

38
2 ej



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGON

**UNA METODOLOGIA MODERNA EN LA
COMPENSACION REACTIVA DE SISTEMAS
ELECTRICOS DE POTENCIA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
ADRIAN RUIZ CASTILLO



JUNIO 1993

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

RESUMEN

Se presenta en este trabajo una nueva metodología para realizar estudios de planeación multianual de compensación reactiva en sistemas eléctricos de potencia.

Tradicionalmente, estos estudios se realizan con base en un programa de flujos de carga y siguiendo una metodología de prueba y error para determinar la cantidad de compensación reactiva que requiere el sistema y mantener con ello un perfil de voltajes aceptable.

Esta metodología moderna se basa principalmente en el uso de dos programas: uno de flujos óptimos de potencia y el otro de ubicación óptima de compensadores.

Primero se hacen estudios de flujos óptimos para determinar donde existen problemas de reactivos en un sistema y proponer un conjunto de nodos candidatos a compensar. Con estos datos se ejecuta el programa de ubicación óptima de compensadores, que minimiza los costos de inversión de nuevas fuentes de reactivos, para obtener un plan de compensación que satisfaga las diferentes condiciones de operación de un sistema en un horizonte de varios años de estudio.

Estos programas, formulados bajo criterios de optimización, se encuentran integrados dentro de la estación de trabajo ANARED¹ que es la herramienta de software de aplicación.

El objetivo es demostrar el potencial de esta metodología, efectuando estudios de planeación de compensación reactiva a una red de tamaño considerable como lo es la región Bajío del área Occidental del Sistema Eléctrico Mexicano.

¹Conjunto de programas de computadora para el análisis de redes en estado estable desarrollados por el Departamento de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1 CONCEPTOS BASICOS DE POTENCIA REACTIVA Y SU EFECTO EN EL CONTROL DE VOLTAJE	
Introducción	3
1.1 Concepto de potencia reactiva	4
1.2 Requerimientos fundamentales en la transmisión de potencia en C.A.	5
1.3 Objetivos en la compensación de carga	6
1.4 Potencia reactiva y su efecto en el voltaje de sistemas	8
1.5 Control de voltaje en los sistemas eléctricos de potencia	10
1.6 Elementos eléctricos que afectan a la potencia reactiva	13
1.7 Líneas de transmisión	13
1.7.1 Tipos de compensación en líneas de transmisión	16
1.8 Cambios de voltaje debido a la conexión de bancos de capacitores	17
1.9 Efectos del voltaje debido a la inyección de vars por los generadores	20
1.10 Efecto del voltaje debido al cambio de tap de transformadores	24

2	FORMULACIONES PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	
	Introducción	26
2.1	El problema de la planeación de compensación reactiva	27
2.2	Clasificación de los métodos de solución al problema de planeación de compensación reactiva	27
2.3	Métodos que no utilizan técnicas de optimización	28
	2.3.1 Análisis de Sensitividad	28
	2.3.2 Coeficientes de sensibilidad para determinar la robustez de los nodos del sistema	31
2.4	Primeras formulaciones con uso de técnicas de optimización	32
2.5	Una formulación basada en la técnica de partición	35
2.6	Planeación óptima de vars multi-anual multi-caso	41
3	METODOLOGIA PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	
	Introducción	45
3.1	Solución al problema de planeación multianual de compensación reactiva	46
3.2	Formulación del problema de flujos óptimos	47
3.3	Técnica de solución al problema flujos óptimos	48
	3.3.1 Variables ficticias	48
3.4	Formulación general del problema de planeación multianual de compensación reactiva	49

3.5	Técnica de solución	50
3.6	Formulación del problema esclavo	51
3.7	Solución a los subproblemas	52
3.8	Formulación del problema maestro	52
3.9	Solución al problema maestro	54
3.10	Proceso de solución del problema de planeación multianual de potencia reactiva	54
3.11	Metodología a seguir para solucionar el problema de la planeación de vars	55
4	DESCRIPCION DE LA ESTACION DE TRABAJO ANARED	
	Introducción	58
4.1	Características de funcionamiento	59
4.2	Arquitectura del sistema	59
4.3	Ejecución del paquete ANARED.	60
	4.3.1 Menú principal	60
4.4	Generación de casos de estudio	61
4.5	Flujos óptimos	61
4.6	Flujos de carga	63
4.7	Modificación de potencias de carga	65
4.8	Ubicación óptima de compensadores (FOMI)	66
4.9	Programa FDWSCC	67

**5 RESULTADOS DE ESTUDIOS DE COMPENSACION REACTIVA
APLICADOS AL AREA OCCIDENTAL DEL SISTEMA
ELECTRICO MEXICANO**

Introducción	69
5.1 Caso de estudio	70
5.2 Criterios de planeación	70
5.2.1 Criterios para demanda máxima.	70
5.2.2 Criterios para demanda mínima	71
5.2.3 Criterios para casos con contingencias.	71
5.3 Metodología de estudio	71
5.4 Preparación de los casos de estudio	72
5.5 Resultados de flujos óptimos	72
5.5.1 Casos de demanda máxima.	73
5.5.2 Casos de demanda mínima.	77
5.5.3 Casos con contingencias	81
5.6 Nodos candidatos a compensar	85
5.7 Resultados de ubicación óptima de compensadores (FOMI)	86
5.8 Análisis de los resultados	88
5.9 Esquema de compensación	89

CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS	90
Apéndice A	92
Apéndice B	93
Referencias	96
Bibliografía	98

INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia están bajo un proceso de constante expansión debido al crecimiento inherente de la población y de la economía de los países.

La planeación de estos sistemas eléctricos consiste en determinar un plan de obras que permita operar el sistema en forma eficiente con las modificaciones que se realicen manteniendo los márgenes de seguridad y con la mayor economía durante la vida útil de los equipos.

En la actualidad, los costos de los diferentes elementos eléctricos de un sistema de potencia son un factor fundamental en los criterios y toma de decisiones de las expansiones de los sistemas eléctricos. Por ello, los ingenieros de planeación tienen la necesidad de incorporar elementos de optimización en sus metodologías de estudio.

La aplicación de herramientas modernas de software, que incluyan técnicas de optimización en sus formulaciones debe ser la tendencia actual para realizar los estudios de planeación en forma eficiente y así garantizar que los análisis se hacen bajo criterios de minimización y con ello justificar los nuevos elementos que se integran a la red.

El desarrollo de estas herramientas y metodologías modernas está sustentado también por el gran desarrollo de las computadoras digitales, en particular las computadoras personales, que permiten el manejo de una gran cantidad de información en forma muy sencilla y económicamente accesible.

En México, el Departamento de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) desarrolla estas herramientas de aplicación para el análisis de la operación y planeación de sistemas de potencia y que incluyen en sus formulaciones técnicas de optimización. Estas técnicas tienden a minimizar los costos de operación, inversión, o de pérdidas de energía y que al aplicarlas en los estudios que realiza Comisión Federal de Electricidad pueden representar ahorros sustanciales al país.

Como ejemplo, se presenta el siguiente trabajo que muestra la aplicación de estas herramientas en estudios de planeación de compensación reactiva al área Occidental del Sistema Eléctrico Mexicano.

La arquitectura de esta tesis se presenta en cinco capítulos y dos apéndices. El objetivo de cada capítulo es el siguiente:

En el Capítulo 1 se presenta la teoría básica de potencia reactiva y su efecto en el voltaje en sistemas de potencia para comprender mejor lo que es la compensación reactiva.

En el Capítulo 2 se define el problema de planeación de compensación reactiva en sistemas de potencia, y se describen en forma somera las principales formulaciones que se han propuesto a través de los años para solucionar este problema y que son la base de las formulaciones más modernas.

En el Capítulo 3 se describe la metodología de solución y la formulación en que se basa, que implantó el Departamento de Análisis de Redes del IIE para resolver el problema de planeación de compensación reactiva en forma eficiente.

En el capítulo 4 se describe la arquitectura de la estación de trabajo ANARED que es la herramienta de software con la que se realizaron los estudios de compensación.

En el capítulo 5 se muestran los resultados de la metodología aplicados a una red del Sistema Eléctrico Nacional.

Al final de la tesis se presentan dos apéndices en donde se muestra en el primero de ellos las dimensiones de la red con la que se trabajó. En el segundo se muestran parte de los resultados de un programa que se utilizó para seleccionar las contingencias que se aplicaron en los estudios.

CAPITULO 1

CONCEPTOS BASICOS DE POTENCIA REACTIVA Y SU EFECTO EN EL CONTROL DE VOLTAJE

INTRODUCCION

El perfil de voltajes en los buses de los Sistemas Eléctricos de Potencia es un parámetro muy importante ya que nos ayuda para determinar el estado en que está operando el sistema. Por ejemplo, si los niveles de voltaje tienen valores muy elevados, el sistema está operando en forma riesgosa ya que puede causar daños a los equipos, los cuales tienen sus valores nominales de operación. Se hace necesario entonces controlar estas sobretensiones.

Por otro lado, si los niveles de voltaje están muy por debajo de su nivel de operación, y no se controlara esta condición, se puede provocar inestabilidad en el sistema que puede conducir a la condición de colapso de voltaje particionando así el sistema.

Por estas razones, es de gran importancia mantener el perfil de voltajes dentro de sus límites de operación. Los flujos de potencia reactiva afectan directamente al voltaje de sistemas, y la compensación reactiva se basa en esto para lograr el control de voltaje.

En este primer capítulo se estudiarán los conceptos básicos de la interrelación entre voltaje y potencia reactiva así como los elementos que intervienen en ello.

1.1 CONCEPTO DE POTENCIA REACTIVA

La intensidad de corriente en C.A. que atraviesa por una resistencia pura en un circuito eléctrico es proporcional a la tensión en cada instante. En este caso tensión e intensidad se encuentran en fase en todo momento por lo que el producto de ambas magnitudes, la potencia instantánea, no puede ser un número negativo. Esto es, una resistencia toma energía eléctrica de la red y la transforma en calor y no se espera que al invertirse la polaridad de la tensión se genere energía eléctrica y se produzca frío.

Con cargas inductivas el fenómeno es muy distinto al de cargas resistivas dado que se produce una autoinducción que se opone a las variaciones de intensidad de corriente y es por esta razón que se retrasa con respecto a la tensión. Cuando la intensidad crece el campo magnético aumenta y almacena energía, pero al invertirse el sentido de la tensión la intensidad se mantiene algún tiempo en el mismo sentido por lo que la potencia en esos instantes es negativa y la energía almacenada en el campo magnético se devuelve a la red. Idealmente, si no existiesen pérdidas toda la energía se recuperaría y la potencia activa sería cero. Esto equivale a suponer que la intensidad está retrasada 90° respecto de la tensión.

En este caso el resultado de multiplicar tensión por intensidad no nos da una verdadera magnitud de la potencia que se consume en forma de calor o para producir un trabajo mecánico, por ello no puede medirse en watts. Este producto muestra de alguna forma las pérdidas que se producen en los conductores por la intensidad que se ha necesitado para generar los campos magnéticos, esto se conoce como potencia reactiva y se expresa en volts-amperes reactivos (VARs).

La mayoría de los dispositivos que se conectan a la red eléctrica se pueden analizar como un caso intermedio entre autoinducción y resistencia. Si existen elementos basados en el electromagnetismo (transformadores, motores, etc.) la intensidad no se encontrará en fase con la tensión pero si además una parte de la energía eléctrica se pierde en forma de calor o produciendo un trabajo mecánico el desfase será menor de 90° .

Con un amperímetro y un voltímetro se puede calcular la potencia aparente $S = V \times I$ [VA]. Esta potencia corresponde a una energía que es en parte consumida y en parte devuelta, de aquí que tampoco se expresa en watts si no en volts-amperes [VA].

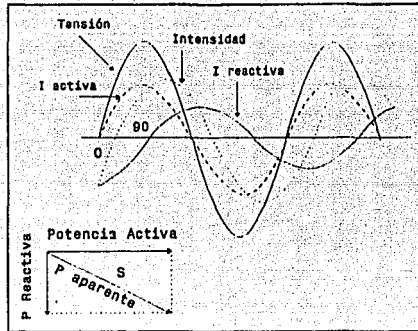


Figura 1.1

1.2 REQUERIMIENTOS FUNDAMENTALES EN LA TRANSMISION DE POTENCIA EN C.A.

Para poder transmitir potencia eléctrica en C.A. en gran escala es necesario satisfacer los siguientes dos requerimientos fundamentales:

- 1.- El sistema debe operar dentro de los límites de estabilidad.
- 2.- Los voltajes del sistema deben mantenerse cerca de sus valores nominales.

1.- La estabilidad de un sistema eléctrico la podemos definir como la capacidad del sistema para que las máquinas síncronas mayores mantengan el sincronismo entre la posición relativa de sus rotores (ángulos de fase constante) cuando no existan perturbaciones, o se haga constante cuando se presenta alguna contingencia.

Uno de los límites para la utilización de una línea de transmisión es que para una longitud dada de la línea la estabilidad tiende a ser menor mientras se incrementa la potencia transmitida. Si la potencia puede incrementarse gradualmente (sin alguna contingencia extraña), se alcanzará un nivel en el cual el sistema repentinamente se volverá inestable. Este nivel de potencia de transmisión es el límite de estabilidad en estado estable, llamado así por que es la máxima potencia que puede ser transmitida con estabilidad.

2.- El segundo requerimiento fundamental en la transmisión de potencia en C.A. es mantener los niveles de voltajes del sistema dentro de sus márgenes de seguridad y operación.

El bajo voltaje generalmente se asocia con cargas pesadas y/o déficit de generación y causa degradación en el desarrollo de cargas, particularmente en motores de inducción. En sistemas densamente cargados, el bajo voltaje puede ser una indicación que la carga se aproxima al límite de estabilidad de estado estable.

El sobrevoltaje es una condición peligrosa debido al riesgo de flameo o al rompimiento del nivel de aislamiento. Esta condición se debe a varias causas; la reducción de carga durante ciertos períodos del ciclo diario de carga origina un incremento gradual de voltaje. El no controlar esta condición acortará la vida útil del aislamiento, aún cuando el nivel de rompimiento no sea alcanzado.

Una sobretensión repentina puede resultar de la desconexión de cargas u otros equipos, mientras que sobrevoltajes de extrema rapidez y severidad pueden ser causados por operaciones de switcheo de línea, fallas y descargas atmosféricas. En los sistemas de transmisión de larga distancia, el efecto Ferranti (sobrevoltaje con carga ligera) limitaría la transmisión de potencia y la distancia de transmisión si no se tomaran medidas de compensación.

1.3 OBJETIVOS EN LA COMPENSACION DE CARGA

En Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) la calidad del suministro de energía se puede basar en que tan constante son el voltaje y la frecuencia en el punto de suministro y que tan cerca de la unidad está el factor de potencia. En los sistemas trifásicos, debe considerarse además, el grado en el cual las corrientes de fase y voltajes están balanceados. Para lograr estas condiciones se aplica lo que es compensación de carga.

En la compensación de carga existen tres objetivos principales:

- 1- Corrección del factor de potencia.
- 2- Mejoramiento en la regulación de voltaje.
- 3- Balanceo de carga.

1.- Corrección del factor de potencia.

Es la acción práctica de generar potencia reactiva tan cerca como sea posible de la carga que lo requiere en lugar de suministrarla desde una estación remota. La mayoría de las cargas industriales tiene factor de potencia en atraso, esto es, que ellos absorben potencia reactiva y por ello la corriente de carga tiende a ser mayor de lo que se requiere para suministrar la potencia real por sí sola.

A las compañías suministradoras no les conviene transmitir potencia reactiva innecesaria de los generadores hacia las cargas debido a que sus generadores y redes de distribución no se pueden operar a su máxima eficiencia y el control de voltaje en el sistema de suministro se vuelve muy difícil.

2.- Regulación de voltaje.

Todas las cargas varían su demanda de potencia reactiva aunque difieren ampliamente en su rango y valor de variación. En todos los casos la variación en la demanda de potencia reactiva provoca fluctuaciones en el voltaje en el punto de suministro, lo cual puede interferir con la operación eficiente de todas las plantas conectadas en ese punto. Para protegerse contra esto las compañías suministradoras tienen por estatuto mantener el suministro de voltaje dentro de límites definidos. Los dispositivos de compensación juegan un papel muy importante en mantener los voltajes dentro de los límites intencionados.

3.- Balace de cargas.

La mayoría de los sistemas de potencia en C. A. son trifásicos y están diseñados para operar óptimamente en forma balanceada. La operación con sistemas desbalanceados aumenta los componentes de corriente en la secuencia de fase errónea (componentes de secuencia negativa y cero). Tales componentes pueden tener efectos indeseables como pérdidas adicionales en motores y unidades generadoras, torques oscilatorios en máquinas de C.A., incremento del rizo en rectificadores, mal funcionamiento en varios tipos de equipo, saturación de transformadores y corrientes excesivas por el neutro.

La compensación de carga se aplica para los tres objetivos arriba mencionados. Este trabajo se va a enfocar al objetivo de regulación de voltaje y antes de describir la forma en que se puede controlar el voltaje se presenta una explicación de la interrelación que existe entre potencia reactiva y voltaje.

1.4 POTENCIA REACTIVA Y SU EFECTO EN EL VOLTAJE DE SISTEMAS

Así como el criterio para decir que se logra el balance de potencia activa en un sistema es la constancia del nivel de frecuencia, el criterio para decir que se logra el balance entre la generación y el consumo de potencia reactiva es un perfil de voltajes del sistema dentro de los límites establecidos. Cuando la magnitud de voltaje de un bus en particular sufre variaciones, significa que el balance de MVARs no se mantiene en el bus en cuestión. Considérese la siguiente figura:

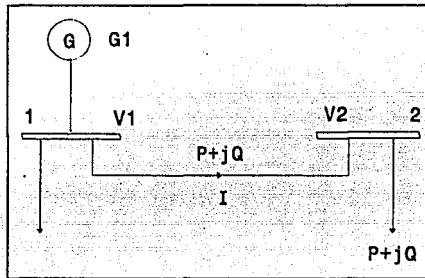


Figura 1.2

La carga ($P + jQ$) se conecta al bus de carga 2. Como no existe un generador en este bus la potencia debe transmitirse a través de la línea desde el bus 1. Considerando el bus 1 como referencia y la impedancia de la línea puramente inductiva ($Z = jX$) el análisis es el siguiente:

Debido a la caída de voltaje a lo largo de la línea tenemos:

$$V_2 = V_1 - IZ \quad (1.1)$$

La corriente de línea (I) satisface la relación:

$$V_1 I^* = P + jQ \quad (1.2)$$

Así:

$$I = \frac{P - jQ}{V_1^*} = \frac{P - jQ}{V_1} \quad (1.3)$$

Sustituyendo en la ecuación (1.1) tenemos:

$$V_2 = V_1 - jX \left[\frac{P - jQ}{V_1} \right] \quad (1.4)$$

$$V_2 = V_1 - \frac{X}{V_1} Q - j \frac{X}{V_1} P$$

Estos tres términos se identifican en el siguiente diagrama fasorial:

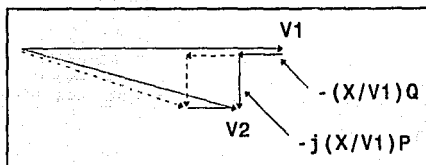


Figura 1.3

Del diagrama anterior se deduce lo siguiente:

- 1.- Un cambio en la potencia real de la carga P afecta el fasor de caída de voltaje que es perpendicular a V1. Por ello no se tiene un cambio apreciable en la magnitud de V2.
- 2.- Un cambio en la potencia reactiva de la carga Q afecta al fasor que esta en fase con V1. El cambio en la magnitud de V2 es esencialmente proporcional a Q. El fasor de voltaje punteado ilustra un cambio en V2 si la potencia reactiva se duplica.

Si se desea que la magnitud de V2 se mantenga constante debe existir una "correspondencia" a los cambios de la demanda de potencia reactiva localmente en el bus 2, de tal forma que no se transporte por la línea, con los consecuentes efectos en el voltaje. Esa generación local de MVARs se puede lograr con capacitores shunt y/o condensadores síncronos.

Al incrementar la potencia real existe un subsecuente incremento de la potencia reactiva, por ello existe una tendencia de caída de voltajes en el sistema durante períodos de carga pesada. El efecto opuesto se tiene en períodos de carga ligera y debido al efecto de capacitancia shunt por las líneas, se tendrá un excedente de potencia reactiva.

Esto significa que el flujo de MVARs invierte su dirección y también lo hace el fasor $(XQ)/V_1$ de la figura (1.3) originando que de una caída de tensión ahora se tenga un sobrevoltaje. Aquí es necesario conectar reactores en shunt en ciertos puntos de la red para evitar las sobretensiones.

Aunque no es necesario una rigidez en el nivel de tensión del sistema si es necesario tener un control de voltaje debido a que la mayoría del equipo usado en sistemas de potencia esta diseñado para operar a un cierto nivel de voltaje nominal o de placa. Si el voltaje se desvía mucho de su valor nominal los equipos se deteriorarán y se reducirá además su período de vida. Por ello existe la operación de controlar el nivel de voltaje en los sistemas de potencia.

1.5 CONTROL DE VOLTAJE EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

El control de voltaje de un sistema se basa en los nodos de voltaje controlado (buses generadores) que definen el perfil de voltajes de la red eléctrica. Este control de voltaje es de tipo local y trata de mantener el potencial dentro de unos límites de operación especificados. Para lograr esto se varía la inyección de potencia reactiva mediante el sistema de excitación de generadores o la conexión continua de elementos reactivos tales como compensadores en shunt o los compensadores estáticos de vars (cevs's).

Esquemáticamente el control de voltaje local se puede representar como un punto de soporte en la estructura del sistema [1].

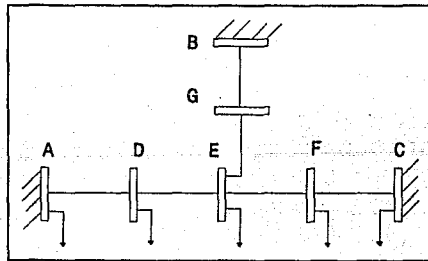


Figura 1.4

Los puntos A, B y C de la figura (1.4) son fuentes de reactivos que definen de cierta forma el perfil de voltajes del sistema. Otra variable que influye en este perfil es el valor de la carga, la cual modificará el nivel de tensión en los puntos donde no se tenga un soporte directo. Así, en los nodos alejados de las fuentes de reactivos, aún con cargas pequeñas el voltaje se desviará con facilidad del valor nominal, en cambio en nodos cercanos a las fuentes de reactivos la carga puede crecer sin cambios importantes de voltaje.

La siguiente figura (1.5) muestra en forma esquemática los casos donde se ilustra el efecto de la cercanía (robustez) o lejanía (debilidad) de las fuentes de voltaje controlado.

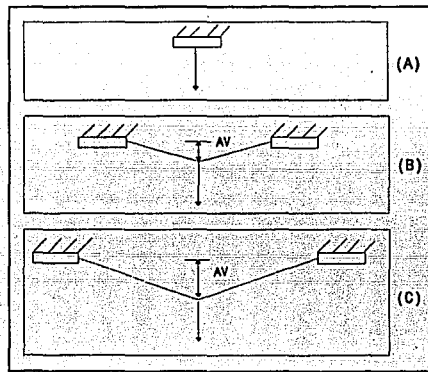


Figura 1.5

En la figura (A) se podrá "soportar" el nivel de voltaje en ese punto mientras exista la capacidad de suministrar potencia reactiva. En analogía con la figura (1.4) se representa la resistencia (capacidad de sobrotamiento).

En la figura (1.5B) se muestra el caso de tener el punto de carga a cierta distancia eléctrica de los nodos de voltaje controlado, se observa una desviación (ΔV) respecto a los niveles (voltaje) de soporte. Si la distancia eléctrica es mayor (fig. 1.5C) la desviación del voltaje será mayor para el mismo valor de carga. Al tener los soportes lejanos será más difícil controlar la desviación en el punto de carga.

Un punto importante en los casos B y C es que aun cuando se tengan fuentes de reactivos de gran capacidad en los extremos se tendrá una desviación apreciable en el punto de carga. De esto se puede decir que la reserva global de potencia reactiva no es un indicador confiable del control de voltaje en un sistema.

Para poder mejorar el voltaje en el punto de carga se debe tener un soporte de carga más cercano (figura 1.6A) o mover la referencia de los soportes de voltaje (figura 1.6B).

En el caso 1.6A se ve que el mayor soporte lo da el nodo más cercano eléctricamente (B) a la carga, lo cual indica una mayor aportación de potencia reactiva y un mayor esfuerzo en el punto B de la estructura. Aquí, el control de voltaje dependerá de la capacidad de reactivos en el punto B.

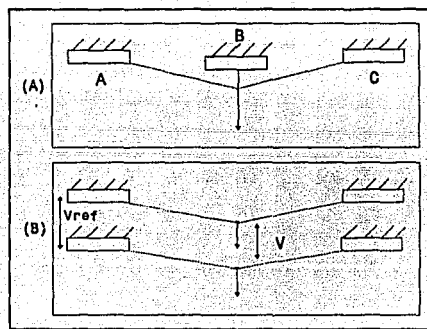


Figura 1.6

La figura 1.6B ilustra el efecto de operación para mantener un perfil de voltajes mas elevado. En casos reales si el ΔV en los nodos de carga es grande no será posible tener un cambio similar en los nodos de generación. Un caso intermedio se tiene si los movimientos en los nodos de voltaje controlado no son de la misma magnitud, aquí la mayor aportación de reactivos (soporte) se tendrá del nodo con el voltaje mayor y que además se encuentre más cerca eléctricamente.

En forma general se puede decir que como resultado de modificar un voltaje de generación se producirá un cambio en el flujo de reactivos en el sistema el cual a su vez modificará el perfil de voltajes en los nodos de carga. En forma alterna se puede decir que el cambio de voltaje produce un intercambio de potencia reactiva entre generadores y la efectividad del cambio (mejoramiento del perfil de voltaje) dependerá de que se reduzca el flujo de reactivos en los enlaces más débiles.

1.6 ELEMENTOS ELECTRICOS QUE AFECTAN A LA POTENCIA REACTIVA

Hasta aquí se ha explicado la relación que existe entre potencia reactiva y voltaje y los métodos de operación para mantener los perfiles de voltajes del sistema dentro de los límites establecidos. En la siguiente parte del capítulo se estudiarán los principales elementos eléctricos que afectan los flujos de potencia reactiva y que sirven para mantener una buena regulación de los perfiles de tensión dentro del sistema. Los elementos que se van a estudiar son: líneas de transmisión, bancos de capacitores, generadores síncronos y transformadores con ajuste de tap.

1.7 LINEAS DE TRANSMISION

En la siguiente figura se muestran los principales parámetros que determinan el comportamiento de las líneas de transmisión.

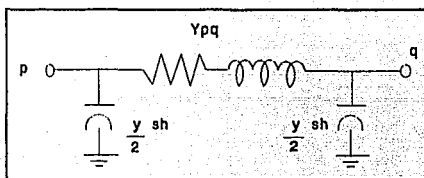


Figura 1.7

donde:

$$Y_{pq} = g_{pq} - jb_{pq}$$

- Y_{pq} admitancia serie de la línea.
- g_{pq} conductancia serie de la línea.
- b_{pq} susceptancia serie de la línea.
- $Y_{sh}/2$ susceptancia en derivación de la línea.

Estos parámetros, junto con la longitud de las líneas influyen en el comportamiento característico de:

- A).- el nivel de transmisión de potencia.
- B).- el nivel de voltaje en los buses de carga.

A).- Existe un máximo de potencia que puede transmitirse a través de las líneas bajo condiciones de estabilidad. Por ejemplo, consideremos los elementos de una línea de transmisión como en la figura (1.7).

Supóngase que existe un flujo de potencia de (p) a (q) y que el ángulo de carga (δ) es la diferencia de los voltajes angulares en los extremos. Si se incrementa la carga en el extremo receptor, manteniéndose la magnitud de voltaje constante, existe un aumento en el flujo de potencia y en el ángulo de carga (δ). Despreciando la resistencia de la línea, el flujo de potencia está dado por la siguiente expresión:

$$P = \frac{E_s E_r}{X_o} \sin \delta \quad (1.5)$$

Sin embargo, el flujo no puede seguir incrementándose indefinidamente. Como se muestra en la siguiente figura cuando se alcanza un ángulo de carga $\delta=90^\circ$ se llega al límite máximo de transmisión de potencia en condiciones estables.

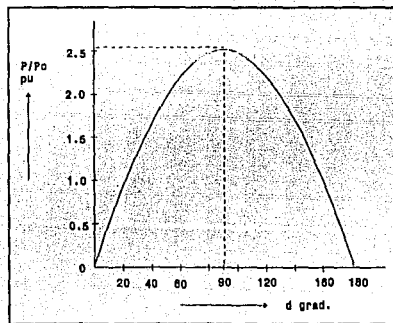


Figura 1.8

Si la carga aumenta (δ) se incrementa, pero la potencia transmitida ahora se reduce, se dice entonces que se ha excedido el límite de estabilidad en estado estable. No es práctico operar las líneas cerca de su límite de estabilidad puesto que cualquier contingencia pequeña u operación de switcheo de líneas puede ocasionar que se sobrepase su límite de estabilidad.

B).- Contribución de las líneas al nivel de voltaje.

Las líneas de transmisión de energía en C.A. contribuyen significativamente con reactivos al sistema afectando directamente los voltajes de los nodos de carga. Esta contribución de reactivos esta en función del nivel de potencia que fluye por la línea. Esto es, en períodos de carga ligera el efecto capacitivo de las líneas ocasiona problemas de sobrevoltaje , y en períodos de demanda máxima, el efecto inductivo de las líneas provoca que existan mayores pérdidas o consumo de reactivos y se originen problemas de bajo voltaje.

Consideremos la figura (1.7). La potencia natural o SIL (surge impedance load) de las líneas esta dada por la expresión:

$$P_o = \frac{V_o^2}{Z_o} \quad (1.6)$$

donde:

- P_o potencia natural de la línea.
- V_o voltaje nominal de operación.
- Z_o impedancia natural de la línea.

A este nivel de operación (potencia natural) los vars producidos por la línea son iguales a los vars consumidos, (despreciando la conductancia en la figura 1.7)

$$y_{sh} V^2 = b_{pq} I^2 \quad , \quad \frac{V}{I} = \sqrt{\frac{b_{pq}}{y_{sh}}} = Z_o$$

Ahora, suponiendo que:

$$P > P_o$$

siendo (P) el nuevo nivel de transmisión de potencia al mismo nivel de voltaje, entonces el efecto de (b_{pq}) es mayor, consumiéndose así más reactivos por parte de la línea. Por el contrario, si ($P < P_o$) entonces el efecto capacitivo de (y_{sh}) es mayor, aportando así reactivos al sistema. Estas variaciones de reactivos de las líneas provocan los problemas de sobre y bajo voltaje.

Estas características de nivel de transmisión de potencia y nivel de voltaje se pueden mejorar aplicando compensación.

1.7.1 Tipos de compensación en líneas de transmisión.

Compensación significa modificar las características eléctricas de una línea de transmisión para incrementar su capacidad de transmisión de potencia mientras se satisfacen los siguientes requerimientos fundamentales:

- A.- Producir un perfil de voltajes sustancialmente plano a todos los niveles de transmisión de potencia.
- B.- Mejorar la estabilidad incrementando la máxima potencia transmisible.

Para la compensación de líneas existen tres estrategias:

- 1.- Compensación de la impedancia característica de la línea.

Se puede lograr un perfil de voltajes plano si la impedancia natural de una línea (SIL) se modifica. Esto implica que las reactancias serie y/o shunt X_l y/o X_c de las líneas pueden modificarse (por ejemplo por una conexión apropiada de capacitores o reactores), entonces la línea puede hacerse que tenga una impedancia característica virtual Z_o' y una carga natural virtual P_o' para la cual de la ecuación (1.6):

$$P_o' = \frac{V_o^2}{Z_o'} = P$$

Una vez que una línea se ha compensado de tal forma para satisfacer la ecuación anterior para lograr un perfil de voltajes plano se determina Z_o' .

2.- Otra estrategia es la compensación de longitud de línea (compensación serie) y se aplican capacitores series para reducir la reactancia serie de las líneas de transmisión largas y con ello aumentar el efecto capacitivo.

3.- El otro tipo de compensación es dividir las líneas largas en secciones más cortas que son más o menos independientes unas de otras (excepto que todas ellas transmiten la misma potencia). Esta estrategia se llama compensación por seccionamiento y se logra conectando compensadores de voltaje constante a intervalos a lo largo de la línea. La potencia máxima transmisible la determina la sección más débil pero como esta es necesariamente más corta que la línea completa se espera un incremento en la potencia máxima y con ello en la estabilidad.

1.8 CAMBIOS DE VOLTAJE DEBIDO A LA CONEXION DE BANCOS DE CAPACITORES

Esta fuente de reactivos es la forma más común de aplicar compensación reactiva en los sistemas eléctricos dado que ellos constituyen un medio económico y flexible de elevar los voltajes del sistema durante períodos de carga pesada.

Lo importante de este punto es determinar el cambio de voltajes en los buses del sistema debido a una inyección de potencia reactiva en un bus dado.

Un método para determinar el cambio de voltaje (ΔV) debido a la conexión de capacitores es usar el equivalente Thévenin. En la siguiente figura (1.9) (E_0) es el voltaje en circuito abierto mientras que $R_0 + jX_0$ es la impedancia Thévenin vista desde la barra donde se conecta el banco de capacitores.

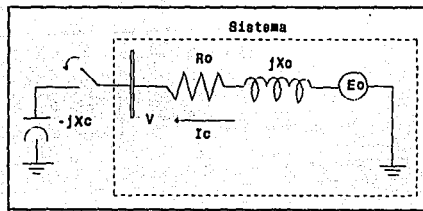


Figura 1.9

Al momento en que se switchea el capacitor, existe una corriente (I_c) que adelanta a (V) en -90° , esto puede explicarse con el siguiente diagrama fasorial.

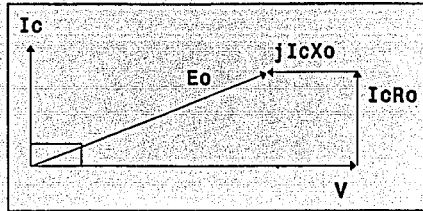


Figura 1.10

La corriente se calcula de la siguiente forma:

$$I_c = \frac{E_0}{R_0 + jX_0 - jX_c} \quad (1.7)$$

Despejando E_0 :

$$E_0 = I_c R_0 + jI_c X_0 - jI_c X_c \quad (1.8)$$

pero se tiene que:

$$V = + jI_c X_c \quad (1.9)$$

sustituyendo en la ecuación anterior:

$$E_0 = I_c R_0 + jI_c X_0 - V \quad (1.10)$$

La diferencia entre (E_0) y (V) es la variación de voltaje debido al banco de capacitores conectados a ese bus y su valor aproximado es:

$$\Delta V = I_c X_0 \quad (1.11)$$

Para un voltaje de bus dado, los vars (Q_c) son proporcionales a (I_c) y por ello proporcionales a ΔV . Aquí se observa la relación entre el voltaje y la potencia reactiva. Mientras el equivalente Thévenin se usa para determinar el ΔV de la barra donde se inyectan reactivos, la matriz de impedancia de bus y su correspondiente equivalente se usan para conocer el ΔV en otros buses del sistema. El equivalente usado es el de la figura (1.11).

donde:

- ΔV_{11} cambio de voltaje en el bus 1 por inyección de vars en el bus 1.
- ΔV_{im} cambio de voltaje en la bus m por una inyección de vars en el bus i.
- Z_{ii} impedancia propia de la barra (i).
- Z_{im} impedancia mutua del bus m por una inyección en el bus (i).

Las impedancias propias son los elementos diagonales de la matriz Zbus, y las mutuas son los elementos fuera de la diagonal.

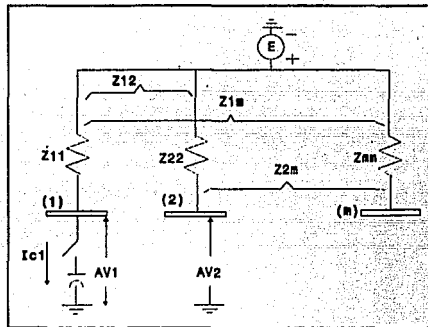


Fig. 1.11

Supóngase ahora que el capacitor de la barra 1 se conecta, entonces el diagrama fasorial es similar al de la figura (1.10) por lo que el valor fasorial de ΔV_{11} es:

$$V_{11} = I_{c1} Z_{11} \quad (1.12)$$

y su valor aproximado es:

$$\Delta V_{11} = I_{c1} X_{11} \quad (1.13)$$

Similarmente, el fasor I_Z inducido en el bus 2 es:

$$\Delta V_{12} = I_{c1} Z_{12} \quad (1.14)$$

Así el cambio de la magnitud de voltaje de los m buses debido a la conexión del capacitor en el bus 1 es aproximadamente:

$$\begin{aligned} \Delta V_{11} &= I_{c_1} X_{11} \\ \Delta V_{12} &= I_{c_1} X_{12} \\ &\vdots \\ \Delta V_{1m} &= I_{c_1} X_{1m} \end{aligned} \tag{1.15}$$

Ahora consideremos que:

$$I_{c_1} = \frac{Q_{c_1}}{V_{11}} \tag{1.16}$$

y si $V_{11} = 1.0 \text{ pu}$ entonces:

$$\begin{aligned} \Delta V_{11} &= Q_{c_1} X_{11} \\ \Delta V_{12} &= Q_{c_1} X_{12} \\ &\vdots \\ \Delta V_{1m} &= Q_{c_1} X_{1m} \end{aligned} \tag{1.17}$$

Para el caso de reactores las expresiones son las mismas solo que en el diagrama fasorial la corriente que se origina estaría en atraso 90° con respecto a (V) .

1.9 EFECTOS DEL VOLTAJE DEBIDO A LA INYECCION DE VARS POR LOS GENERADORES

Los generadores síncronos además de suministrar potencia real son una fuente con capacidad de absorción y de generación de potencia reactiva. El control de la salida reactiva de los generadores se consigue por medio del ajuste de la corriente del campo de excitación del generador. Para representar esta dependencia considere la siguiente figura:

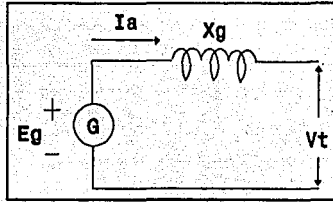


Figura 1.12

donde:

- V_t voltaje en el bus generador.
- E_g voltaje de generación interno de la máquina.
- δ ángulo de potencia de carga.

Ahora consideremos

$$V_t = V_t \angle 0^\circ \quad , \quad E_g = E_g \angle \delta$$

entonces:

$$I_a = \frac{E_g \angle \delta - V_t}{jX_g} \quad (1.18)$$

por definición:

$$P + jQ = V_t I_a^* \quad (1.19)$$

$$P + jQ = \frac{V_t E_g \angle -\delta - V_t^2}{-jX_g} \quad (1.20a)$$

$$P + jQ = \frac{V_t E_g \angle (90^\circ - \delta) - V_t^2 \angle (90^\circ)}{X_g} \quad (1.20b)$$

Considerando sólo la parte imaginaria que es la potencia reactiva:

$$Q_G = \frac{V_t E_g \sin(90^\circ - \delta)}{X_g} - \frac{V_t^2}{X_g} \quad (1.21a)$$

$$Q_G = \frac{V_t E_g \cos(\delta)}{X_g} - \frac{V_t^2}{X_g} \quad (1.21b)$$

La importancia de esta expresión es que (Q_G) es continua y simplemente controlada por el cambio de (E_g), esto es, variando la corriente de excitación C.D.. De la fórmula (1.21b) se observa que cuando:

$$E_g \cos \delta > V \quad (1.22)$$

entonces $Q_G > 0$ y el generador produce vars, o sea actúa como un capacitor en el sistema. Si la relación (1.22) no se cumple, entonces la máquina está subexcitada y por lo tanto (Q_G) es menor que cero comportándose como un reactor en el sistema. Entonces para un valor alto y un valor bajo de (E_g) los diagramas vectoriales del generador se muestran en la fig. (1.13):

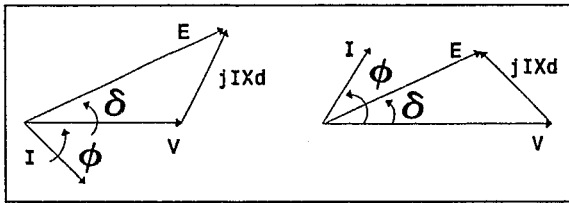


Figura 1.13

En la figura (a) se muestra el diagrama de un generador sobreexcitado, es decir, genera potencia reactiva y actúa como un capacitor visto desde la red.

En la figura (b) se muestra al generador subexcitado, es decir consume reactivos y actúa como un reactor visto desde la red.

Debido a que es importante considerar los límites de operación de los generadores, a continuación se muestra la curva simplificada de capacidad reactiva de un generador en la cual se pueden observar los límites de operación en adelanto (leading) y atraso (lagging) de la salida.

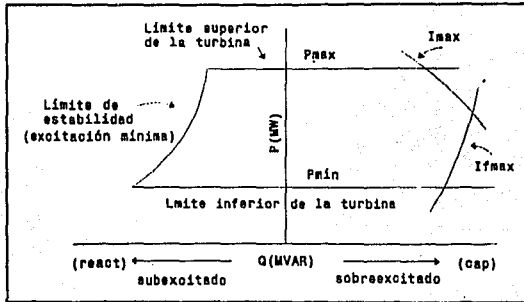


Figura 1.14

Los límites de generación de potencia reactiva de las máquinas síncronas están determinados por los límites térmicos de los devanados de los campos y de armadura, mientras que los límites de absorción de reactivos están determinados por el límite de estabilidad en estado estable.

Después de ver la relación entre el voltaje terminal de la máquina síncrona y la generación reactiva, es de esperarse también un cambio de voltaje en los buses cercanos al generador cuando este genere o absorba reactivos. Considere el equivalente siguiente (1.15) donde existe un generador en el bus 1:

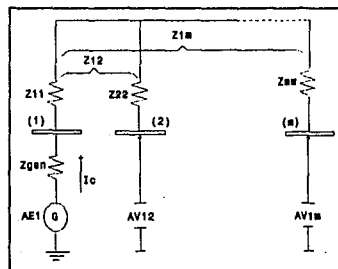


Figura 1.15

Supóngase que existe un aumento en la excitación de campo originando un aumento de voltaje terminal y salida de MVARs, la corriente I_c circulará por la trayectoria de ΔE_1 a Z_{11} , al circular por la rama originará variaciones de voltaje ΔV_{1m} en el resto de los buses. Y el efecto de la inyección es aproximadamente el de la ec.(1.12) cumpliéndose así las relaciones (1.15).

1.10 EFECTO DEL VOLTAJE DEBIDO AL CAMBIO DE TAP DE TRANSFORMADORES.

Los transformadores tienen como objetivo cambiar el voltaje de un nivel a otro y por ello no son considerados como una fuente de reactivos, pero dado que tienen la capacidad de redistribuir los flujos de potencia reactiva en la red mediante el cambio de posición de tap originando cambios en el perfil de voltajes del sistema es importante tomarlos en consideración.

Consideremos el siguiente diagrama:

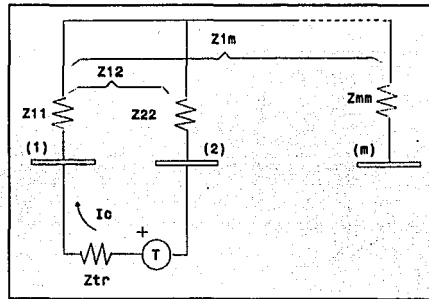


Figura 1.16

Supóngase ahora que hay un cambio de tap del transformador entre los buses 1 y 2 en donde $\% \Delta E$ es el porcentaje de incremento de voltaje del bus 2 al bus 1, al hacerse el cambio existirá una corriente (I_c) tal y como se muestra en la figura (1.16). Esta corriente circula en una malla de impedancia:

$$Z_{malla} = Z_{tr} + Z_{11} + Z_{22} - 2Z_{12} \quad (1.23)$$

entonces:

$$I_c = \frac{\Delta E}{Z_{malla}} \quad (1.24)$$

Ahora, el fasor de incremento de voltaje, visto por los buses debido al cambio de tap es igual a:

$$\Delta V_1 = I_c(Z_{11} - Z_{12}) \quad (1.25)$$

donde sustituyendo tenemos:

$$\begin{aligned} \Delta V_1 &= \frac{\Delta E}{Z_{malla}}(Z_{11} - Z_{21}) \\ \Delta V_2 &= \frac{\Delta E}{Z_{malla}}(Z_{12} - Z_{22}) \\ &\cdot \quad \cdot \\ &\cdot \quad \cdot \\ &\cdot \quad \cdot \\ \Delta V_m &= \frac{\Delta E}{Z_{malla}}(Z_{1m} - Z_{2m}) \end{aligned} \quad (1.26)$$

La ecuación anterior quiere decir que para obtener el cambio de voltaje de cualquier bus basta solo obtener la diferencia de las impedancias mutuas a las barras del transformador y multiplicarlas por la corriente (I_c).

Todos los conceptos presentados en este capítulo son la base en el tema de compensación reactiva en sistemas eléctricos de potencia.

CAPITULO 2

FORMULACIONES PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

INTRODUCCION

Como se ha visto, el mantener los niveles de voltaje en los nodos de carga dentro de sus límites de seguridad en un sistema eléctrico es fundamental para mantener la estabilidad del mismo, así como para asegurar una buena calidad del suministro de energía y la compensación de redes juega un papel fundamental en este control de voltaje.

En la compensación reactiva enfocada a la planeación de sistemas intervienen muchas variables que necesitan ser consideradas, por ejemplo decidir en que lugar es necesario instalar bancos de compensadores, el tipo, la cantidad de potencia reactiva, expectativas de cambios en la configuración de la red a través del tiempo, condiciones de contingencias que pueden ocurrir etc. Además de esto se debe tomar en cuenta los costos de los equipos que se van a instalar y coordinarlos con los ya existentes para hacer una expansión óptima. Todos estos factores intervienen cuando se realizan estudios de planeación de compensación.

Involucrar todas estas variables y otras más dentro de una formulación matemática hacen que este problema sea complejo así como también los métodos de solución. A través de los años se han propuesto diferentes formulaciones y metodologías de solución a este problema.

En este capítulo se describen las principales alternativas de solución que se han propuesto a través de los años para resolver el problema de planeación de compensación reactiva en sistemas eléctricos de potencia.

2.1 EL PROBLEMA DE LA PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA

Como se vió en el captulo 1, con la adición de nuevas fuentes de compensación al sistema se pueden lograr los siguientes objetivos: reducir los flujos de potencia reactiva, regular el voltaje en los nodos de carga y mejorar la estabilidad del sistema. Alcanzar todos estos objetivos depende en gran medida de el lugar donde se ubiquen los bancos de compensación dentro de la red ya que algunos nodos son más sensibles que otros a la inyección de vars y esto está en función básicamente de la distancia eléctrica entre los buses de carga y las fuentes de reactivos. Ubicar en forma óptima los bancos de capacitores para conseguir los objetivos antes mencionados o maximizar sus efectos contra los costos asociados a las nuevas instalaciones es la base del problema de compensación reactiva.

El problema de compensación reactiva en sistemas de potencia es fundamentalmente diferente para operación (corto plazo) que para planeación (mediano y largo plazo). En el primer caso se busca la mejor condición de operación para satisfacer restricciones de seguridad y garantizar la estabilidad del perfil de voltajes mediante estrategias de control de voltaje con el equipo ya disponible y en un horizonte de tiempo corto que va desde segundos hasta un año.

Para la planeación de sistemas el objetivo es el mismo solo que aquí se deben considerar nuevas fuentes reactivas determinando donde, cuando y cuanta compensación reactiva debe instalarse para que así se minimizen los costos de inversión y se garantice una operación económica y segura del sistema bajo un horizonte de varios años en condiciones de operación normal o bajo ciertas contingencias previstas [3].

2.2 CLASIFICACION DE LOS METODOS DE SOLUCION AL PROBLEMA DE PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA

La solución al problema de la planeación de compensación reactiva es compleja puesto que hay que considerar un horizonte de varios años de estudio, diferentes condiciones de operación para cada año y aplicar compensación en forma óptima ya sea localizando un mínimo de lugares, una cantidad mínima de potencia reactiva o minimizando los costos de inversión. Esto conduce a que se debe resolver un problema de grandes dimensiones con un gran número de variables en forma óptima. En los últimos años se han formulado varias metodologías de solución a este problema y las podemos clasificar en dos tipos: las que no utilizan técnicas de optimización, y las que aplican técnicas de optimización.

Las primeras metodologías que se utilizaron para solucionar el problema de planeación reactiva no utilizaban técnicas de optimización y tradicionalmente eran en base a prueba y error utilizando programas de flujos de cargas. Esto es, partiendo de un caso base que representa la configuración del sistema, se efectúan corridas de flujos del caso base y de varios casos con modificaciones para analizar los efectos de contingencias en el perfil de voltajes del sistema y flujos de potencia activa y reactiva. Así, el ingeniero analiza un gran número de posibles soluciones a un problema dado. La habilidad para determinar cual es la mejor solución queda entonces en base a la experiencia y capacidad del analista. Era claro entonces que para poder determinar una solución óptima se necesitaban aplicar técnicas de optimización.

Las primeras metodologías que aplicaron técnicas de optimización se aplicaron a finales de las décadas de los 70's y utilizaban programación lineal para su solución. A mediados de la década de los 80's, EPRI (Electric Power Research Institute), presentó una formulación que podemos considerar como la base de las formulaciones modernas y que como técnica de optimización utiliza la Partición Generalizada de Benders.

A continuación se describen someramente algunas de las principales formulaciones para resolver el problema de planeación de compensación reactiva.

2.3 METODOS QUE NO UTILIZAN TECNICAS DE OPTIMIZACION

2.3.1 Análisis de sensibilidad.

Los coeficientes de sensibilidad son una herramienta útil empleada para evaluar varias alternativas de solución y poder decidir sobre una opción técnica y/o económica más favorable en la planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

Este método clasifica las variables en la siguiente manera:

Variables independientes o de control.- son las variables sobre las cuales los centros de control de energía tiene posibilidades de variarlas y son: potencia de generación, cambio de tap, magnitud de voltaje en nodos de generación, etc.

Se definen con la letra $[u]$.

Variables dependientes o de estado.- son variables que no pueden ser manipuladas por los centros de control, además son las que definen el estado del sistema. Estas variables son: los ángulos de fase de todos los voltajes nodales y la magnitud de voltaje de los nodos de carga.

Se definen con la letra $[x]$.

VARIABLES INCONTROLABLES.- son las variables de demanda como la potencia activa y reactiva de carga ya que están completamente fuera del control de los centros de energía debido a que ellas son determinadas por los usuarios. Se definen con la letra $[p]$.

Entonces, la sensibilidad se define como la razón $(\Delta x/\Delta u)$ que relaciona pequeños cambios (Δx) de alguna variable dependiente con pequeños cambios (Δu) de alguna variable de control. Los coeficientes de sensibilidad se obtienen mediante la relación:

$$S_{ij} = \frac{\Delta x_i}{\Delta u_j} \quad (2.1)$$

El análisis de sensibilidad se puede realizar por medio de un estudio de flujos de carga o desarrollar expresiones analíticas para obtener los coeficientes de sensibilidad. Las ecuaciones que definen el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia en estado estable son no lineales, por ello los coeficientes de sensibilidad dependerán del punto de operación y será necesario recalcularlos al tener cambios en la estructura de la red eléctrica o cambios en la generación.

Considerando:

$\Delta x_i \rightarrow \Delta V_i$ para $i = 1, 2, \dots, k$ (buses del sistema)

$\Delta u_j \rightarrow \Delta Q_j$ para $j = 1, 2, \dots, M$ (variables de operación)

podemos representar la ecuación (2.1) de la siguiente manera:

$$\Delta V = [S] \Delta Q \quad (2.2)$$

Desarrollando en forma matricial la ecuación anterior se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta V_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{11} & S_{12} & \cdot & \cdot & S_{1M} \\ S_{21} & S_{22} & \cdot & \cdot & S_{2M} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ S_{k1} & S_{k2} & \cdot & \cdot & S_{kM} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \Delta Q_M \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

donde: (S) es la matriz de sensibilidad que representa los cambios que se producen en el voltaje del bus (i) del sistema debido a una inyección de vars en el bus (j).

Para obtener los coeficientes de sensibilidad se considera la formulación del método de Newton-Raphson para flujos de potencia que relacionan las inyecciones nodales y los voltajes y ángulos de la red eléctrica en estado estable [4]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

donde:

$$\Delta V' = \Delta V/V$$

$$[H] = [\partial P/\partial \delta]$$

$$[N] = [\partial P/\partial V']$$

$$[J] = [\partial Q/\partial \delta]$$

$$[L] = [\partial Q/\partial V']$$

efectuando consideraciones prácticas que desacoplan al conjunto de ecuaciones se obtiene [5]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & \\ & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V' \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

La ecuación anterior es el modelo desacoplado de las potencias nodales en función de los ángulos de fase y magnitudes de voltaje. Los elementos del Jacobiano (submatrices H y L) son coeficientes que relacionan las variables de control (P,Q) con las variables dependientes (δ, V). Efectuando el desacoplamiento (2.5) quedará:

$$\Delta \delta = [\partial P/\partial \delta]^{-1} \Delta P \quad (2.6)$$

$$\Delta V' = [\partial Q/\partial V']^{-1} \Delta Q$$

Comparando las ecuaciones (2.6) con (2.1), se observa que los elementos de la matriz inversa representan los coeficientes de sensibilidad de las variables dependientes respecto a las variables de control.

$$\begin{aligned} [S_{\delta-P}] &= [\partial P / \partial \delta]^{-1} \\ [S_{V-Q}] &= [\partial Q / \partial V]^{-1} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Así, los coeficientes de sensibilidad que relacionan potencia reactiva con voltaje se pueden calcular a partir de los modelos de potencia reactiva en estado estable [4].

$$[\Delta V'] = [\partial Q / \partial V']^{-1} [\Delta Q] \quad (2.8)$$

En forma matricial para un sistema multinodos, el modelo de potencia reactiva desacoplado es:

$$[\Delta Q/V] = [B_Q] [\Delta V] \quad (2.9)$$

2.3.2 Coeficientes de sensibilidad para determinar la robustez de los nodos del sistema.

El coeficiente que mide el impacto del cambio de la potencia reactiva sobre el voltaje de un nodo n se calcula mediante [6]:

$$\frac{\Delta V_n}{\Delta Q'_n} = \frac{1}{B_{Q_n}} \quad (2.10)$$

El coeficiente depende del equivalente del sistema visto desde el nodo n . Así, para valores pequeños de (B_{Q_n}) se tendrá un coeficiente muy grande, que indica gran sensibilidad del voltaje al cambio de la potencia reactiva (nodo débil). Por otra parte, cuando se tiene un valor alto de (B_{Q_n}) indica que la sensibilidad del voltaje es pequeña y se tiene un nodo robusto.

Este coeficiente se expresa en (KV/MVARS). Se puede decir entonces que el coeficiente depende de la distancia eléctrica a los nodos de voltaje controlado. Así al tener nodos de voltaje controlado muy cercanos eléctricamente, se requerirán cambios muy grandes en la potencia reactiva para afectar el voltaje del nodo. Por el contrario, al estar las fuentes de voltaje controlado muy alejadas eléctricamente, pequeños cambios en la inyección de potencia reactiva cambiarán el voltaje de manera considerable.

Por otra parte, se pueden obtener también coeficientes de sensibilidad en base a la ecuación (2.9) para el control de voltaje en los nodos de carga en base al cambio de taps en transformadores y por cambios de voltaje en los nodos de generación [4].

El método de análisis de sensibilidad consiste entonces en calcular los coeficientes de sensibilidad a partir de un modelo que relacione potencia reactiva y voltaje. Con estos coeficientes se obtiene la información necesaria para evaluar que variable de control influye más sobre cierta variable dependiente de interés.

2.4 PRIMERAS FORMULACIONES CON USO DE TECNICAS DE OPTIMIZACION

A inicios de la década de los 80's la Consolidated Edison Company of N.Y. presentó una de las primeras metodologías aplicando técnicas de optimización para resolver el problema de la planeación de vars [7]. Su formulación plantea minimizar una función objetivo (costos de inversión) para adicionar optimamente compensación reactiva a los sistemas.

Esta metodología estaba formada por tres etapas modulares:

La primer etapa optimiza los medios de control de voltaje ya existentes para el caso base y para todos los casos con contingencias antes de adicionar nuevas fuentes de potencia reactiva para satisfacer las condiciones del sistema.

La etapa dos usa los resultados de la fase anterior y determina el mínimo de entre todo el patrón de instalación considerando todas las condiciones de contingencias simultáneamente y forzando a todos los casos a estar dentro de las condiciones del sistema.

La tercera etapa usa los resultados de la etapa dos y determina el patrón final de instalación usando bloques de tamaño discreto de compensación shunt.

A continuación se describe la formulación para cada etapa:

En la etapa 1 se ejecutan las corridas de flujos de carga para el caso base y para los casos de contingencias. Si alguna solución de los flujos de potencia resulta infactible se utiliza la técnica del gradiente reducido [7] y con ello penalizar la función objetivo. Esta técnica del gradiente reducido solo ajusta los controles ya existentes, es decir busca la factibilidad de la solución. Este proceso termina para cada contingencia cuando se alcanza la factibilidad o cuando se hace obvio que la factibilidad no puede alcanzarse con el nivel actual de compensación.

La formulación de esta etapa es la siguiente:

$$\min F(x,u) = f(u) + P(x) \quad (2.11)$$

sujeto a:

$$h(x,u) = 0 \quad (\text{ecuaciones de flujos de carga.}) \quad (2.12)$$

$$u \leq u \leq u \quad (\text{restricciones de operación.})$$

donde:

- $F(x,u)$ función objetivo (costos) aumentada.
- $f(u)$ función objetivo (costos) original.
- $P(x)$ función de penalización de costos.

Los costos de penalización se pueden definir como incrementos en la función objetivo por violaciones a las restricciones establecidas.

La segunda etapa toma los resultados del caso base y de las contingencias de la etapa anterior y determina una de entre todas las posibles instalaciones de fuentes de reactivos que optimizan los costos y satisfacen las condiciones del sistema. Esto lo hacen formando un sistema reducido utilizando solo los buses candidatos para instalación en esta etapa y utilizando programación lineal para su solución.

La formulación para esta etapa es:

$$\min \sum_j C_j Q_j \quad (2.13)$$

sujeta a:

$$\sum Z(i,j) Q_j \geq \Delta V_i \quad (2.14)$$

donde:

$Z(i,j)$ son las impedancias del sistema reducido.

Q_j es la instalación en el bus j .

ΔV_i V_i aceptable - V_i actual sin compensación

C_j costo de instalación de un banco en el bus (j).

Después de obtener una solución para cada bus, usando programación lineal (metodo simplex) se vuelven a correr flujos de carga para cada contingencia. El vector ΔV se actualiza y el proceso vuelve a comenzar. Este proceso continúa hasta que el siguiente criterio de convergencia se alcanza.

$$\Sigma \cdot |\Delta Q_j| \leq \text{cierta condición preestablecida}$$

La tercera etapa utiliza los resultados del estado anterior y da una solución final que tiene bancos de compensadores de tamaño discreto utilizando programación entera, la cual ubica la instalación de un banco cada vez. Esto determina donde se debe localizar la próxima instalación para proporcionar el mayor movimiento hacia la factibilidad por unidad de costo.

Como se observa en esta formulación se proponen conceptos y técnicas elaboradas para resolver el problema de compensación reactiva. Por ejemplo, cuando se obtienen soluciones infactibles utilizan el método del gradiente reducido para penalizar la función objetivo y tratar de obtener resultados aceptables.

Es importante resaltar que se habla de minimizar los costos de inversión haciendo uso de un sistema equivalente simplificado y la programación lineal como método de solución.

Para optimización en la última etapa de la metodología y de consideración especial es que hacen uso de la programación entera para discretizar los valores obtenidos de los compensadores en shunt. Este último punto es muy importante en la solución del problema de planeación de compensación puesto que en la práctica en la compensación shunt se instalan bancos de valores discretos.

2.5 UNA FORMULACION BASADA EN LA TECNICA DE PARTICION

A mediados de la década de los 80's EPRI (Electric Power Research Institute) presentó una formulación al problema de la planeación de vars que utilizaba como técnica de optimización la descomposición o partición del problema. Esta formulación [8, 9, 10] se diferencia de las anteriores debido a las siguientes características:

- Plantea una optimización de 2 niveles jerárquicos tomando como consideración base la distinción entre los problemas de operación del sistema y el problema de la planeación.
- Hace uso de la teoría de descomposición generalizada de Benders para relacionar óptimamente los dos niveles.
- La metodología es muy flexible ya que puede fácilmente incluir programación ya desarrollada.

En esta técnica el problema de optimización de fuentes reactivas se descompone en dos partes:

- 1.- El subproblema de inversión que es donde se hacen las consideraciones acerca de la ubicación y tamaño de las nuevas fuentes de vars tomando en cuenta los aspectos económicos como son los costos de inversión en la expansión de las nuevas fuentes de la red resolviendo así el problema de planeación.
- 2.- El subproblema de operación en el cual las nuevas fuentes se usan para optimizar la operación del sistema considerando diferentes condiciones de operación.

El esquema siguiente muestra la forma de interacción entre los dos niveles jerárquicos.

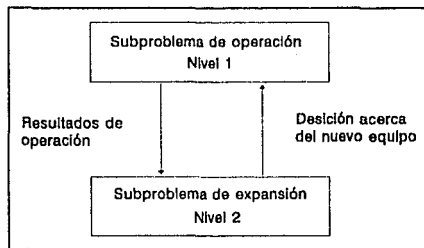


Figura 2.1

La solución global al problema se obtiene por iteración entre los dos subproblemas.

El nivel 1, figura 2.1, resuelve un problema de flujos óptimos de potencia para diversos casos de operación mientras que el nivel 2 resuelve un problema de expansión óptima de fuentes de reactivos. Los dos niveles interactúan de tal forma que cuando el nivel 1 encuentra una condición de operación que no tiene solución factible con las fuentes de vars disponibles transfiere la información al nivel 2 el cual utiliza estos datos para determinar en forma económica la ubicación y tamaño de futuras fuentes de reactivos.

La iteración entre los dos niveles continúa hasta que ningún caso de operación viole las restricciones con las fuentes reactivas disponibles.

Una de las principales ventajas de esta aproximación por descomposición, conocida como descomposición de Benders, es su flexibilidad. Por ejemplo, se pueden usar algoritmos de solución completamente independientes para cada nivel o subproblema y usar métodos de programación que mejor se ajusten a las condiciones de cada subproblema.

La formulación que plantea EPRI para resolver el subproblema de expansión es la siguiente:

$$\text{Min } C(w) + \rho F(z) \quad (2.15)$$

sujeto a:

$$S(z) < 0$$

$$R(w) < 0$$

(2.16)

$$Q_{Gi} - q_{ri} < Q_{Gi} < Q_{Gi} + q_{di}$$

donde:

$C(w)$ costos de inversión o de expansión.

$F(z)$ costos de operación del sistema.

(w) vector de variables de expansión.

(z) vector de variables de operación.

(ρ) factor de peso (valor escalar).

q_{ci}, q_{ri} adición capacitiva e inductiva respectivamente.

Ahora se presenta una descripción de las variables anteriores:

Costos de operación.

Son generalmente la suma de las violaciones de las restricciones de operación, o también son las pérdidas de transmisión de energía o alguna otra función de mérito a minimizar.

Restricciones de operación.

El vector (z) esta en función de las siguientes variables:

$$Z = (P_{Gi}; Q_{Gi}; V_i; \theta_i; T_k) \quad (2.17)$$

$$i = 1 \dots n; \quad k = 1 \dots n_t$$

donde:

n número de buses del sistema.

n_t número de transformadores con cambio de tap.

P_{Gi}, Q_{Gi} potencia activa y reactiva de generación.

V_i magnitud de voltaje en el nodo i .

θ_i ángulo de voltaje en el bus i .

T_k posición del tap del transformador k .

Estas variables estan involucradas dentro de las restricciones de operación como son: las ecuaciones de flujos de carga, límites de flujo en líneas, límites de seguridad en la magnitud de los voltajes de buses y límites en las fuentes de activos y reactivos disponibles. El conjunto de estas restricciones se definen como:

$$S(z) < 0$$

$$\underline{Q_{Gi}} < Q_{Gi} < \bar{Q_{Gi}}, \quad i = 1 \dots n \quad (2.18)$$

Costos de expansión.

Los costos de inversión tienen 2 componentes, un costo fijo independiente de el tamaño de la expansión y unos costos variables dependiendo de la cantidad de vars de las nuevas fuentes. Entonces el costo total de una nueva instalación de fuentes de reactivos es:

$$C(w) = (d_i + S_{ci}q_{ci} + S_{ri}q_{ri}) \quad i \in Z \quad (2.19)$$

donde:

d_i costos fijos

S_{ci}, S_{ri} costos unitarios correspondientes a las fuentes capacitivas e inductivas respectivamente.

Restricciones de expansión.

El vector (w) esta en función de las variables:

$$w = (r_i; q_{ci}; q_{ri}) \quad i \in A \quad (2.20)$$

donde:

r_i variable que puede ser 0 - 1. Es 1 si el i-esimo bus es seleccionado para expansión de vars, y 0 en el caso contrario.

$A = \{1, \dots, n\}$ buses candidatos para la expansión de fuentes reactivas.

$q_{ci}; q_{ri}$ representa la adición capacitiva e inductiva.

Las restricciones de inversión se definen entonces como:

$$\begin{aligned} r_i &= 0 \text{ o } 1 \\ 0 &< q_{ci} < \bar{q}_{ci} \\ 0 &< q_{ri} < \bar{q}_{ri} \end{aligned} \quad (2.21)$$

Los límites de q_{ci} y q_{ri} son límites físicos de la cantidad de potencia reactiva que puede instalarse en cada bus. El conjunto de estas restricciones se expresa como:

$$R(w) < 0 \quad (2.22)$$

La formulación (2.15) y (2.16) representa un problema de programación entero-mixta no lineal. La función que representa los costos de inversión es una función entero mixta lineal. Es lineal por que el costo de expansión se incrementa proporcionalmente en función de la cantidad de potencia reactiva a adicionarse.

La variable entera es r_i que puede tomar el valor de 0 o 1. Los costos de operación son función no lineal por que estan dados por pérdidas de transmisión, costos de generación etc.

La formulación del subproblema del primer nivel que es el problema de operación es la siguiente, considerando que el vector (w) (vector de variables de expansión) se mantiene constante.

$$\text{Min } F(z) \quad (2.23)$$

sujeto a:

$$S(z) < 0$$

$$Q_{Gi} - q_{ri} < Q_{Gi} < \bar{Q}_{Gi} \quad \text{para } i \in A \quad (2.24)$$

$$Q_{Gi} - q_{ri} < Q_{Gi} < \bar{Q}_{Gi} + q_{ci} \quad \text{para } i \in A$$

La solución (Z^*) proporciona el mejor estado de operación del sistema. Para cada una de estas restricciones existe un multiplicador asociado que representa los límites superior e inferior de reactivos disponibles en el sistema.

Estos multiplicadores se expresan de la siguiente forma:

$$\lambda_i^* = \frac{\partial F(z^*)}{\partial Q_{Gi}} \quad \text{para } Q_{Gi} = Q_{Gi}$$

$$\lambda_i^* = \frac{\partial F(z^*)}{\partial Q_{Gi}} \quad \text{para } Q_{Gi} = \bar{Q}_{Gi}$$
(2.25)

Esta información se utiliza para determinar la dirección del costo mínimo de expansión en el segundo nivel del programa.

En este trabajo de EPRI se utiliza la técnica de Lagrangianos Aumentados para resolver el problema de operación [10].

Para resolver el segundo nivel se considera que el estado de operación (Z^*) es constante y así se minimiza la función objetivo de tal forma:

$$C(w) + \rho \mathcal{L}_o \quad (2.26)$$

donde:

$C(w)$ costos de inversión.

\mathcal{L}_o parte de $F(z)$ que se considera demasiado cara para eliminarla, asumiendo la linealización de (arriba).

ρ factor de peso que convierte $F(z)$ a unidades monetarias.

La solución del problema del segundo nivel (w), el cual especifica los nuevos límites en la disponibilidad de reactivos se retroalimenta al programa del primer nivel el cual vuelve a determinar la mejor condición de operación bajo las nuevas condiciones. Esta iteración entre los dos niveles continúa hasta que una expansión en la potencia reactiva no resulte en una reducción de la función de operación.

Una de las principales características de esta metodología es que los subproblemas se pueden solucionar por cualquier algoritmo que mejor se ajuste a las características de cada problema. Por ejemplo, EPRI aplicó programación entera en su trabajo para resolver el problema de expansión de fuentes reactivas.

2.6 PLANEACION OPTIMA DE VARS MULTI-ANUAL MULTI-CASO

Para inicios de la década de los 90's, la Taiwan Power Company presentó una formulación para resolver el problema de planeación reactiva óptima [12]. Ellos plantean una formulación multi-anual, multi-caso y las consideraciones que hacen para plantear su formulación son las siguientes:

- 1.- Mantener el voltaje y los vars dentro de los límites de operación y físicos para el sistema completo, bajo condiciones normales de operación y de contingencias.
- 2.- Coordinar la expansión desde un año base hacia un horizonte de años esperando cambios en la demanda, en la generación y en la red.
- 3.- Discretizar el número de bancos de capacitores y reactores.
- 4.- Considerar la interacción entre los medios de control existentes y los nuevos a instalar.

Con base en la metodología de EPRI y aplicando la Teoría Generalizada de Descomposición de Benders esta compañía formula dos niveles para solucionar el problema de planeación multi-anual multi-caso que ellos plantean: nivel maestro y nivel esclavo.

El nivel maestro resuelve el problema de inversión de nuevas fuentes de compensación minimizando los costos de inversión de los equipos. Además, discretiza los pasos de los bancos a instalar.

El nivel esclavo resuelve el problema de operación en conjunto con las nuevas fuentes resueltas en el nivel maestro para mantener la operación segura del sistema y reducir las pérdidas de transmisión de energía.

Las formulaciones del problema maestro y problema esclavo se obtienen a partir de la siguiente formulación general que propone la Taiwan Power Company:

$$\text{Min} \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^{M_n} FO_{nm}(X_{nm}) + \sum_{n=1}^N FI_n(U_n) \quad (2.27)$$

sujeto a:

$$g_{nm}(X_{nm}, U_n^i) = 0 \quad (2.28a)$$

$$h_{nm} \leq h_{nm} \leq h_{nm} \quad (2.28b)$$

$$X_{nm} \leq X_{nm} \leq X_{nm} \quad (2.28c)$$

$$n=1, \dots, N; \quad m=1, \dots, M_n$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^n U_{ji}^i \leq \sum_{i=1}^{n+1} U_{ji}^i \leq (QMX_j^i - QMN_j^i) \quad (2.28d)$$

$$0 \leq \sum_{i=1}^n U_{ji}^c \leq \sum_{i=1}^{n+1} U_{ji}^c \leq (QMX_j^c - QMN_j^c) \quad (2.28e)$$

$$n + 1 \leq N$$

$$j = 1, \dots, J_n$$

donde:

N número de años, $n=1 \dots N$.

M_n número de casos para el año n , $m=1 \dots M_n$

$FO_{nm}(X_{nm})$ costos de operación en el año (n) caso (m) .

$FI_n(U_n)$ costos de inversión de vars para el año (n) .

U_n^i vector de nueva instalación de vars totales.

U_{jn}^c, U_{jn}^i instalación de nuevos capacitores/inductores para el bus (j) año (n) .
Variables discretas.

- Q_{jnm} inyección de vars para el bus (j) año (n) caso (m).
- QMX_j^c, QMX_j^l instalación máxima permisible de capacitores/inductores para el bus (j).
- QMN_j^c, QMN_j^l instalación original de capacitores/inductores para el bus (j).

En esta formulación [12] se describe la forma como se obtienen los dos subproblemas a partir de esta formulación general. Esto es, para formular el problema esclavo se consideran constantes las variables de inversión involucradas, y para formular el problema maestro se mantienen constantes las variables de operación

La teoría Generalizada de la Descomposición de Benders dice como coordinar las soluciones entre los subproblemas de nivel esclavo y el nivel maestro para resolver así el problema de planeación óptima de vars.

En la siguiente figura se muestra el diagrama esquemático para resolver este problema con la teoría de partición de Benders.

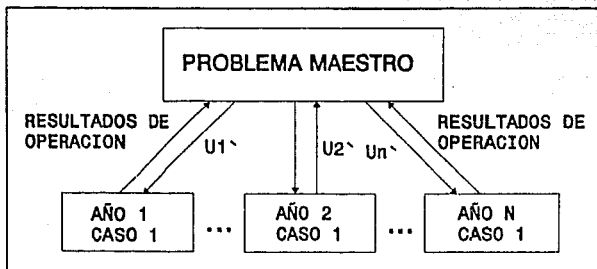


Fig. 2.2 Iteración Maestro-Eslavo

Primero se resuelven cada uno de los subproblemas de operación con una cantidad inicial de compensación. Todas las soluciones de los subproblemas son parámetros de información en la solución al problema maestro. Estos parámetros son restricciones de operación que no se están cumpliendo y que deben satisfacerse.

Con esta información, se resuelve el problema maestro donde se determina una cantidad de compensación minimizando los costos de inversión.

Con esta nueva información de potencia reactiva, se resuelve otra vez el problema de nivel esclavo generando así una nueva restricción que sirve de nueva información al problema maestro. Este proceso continúa interactivamente hasta que se encuentra un óptimo de compensación reactiva que satisface todos los problemas del nivel esclavo.

Esta formulación es una de las más recientes y ha sido aplicada al sistema eléctrico de Taiwan.

Como se puede comprender, el problema de planeación de compensación reactiva en sistemas eléctricos es complejo debido a que involucra muchas variables. También, se han hecho muchas formulaciones para resolverlo aplicando diversos modelos y técnicas de programación.

En este capítulo solo se presentaron las que se consideran más importantes para comprender mejor el planteamiento del problema y las que han resultado mas eficientes en sus aplicaciones.

En el siguiente capítulo se presenta la formulación que implantó el Departamento de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas para resolver el problema de la planeación de compensación reactiva.

CAPITULO 3

METODOLOGIA PROPUESTA PARA RESOLVER EL PROBLEMA DE PLANEACION DE COMPENSACION REACTIVA EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

INTRODUCCION

En el diseño de los sistemas eléctricos hay una etapa de estudios que consiste en determinar las necesidades de potencia reactiva en el sistema, evaluando por una parte las fuentes de reactivos disponibles y por otra los nuevos requerimientos de vars considerando el comportamiento de las demandas nodales y la evolución del sistema eléctrico a través de un horizonte de varios años.

Como resultado de estos estudios se determina la cantidad de compensación reactiva adicional que requiere el sistema para que se asegure su operación dentro de los márgenes de confiabilidad establecidos.

En el actual capítulo se presenta una metodología de solución para determinar esta compensación reactiva adicional en forma óptima a través de un horizonte de varios años de estudio y bajo diversas condiciones de operación.

3.1 SOLUCION AL PROBLEMA DE PLANEACION MULTIANUAL DE COMPENSACION REACTIVA

El problema de la planeación reactiva en sistemas de potencia consiste en determinar el momento, el lugar y la cantidad de potencia reactiva a adicionarse minimizando los costos de inversión de las nuevas fuentes y garantizando la operación económica y segura del sistema bajo condiciones de operación normal y de ciertas contingencias previstas.

Para resolver este problema, el Departamento de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas implantó una metodología moderna de solución en donde la diferencia principal con respecto a las metodologías clásicas es que no hace uso de estudios de flujos de carga eliminando con ello el proceso de prueba y error para determinar la necesidad de reactivos en cada nodo con problemas en un sistema.

Esta metodología, basada en formulaciones con técnicas de optimización, consta principalmente de dos etapas en su proceso de solución que son: estudios de flujos óptimos de potencia, y de ubicación óptima de compensadores (minimización de costos de inversión).

En la primer etapa se realizan estudios de flujos óptimos para identificar nodos con problemas de reactivos. Se analizan diversas condiciones de operación para un horizonte determinado de años y como resultado se propone un conjunto de buses candidatos donde se van a instalar los nuevos equipos de compensación.

En la segunda etapa se ejecuta un programa que resuelve el problema de planeación multianual de compensación reactiva en donde se minimizan los costos de inversión de nuevos equipos de compensación a instalar. Los datos principales son el conjunto de nodos propuesto y los distintos casos de estudio obtenidos de la etapa anterior. En esta fase, se obtiene como resultado un plan de compensación en donde se indica la cantidad de potencia reactiva necesaria en cada nodo propuesto y en cada año del horizonte de estudio para eliminar los problemas de reactivos.

Como se observa de la metodología, en la segunda etapa se obtiene la cantidad de MVARs a instalar, entonces el punto principal del proceso es poder determinar el mejor conjunto de nodos candidatos para así poder satisfacer las diferentes condiciones de operación para todos los años de estudio.

A continuación se presenta la formulación matemática para cada una de las etapas de solución al problema de planeación multianual de compensación reactiva.

3.2 FORMULACION DEL PROBLEMA DE FLUJOS OPTIMOS

En la primer etapa de la metodología se identifica en donde existen problemas de reactivos en un sistema mediante un programa de flujos óptimos.

Flujos óptimos es un problema de optimización donde se minimiza una función objetivo como costos de generación o pérdidas de transmisión bajo ciertas restricciones. Estas restricciones son las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva nodal más los límites físicos y de seguridad del sistema eléctrico de potencia [16].

La formulación compacta a este problema es la siguiente:

$$\min f(x) \tag{3.1}$$

sujeta a:

$$\begin{aligned} h(x) &= 0 \\ \underline{g} &\leq g(x) \leq \bar{g} \end{aligned} \tag{3.2}$$

donde:

$f(x)$ función de mérito a minimizar como: costos de generación, pérdidas de transmisión.

$h(x)$ son las ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva nodal.

$g(x)$ son las restricciones de desigualdad para los límites de operación y seguridad del sistema eléctrico. Estos límites son de magnitud de voltaje, de potencia de generación activa y reactiva, de flujo de potencia en líneas, etc..

3.3 TECNICA DE SOLUCION AL PROBLEMA DE FLUJOS OPTIMOS

Para resolver el problema de flujos óptimos se utilizó el método de Newton [14]. Como en la solución de este tipo de problemas se hace difícil el manejo de las restricciones de desigualdad, la técnica que se emplea para su manejo eficiente es de tipo mixto en donde se emplean estrategias de conjunto activo [15] y también se emplean las funciones o multiplicadores de Lagrange [16,17].

Si en las formulaciones del problema de flujos óptimos existen demasiadas restricciones, o los límites de las variables están muy cerrados es muy probable que el problema no tenga solución alguna tratando de respetar todas las restricciones. En estas condiciones, se deben identificar las restricciones más críticas que se están violando y que al ser relajadas permitan obtener una solución factible del problema.

3.3.1 Variables Ficticias

Para identificar las restricciones violadas se maneja en la formulación de flujos óptimos el concepto de variables ficticias.

Las variables ficticias representan recursos que no existen en la realidad y que además resulta muy costoso aplicarlos. Cuando se presentan estas variables es por que no hay otra forma de resolver el problema de optimización respetando todas las restricciones. Se consideran dos tipos de variables ficticias: de potencia activa en todos los nodos y de potencia reactiva en los nodos de carga. Con estas variables ficticias se hace que se cumpla el balance de las ecuaciones de flujos de carga.

$$g(x) + y = 0$$

donde:

(y) variable de potencias ficticias.

Con estas variables ficticias se identifican más fácilmente los límites que se encuentran violados y en donde es necesario tomar acciones correctivas como pueden ser compensación, aumento en la generación activa, relajar o abrir los límites de operación etc..

3.4 FORMULACION GENERAL DEL PROBLEMA DE PLANEACION MULTIANUAL DE COMPENSACION REACTIVA

La etapa siguiente en la metodología de solución al problema de planeación de vars, después de resolver el problema de flujos óptimos, es la de optimizar la nueva compensación a adicionarse en el sistema. Esto se logra minimizando los costos de inversión de las nuevas fuentes de reactivos bajo las restricciones de operación y seguridad con que se planteó el problema. Entonces, la formulación general para resolver el problema de planeación óptima de vars es la siguiente [13]:

$$\text{Min} \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M FO_{nm}(x_{nm}) + \sum_{n=1}^N FI_n(\mu_n) \quad (3.4)$$

sujeto a:

$$g_{nm}(x_{nm}, U_n) = 0 \quad (3.5)$$

$$h_{nm} \leq h_{nm}(x_{nm}) \leq \bar{h}_{nm} \quad (3.6)$$

$$x_{nm} \leq x_{nm} \leq \bar{x}_{nm} \quad (3.7)$$

$$\mu_n \leq \mu_n \leq \bar{\mu}_n \quad (3.8)$$

donde:

- N Número de años.
- M Número de casos por año.
- FO_{nm} Costos de operación.
- FI_n Costos de inversión en compensadores de vars.
- x_{nm} Vector solución de variables contínuas.

μ_n Vector solución de variables discretas que representan la compensación anual para el año n.

U_n Vector solución que representa la compensación total acumulada hasta el año n.

La restricción (3.5) representa las ecuaciones de balance de flujos de carga. La restricción de desigualdad (3.6) representa los límites funcionales de generación reactiva, límite de flujo de potencia activa en líneas etc.

Las desigualdades (3.7) y (3.8) son los límites de las variables continuas (magnitud de voltaje y potencia activa) y discretas (nueva compensación reactiva) respectivamente.

3.5 TECNICA DE SOLUCION

La formulación anterior involucra dos problemas diferentes: uno que es el de minimizar costos de inversión y el otro que observa las condiciones de operación y seguridad en el sistema.

El problema anterior es un problema de programación no-líneal entero mixto para el cual no existen algoritmos de solución directa. Una forma de resolver este problema es aplicando la teoría Generalizada de Partición de Benders [11]. En esta teoría el problema original se separa en dos niveles: maestro y esclavo.

En el "nivel esclavo" se encuentran las variables que corresponden a las ecuaciones de balance de potencias (ecuaciones de flujos de carga) y a los límites físicos de seguridad y operación del sistema (restricciones de desigualdad). Estas variables representan el problema de operación.

El otro nivel, conocido como "nivel maestro", las variables corresponden al problema de minimizar los costos de inversión de las nuevas fuentes de compensación para los diferentes casos y años en los que se va a realizar el estudio.

La teoría de la Partición de Benders establece que dentro del problema esclavo las variables que corresponden al problema de inversión se mantienen sin cambio, y para el problema maestro, las variables del nivel de operación se consideran constantes. Así, los problemas de los dos niveles pueden resolverse por separado y con la técnica que mejor se ajuste a las condiciones particulares de cada uno de ellos.

Una vez formulados los dos subproblemas, la manera de resolver el problema original es interactuando con las soluciones de ambos subproblemas. La teoría Generalizada de Partición de Benders describe la forma de como coordinar las soluciones entre los dos niveles. En la siguiente figura se muestra esta interacción.

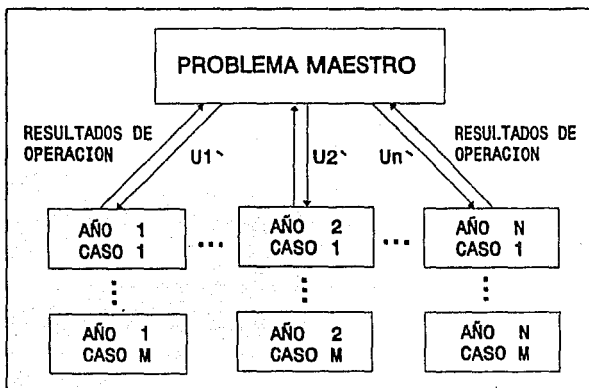


Fig. 3.1 Iteración Maestro-Eslavo

A continuación se presenta la formulación de cada uno de los subproblemas.

3.6 FORMULACION DEL PROBLEMA ESCLAVO

Al considerar constantes las variables que representan la nueva compensación reactiva (variables que se resuelven en el problema maestro) se formula el problema esclavo:

$$\text{Min } FO_{nm}(x_{nm}) + FI_n(\mu_n)$$

sujeto a:

(3.9)

$$g_{nm}(x_{nm}, \mu_n) \leq 0$$

$$n = 1, 2, \dots, N$$

$$m = 1, 2, \dots, M$$

donde:

g_{nm} incluye restricciones de igualdad (ecuaciones de flujos de carga) y de desigualdad (límites de operación) del problema (3.1).

FO_{nm} los costos de operación se consideran como pérdidas en la transmisión de energía, costos de generación, etc.

(*) indica que permanecen constantes.

Cada uno de estos subproblemas corresponden al problema de flujos óptimos de potencia.

3.7 SOLUCION A LOS SUBPROBLEMAS

La formulación de los subproblemas de operación corresponden al problema de flujos óptimos de potencia, y la técnica para su solución es la misma que la descrita en el punto 3.3.

3.8 FORMULACION DEL PROBLEMA MAESTRO

Para formular este problema, las variables que pertenecen al subproblema de operación se mantienen constantes en este nivel. El problema maestro minimiza los costos de inversión de los nuevos bancos de compensación sujeto a límites de compensación reactiva para cada bus candidato y a restricciones lineales que reflejan la solución del subnivel esclavo en forma de "cortes de Benders" [12]. Su formulación es la siguiente:

$$\text{Min } z \quad (3.10a)$$

sujeta a:

$$\sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M FO_{nm} + \sum_{n=1}^N FI_n + \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M \lambda_{nm} g_{nm}(x_{nm}, U_n) \leq z \quad (3.10b)$$

$$U_1 \leq U_2 \leq \dots \leq U_N \leq \bar{\mu} \quad (3.10c)$$

donde:

z valor de la función objetivo.

λ_{nm} vector solución de variables duales para el subproblema de operación nm , aquí se mantiene constante.

U_n Compensación acumulativa para el año n .

Costos de inversión.

Estos costos se expresan de la siguiente manera:

$$(FI) = \text{costos fijos} + \text{costos variables}$$

donde:

Los costos fijos son los costos asociados a la instalación de los nuevos bancos de compensación, lugar de instalación, equipo de control, equipo de operación etc.

Los costos variables están en función de la cantidad de potencia reactiva a instalarse (\$/MVAR). En base a lo anterior una forma lineal de representar los costos de inversión es la siguiente:

$$FI_n(\mu_n) = \sum_{k \in \Gamma} \alpha_k d_k + c_q \mu_k^q + c_c \mu_k^c$$

sujeta a:

(3.11)

$$0 \leq \mu_k^q \leq \alpha_k \mu_k^q$$

$$0 \leq \mu_k^c \leq \alpha_k \mu_k^c$$

donde:

Γ Conjunto de nodos candidatos.

d_k Costo fijo por instalar compensadores en nodo k .

- c_q Costo unitario de compensación inductiva.
- c_c Costo unitario de compensación capacitiva.
- μ_k^q Unidades inductivas instaladas en el año n bus k .
- μ_k^c Unidades capacitivas instaladas en el año n bus k .
- α_k Variable entera que indica si hay instalación de compensadores en el año n , bus k , y puede tomar valores de 0 y 1.

3.9 SOLUCION AL PROBLEMA MAESTRO

Este es un problema de tipo lineal entero-mixto y para solucionarlo se utilizó la técnica de programación entera conocida como branch and bound [18,19]. La ventaja de utilizar esta técnica es que permite manejar en forma discreta los bancos de compensación reactiva durante todo el proceso de solución.

3.10 PROCESO DE SOLUCION DEL PROBLEMA DE PLANEACION MULTIANUAL DE POTENCIA REACTIVA

El proceso de solución general de este problema se obtiene con la interacción entre los dos subniveles. Antes de describir el proceso se hace la siguiente definición:

$$J_i = \min \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^M FO_{nm} (X_{nm})$$

donde J_i representa el óptimo de los costos de operación.

El proceso iterativo de solución es el siguiente:

- Primero se resuelven todos los subproblemas de operación para un valor inicial de compensación en el sistema (U^0).
- Con los resultados obtenidos, se genera una restricción del tipo (3.10b) y se resuelve el problema maestro (3.10), se determina (z) y un nuevo valor de compensación (U^1).

- Se resuelven los subproblemas de operación para el nuevo valor de compensación (U').
- Se repite este proceso hasta encontrar la siguiente condición:

$$(J_i - z) < \epsilon$$

- Se genera una nueva restricción del tipo (3.10b) y se resuelve nuevamente el problema del nivel maestro (3.10). Se determina (z) y un nuevo valor de compensación (U'').
- Se resuelven los subproblemas de operación para el nuevo valor de compensación de (U'').
- Fin del proceso repite.

Como se observa, para resolver el problema de planeación multianual de vars, se resuelven dos problemas interactivamente, el problema de inversión y el problema de operación.

3.11 METODOLOGIA A SEGUIR PARA SOLUCIONAR EL PROBLEMA DE LA PLANEACION DE VARS

Habiendo señalado la formulación y técnica de solución para cada uno de los problemas en las dos etapas de la metodología general de solución se describen los pasos a seguir para para solucionar el problema de planeación multianual de compensación reactiva.

- Definir un horizonte de años de estudio y diferentes condiciones de operación de un sistema.
- Identificar los problemas de reactivos y proponer un grupo de nodos candidatos a compensar.
- Determinar un plan de compensación anual para cada nodo propuesto y para cada año del horizonte de años de estudio.
- Analizar el plan de compensación obtenido, si los resultados no son factibles redefinir nodos candidatos y casos de estudio y regresar al punto C.

Se presenta una descripción detallada de cada punto.

A).- Horizonte de estudio y condiciones de operación.

- Para determinar el horizonte de estudio es necesario considerar que entre más amplio se considere este, la incertidumbre de las cargas del sistema es mayor.
- Otro factor que hay que tomar en cuenta es el tiempo de adquisición e instalación de estos equipos de compensación. El tiempo de instalación de los equipos es de alrededor de dos años. Por lo tanto se recomienda un horizonte de estudios dentro de un período de cinco años e iniciar los estudios a partir de dos años posteriores al año en que se están realizando los análisis.
- Las condiciones de operación pueden seleccionarse como las más críticas que pueden ocurrir en el sistema como por ejemplo la demanda máxima, demanda mínima y ciertas contingencias severas.

B).- Conjunto de nodos candidatos a compensar.

- Se corren programas de flujos óptimos para identificar los problemas de reactivos en cada uno de los casos de estudio seleccionados y proponer un conjunto de nodos a compensar.

El programa de flujos óptimos tiene dos funciones objetivo a minimizar que son: minimización de costos de generación y minimización de pérdidas de transmisión. Para seleccionar la primera opción, es necesario tener como datos las curvas de entrada-salida de los generadores y los costos de combustible para cada una de las máquinas con que cuenta el sistema. Esta información debe ser real y actualizada para que los datos sean confiables. En la segunda opción es necesario contar con un despacho de generación real y factible para poder realizar los estudios.

- Se seleccionan como nodos candidatos aquellos que en los resultados de flujos óptimos resulten con mayor potencia ficticia, o bien aquellos que sea más conveniente compensar por consideraciones económicas o de operación. Por ejemplo, un nodo donde ya existe compensación puede resultar más económico proponerlo a diferencia de un nodo donde no existe. O también si un nodo con gran déficit o exceso de potencia reactiva ficticia es de un usuario en particular, proponer el nodo más cercano eléctricamente hablando.
- Si llegaron a existir problemas de potencia activa ficticia en los resultados, es necesario tomar acciones correctivas hasta eliminar estos problemas (aumentar el despacho de generación, conectar y desconectar elementos).
- Después de definir los nodos candidatos, se debe de determinar el tipo de compensación requerida para aliviar los problemas. Esto se determina a través del signo de potencia reactiva ficticia. Si el signo es (+) se requiere potencia reactiva capacitiva para compensación, y si el signo es (-) se requiere potencia reactiva inductiva.

C).- Minimización de costos de inversión de potencia reactiva.

- Con el horizonte de años, casos de estudio, nodos candidatos y el tipo de compensación determinados, se tiene la información necesaria para efectuar estudios de planeación multianual de potencia reactiva. Como resultado de ejecutar este programa se obtiene un plan de compensación reactiva para cada uno de los nodos candidatos.

D).- Análisis del plan de resultados.

- El plan de compensación que se obtiene se analiza compensando los casos para los nodos propuestos y corriendo nuevamente el programa de flujos óptimos.

- Si el plan de compensación no elimina las infactibilidades de algunos casos de estudio puede ser debido a una elección incorrecta de nodos candidatos. En este caso se opta por redefinir nodos candidatos o su capacidad de compensación. Si las infactibilidades son ligeras (cuestión de criterio o menores para justificar una nueva instalación) se pueden tomar acciones correctivas de operación como movimiento de los taps de transformadores o abrir un poco los límites de magnitud de voltaje en los nodos con infactibilidades.

La formulación de estos problemas se encuentra integrada en la estación de trabajo ANARED, que es la herramienta de software que se utiliza para seguir la metodología de solución al problema de planeación óptima de vars. Esta estación de trabajo se describe en el capítulo cuatro.

CAPITULO 4

DESCRIPCION DE LA ESTACION DE TRABAJO ANARED

INTRODUCCION

La formulación del problema de planeación de vars descrita en el capítulo 3 esta integrada dentro de la estación de trabajo ANARED desarrollada por el Departamento de Análisis de Redes (DAR) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE).

ANARED consiste de varios programas de software que permiten hacer estudios en forma interactiva de flujos óptimos, de flujos de carga y estudios de ubicación de compensadores que se aplican en la planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia.

El presente capítulo describe en forma general la aplicación y arquitectura de cada módulo que conforman a la estación de trabajo ANARED [20].

4.1 CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

El paquete interactivo ANARED esta diseñado para operarse desde una computadora personal AT y que debe tener las siguientes características como mínimo:

- 620 KB de memoria RAM y 2MB de memoria extendida como mínimo.
- 9 MB en disco duro.
- Coprocesador matemático.
- Microprocesador 386.
- Sistema operativo MS-DOS versión 3.1 o posterior.
- Unidad de video monocromática, recomendable policromática.

La interacción de ANARED con el usuario es por medio de interfaces hombre-maquina diseñadas en forma amigable y que permiten el manejo de la información por medio de la unidad de video, o también por medio de una unidad impresora de una tinta.

4.2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA

La estación de trabajo ANARED esta formada por cinco programas ejecutables como se muestra a continuación:

GCAFOP.- con este programa se generan los archivos de trabajo con los datos de entrada al programa. Esta diseñado en forma especial para su lectura por parte de FONRPC y FLUIIE.

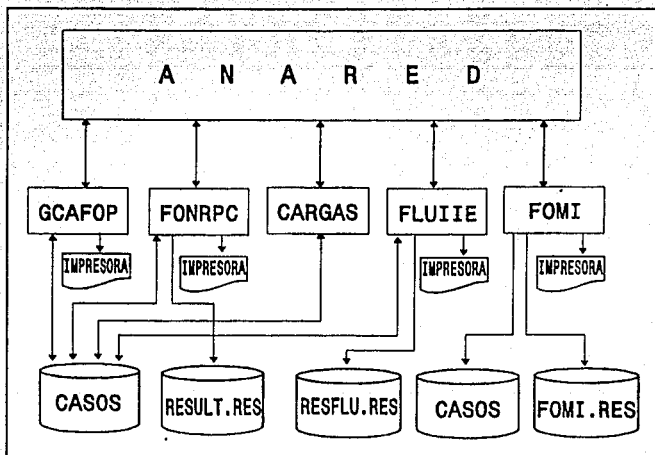
FONRPC.- es el módulo de flujos optimos.

FLUIIE.- es el módulo de flujos de carga.

CARGAS.- permite modificar las potencias de carga activas y reactivas de los sistemas.

FOMI.- es el módulo de ubicacion óptima de compensadores.

Los archivos de datos de entrada y salida de resultados se crean en el directorio en el que el usuario esta trabajando en ese momento.



4.1.- Arquitectura de ANARED

4.3 EJECUCION DEL PAQUETE ANARED

Para activar el paquete, se llama al comando ANARED desde el directorio del usuario y con esto aparece una pantalla de presentación. Para entrar al menú principal se debe presionar la tecla <ENTER>.

4.3.1 Menú principal.

Después del despliegado de presentación, aparece el siguiente menú principal:

Generación de casos de estudio

Flujos Optimos

Flujos de Carga

Modificación de Cargas

Ubicación de Compensadores

Para ejecutar cada uno de estos programas se posiciona en el campo deseado con el cursor y se presiona <ENTER> o bien cualquier botón del ratón.

A continuación se describe brevemente cada uno de estos programas de aplicación.

4.4 GENERACION DE CASOS DE ESTUDIO

Para ejecutar los programas de flujos óptimos, flujos de carga o ubicación de compensadores se necesita crear un archivo secuencial de formato ASCII que contenga los datos del sistema a estudiar. GCAFOP permite crear éstos archivos en forma sencilla.

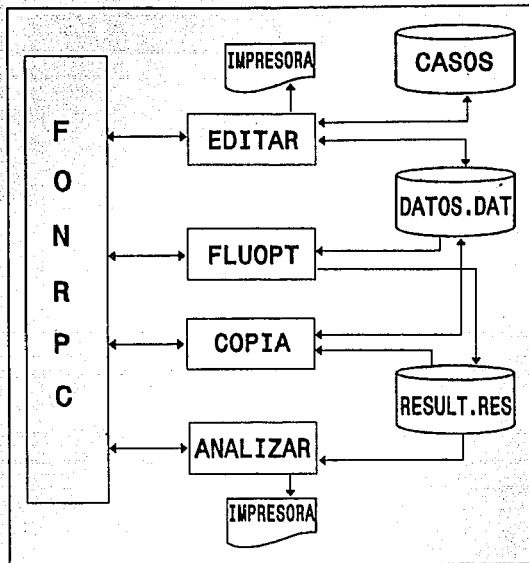
El generador de casos permite realizar las siguientes funciones:

- 1 Altas y Bajas de elementos de una red.
- 2 Modificación de parámetros de los elementos de la red.
- 3 Consulta de los datos.
- 4 Consulta gráfica de la conectividad a nivel nodo.
- 5 Detección de islas y nodos aislados.
- 6 Validación de los datos de introducción.

De esta forma se puede generar el archivo de datos de una red por vez primera y también incluir o eliminar elementos en un archivo ya existente, todo esto sin que el usuario tenga contacto directo con el formato de los archivos de datos.

4.5 FLUJOS OPTIMOS

El paquete FONRPC consta de cinco programas ejecutables, un archivo de trabajo, un archivo de resultados y casos almacenados. Estos programas se muestran en el siguiente diagrama:



4.2.- Arquitectura de Flujos Óptimos

FONRPC presenta el siguiente menú principal:

Editar casos de estudio

Ejecutar programa de flujos óptimos

Analizar resultados

Modificar datos con resultados de FO

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los programas ejecutables que conforman FONRPC:

FONRPC

Constituye la entrada al módulo de flujos óptimos y permite seleccionar cualquiera de las cuatro opciones correspondientes a cada uno de los siguientes programas.

EDITAR

Hace las veces de interfaz hombre-máquina para consulta y modificación de los datos del sistema eléctrico. Además permite validar los archivos de trabajo o crear nuevos casos a partir de los ya existentes.

ANALIZAR

Es la interfaz hombre-maquina que permite la consulta, análisis e impresión de resultados.

COPIA

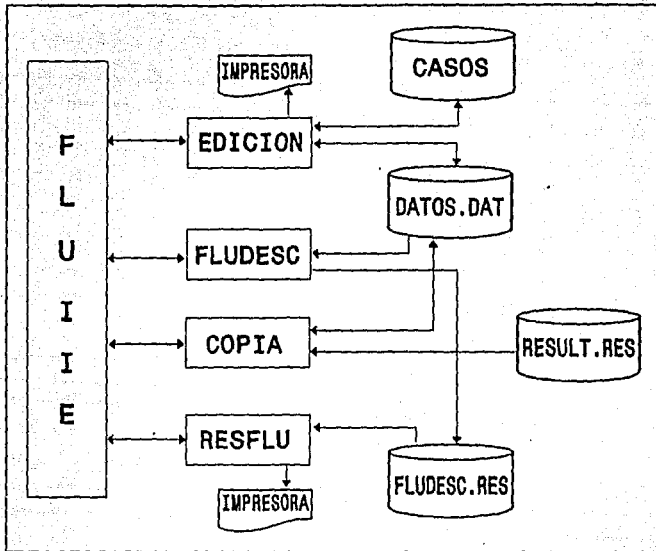
Este programa copia los resultados de voltaje en nodos de generación y potencias de generación del archivo de resultados de flujos óptimos al archivo de datos DATOS.DAT. Este programa está desarrollado en lenguaje de programación C al igual que los tres programas anteriores.

FLUOPT

Contiene el programa ejecutable de flujos óptimos de potencia. Lee los datos de entrada del archivo de trabajo DATOS.DAT y escribe los resultados del programa en el archivo de resultados RESULT.RES. Este programa está desarrollado en lenguaje de programación FORTRAN-77/ANSI.

4.6 FLUJOS DE CARGA

El paquete FLUIIE contiene cuatro programas ejecutables, un archivo de trabajo, un archivo de resultados y casos almacenados como se muestra en la siguiente figura:



4.3.- Arquitectura de Flujos de Carga

El menú que presenta FLUIIE es el siguiente:

Editar casos de estudio

Ejecutar progarma de flujos de potencia

Analizar resultados

Modificar datos con resultados de flujos óptimos

A continuación se describe la principal función de cada programa ejecutable de FLUIIE:

FLUIIE

Constituye la entrada al módulo de flujos de carga y permite seleccionar cualquiera de las siguientes opciones.

EDICION

Cumple la función de interfaz hombre-máquina de consulta y modificación de los datos del sistema eléctrico. Permite además validar los archivos de trabajo o crear nuevos casos a partir de los ya existentes. Las modificaciones hechas a los sistemas con este programa se almacenan en el archivo de trabajo DATOS.DAT.

COPIA

Es el mismo programa descrito en el punto 4.5.

RESFLU

Cumple la función de interfaz hombre-máquina de consulta y análisis de resultados. Permite leer los resultados producidos por FLUDESC, imprimirlos y presentar gráficas de los nodos con los resultados de flujos de carga. Este programa está desarrollado en lenguaje de programación C al igual que los tres programas anteriores.

FLUDESC

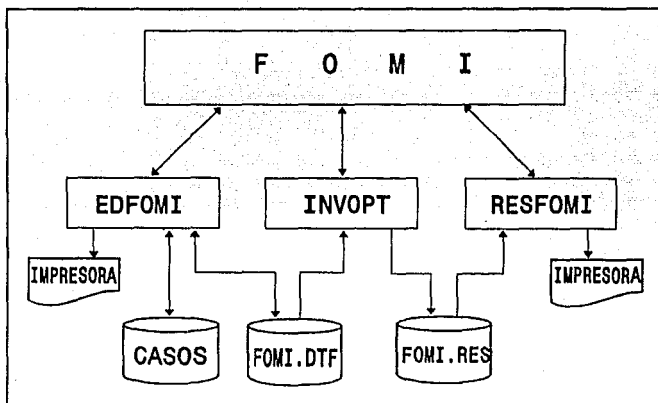
Es el programa ejecutable de flujos de potencia. Está desarrollado en lenguaje de programación FORTRAN-77/ANSI.

4.7 MODIFICACION DE POTENCIAS DE CARGA

El programa cargas realiza la función de ajustar las potencias de carga real y reactiva multiplicándolas por un factor. También, es posible ajustar la carga de potencia reactiva a partir de la carga de potencia activa y un factor de potencia. Estos ajustes pueden ser para todo el sistema o para determinadas áreas o zonas con un factor diferente para cada uno de ellas.

4.8 UBICACION OPTIMA DE COMPENSADORES (FOMI)

El paquete de ubicación óptima de compensadores consta de tres programas ejecutables, un archivo de trabajo, un archivo de resultados y casos almacenados como se muestra en la siguiente figura:



4.4.- Arquitectura de FOMI

El menú principal de FOMI es el siguiente:

Editar datos

Ejecutar programa

Analizar resultados

A continuación se describe la función de cada uno de los programas ejecutables que conforman a FOMI:

EDFOMI

Es la interfaz hombre-máquina para generar, acceder o modificar un caso de estudio de planificación. El programa permite acceder diferentes archivos de datos llamados casos almacenados, y también crear nuevos archivos de datos a partir de los ya existentes o crear el archivo de trabajo. Este archivo de trabajo se denomina FOMI.DTF.

RESFOMI

Cumple la función de interfaz hombre-máquina de análisis de resultados producidos por el programa INVOPT. El archivo de resultados se llama FOMI.RES. RESFOMI se desarrolló en lenguaje de programación C al igual que el programa anterior.

INVOPT

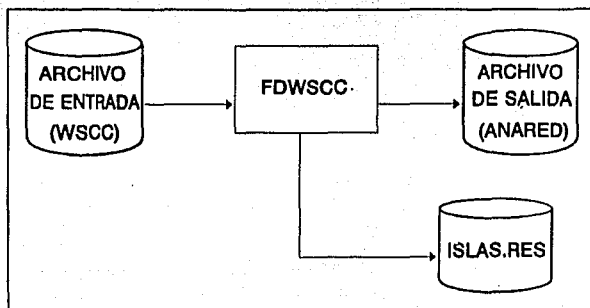
Es el algoritmo que determina la ubicación óptima de compensadores de potencia reactiva. Está desarrollado en lenguaje de programación FORTRAN 77.

4.9.- PROGRAMA FDWSCC

La función de este programa es traducir un archivo de datos del formato WSCC (Western System Coordinating Council) al formato empleado por los programas de la estación de trabajo ANARED.

"WSCC Interactive Power Flow System" es el programa para efectuar estudios de flujos de carga que actualmente utiliza la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad.

El diagrama de flujo del programa FDWSCC es el siguiente:



4.5.- Arquitectura de FDWSCC

En el presente capítulo se hizo una descripción de la estación de trabajo ANARED sin profundizar en detalles. Para una consulta mas a fondo se puede hacer referencia al manual de usuario de la estación de trabajo ANARED [20].

CAPITULO 5

RESULTADOS DE ESTUDIOS DE COMPENSACION REACTIVA APLICADOS AL AREA OCCIDENTAL DEL SISTEMA ELECTRICO MEXICANO

INTRODUCCION

La metodología de compensación reactiva para sistemas de potencia descrita en el capítulo 3 e integrada en la estación de trabajo ANARED se aplicó al área Occidental del Sistema Eléctrico Nacional.

Esta área se localiza en la parte Centro-Occidental del país y esta conformada por tres regiones: Occidente, Centro-Occidente y Bajío. Los estudios de compensación reactiva se enfocaron a la región Bajío en específico (en el Apéndice A se mencionan las zonas que integran a la región, así como los principales datos de la red eléctrica).

La característica de la demanda de energía en la región Bajío esta en base al bombeo agrícola que representa casi el 22% del total de ventas de energía (MWH) de la región [1]. Esta característica hace que la región varíe su demanda en forma muy considerable, esto es en demanda máxima existe mucha carga por bombeo agrícola que origina que se tengan problemas de bajo voltaje en los buses de subtransmisión, y por el contrario en demanda mínima que es durante el periodo de lluvias no existe tanta carga por bombeo o es nula y los problemas de alto voltaje son considerables.

Además del cambio por temporadas, existe el cambio diario del periodo de carga, pues el bombeo agrícola no se mantiene constante todo el día. Lo anterior hace que la región Bajío tenga constantes problemas de reactivos.

¹ Desarrollo del Mercado Eléctrico 1988-2002 en preparación; CFE

5.1 CASO DE ESTUDIO

El estudio de planeación de potencia reactiva se hizo para un horizonte de tres años de estudio, de 1995 a 1997, considerando tres condiciones de operación del sistema eléctrico por año: demanda máxima, demanda mínima, y una contingencia para cada año de demanda máxima.

Casos de demanda máxima.- Esta demanda se consideró del mes de mayo y se tomó la máxima coincidente de área para las regiones Occidente y Centro-Occidente y la máxima coincidente de región para la región Bajío [21].

Casos de demanda mínima.- se consideraron los mismos años que los de demanda máxima y se crearon con los factores de ajuste para el mes de noviembre [21].

Casos con contingencias.- se efectuó una contingencia por año para cada uno de los casos de demanda máxima. Para analizar la contingencia mas severa por salida de línea se utilizó el programa PIASEE (Programa Interactivo de Análisis de Seguridad en Estado Estable) propiedad del Departamento de Análisis de Redes del Instituto de Investigaciones Eléctricas y que es un selector y evaluador de contingencias [22] (ver Apéndice B).

5.2 CRITERIOS DE PLANEACION

Los estudios de los casos antes mencionados se hicieron bajo los siguientes criterios [23]:

5.2.1 Criterios para demanda máxima.

- 1 Para la región de análisis (Bajío) se toma la demanda máxima coincidente de región, mientras que para las otras regiones se toma la demanda máxima coincidente de área.
- 2 Voltaje mínimo y máximo en nodos de carga 0.97pu y 1.03 pu, y para nodos de generacion 0.97pu y 1.035 respectivamente.
- 3 Taps de transformadores en posicion nominal 1 pu.
- 4 Subestaciones de subtransmision (115KV) con factor de potencia de 0.95.
- 5 Subestaciones de consumidores a 115 y 230 KV con factor de potencia real de consumo.
- 6 Reserva de potencia reactiva en generadores 15%.

5.2.2 Criterios para demanda mínima.

Los criterios que cambian con respecto a los anteriores son:

- 1 Factor de potencia en subestaciones de subtransmisión 0.97.
- 2 Reserva de reactivos en generadores síncronos 15%.
- 3 Subestaciones de usuarios en 115 y 230 KV permanecen con carga constante.

5.2.3 Criterios para casos con contingencias.

- 1 Se aplica el criterio de contingencia sencilla, es decir solo un elemento puede estar fallado a la vez. La falla se consideró la salida de una línea de transmisión.
- 2 Los límites de voltaje durante una contingencia se consideran de 0.95 y 1.05 pu.

5.3 METODOLOGIA DE ESTUDIO

La metodología que se siguió para realizar los estudios de compensación reactiva en la región Bajío del área Occidental es la siguiente:

1.- Primero se realizaron estudios de flujos óptimos con función minimización de pérdidas de transmisión. Para efectuar corridas con esta opción se parte de contar con un despacho de generación real y factible, es decir, que no exista déficit o exceso de generación activa.

Con flujos óptimos se analizan los nodos que tienen problemas de reactivos (potencia reactiva ficticia) y se determina un conjunto de nodos candidatos a compensar.

2.- Se seleccionaron como nodos candidatos aquellos que presentan una mayor cantidad de potencia reactiva ficticia, o algún nodo adyacente que ya tuviera bancos de compensación, o bien el bus más cercano eléctricamente hablando si el nodo con reactivos ficticios fuera una subestación particular.

3.- Determinados los nodos candidatos se determinó un plan de compensación para los tres casos de estudios y se efectuaron corridas de ubicación óptima de compensadores (FOMI).

- 4.- Con los resultados de FOMI se obtiene un plan óptimo de compensación para el horizonte de años y casos de estudios.
- 5.- Se analiza el plan de compensación para los casos de estudio con flujos óptimos. Si los resultados no son factibles o permanecen problemas de reactivos ficticios, se redefinen nuevamente nodos candidatos y casos de estudio y se regresa al punto tres.
- 6.- Si con el plan de compendación ajustado permanecen pequeños problemas de potencia reactiva ficticia (menor que la justificada para una nueva instalación) se pueden mover los controles de los taps de transformadores dentro de un rango de +/- 3% del valor nominal.
- 7.- Con esto, se deben satisfacer o eliminar los problemas de reactivos de todos los casos de estudio.

5.4 PREPARACION DE LOS CASOS DE ESTUDIO

Los archivos de trabajo de los casos de demanda máxima se cambiaron del formato WSCC (Western System Coordinating Council) al formato ANARED para su estudio. "WSCC Interactive Power Flow System" es el programa que utiliza actualmente la Subdirección de Programación de Comisión Federal de Electricidad para realizar sus estudios de planeación.

5.5 RESULTADOS DE FLUJOS OPTIMOS

Siguiendo la metodología de estudio se efectuaron corridas de flujos óptimos para cada uno de los casos propuestos. A continuación se muestran los resultados relevantes para la selección de nodos candidatos para compensación de la región Bajío.

5.5.1 Casos de demanda máxima.

A).- Caso 1995 demanda máxima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
HDZ115	3.868	LAS115	1.049
EDA115	2.36	TLB115	1.047
BON115	1.787	MPO115	0.651
LPL115	1.101	OCL115	0.411
JRZ115	1.085	CGS115	0.374

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs
EXP115	3.503
VHO115	2.465
VLJ115	0.103

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
MLP115	3.743
MHS115	3.16

Zona SALAMANCA

NODO	Q FICT MVARs
MLO115	3.662
JYU115	2.085

B).- Caso 1996 demanda máxima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
JFZ115	3.662	LAS115	0.273
EDA115	3.551	TLB115	0.272
MPO115	1.746	ZCS115	0.269
OCL115	1.33	LPL115	0.266
CGS115	1.328	ZCD115	0.179
HDZ115	1.127	MGU115	0.166
BON115	0.56	FAJ115	0.133
ZCT115	0.347	RGR115	0.056

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EXP115	4.872	LOR115	1.37
VHO115	4.143	VLJ115	1.364

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
MLP115	3.76	GDL115	2.142
MHS115	3.77	VAR115	1.043
VNG115	3.158	MZM115	0.363
MHU115	3.025		

Zona SALAMANCA

NODO	Q FICT MVARs
MLO115	2.495
JYU115	1.087

C).- Caso 1997 demanda máxima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EDA115	3.528	MPO115	0.489
LMY115	2.15	CGS115	0.217
JRZ115	1.584	LAS115	0.175
OCL115	1.259	TLB115	0.175
HDZ115	1.118	LPL115	0.165
BON115	0.497	ZCT115	0.111

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EXP115	4.861	VDD115	0.898
VHO115	4.682	LCV115	0.682
LOR115	2.203	BOL115	0.557
VLJ115	2.174		

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
GDL115	3.162
VARI115	1.062

Zona LEON

NODO	Q FICT MVARs
TOO115	1.178
SRQ115	0.626

Zona SALAMANCA

NODO	Q FICT MVARs
MLO115	2.973
JYU115	1.52

5.5.2 Casos de demanda mínima.

A).- Caso 1995 demanda mínima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
ZCD230	-0.369	FAJ115	-0.348
CAL230	-0.355	MGU115	-0.344

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
APT400	-1.436	ARQ115	-0.366
APT230	-0.526	AGP115	-0.364
AGT230	-0.418	AGO115	-0.363
AGS230	-0.374	AGN115	-0.361
AGT115	-0.373	AGS115	-0.341
APT115	-0.371	TCN115	-0.341

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
MLP115	2.296
MHS115	1.974

Zona QUERETARO

NODO	Q FICT MVARs
QRP400	-2.828
QRP230	-0.274

Zona SAN JUAN DEL RIO

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
KIM115	2.093	PAPE115	1.077
SJR115	1.394	SJM115	0.927
ACL115	1.336	TEQ115	0.922
PDM115	1.208	MNS115	0.354
PIT115	1.157		

Zona SALAMANCA

NODO	Q FICT MVARs
SLM400	-1.09

Zona LEON

NODO	Q FICT MVARs
LND230	-0.168

Zona IRAPUATO

NODO	Q FICT MVARs
IRP115	-0.555

B).- Caso 1996 demanda mínima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
FAJ115	-0.503	TFR115	-0.344
MGU115	-0.502	CMF115	-0.324
RGR115	-0.473	FNO115	-0.314
VPS115	-0.418	TCA115	-0.303
TRR115	-0.413	PRL115	-0.291
RAG115	-0.412	TPL115	-0.275
TSV115	-0.38	CAL115	-0.263
SJE115	-0.38	MPO115	-0.156
FRN115	-0.35	JRZ115	-0.151

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
MLP115	1.642	VNG115	1.277
MHS115	1.322	MHU115	1.171

C).- Caso 1997 demanda mínima.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
FAJ115	-0.875	TFR115	-0.798
RGR115	-0.874	CMF115	-0.786
MGU115	-0.866	FNO115	-0.782
VPS115	-0.844	CAL115	-0.755
TRR115	-0.839	TPL115	-0.753
RAG115	-0.836	PRL115	-0.752
TSV115	-0.819	CAL230	-0.732
SJE115	-0.819	MPO115	-0.7
FRN115	-0.802	TLB115	-0.691

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
MLP115	0.948

Zona SALAMANCA

NODO	Q FICT MVARs
ARG115	1.765
UNV115	1.617

5.5.3 Casos con contingencias. Ver Apéndice B.

A).- Caso 1995 demanda máxima con contingencia.

Línea indisponible: ZCD230-APT230.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
JRZ115	2.774	TSV115	0.669
MPO115	2.143	FAJ115	0.662
CGS115	1.824	RGR115	0.657
EDA115	1.743	VPS115	0.657
OCL115	1.115	CMF115	0.652
ZCT115	1.111	TFR115	0.651
ZCS115	0.93	RAG115	0.649
LPL115	0.9	FRN115	0.647
BON115	0.879	TRR115	0.641
LAS115	0.836	FNO115	0.636
TLB115	0.833	PRL115	0.571
ZDC115	0.742	GPE115	0.565
HDZ115	0.689	ALZ115	0.562
SJE115	0.689	TCA115	0.527
MGU115	0.679	CAL115	0.519

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs
EXP115	2.109
VHO115	1.247

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
MLP115	3.778
MHS115	3.225
GDL115	0.148

B).- Caso 1996 demanda máxima con contingencia.

Línea indisponible: CAL230-AGS230.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EDA115	1.483	LAS115	0.534
JRZ115	0.837	TLB115	0.533
OCL115	0.835	ZCT115	0.531
MPO115	0.647	TFR115	0.515
CGS115	0.64	FRN115	0.515
MGU115	0.618	CMF115	0.508
FAJ115	0.597	ZCS115	0.501
BON115	0.574	FNO115	0.49
RGR115	0.572	ZCD115	0.461
SJE115	0.562	PRL115	0.416
RAG115	0.544	HDZ115	0.413
TSV115	0.543	TCA115	0.385
VPS115	0.539	TPL115	0.378
LPL115	0.537	CAL115	0.371
TRR115	0.536	ALZ115	0.349

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EXP115	1.859	VLJ115	0.156
VHO115	1.228	LOR115	0.134

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
GDL115	0.167

C).- Caso 1997 demanda máxima con contingencia.

Línea indisponible: CAL230-APT230.

Zona ZACATECAS

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EDA115	2.8	FAJ115	0.204
OCL115	0.989	JRZ115	0.157
LCV115	0.735	RGR115	0.166
MGU115	0.242	BON115	0.102

Zona AGUASCALIENTES

NODO	Q FICT MVARs	NODO	Q FICT MVARs
EXP115	3.85	VLJ115	0.995
VHO115	2.818	LOR115	0.987
BOL115	1.334		

Zona LEON

NODO	Q FICT MVARs
TOO115	2.322
SRQ115	1.642
SFQ115	0.192

Zona MATEHUALA

NODO	Q FICT MVARs
GDL115	0.79

5.6 NODOS CANDIDATOS A COMPENSAR

Haciendo un análisis de los resultados de flujos óptimos en base a los diagramas unifilares del área, cargas y flujos de reactivos, se propone el siguiente conjunto de nodos candidatos:

Para los casos de demanda máxima y con contingencias:

NODO	NOMBRE	ZONA	TIPO
VHO115	VILLA HIDALGO	AGS	CAP
HDZ115	LOS HERNANDEZ	ZAC	CAP
JRZ115	JEREZ	ZAC	CAP
RGR115	RIO GRANDE	ZAC	CAP
MHS115	SUB. MATEHUALA	MTH	CAP
VAR115	VILLA ARISTA	MTH	CAP
MLO115	MOROLEON	SLM	CAP

Para las casos de demanda mínima:

NODO	NOMBRE	ZONA	TIPO
APT400	AGS. POTENCIA	AGS	REAC
FAJ115	LAS FAJAS	ZAC	REAC
MHS115	SUB. MATEHUALA	MTH	CAP
QRP400	QRO. POTENCIA	QRO	REAC

- Se observa que el nodo MHS115 necesita compensación capacitiva tanto para los casos de demanda máxima como para los de demanda mínima.
- En el nodo RGR115 existe un banco de capacitores de 18 MVARs que ocasiona problemas de sobrevoltaje aún en los casos de demanda máxima. Se propone como candidato para recalcular su valor de potencia reactiva.

5.7 RESULTADOS DE UBICACION OPTIMA DE COMPENSADORES (FOMI)

Para definir los costos de compensación se tomó como dato el costo de un alimentador a 115 KV que es de aproximadamente 1145 millones de pesos dándole aproximadamente un 80% a los costos fijos (915 M\$) y un 20% a los costos variables (230 M\$) pero esto es el costo de un banco de 30 MVARs. Así que el costo unitario es de 7.7 M\$/MVAR [24]. Los pasos de los bancos de compensadores se tomaron de 3 MVARs.

Los resultados de compensación requerida adicional por año para una corrida con los casos base de demanda máxima y los casos con contingencias son los siguientes:

NODO	ZONA	1995 MVARs	1996 MVARs	1997 MVARs
VHO115	AGS	9	6	6
HDZ115	ZAC	9	0	0
JRZ115	ZAC	9	0	0
RGR115	ZAC	6	0	0
MHS115	MTH	6	9	0
VAR115	MTH	3	0	0
MLO115	SLM	9	0	0

El resultado del plan de compensación adicional por año para los casos de demanda mínima es el siguiente:

NODO	ZONA	1995 MVARs	1996 MVARs	1997 MVARs
APT400	AGS	-12	0	0
FAJ115	ZAC	-3	0	-6
MHS115	MTH	0	9	0
QRP400	QRO	-48	0	0

Haciendo un análisis de los resultados del plan de compensación con flujos óptimos, y considerando que no se puede realizar una instalación en cada año en un mismo nodo, se presenta un plan de compensación ajustado para cada uno de los casos donde se proponen bancos de compensación de potencia comercial.

Plan de compensación ajustado para los casos de demanda máxima.

NODO	ZONA	1995 MVARs	1996 MVARs	1997 MVARs
VHO115	AGS	30	0	0
HDZ115	ZAC	9	0	0
JRZ115	ZAC	9	0	0
RGR115	ZAC	6	0	0
MHS115	MTH	18	0	0
VAR115	MTH	0	0	6
MLO115	SLM	9	0	0

Plan de compensación ajustado para los casos con contingencias.

NODO	ZONA	1995 MVARs	1996 MVARs	1997 MVARs
VHO115	AGS	30	0	0
HDZ115	ZAC	15	0	0
JRZ115	ZAC	9	0	0
RGR115	ZAC	9	0	0
MHS115	MTH	18	0	0
VAR115	MTH	0	0	6
MLO115	SLM	9	0	0

- Se muestra en sombreado que para los casos con contingencias se requiere mayor compensación en los nodos HDZ115 y RGR115. Aquí se tendría que tener equipo especial de control para los bancos de compensación.

- Los planes anteriores satisfacen los casos de demanda máxima y los casos con contingencias eliminando las infactibilidades.

- Para el año 1996 se hace solamente un ajuste fino por tener sobrevoltajes en la zona de Matehuala en el transformador CHR230-CHR115 ajustándolo a 0.99 pu para el caso de demanda máxima.
- En el año 1997 con ajuste de tap del transformador CAL230-CAL115 A 0.980 pu se alivian ligeros problemas de sobrevoltaje, y el tap en la zona de León LND230-LND115 a 0.985 para ajustar problemas de bajo voltaje en demanda máxima.
- Estos ajustes con los taps son muy finos, por lo tanto los voltajes que se encuentra sobrepasando el límite no se consideran graves.

Plan de compensación ajustado para demanda mínima.

NODO	ZONA	1995 MVARs	1996 MVARs	1997 MVARs
APT230	AGS	-30	0	0
FAJ115	ZAC	-10	0	0
MHS115	MTH	9	0	0
QRP400	QRO	-50	0	0

- El plan de compensación anterior satisface los casos de demanda mínima.
- En el nodo APT400 se proponía un reactor de 12 MVARs, pero dado que este valor es pequeño para extra alta tensión, además que no era un valor comercial, se propone un reactor de 30 MVARs en el nodo de 230 KV.
- En el nodo MHS115, se observa que para demanda mínima se requieren 9 MVARs de compensación fijos y para demanda máxima 9 MVARs adicionales switchables.

5.8 ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Los planes de compensación ajustados presentados en el punto anterior, satisfacen los problemas de reactivos en la región Bajío del área Occidental para las tres condiciones de operación y en cada uno de los años del horizonte de estudio.

Estos resultados se obtuvieron siguiendo la metodología propuesta y utilizando la estación de trabajo ANARED como herramienta de software.

Como se observa en los resultados, fué necesario hacer ajustes al plan de compensación que se obtuvo de ejecutar el programa de ubicación de compensadores. Esto debido a que en realidad no resulta práctico instalar compensación en cada uno de los años de estudio para un mismo nodo. Para ajustar este plan hay que tomar en cuenta ciertos criterios de economía y de seguridad.

De economía por que depende de la cantidad de recursos económicos destinados para nuevos equipos de compensación en un año determinado. De seguridad para poder determinar el año más crítico e instalar en ese año el equipo de compensación.

Con el plan de compensación ajustado, se redujeron las infactibilidades o potencia reactiva ficticia hasta un orden de 2 MVARs para el caso de demanda máxima en el año 1997 (este fué el caso donde persistieron mayores problemas de reactivos ficticios). Estos problemas se solucionaron con un ajuste fino de tap de transformadores hasta reducirlas a cero.

Los resultados obtenidos con la metodología moderna de compensación se consideran factibles.

5.9 ESQUEMA DE COMPENSACION

Después de definir la compensación requerida en el sistema, se propone el siguiente esquema de compensación:

- Para todos los nodos instalar bancos de compensación en paralelo.
- Colocar esquemas de compensación controlada o switchable por temporada. Esto es debido a que la compensación no es requerida para todas las condiciones de operación.
- Solo para el nodo MHS115, se puede instalar un banco fijo de 9 MVARs y otro controlable de 6 MVARs puesto que para las tres condiciones de operación se necesita la compensación.

CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

CONCLUSIONES

Tradicionalmente los estudios de planeación de compensación reactiva en sistemas de potencia se hacían utilizando programas de flujos de carga y siguiendo una metodología de prueba y error.

En este trabajo se presentó una metodología moderna para realizar estudios de planeación multianual de compensación reactiva. La diferencia principal de esta metodología con respecto a las metodologías tradicionales es que hace uso de un programa de flujos óptimos para detectar los problemas de reactivos en un sistema y proponer un conjunto de nodos candidatos a compensar, y de un programa de ubicación óptima de compensadores donde se obtiene un plan de compensación con la cantidad de vars requerida para resolver los problemas de reactivos bajo diversas condiciones de operación en un horizonte de años de estudio.

Estos programas, formulados con técnicas de optimización, están integrados dentro de la estación de trabajo ANARED, que es la herramienta de software de aplicación.

Se realizaron estudios de compensación en la región Bajío del área Occidental para demostrar el potencial de la metodología propuesta.

Las ventajas que se obtienen de aplicar esta metodología son una mayor confiabilidad en los resultados en un menor tiempo de análisis y bajo consideraciones de optimización.

Los resultados que se obtienen al seguir la metodología son más confiables pues tienen una menor dependencia de la capacidad y experiencia del analista. Esto es por que con flujos óptimos, a diferencia de flujos de carga, los problemas que se presentan en un sistema se detectan de una manera mucho más sencilla. Por otra parte, los resultados del programa de ubicación óptima de compensadores muestran la cantidad de potencia reactiva en MVARs necesaria a compensar en forma óptima bajo la consideración de minimización de costos de inversión.

Otro punto importante es que los tiempos de análisis se reducen considerablemente, pues se evita efectuar los estudios a prueba y error en cada nodo con problemas de reactivos. Esta es una gran ventaja para el analista pues puede dedicar mayor tiempo a otros estudios o a diversas alternativas para una encontrar una mejor solución.

La estación de trabajo ANARED demuestra ser una herramienta potente para realizar los estudios. Esto es por que permite realizar análisis de flujos de carga, flujos óptimos y de ubicación óptima de compensadores en forma interactiva. Con estos programas se pueden analizar en un menor tiempo varios planes de compensación que solucionen los problemas y elegir así el más adecuado a las condiciones de los sistemas.

La metodología descrita, esta formulada con base en una técnica de descomposición o partición a partir de un problema general. Esta técnica demuestra ser la tendencia actual para manejar problemas con un gran número de variables de diferentes clases en forma eficiente.

PROPUESTAS PARA TRABAJOS FUTUROS

- Los archivos de datos del sistema Occidental son demasiado grandes pues estan integrados por tres áreas y un equivalente del área Central.

Puesto que los estudios de compensación son de tipo local, es decir, los problemas que existan en una zona determinada no tiene tanta influencia por los problemas que se presentan en otro lugar alejado electricamente, se propone entonces hacer equivalentes de red por zonas para trabajar con archivos más pequeños. Con esto se lograría reducir los tiempos de acceso a los datos, y de ejecución del programa.

- Se sugiere integrar el Paquete Interactivo de Análisis de Seguridad en Estado Estable "PIASEE" dentro de la estación de trabajo ANARED para estudios de planeación.

Con este paquete se puede complementar la metodología de solución al problema de planeación de vars, ya que se tendría la capacidad de hacer un análisis y selección de contingencias severas que puedan ocurrir y así proponer la compensación necesaria para que el sistema opere en forma segura bajo las contingencias previstas.

Un ingeniero con experiencia sabe de los problemas más severos que se pueden presentar en su red de estudio. Si esta experiencia, se complementa con el programa de análisis de seguridad se pueden obtener mejores resultados en los estudios de planeación pues se realizarían bajo una base teórica.

APENDICE A

La región Bajío que pertenece al área Occidental se conforma por las siguientes zonas: Zacatecas, Aguascalientes, Matehuala, San Luis Potosí, León, Irapueto, Celaya, Salamanca, San Juan del Río y Querétaro.

Para acceder los datos del sistema con el paquete ANARED se dividió a la región Bajío en 2 partes: Bajío1 y Bajío2. Las zonas que integran al área Bajío1 corresponden a las 5 primeras de las antes mencionadas, y las zonas del área Bajío2 a las cinco restantes.

En la siguiente tabla se resumen las características más importantes de los casos de estudio para la región Bajío completa:

CASOS	NUMERO DE NODOS	NUMERO DE RAMAS	NUMERO DE GENERADORES
1995	277	329	10
1996	292	352	12
1997	295	389	12

En la siguiente tabla se muestra el número total de elementos que se manejaron por sistema para el área Occidental y el tiempo de solución de flujos óptimos para la condición de demanda máxima.

CASOS	NUMERO DE NODOS	NUMERO DE RAMAS	NUMERO DE GENERADORES	TIEMPO DE SOLUCION SEG
1995	589	792	57	1154
1996	620	845	61	992
1997	631	865	63	1217

- Como se ve de las tablas el área Occidental es un sistema grande, como también lo es la región Bajío.
- El tiempo de solución de flujos de óptimos para la condición de demanda máxima es aceptable, pero si se realizan varias corridas por caso, resulta a veces impráctico manejar un sistema tan grande.

APENDICE B

SELECCION DE CONTINGENCIAS

Para seleccionar la contingencia sencilla más severa se utilizó el Programa Interactivo de Análisis de Seguridad en Estado Estable (PIASEE). Este programa hace una selección y evaluación de las contingencias sencillas más severas que pueden ocurrir en una red [22].

PIASEE se aplicó a los casos base de demanda máxima en su opción de severidad en violaciones de nivel de voltaje. Se corrieron automáticamente la salida de cada una de las líneas que conforman a cada uno de los casos y los resultados que se obtienen son una lista en orden de severidad por contingencia sencilla. El programa se ejecutó para todas las áreas que conforman los datos del área Occidental. A continuación se muestra una lista de 10 contingencias que en base a los resultados del PIASEE son las más severas.

Caso 1995 demanda máxima

Número total de casos simulados: 589

NEMONICO	INDICE DE SEVERIDAD EN VOLTAJE NODAL (pu)	NUMERO DE NODOS VIOLADOS
MRP230-CRP230	3.4291	62
ZCD230-APT230	2.8994	71
SRO69-GVA69	2.6765	45
CAL230-AGS230	2.0909	69
APT115-PEU115	2.036	46
PEU115-ENC115	1.4457	46
LOR115-AGS115	1.1567	46
EDA115-OCL115	1.1089	45
CMD115-CMD230	1.0447	50
EDA115-EXP115	0.88892	42

Contingencia más severa a analizar: ZCD230-APT230

Caso 1996 demanda máxima.

Número total de casos simulados: 845

NEMONICO	INDICE DE SEVERIDAD EN VOLTAJE NODAL (pu)	NUMERO DE NODOS VIOLADOS
ZCD230-APT230	7.4390	139
CAL230-AGS230	5.7556	121
APT400-TSN400	5.1008	171
SRO69-GVA69	4.4896	106
APT400-ATQ400	4.2905	153
LOR115-AGS115	4.0690	102
APT115-PEU115	3.9227	94
PEU115-ENC115	3.1691	92
SLM400-ATQ400	3.1605	135
DON115-DON400	3.1460	117

Contingencia más severa a analizar: CAL230-AGS230

Caso 1997 demanda máxima.

Número total de casos simulados: 865

NEMONICO	INDICE DE SEVERIDAD EN VOLTAJE NODAL (pu)	NUMERO DE NODOS VIOLADOS
MZM400-PIT400	5.4181	149
APT400-TSN400	4.9550	180
APT400-ATQ400	3.9779	160
APT115-PEU115	3.8969	63
MZM400-CRP400	3.6620	182
CAL230-APT230	3.3672	112
PEU115-ENC115	2.9992	65
ZCD230-APT230	2.9661	102
SRO69-GVA69	2.9017	83
LOR115-AGS115	2.7397	89
SLM400-ATQ400	2.6090	131

Contingencia más severa aplicar: CAL230-APT230

Se muestra en sombreado la contingencia más severa que aplicó a los casos base de demanda máxima y que aseguraban convergencia en el programa. Las contingencias que aparecen antes y con mayor índice de severidad no se aplicaron pues en base a resultados del PIASEE esas contingencias causan problemas de convergencia en la evaluación de la contingencia.

REFERENCIAS

- [1] Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia Débiles. F. Aboytes; Reunión de Verano de Potencia RVP-92; págs. 32-40.
- [2] Planeación de la Operación de la Red Troncal del Sistema Eléctrico Mexicano; Miguel F. Ortega, Germán G. Salas, Manuel A. Mirabal, Omar C. García; Reunión de Verano de Potencia RVP-91; págs. 212-219.
- [3] Methods for Reactive Power Optimization; P.- A- Chamorel; Swiss Federal Institute of Technology, Lausanne, Switzerland; CIGRE WG 38-01.
- [4] Análisis de Sistemas de Potencia; Florencio Aboytes García; Curso de Sistemas de Potencia; Feb. 90; págs. 282-289.
- [5] Fast Decoupled Load Flow; B. Stott, O. Alsac; IEEE PES Summer Meeting Vancouver, B.C. Canadá; Julio 1973; págs. 859-869.
- [6] Análisis de Sensitividad en la Operación y Desarrollo de Sistemas Eléctricos de Potencia; Enrique D. Gámez, Juan M. Reyes; Reunión de Verano de Potencia RVP-90; págs. 65-71.
- [7] Optimal Reactive Power Planning; A. Hughes, G. Jee, R.R. Shoultz; IEEE Trans. on PAS, Vol PAS-100, No. 5 May 91; págs 2189-2196.
- [8] A Hierarchical Approach to Reactive Volt Ampere (VAR) Optimization in System Planning; W. M. Lebow, R. Rohuani, R. Nadira; IEEE Trans on PAS, Vol PAS-104 No. 8 August 1985; págs 2051-2057.
- [9] An Integrated Methodology for VAR Sources Planning; S. Granville, M.V.F. Pereira, A. Monticelli; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 3, No. 2, May 1988; págs 549-557.
- [10] Optimization of Reactive Volt-Ampere (VAR) Sources in System Planning; EPRI EL-3729 Vol 1, Nov. 1984.
- [11] Generalized Benders Decomposition; A. M. Geoffrion; Journal of Optimization Theory and Applications; Vol. 10 No. 4, págs. 237-262; 1972
- [12] Multi-Year Multi-Case Optimal Var Planning; Ying-Yi Hong, David I. Sun, Shin-Yeu Lin, Chia-Jen Lin; IEEE Trans on PS, Vol 5; No. 4, págs. 1294-1300; Nov. 1990.

- [13] Planeación Multianual de Potencia Reactiva; A. de la Torre, R. Nieva; Informe Técnico Proy. 2803; Depto. Análisis de Redes, IIE; por publicar.
- [14] Optimal Power Flow by Newton Approach; David I. Sun, Art Hughes, William F. Tinney; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-103, No. 10 October 1984; págs 2864-2875.
- [15] Una técnica para identificar las desigualdades activas en programas de flujos óptimos basados en el método de Newton; D. Burciaga, R. Nieva; IEEE Sección México, Reunión de Verano de Sistemas Eléctricos de Potencia RVP-1988; págs 75-80.
- [16] Aplicación del Método de Multiplicadores al Problema de Flujos Optimos; A. de la Torre, F. Perales, R. Nieva; IEEE Sección México, Reunión de Verano de Sistemas de Potencia RVP-1990; págs. 142-147.
- [17] El Manejo de Variables Discretas en la Optimización de Flujos de Potencia Mediante la Partición de Benders; A. de la Torre, R. Nieva; IEEE Sección México, Reunión de Verano de Sistemas de Potencia RVP-1992; págs. 108-114.
- [18] Fortran Codes for Mathematical Programming; A. H. Land, S. Powell; John Wiley & Sons, 1972.
- [19] Integer Programming; Mass.; Salkin H.; Addison-Wesley; 1975.
- [20] Manuales de Usuario de la Estación de Trabajo ANARED, Versión 1.0; A. de la Torre, Pablo V. Pérez, Guadalupe Pineda U., Favio Perales M.; IIE, Depto. Análisis de Redes; 1991.
- [21] Pronóstico Regional del Mercado Eléctrico; "Mercado de Subestaciones"; 1987-2001; Subdirección de Programación CFE.
- [22] Manual de Usuario del Paquete Interactivo para el Análisis de Seguridad en Estado Estable "PIASEE"; D Flores, G. Pineda; Instituto de Investigaciones Eléctricas, Dpto. Análisis de Redes; 1992.
- [23] Manual de Criterios Para Planeación y Diseño de Sistemas Eléctricos; Comisión Federal de Elctricidad 1985.
- [24] Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico "COPAR"; Comisión Federal de Electricidad 1992.

BIBLIOGRAFIA

- **Electric Energy Systems Theory**
Olle I. Elgerd
McGraw-Hill
- **Reactive Power Control In Electric Systems**
T.J.E. Miller
Jhon Wiley & Sons; 1982
- **Notas sobre estudios de Flujos de Potencia**
Miguel A. Sánchez Cortés
Instituto Tecnológico de la Laguna
- **Flujos Optimos de Potencia en el Contexto de Asignación de Unidades; Armando de la Torre S.;** Tesis de Maestría; Instituo Tecnológico de la Laguna; Dic. 1987
- **Localización de Potencia Reactiva en la Planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia;** René Avila; Tesis de Maestría, Instituto Politécnico Nacional, Sept 1980