minimize var additions

CONStrain interfaces

Restricciones impuestas al programa

Vars limits 12090	161	12	4	1	0	9	8	!	MXI
Vars limits 12101	161	12	4	1	0	9	8	!	CTY
Vars limits 12110	161	12	4	1	0	9	8	!	CRO
Vars limits 12128	161	12	5	1	0	9	8	!	RZC
Vars limits 12013	69	12	1	1	0	9	8	!	CNA
Vars limits 12016	69	12	1	1	0	9	8	!	GER
Vars limits 12023	69	12	1	1	0	9	8	!	UND
Vars limits 12025	69	12	1	1	0	9	8	!	HMO
Vars limits 12027	69	12	1	1	0	9	8	!	INA
Vars limits 12030	69	12	1	1	0	9	8	!	PAP
Vars limits 12034	69	12	1	1	0	9	8	!	TJI
Vars limits 12035	69	12	1	1	0	9	8	!	LGO
Vars limits 12037	69	12	1	1	0	9	8	!	LMS
Vars limits 12040	69	12	1	1	0	9	8	!	PNM
Vars limits 12044	69	12	1	1	0	9	8	!	MTP

Nodos candidatos a ser compensados

round added vars

Valor de cada paso.
Número máximo de pasos.
Zona.
Area.
Voltaje base kV.
Nodos candidatos a ser compensado.

Redondea los Mvar's en los nodos candidatos a ser compensados al valor inmediato superior o inferior, según sea el caso.

Voltage limits * 230.0 12 * 0.95 1.035
 Voltage limits * 115.0 12 * 0.95 1.039
 Voltage limits * 161.0 12 * 0.95 1.035
 Voltage limits * 69.0 12 * 0.95 1.035
 Voltage limits * 34.5 12 * 0.92 1.035
 Voltage limits * 23.0 12 * 0.95 1.035
 Voltage limits * 15.0 12 * 0.93 1.035
 Voltage limits * 13.8 12 * 0.93 1.035

Límites de voltajes mínimos y máximos (en p.u.) en todos los nodos de la red del área Baja California Norte.

INTERface 1.0 -1.0 type 1 "ENLACE TJI-ML" MVAR
 12031 -13153 1
 END
 INTERface 1.0 -1.0 type 1 "ENLACE ROA-IV" MVAR
 12060 -13150 1
 END

Límites de flujo de reactivos a través de los enlaces.

Unidades de generacion.

Voltaje del bus al que estan conectadas.

Area.
 Zona.
 Voltaje mínimo en p.u.
 Voltaje máximo en p.u.

Voltage limits 12002 13.8 12 1.95 1.03 ! PJZ-U1
 Voltage limits 12003 13.8 12 1.95 1.03 ! PJZ-U2
 Voltage limits 12004 13.8 12 1.95 1.03 ! PJZ-U3
 Voltage limits 12005 13.8 12 1.95 1.03 ! PJZ-U4
 Voltage limits 12006 15.0 12 1.97 1.03 ! PJZ-U5
 Voltage limits 12007 15.0 12 1.97 1.03 ! PJZ-U6
 Voltage limits 12069 13.8 12 4.95 1.03 ! CPD-U1
 Voltage limits 12070 13.8 12 4.95 1.03 ! CPD-U2
 Voltage limits 12072 13.8 12 4.95 1.03 ! CPT-U1
 Voltage limits 12073 13.8 12 4.95 1.03 ! CPT-U2
 Voltage limits 12093 13.8 12 4.95 1.03 ! CPU-U1
 Voltage limits 12094 13.8 12 4.95 1.03 ! CPU-U2
 Voltage limits 12096 13.8 12 4.95 1.03 ! CPU-U4
 Voltage limits 12097 13.8 12 4.95 1.03 ! CPU-U5

Límites de voltajes mínimos y máximos (en p.u.) de todas las unidades generadoras tanto del área Baja California Norte como las unidades de E.U..

VOLTage limits 13151 13.8 13 6 1.01 1.06 ! IV-U1
 VOLTage limits 13154 13.8 13 6 1.01 1.06 ! ML-U1
 VOLTage limits * 230.0 13 * 0.95 1.05
 VOLTage limits * 500.0 13 * 0.95 1.05

Límites de voltajes mínimos y máximos (en p.u.) en todos los nodos de 230 y 500 K.V. de la red de E.U.

BARRier .0001 .9 12 15 ← Ajuste fino de iteraciones.
 Maximun iteration limit 50 ← Limite máximo de iteraciones.

Generator polynomial :

! bus#	id	Pmin	Pmax	Cost a*x ²	b*x	c	d	fuel		
12002	1	28	75	99.3519	26.7477	.0098	0 0 1	!		PJZ-U1
12003	1	28	75	99.3519	26.7477	.0098	0 0 1	!		PJZ-U2
12004	1	28	75	99.3519	26.7477	.0098	0 0 1	!		PJZ-U3
12005	1	28	75	99.3519	26.7477	.0098	0 0 1	!		PJZ-U4
12006	1	40	160	283.5891	20.9517	.0049	0 0 1	!		PJZ-U5
12007	1	40	160	283.5891	20.9517	.0049	0 0 1	!		PJZ-U6

END

Ecuaciones características de las unidades generadoras para el despacho económico restringido.

Potencia máxima de generación.

Potencia mínima de generación.

Identificador.

Unidad de generación.

4.6 GENERACION DE LOS CASOS BASE.

Se tomó como punto de partida el año 1996 de demanda máxima, ya que es el año que se tiene hasta ahora, con los valores reales que se presentaron en agosto de 1996. Los datos para la formación de éste archivo fueron proporcionados por el Area de Control de Baja California, que es el área dentro de la Comisión Federal de Electricidad que se encarga de la operación del sistema de la península de Baja California.

En base al año 1996 se generaron los años siguientes (1997 al 2000), realizando las modificaciones que se tienen proyectadas para cada año en el POISE, a partir del año 1997 se ajustaron los Taps de los transformadores a 1.0 p.u. que es su valor nominal.

4.7 CRITERIOS DE PLANEACION.

4.7.1 LIMITES DE VOLTAJES NODALES.

kV	MINIMO (p.u.)	MAXIMO (p.u.)
230.0	0.95	1.035
161.0	0.95	1.039
115.0	0.95	1.035
69.0	0.95	1.035
34.5	0.92	1.035
23.0	0.95	1.035
15.0	0.93	1.035
13.8	0.93	1.035

4.7.2 LÍMITE DE FLUJO A TRAVÉS DE LOS ENLACES.

El principal objetivo y criterio fue el limitar los dos enlaces que existen con los E.U. a que sólo se permitiera un flujo de reactivos de ± 1 MVAR, que es la opción ideal de la transacción. A demás, ya con los nodos candidatos identificados, con el fin de observar las variaciones de los bancos, se realizaron dos estudios más por cada año, en los que se permitían un flujo por los enlaces de ± 10 y ± 20 MVARS respectivamente.

4.7.3 LÍMITES DE VOLTAJES DE LAS UNIDADES GENERADORAS.

MEXICO		E.U.	
MINIMO (p.u.)	MAXIMO (p.u.)	MINIMO (p.u.)	MAXIMO (p.u.)
0.95	1.03	1.01	1.06
0.97	1.03		

4.7.4 DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO.

De acuerdo con los costos de generación, se proporciona al programa de flujos óptimos los valores de cada una de las unidades generadoras para que sean despachadas en forma óptima.

1 Para las unidades 5 y 6 de PJZ.

4.8 METODOLOGIA.

Ya con la base de datos de cada año, se siguió la siguiente metodología:

- 1. Tomando el archivo SPECS, se realizó una corrida para cada año, dándole todos los nodos del sistema de 161, 115 y 69 kV como candidatos a compensar.**
- 2. Una vez obtenidos los resultados, se consideraron como candidatos a ser compensados sólo los buses que presentaron mayor cantidad de pasos del valor fijado para cada paso.**
- 3. Con los resultados obtenidos, se ajustaron todos los cambios necesarios en los casos base.**
- 4. Se realizaron dos diagramas unifilares para cada año, uno antes de compensar y otro después, en ellos se puede ver más claramente los cambios de flujo que existen al compensar el sistema.**

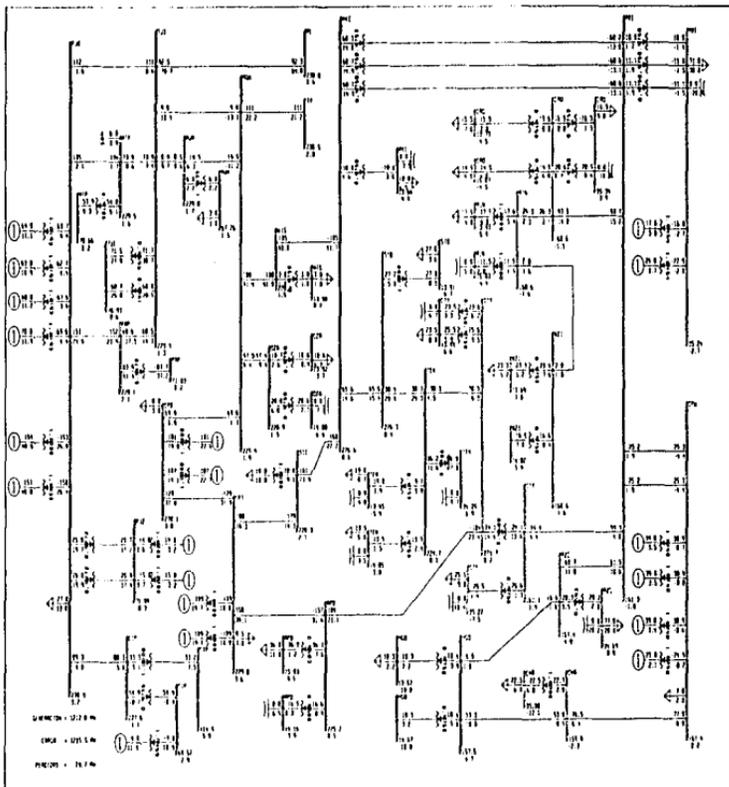
4.9 RESULTADOS.

De acuerdo con los resultados obtenidos, estos son los valores de los requerimiento de potencia reactiva que se deben adicionar a la red para cumplir con las restricciones de intercambio impuestas:

4.9.1 DEMANDA MAXIMA 1996.

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA EL AÑO DE 1996 DE DEMANDA MAXIMA					
NODO		kv	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E		
NOMBRE	CLAVE		± 1 MVAR	± 10 MVAR	± 20 MVAR
MEXICALI II	MXI	161.0	0.0	0.0	0.0
CETYS	CTY	161.0	0.0	0.0	0.0
CENTRO	CRO	161.0	0.0	0.0	0.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	24.0	24.0	24.0
CARDENAS	CNA	69.0	0.0	0.0	0.0
GUERRERO	GER	69.0	8.0	8.0	8.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	16.0	16.0	16.0
HIPODROMO	HMO	69.0	8.0	8.0	8.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	8.0	8.0	8.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	0.0	0.0	0.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	0.0	0.0	0.0
EL LAGO	LGO	69.0	8.0	8.0	8.0
LA MESA	LMS	69.0	16.0	16.0	16.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	0.0	0.0	0.0
METROPOLI	MTP	69.0	24.0	16.0	16.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			112.0	104.0	104.0

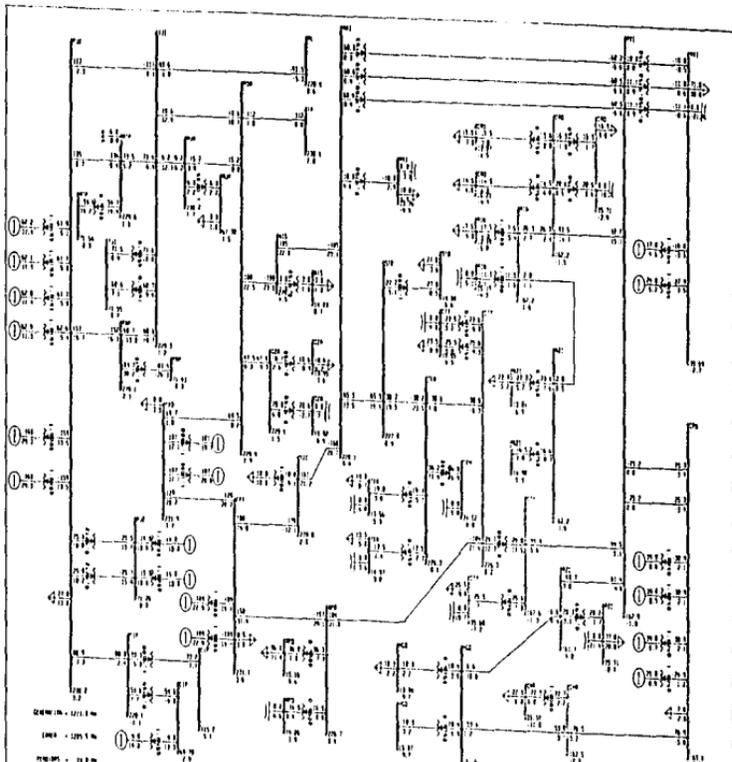
BUSES	157
LINEAS	203
TRANSFORMADORES	112
UNIDADES GENERADORAS	21



DEMANDA - 27.2 MW
 CARGA - 225.1 MW
 PERDIDAS - 16.7 MW

BUS - VOLTAJE (kV) / ANZULE
 BRANCO - #A/P/PPR
 EQUIP/INT #A/P/PPR

CASO BASE SIN COMP. ADICIONAL FRI, MAY 02 1997 14:46



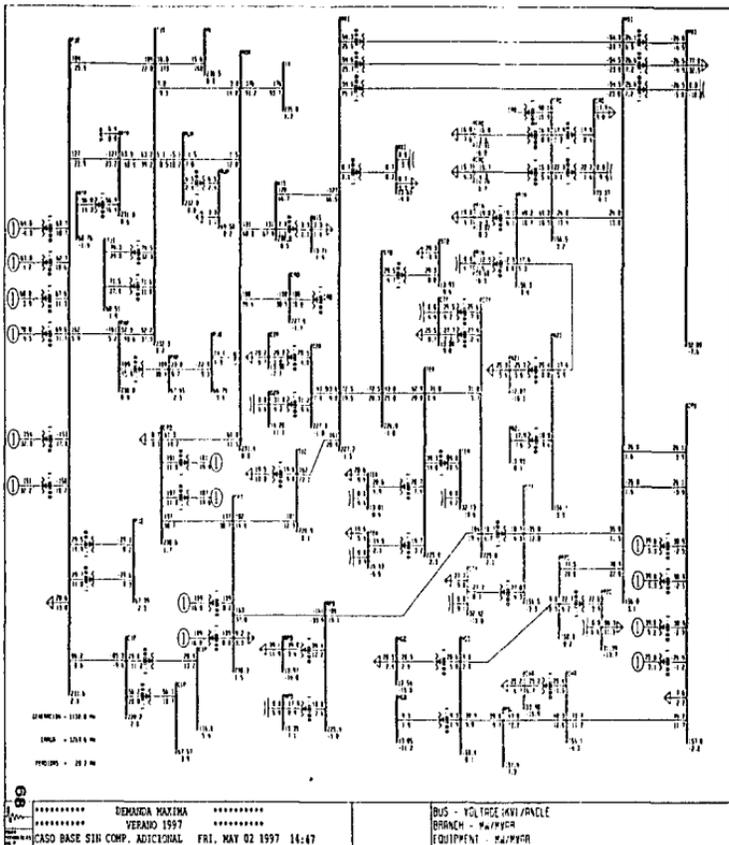
***** DEMANDA MAXIMA *****
 ***** VERANO 1996 *****
 ***** ENLACE O NIVAR COMPENSACION ACO *****
 FRI, MAY 02 1997 14:23

BUS - VOLTAGE (KV) ANGLE
 BRANCH - W/MVA
 EQUIPMENT W/MVA

4.9.2 DEMANDA MAXIMA 1997.

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA EL AÑO DE 1997 DE DEMANDA MAXIMA					
NODO		kV	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E		
NOMBRE	CLAVE		± 1 MVAR	± 10 MVAR	± 20 MVAR
MEXICALI II	MXI	161.0	32.0	32.0	32.0
CETYS	CTY	161.0	32.0	32.0	32.0
CENTRO	CRO	161.0	24.0	24.0	24.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	32.0	32.0	32.0
CARDENAS	CNA	69.0	16.0	16.0	16.0
GUERRERO	GER	69.0	16.0	16.0	16.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	16.0	16.0	16.0
HIPODROMO	HMO	69.0	16.0	16.0	16.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	16.0	16.0	16.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	8.0	8.0	8.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	0.0	0.0	0.0
EL LAGO	LGO	69.0	8.0	8.0	8.0
LA MESA	LMS	69.0	24.0	24.0	24.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	16.0	16.0	16.0
METROPOLI	MTP	69.0	8.0	8.0	8.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			264.0	264.0	264.0

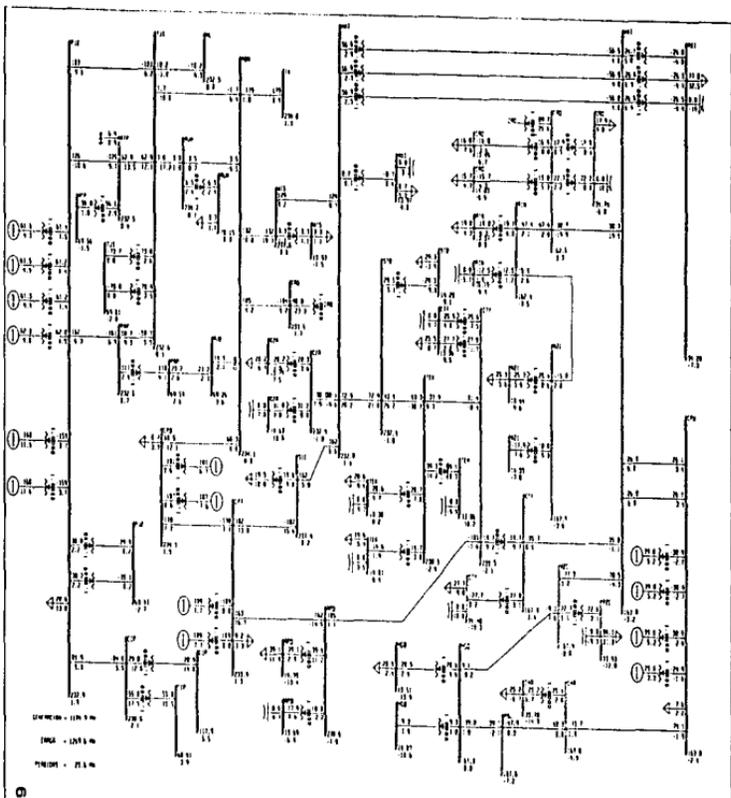
BUSES	160
LINEAS	210
TRANSFORMADORES	112
UNIDADES GENERADORAS	18



80

***** EDUARDA MAXIMA *****
 FEBRERO 1997 *****
 CASO BASE SIN COMP. ADICIONAL FRI, MAY 02 1997 16:47

BUS - 480V 3PH 3W
 EQUIPMENT - 480V 3PH
 EQUIPMENT - 480V 3PH



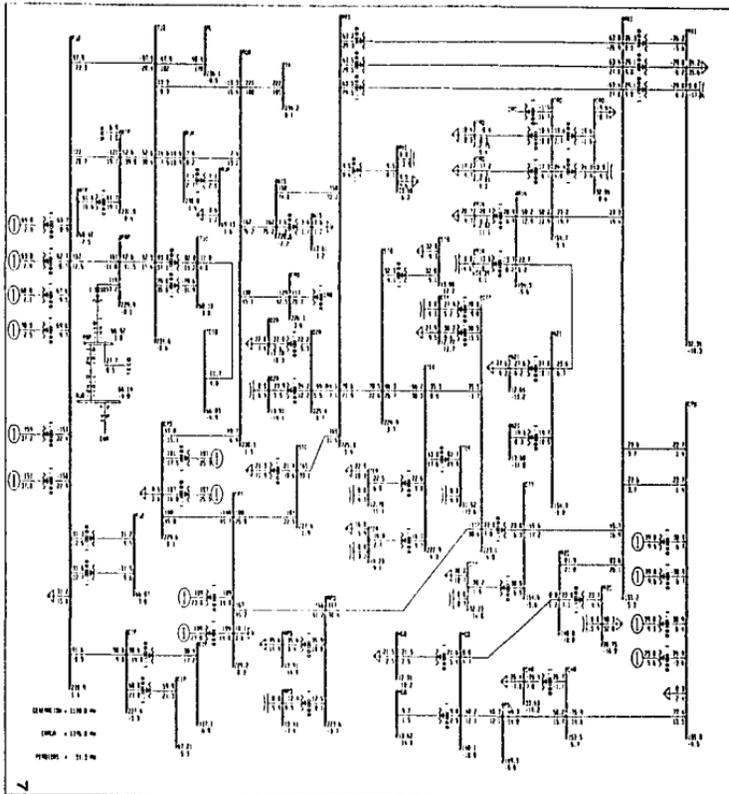
	***** EDISON MEXINA ***** ***** VERSAO 1997 *****	BUS - VOLTAJE (KV) / ANCHO BRANCO - 24 / 4000 FOLIO # 01 - 04 / 0000
***** *****	***** *****	***** *****
***** *****	***** *****	***** *****

ENCARGO D INYAR COMPENSACION ADD. FRT. MAY 02 1997 14:24

4.9.3 DEMANDA MAXIMA 1998.

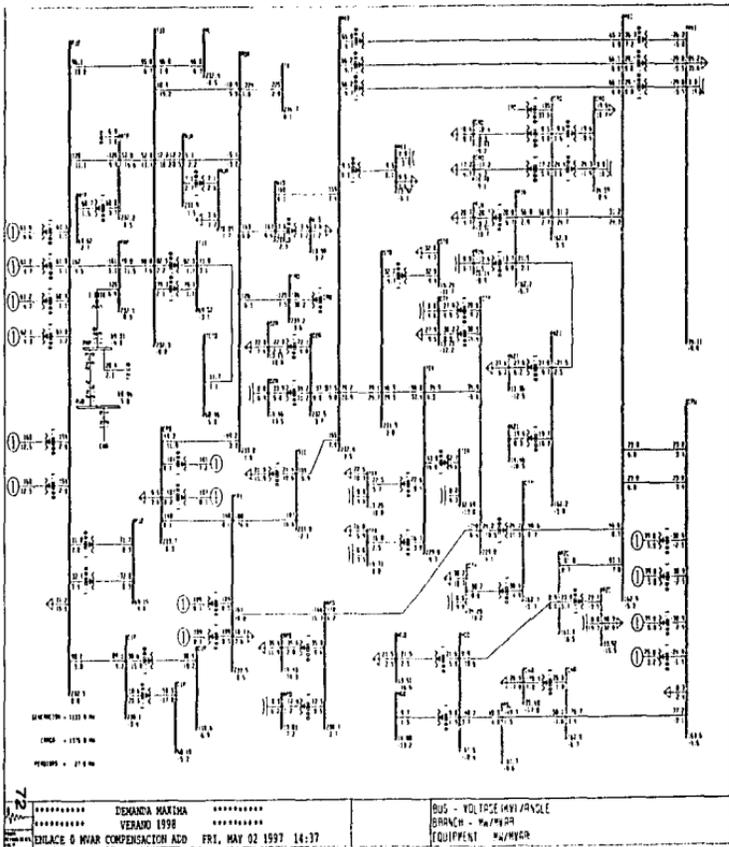
REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA EL AÑO DE 1998 DE DEMANDA MAXIMA					
NODO		KV	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E		
NOMBRE	CLAVE		± 1 MVAR	± 10 MVAR	± 20 MVAR
MEXICALI II	MXI	161.0	48.0	48.0	48.0
CETYS	CTY	161.0	40.0	40.0	40.0
CENTRO	CRO	161.0	32.0	32.0	32.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	40.0	40.0	40.0
CARDENAS	CNA	69.0	16.0	16.0	16.0
GUERRERO	GER	69.0	16.0	16.0	16.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	24.0	24.0	24.0
HIPODROMO	HMO	69.0	16.0	16.0	16.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	16.0	16.0	16.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	8.0	8.0	8.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	8.0	0.0	0.0
EL LAGO	LGO	69.0	8.0	8.0	8.0
LA MESA	LMS	69.0	24.0	24.0	24.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	16.0	16.0	16.0
METROPOLI	MTP	69.0	8.0	8.0	8.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			320.0	312.0	312.0

BUSES	168
LINEAS	221
TRANSFORMADORES	116
UNIDADES GENERADORAS	18



 DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS ELÉCTRICAS
 VIGILÂNCIA DE ENERGIAS ELÉCTRICAS
 CASO BASE SIN COMP. ADICIONAL FRI, MAT 02 1997 14-48

BUS - VOLTAJE (MVA) / ANCHO
 BRANCO - 240/138KV
 EQUIPAMIENTO - 240/138KV



72

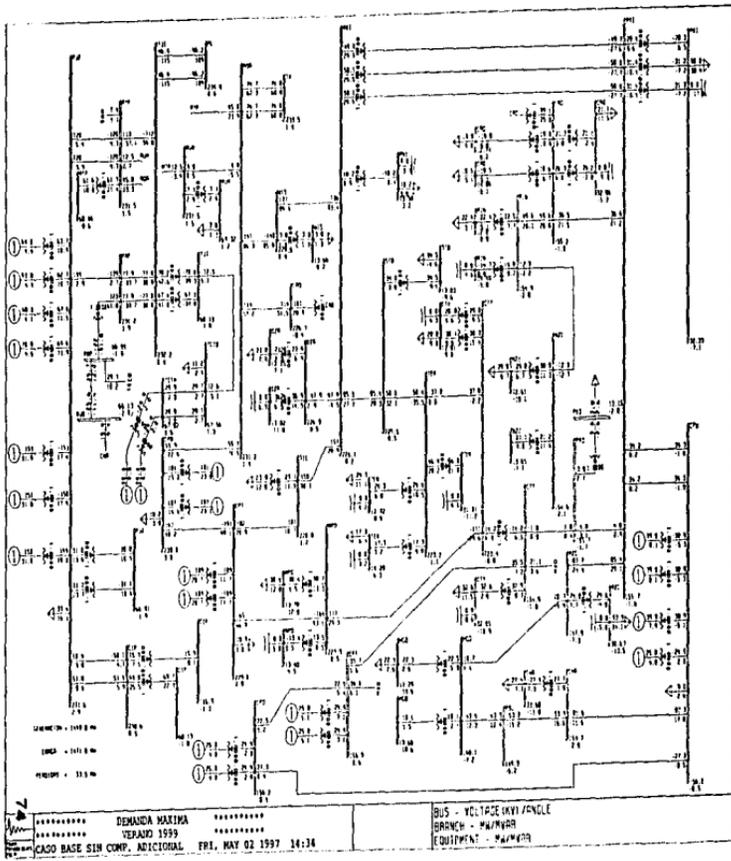
***** DEMANDA MAXIMA *****
 ***** VERANO 1998 *****
 ***** REPLAZO O MVAR COMPENSACION AFD ***** FRI, MAY 02 1997 14:37

BUS - VOLTAGE (KV) / ANGLE
 BRANCH - Pw / MVAR
 EQUIPMENT *4/MVAR

4.9.4 DEMANDA MAXIMA 1999.

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA EL AÑO DE 1999 DE DEMANDA MAXIMA					
NODO		KV	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E		
NOMBRE	CLAVE		± 1 MVAR	± 10 MVAR	± 20 MVAR
MEXICALI II	MXI	161.0	56.0	48.0	48.0
CETYS	CTY	161.0	40.0	40.0	40.0
CENTRO	CRO	161.0	32.0	38.0	32.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	40.0	40.0	40.0
CARDENAS	CNA	69.0	16.0	16.0	16.0
GUERRERO	GER	69.0	24.0	24.0	24.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	24.0	24.0	24.0
HIPODROMO	HMO	69.0	16.0	16.0	16.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	16.0	16.0	16.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	16.0	16.0	16.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	16.0	16.0	8.0
EL LAGO	LGO	69.0	16.0	16.0	16.0
LA MESA	LMS	69.0	32.0	32.0	32.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	16.0	16.0	16.0
METROPOLI	MTP	69.0	16.0	16.0	16.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			376.0	368.0	360.0

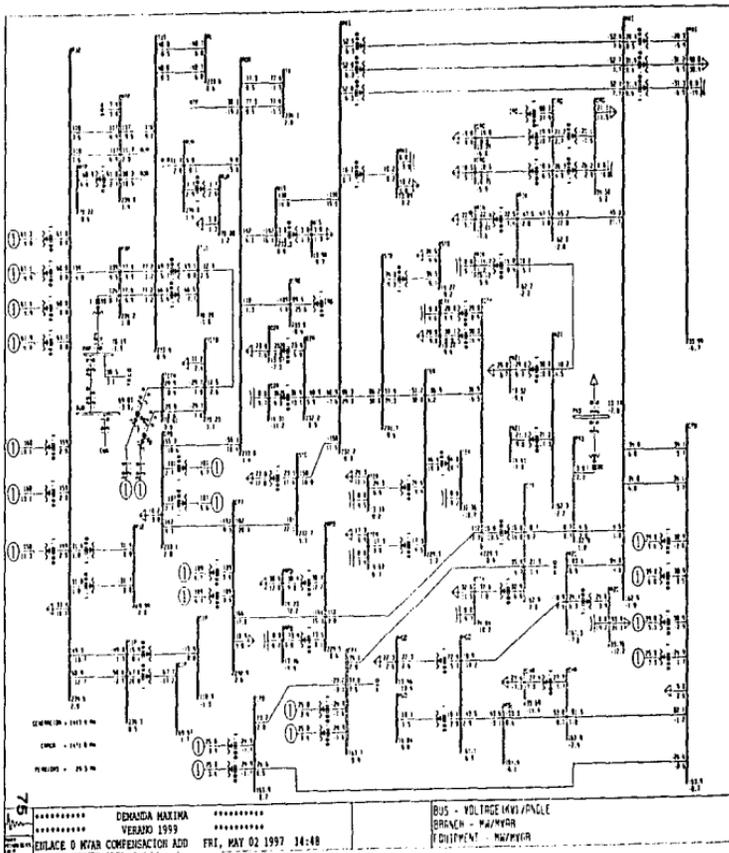
BUSES	179
LINEAS	240
TRANSFORMADORES	125
UNIDADES GENERADORAS	25



***** DEMANDA MAXIMA *****
 ***** VERBAID 1999 *****

CASO BASE SIN COMP. ADICIONAL FRI, MAY 02 1997 14:34

BUS - VOLTAGE UNIT / ANGLE
 BRANCH - P/W/MVA
 EQUIPMENT - P/W/MVA



11.101 - 11.110
 11.111 - 11.120
 11.121 - 11.130

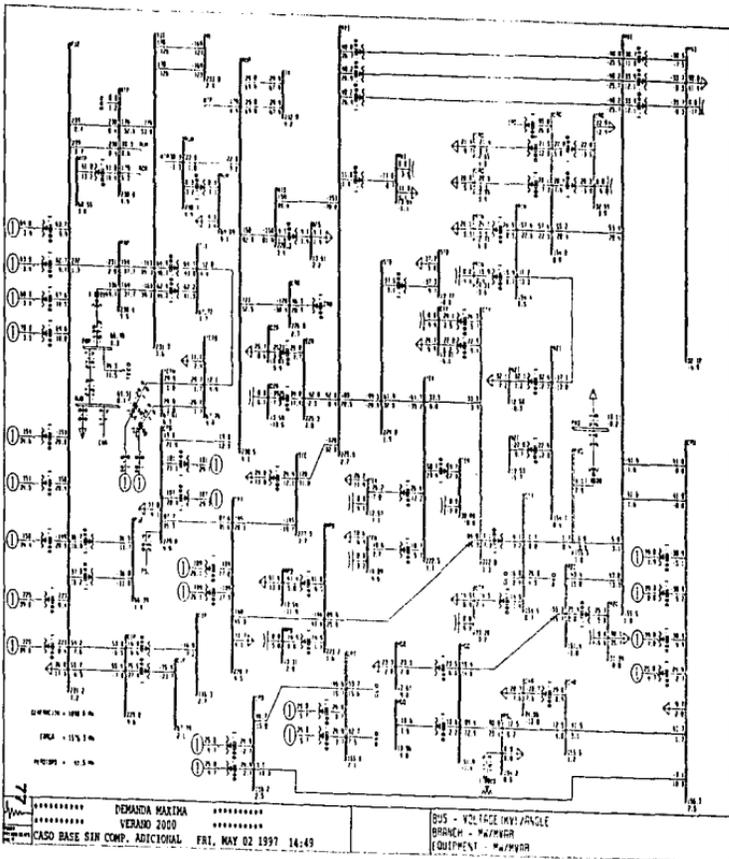
***** DEHAIDA HAZIMA *****
 ***** VERBAO 1999 *****
 ***** PERLACE O KWAR COMPENSATOR ADD *****
 ***** FRI, MAY 02 1997 14:48 *****

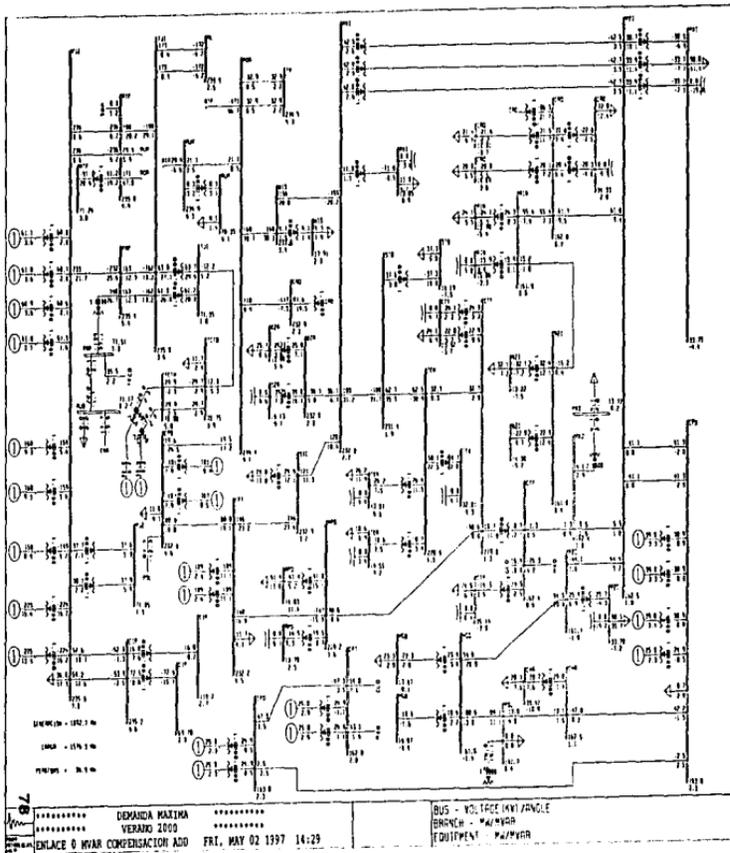
BUS - VOLTAGE (KV) /ANGLE
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MW/MVAR

4.9.5 DEMANDA MAXIMA 2000.

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA EL AÑO DE 2000 DE DEMANDA MAXIMA					
NODO		kV	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E		
NOMBRE	CLAVE		± 1 MVAR	± 10 MVAR	± 20 MVAR
MEXICALI II	MXI	161.0	48.0	40.0	40.0
CETYS	CTY	161.0	48.0	48.0	48.0
CENTRO	CRO	161.0	48.0	48.0	48.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	40.0	40.0	40.0
CARDENAS	CNA	69.0	24.0	24.0	24.0
GUERRERO	GER	69.0	24.0	24.0	24.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	24.0	24.0	24.0
HIPODROMO	HMO	69.0	16.0	16.0	16.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	24.0	24.0	24.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	48.0	48.0	48.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	48.0	48.0	40.0
EL LAGO	LGO	69.0	16.0	16.0	16.0
LA MESA	LMS	69.0	32.0	32.0	32.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	16.0	16.0	16.0
METROPOLI	MTP	69.0	48.0	48.0	40.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			504.0	496.0	480.0

BUSES	186
LINEAS	249
TRANSFORMADORES	132
UNIDADES GENERADORAS	27





4.10 COMPENSACION PROPUESTA PARA EL AREA DE BAJA CALIFORNIA NORTE DEL AÑO 1996 AL 2000.

De acuerdo con los resultados obtenidos, para poder mantener un flujo de 0 MVAR a través de los dos enlaces existentes (ROA - IV y TJI - ML en 230 kV) con las compañías de los E.U., los nodos candidatos a compensar y sus valores son los siguientes:

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA (MVAR) PARA LOS AÑOS 1996 AL 2000 DE DEMANDA MAXIMA							
NODO		kV	LIMITE DE FLUJO POR LAS INTERCONEXIONES DEL SISTEMA DE BAJA CALIFORNIA NORTE CON SDG&E				
NOMBRE	CLAVE		LIMITE DE FLUJO EN LOS ENLACES \pm 1 MVAR				
			1996	1997	1998	1999	2000
MEXICALI II	MXI	161.0	0.0	32.0	48.0	56.0	48.0
CETYS	CTY	161.0	0.0	32.0	40.0	40.0	48.0
CENTRO	CRO	161.0	0.0	24.0	32.0	32.0	48.0
RUIZ CORTINEZ	RZC	161.0	24.0	32.0	40.0	40.0	40.0
CARDENAS	CNA	69.0	0.0	16.0	16.0	16.0	24.0
GUERRERO	GER	69.0	8.0	16.0	16.0	24.0	24.0
UNIVERSIDAD	UND	69.0	16.0	16.0	24.0	24.0	24.0
HIPODROMO	HMO	69.0	8.0	16.0	16.0	16.0	16.0
INDUSTRIAL	INA	69.0	8.0	16.0	16.0	16.0	24.0
PANAMERICANA POT.	PAP	69.0	0.0	8.0	8.0	16.0	48.0
TIJUANA 1	TJI	69.0	0.0	0.0	8.0	16.0	48.0
EL LAGO	LGO	69.0	8.0	8.0	8.0	16.0	16.0
LA MESA	LMS	69.0	16.0	24.0	24.0	32.0	32.0
PANAMERICANA FRACC.	PNM	69.0	0.0	16.0	16.0	16.0	16.0
METROPOLI	MTP	69.0	24.0	8.0	8.0	16.0	48.0
MVAR ADICIONALES TOTALES			112.0	264.0	320.0	376.0	504.0

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

4.11 ANALISIS ECONOMICO DE LA COMPENSACION REQUERIDA.

Los resultados arrojados por el programa son los datos de los compensadores que se requieren para cumplir con las restricciones de operación impuestas.

Se requiere obtener la inversión necesaria para la construcción y puesta en operación de las obras por lo que es necesario la obtención de los siguientes parámetros:

A partir de los casos base se realiza el estudio, se calculan las pérdidas del sistema en estudio con y sin el elemento requerido.

A partir de las pérdidas en potencia, se calculan las pérdidas en energía por medio de la siguiente fórmula:

$$P_o = \Delta P_p * 8.76 * F_p$$

donde:

P_o = Pérdidas de energía en GWh a nivel anual.

ΔP_p = Incremento en pérdidas de potencia en MW, con y sin elemento.

8760 = Horas anuales.

F_p = Factor de pérdidas = Fc²

F_c = Factor de carga del elemento en estudio.

Después de calcular las pérdidas de energía con y sin el elemento, se obtiene el corte de carga (ó tiro de carga) en MW si no entra en operación el elemento en estudio. El corte de carga para los bancos de compensadores se calcula siguiendo el siguiente criterio:

- Cuando el voltaje del nodo no cumple con los criterios de planeación, se procederá a efectuar el corte de carga para poder alcanzar los valores preestablecidos necesarios.

A partir del corte de carga en MW, se obtiene la energía de corte:

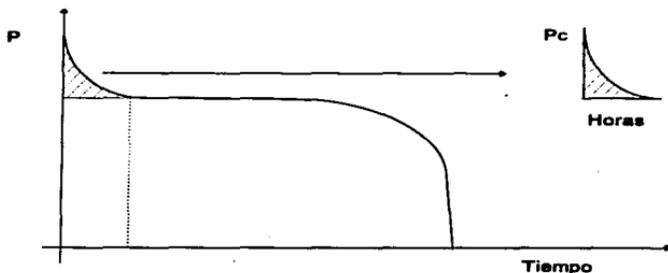
$$E_c = P_c * A_t * \frac{1}{2}$$

donde:

E_c = Energía de corte en GWh.

P_c = Potencia de corte en MW.

A_t = Duración del corte en el pico, obtenida de la curva de duración de carga del área correspondiente.



El flujo de inversiones del elemento en estudio deben asociarse a un grupo mínimo de obras que requiera el proyecto para que opere eléctricamente.

Sin embargo, en coordinación con el área de control de Baja California Norte, se determino que en algunos de los nodos que se dieron como candidatos a ser compensados, no es factible su construcción, por falta de espacio para ello, por lo que fue necesario el reubicar estos compensadores a subestaciones cercanas, en donde su construcción fuera factible y que las restricciones impuestas fueran respetadas. Los compensadores que fueron reubicados son los siguientes:

	ORIGINAL		ACTUAL
CNA	CARDENAS	ONG	OJOS NEGROS
GER	GUERRERO	TCT	TECATE II
PAP	PANAMERICANA POT.	CHA	CHAPULTEPEC
MTP	METROPOLI	EDA	ENSENADA
HMO	HIPODROMO	RUM	RUMOROSA

En base a lo anterior se obtuvieron las siguientes tablas representativas de resultados.

4.12 JUSTIFICACION DEL PAQUETE DE COMPENSACION REACTIVA PARA EL AREA BAJA CALIFORNIA NORTE.

COMENTARIOS:

1. Zona que se alimentará y tipo de cargas. Tijuana, Ensenada, Tecate, Mexicali, B.C. y San Luis Río Colorado, Son. Residencial e industrial.
2. Problemática. La alta carga reactiva demandada principalmente por las zonas Tijuana y Mexicali, están provocando problemas operativos que se manifiestan de manera inmediata en la degradación del voltaje en 69 kV y 161 kV dificultando su control, lo que se refleja en la calidad del servicio prestado por C.F.E. Además, al estar el área B.C. interconectada con el sistema eléctrico de San Diego E.U.A., existe el compromiso de mantener los enlaces con flujos de reactivos igual a cero, lo cual en la actualidad no se ha cumplido por parte de C.F.E., existiendo serios reclamos por parte de la empresa San Diego Gas que pudieran derivar en sanciones económicas.
3. Impacto en el sistema.
 - 3.1 Corte de carga. 24 MW
 - 3.2 Nuevos Servicios sin atender. 10 MW
 - 3.3 Degradación del servicio. No contar con la compensación propuesta, ocasiona una mala calidad de voltaje y aumento de las pérdidas eléctricas, las cuales tienen un costo importante para C.F.E.
 - 3.4 Economía de operación. Reducción de pérdidas
4. Impacto de los tiempos requeridos para la realización del proyecto. Su construcción se considera una obra prioritaria.
5. Acciones específicas. En función de que se considera obra prioritaria, se requiere atención inmediata para su construcción.

4.13 INVERSION NECESARIA PARA LA CONSTRUCCION DEL SISTEMA DE COMPENSACION REACTIVA DE BAJA CALIFORNIA NORTE.

AVANCE	NOMBRE DE LA OBRA	CARACTERISTICAS		F.E.O.	F.E.O.	INVERSIONES (MILLONES DE \$) *
		KV	MVAR	NEC.	FAC.	
0 %	MEXICALI II	161.0	32.0	MAR-95	NOV-97	2.535
	CETYS	161.0	32.0	MAR-95	NOV-97	2.535
	CENTRO	161.0	24.0	MAR-95	NOV-97	2.535
	RUIZ CORTINEZ	161.0	32.0	MAR-95	NOV-97	2.535
	OJOS NEGROS	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	TECATE II	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	UNIVERSIDAD	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	RUMOROSA	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	INDUSTRIAL	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	CHAPULTEPEC	69.0	8.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	EL LAGO	69.0	8.0	MAR-95	NOV-97	1.454
	LA MESA	69.0	24.0	MAR-95	NOV-97	2.535
	PANAMERICANA FRACC. ENSENADA	69.0	16.0	MAR-95	NOV-97	1.454
INVERSION TOTAL DEL PROYECTO						24.307

F.E.O. NEC.: Fecha de Entrada en Operación Necesaria.

F.E.O. FAC.: Fecha de Entrada en Operación Facible.

* PRECIOS MEDIOS DE 1996.

C O N C L U S I O N E S

Con el programa de Flujos Optimos, la planeación de compensación reactiva, se realiza de una forma rápida y sencilla, Flujos Optimos es una herramienta muy poderosa para el estudio de los Sistemas Eléctricos de Potencia, por más complejos que estos parezcan y en la solución de problemas.

Un punto muy importante, es el tiempo de análisis y solución, ya que los estudios de compensación tradicionales, tienen una metodología de prueba y error con lo cual, dependiendo del analista, los resultados pueden o no ser los más correctos.

En cambio, los resultados que se obtienen con Flujos Optimos, son muy confiables ya que una vez identificados los nodos con problemas de reactivos, se le proporcionan al programa como nodos candidatos para ser compensados y les asignará la cantidad necesaria de reactivos para cumplir con las restricciones impuestas.

En nuestro caso en particular, el principal objetivo fue el de mantener el flujo a través de los enlaces entre México y E.U. en un valor máximo de ± 1 Mvar para de esta forma reducir las pérdidas, que el sistema opere óptimamente y así cumplir con los acuerdos existentes con las compañías extranjeras.

Otro punto importante a destacar es que con el programa de Flujos Optimos, se pueden despachar, al mismo tiempo las unidades generadoras en un valor óptimo de generación, para que el sistema opere en forma óptima.

La compensación que se requiere para el año de 1997 se considera primordial, ya que en los años anteriores, no se ha estado cumpliendo con los acuerdos que existen con la compañía San Diego Gas y en la actualidad se esta exigiendo que estos sean cumplidos por parte de C.F.E.

En el caso de que no se aplicara la compensación para este año y se quisiera cumplir con la restricción de flujo de reactivos, sería necesario realizar un tiro de carga del área, además de que se tendría que dejar de atender a nuevos usuarios del servicio.

En caso de que en algún año, por algún motivo existiera más demanda de reactivos que la adicionada, es factible proporcionarla por medio de variar los taps de los trasformadores; en caso de que se requiriera el estudio de estos cambio, el programa de Flujos Optimos nos daría la respuesta necesaria para la operación del sistema con los requerimientos del mismo.

Cabe hacer notar que Flujos Optimos no solo sirve para adicionar compensación, despachar la unidades generadoras, limitar flujos, limitar voltajes nodales, sino que tiene varias funciones para la operación óptima de los Sistemas eléctricos de Potencia.

Otro punto importante a destacar es que con el programa de Flujos Optimos, se pueden despachar, al mismo tiempo las unidades generadoras en un valor óptimo de generación, para que el sistema opere en forma óptima.

La compensación que se requiere para el año de 1997 se considera primordial, ya que en los años anteriores, no se ha estado cumpliendo con los acuerdos que existen con la compañía San Diego Gas y en la actualidad se esta exigiendo que estos sean cumplidos por parte de C.F.E.

En el caso de que no se aplicara la compensación para este año y se quisiera cumplir con la restricción de flujo de reactivos, sería necesario realizar un tiro de carga del área, además de que se tendría que dejar de atender a nuevos usuarios del servicio.

En caso de que en algún año, por algún motivo existiera más demanda de reactivos que la adicionada, es factible proporcionarla por medio de variar los taps de los transformadores; en caso de que se requiriera el estudio de estos cambio, el programa de Flujos Optimos nos daría la respuesta necesaria para la operación del sistema con los requerimientos del mismo.

Cabe hacer notar que Flujos Optimos no solo sirve para adicionar compensación, despachar la unidades generadoras, limitar flujos, limitar voltajes nodales, sino que tiene varias funciones para la operación óptima de los Sistemas eléctricos de Potencia.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA
EN SISTEMAS ELECTRICOS
YEBRA MORON
Mc GRAW HILL**

- 2.- CRITERIOS PARA PLANEACION Y DISEÑO DE
SISTEMAS ELECTRICOS.
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD 1985**

- 3.- DESARROLLO DEL MERCADO ELECTRICO 1990-2004
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD 1996**

- 4.- OPERACION ECONOMICA DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA I
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DOCTORADO EN INGENIERIA ELECTRICA 1995**

- 5.- OPERACION ECONOMICA DE SISTEMAS ELECTRICOS
DE POTENCIA II
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DOCTORADO EN INGENIERIA ELECTRICA 1995**

- 6.- "POISE" 1996
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD 1996.
- 7.- "PRONOSTICO DE LA DEMANDA POR SUBESTACIONES
1991 - 2005"
AREA: BAJA CALIFORNIA NORTE
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD 1996
- 8.- OPF Techniques in Sistem Planing
POWER TECHNOLOGIES, INC. 1993
- 9.- PSS/OPF
POWER TECHNOLOGIES INC. 1993
- 10.- REACTIVE POWER CONTROL IN ELECTRIC SYSTEM
J. E. MILLER
JOHN WILEY & SONS 1982