

## CAPÍTULO 9

# AREAS DEL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA

### 9.1 Clasificación de las áreas

El desarrollo económico, industrial, político y social de los diferentes países, está intimamente relacionados con la capacidad, disponibilidad y confiabilidad de sus sistemas energéticos.

Dentro del grupo de sistemas energéticos esta la energía eléctrica, la cual requiere de una serie de componentes, distribuidos en los sistemas de Generación, Transmisión y Distribución, para poder llevar la energía requerida por los diferentes usuarios desde los centros de Generación, hasta el sitio de consumo. Como los requerimientos de energía eléctrica en el sistema son crecientes, debido tanto al crecimiento natural, como al apareamiento de nuevos usuarios, es necesario instalar nuevos equipos de generación, transmisión y distribución, todo esto enmarcado dentro de planes que garanticen la libre competencia en un mercado abierto de energía eléctrica.

- En el mercado de la energía eléctrica se llevan a cabo tanto transacciones bilaterales entre agentes del mercado, como negocios en bolsa. En el primero, las transacciones pueden tener diferentes tiempos de duración y montos de energía negociadas, en el segundo se llevan a cabo negocios de energía eléctrica en bolsa el día anterior a la operación, con el fin de complementar las necesidades operativas del sistema.
- En el largo plazo se planea la estructura física para cubrir las necesidades energéticas del futuro (años siguientes).
- En el operativo, se define, evalúa y planifica el uso de los recursos de energía primaria y la red eléctrica para satisfacer necesidades energéticas de los próximos: años, meses, semanas, días, horas y minutos. De acuerdo al periodo de tiempo el estudio de planeamiento se divide en: Largo, mediano y de corto plazo, estos estudios servirán de referencia para determinar las políticas de largo y mediano plazo para las empresas generadoras en lo que se refiere a operación de embalses, reservas de carbon, contratos de intercambios, etc, para las empresas compradoras definir las políticas de largo y mediano plazo en la

compra de energía y para el sector energetico del pais planificar los recursos del sistema de generación y de transmisión de alta potencia.

**El análisis de los sistemas eléctricos puede cubrir cuatro áreas básicas de estudio a saber:**

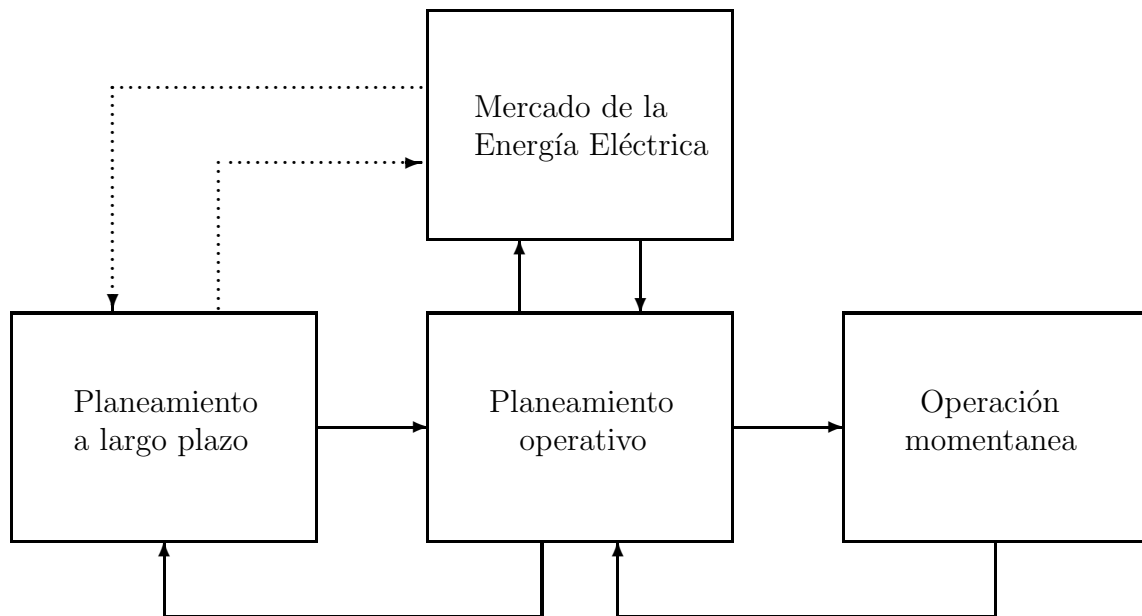


Figura 9.1: Areas básicas de estudio del análisis de Sistemas Eléctricos

- En el control se controla y supervisa la operación del sistema de potencia en tiempo real.

Los factores tenidos en cuenta en el manejo de un sistema son:

- La economía
- La seguridad
- La calidad

## 9.2 Herramientas empleadas en el análisis y el control de Sistemas de Potencia

Para definir los parámetros que garanticen el estado seguro de operación de un sistema se incluye de una serie de herramientas que incluyen no solo computadores y programas de cálculo sino también de equipos de supervisión de control, adquisición, transmisión y procesamiento de datos.

Equipos de Hardware que integran un centro de control son principalmente los siguientes:

- Computadores y elementos periféricos
- Consolas de operación
- Unidades de despliegue
- Tablero mímico
- Máquinas impresoras
- Terminales de programación

El software para la supervisión, el control y el manejo de una red eléctrica puede clasificarse en tres grupos

- Software para entre fase hombre-máquina
- Software para el control supervisión y la adquisición de datos SCADA
- Software de aplicación de potencia

En la figura 9.2 se presenta el resumen de las funciones empleadas en el análisis de Sistemas de Potencia para un mercado con estructura monopolica.

## 9.3 Análisis económico

### 9.3.1 Origen de los costos de operación en la generación de potencia activa

Para el cubrimiento de la demanda de potencia eléctrica en el tiempo se debe suministrar la potencia activa requerida por los usuarios para producir trabajo físico eficaz y disponer de suficiente potencia reactiva para garantizar niveles seguros y de calidad de los parámetros del sistema.

La generación de potencia activa se basa en la transformación de recursos primarios y el costo asociado con dicha generación dependerá entonces del costo de la energía primaria utilizada (agua, carbón, gas, etc.)

La potencia reactiva no está orientada básicamente a satisfacer la demanda de la carga sino a determinar el comportamiento del sistema de potencia en cuanto a su perfil de voltaje y pérdidas de energía en la red. Su producción, incluyendo la obtenida de las unidades generadoras y las de las otras fuentes externas, depende principalmente de factores técnicos y de las políticas adoptadas por cada empresa y por el sistema interconectado para generar y administrar sus recursos de potencia reactiva. La producción de esta potencia no se asocia directamente con

|                       |                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                |                                                                                           |                                                     |
|-----------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| S<br>C<br>A<br>D<br>A | Control, supervisión y<br>Ejecución de la operación                                                                       | Planeamiento Operativo                                                                                                                                                                         | Planeamiento a Largo Plazo                                                                | D<br>e<br>m<br>a<br>n<br>d<br>a                     |
|                       | Predictor de carga<br><br>Minutos      Horario                                                                            | Curvas de Carga<br>- diaria - mensual - anual<br><br>Demanda anterior de<br>- un día - un mes - un año<br><br>Predictor de Carga<br>- diario - semanal - mensual                               | Demandas pico<br>anuales historicas<br><br><br>Predictor de carga<br>anual                |                                                     |
|                       | . Cálculo de<br>coeficientes<br>de pérdidas<br><br>. Despacho<br>económico                                                | . Programación de recursos<br>primarios<br>. Planeamiento de plantas<br>. Planeamiento de intercambios<br>. Programación de<br>mantenimientos<br>. Programación de reservas y<br>racionamiento | . Evaluación de recursos<br>. Expansión de la generación<br>. Expansión de la transmisión | E<br>c<br>o<br>n<br>ó<br>m<br>i<br>c<br>o           |
|                       | . Clasificación de<br>contingencias<br>. Reparto de carga<br>(límites)<br>. Optimización<br>. Deslastre<br>. Sensibilidad | . Reparto de carga<br>seguro<br>. Corto circuito<br>. Estabilidad<br>. Clasificación de<br>contingencias<br>. Sensibilidad                                                                     | . Reparto de carga<br><br>. Corto circuito<br>. Estabilidad<br>. Contingencias            | S<br>e<br>g<br>u<br>r<br>i<br>d<br>a<br>d           |
|                       | . Supervisión de<br>intercambio<br>. Control de reserva<br>rodante<br>. C.A.G.                                            |                                                                                                                                                                                                |                                                                                           | C<br>a<br>l<br>i<br>d<br>a<br>d                     |
|                       | . Estimador de estado<br>. Equivalentes<br>. Observabilidad<br>. Plausibilidad<br>. Configurador de la red                |                                                                                                                                                                                                |                                                                                           | S<br>u<br>p<br>e<br>r<br>v<br>i<br>s<br>i<br>ó<br>n |
|                       | Horas/minutos/segundos                                                                                                    | Días/semanas/meses                                                                                                                                                                             | años                                                                                      |                                                     |

Figura 9.2: Resumen de las funciones empleadas en el análisis de Sistemas de Potencia

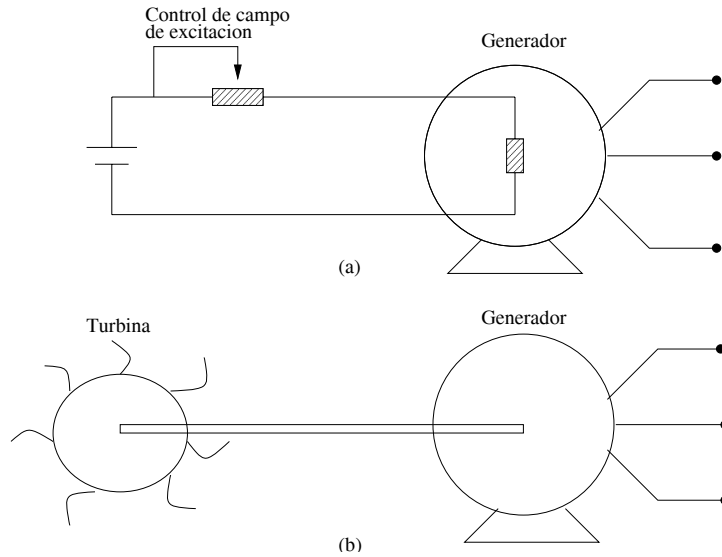


Figura 9.3: Control de Potencia a) reactiva b) activa

costos de operación, ya que ella puede obtenerse dentro de ciertos límites, variando directamente el flujo de campo de los generadores.

Esta variación puede hacerse independientemente de la eficiencia del sistema turbina - generador que transforma determinada cantidad de potencia primaria mecánica, asociada con costos, en potencia activa eléctrica. El nivel de los costos incurridos para esta transformación en potencia activa está definido principalmente por el insumo y valor de la materia primaria que se utiliza para alimentar o mover la turbina y obtener la potencia mecánica en el eje del generador.

### 9.3.2 Plantas Térmicas: Una necesidad operativa muy costosa.

La demanda diaria, como se sabe, no es exactamente cíclica y puede presentar además algunos picos especiales en algunas horas del día.

Ya que la construcción de las centrales hidráulicas exige enormes inversiones de capital y además la disponibilidad del agua no está siempre garantizada no sería entonces justificado planificar el sistema sólo con base en este tipo de plantas. Por esta razón, se ha creado la necesidad de prever para el cubrimiento parcial de la demanda, plantas térmicas cuyas inversiones de capital son, respecto a las hidráulicas, considerablemente menores tanto para la construcción en sí, como para la dotación de las líneas de transmisión requeridas, ya que dichas plantas se construyen o se pueden construir muy próximas a los centros de consumo. En sistemas con deficientes recursos hidráulicos, las plantas térmicas juegan un papel importantísimo y son estas las encargadas de suplir parcialmente tanto la carga *base* como también la carga pico. Las plantas térmicas no utilizan agua en su estado natural como energía primaria (o secundaria), sino que emplean otras materias primas, las cuales deben procesarse hasta adecuarse para la

generación eléctrica. Por esta razón, se asocian con la operación de este tipo de plantas tres clases de costos básicos:

- a. Costos de arranque de la máquina: El costo del combustible para la preparación de la caldera hasta el punto de presión y temperatura para iniciar de nuevo su generación, constituye el llamado *costo de arranque*: Este es para cada máquina diferente y depende de la cantidad de temperatura inicial del ingrediente primario.
- b. Costos de operación: Incluyen básicamente los costos del combustible, los costos de compra de sistemas vecinos y las multas por fallas en la carga suministrada. Los costos de combustible o mejor el costo de operación por hora, depende de la cantidad de potencia que se esté generando.
- c. Costos de parada: Asociados con la pérdida de calor y atención especial del personal durante la maniobra.

Los costos de operación son sensiblemente muy superiores a los otros dos.

### 9.3.3 Análisis económico en sistemas hidrotérmicos

Si el sistema eléctrico interconectado fuera de estructura netamente hidráulica, el factor de utilización de las plantas respectivas disponibles, es decir la cantidad de generación que cada una de ellas entrega al sistema, estará muy influenciado entre otras restricciones por:

- Las condiciones hidrológicas específicas de la región.
- La correcta predicción de los niveles de agua de los embalses disponibles.
- Las características de las plantas incluyendo el volumen del embalse y la descarga a la turbina.
- El factor de conversión del agua en energía potencial eléctrica. Este factor depende de la cabeza útil para cada planta y la descarga total a la turbina.
- Minimización o eliminación total del racionamiento.
- La ubicación geográfica de estas unidades generadoras respecto a los centros de consumo, ya que el efecto de la distancia eléctrica sobre las pérdidas totales puede llegar a ser considerable.
- Los contratos de intercambio de energía en sistemas interconectados.
- Los convenios de utilización del agua disponible, bien sea para riego, acueductos, navegación, recreación u otras actividades tendientes a mantener el orden ecológico y en algunos casos el orden político y social de la región.

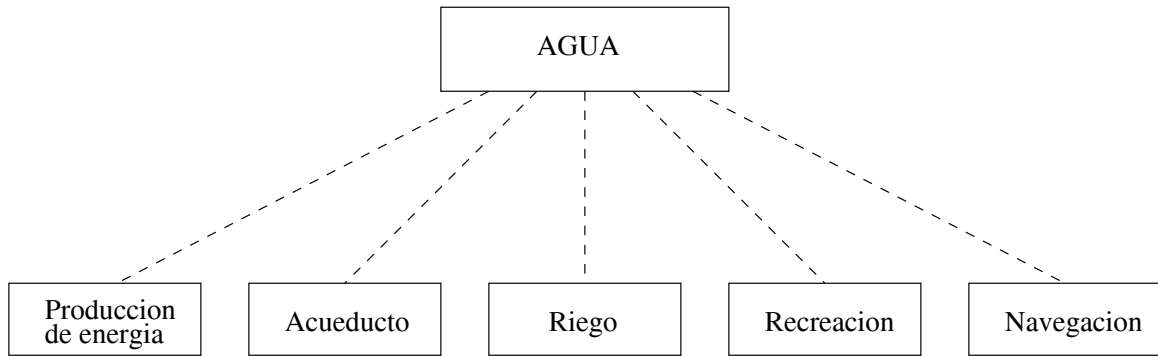


Figura 9.4: Diferentes usos dados al agua

La tarea de optimizar el uso de estos recursos hidráulicos disponibles, no está determinada principalmente por factores económicos, en vista del *no costo* aparente del agua. El proceso de optimización busca básicamente los siguientes objetivos:

- Distribuir y utilizar apropiadamente el agua disponible para generar la máxima potencia posible, evitando tener que vertir agua sin utilizar o reduciendo a un mínimo su vertimiento.
- Minimizar las pérdidas de transmisión y supervisar el trabajo seguro del sistema.
- Cumplir en la mejor forma posible las restricciones anteriores, que reflejan las limitaciones bajo las cuales determinadas plantas se pueden usar.

Para el cumplimiento de las metas anteriores es preciso aclarar que el volumen de agua *que se puede utilizar* de cada embalse durante un período de tiempo específico, depende de la cantidad de agua al inicio del período, de la capacidad mínima final del embalse y de los influjos de agua previstos durante ese período.

Sin embargo, el volumen de agua real que *se debe* utilizar de cada embalse durante un período de tiempo específico, tiene que ser determinado por un proceso matemático de optimización que busque combinar la mejor forma de uso de todos los recursos disponibles.

El tratamiento del sistema hidráulico constituye un severo problema matemático, el cual se agrava aún más al considerar que los sistemas de potencia actuales no poseen solamente unidades de generación hidráulica sometidas a las restricciones antes señaladas, sino que incluyen en su estructura electrofísica una componente de generación térmica bastante importante y que además debe considerar en el estudio las condiciones del mercado, aumentando de esta forma la complejidad del problema a ser resuelto.

Debido a que con la generación de origen térmico están asociados altos costos de operación y a que con el sistema hídrico existen serios problemas que se derivan de las características dinámicas de los embalses y la incertidumbre en los influjos de agua (cambios climáticos), entonces el análisis de un sistema hidrotérmico exige la ejecución de las siguientes tareas básicas:

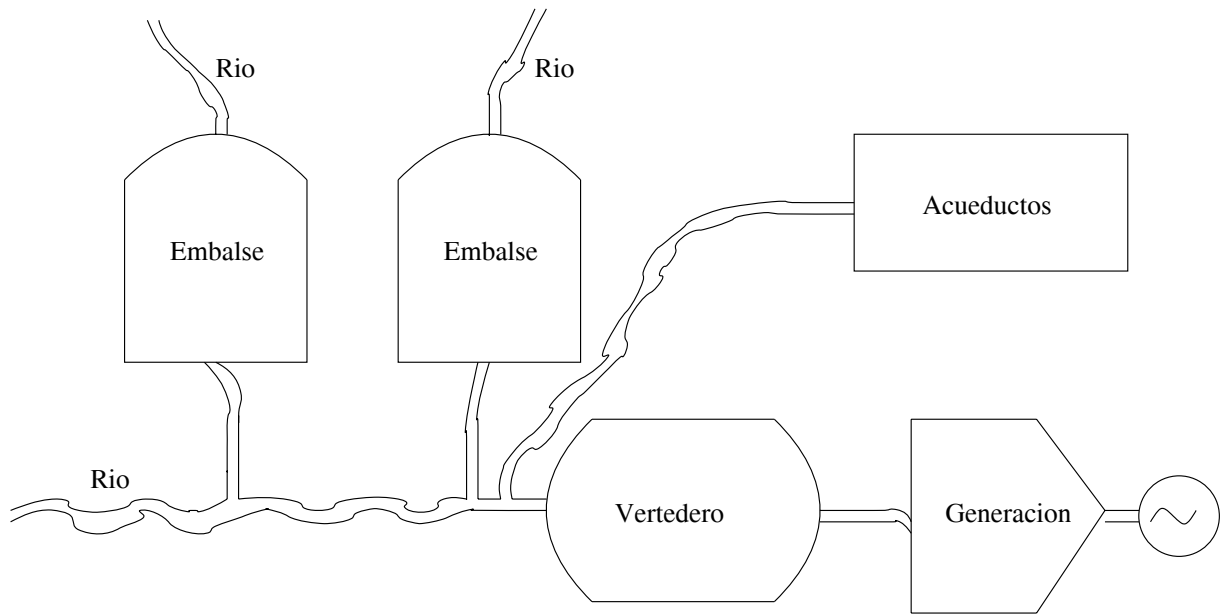


Figura 9.5: Sistema hidráulico

1. Como en el caso del sistema netamente hidráulico, se debe definir la estrategia óptima para distribuir la energía hidráulica disponible durante un período de tiempo  $T$  entre los  $n$  subintervalos que integran dicho período  $T$ .
2. Adicionalmente se debe determinar la forma de utilizar óptimamente la energía asignada a cada subintervalo minimizando los costos de generación térmica.
3. El estudio las condiciones del mercado y los contratos bilaterales establecidos entre las diferentes empresas.

Si la primera tarea es realizada para obtener los bloques de energía en cada subintervalo, la segunda tarea buscará definir la estrategia de mínimos costos, que garantiza la mejor combinación de generación hidrotérmica, necesaria en cada momento del tiempo para satisfacer la demanda real y la tercer tarea, que las plantas de generación, tanto hidráulicas como térmicas sean competitivas económicamente.

Por este medio se define exactamente para cada máquina en el tiempo, tanto la potencia que debe entregar a la red como su intervalo de generación, es decir la delimitación de los instantes de tiempo en que debe conectarse y desconectarse transitoriamente del sistema. La determinación de la mejor combinación de generación a los costos globales más bajos, debe basarse en el hecho de que las unidades del sistema trabajan, en lo posible, en sus puntos de máxima eficiencia.

Es precisamente la realización de esta tarea la que constituye el llamado análisis económico en el planeamiento y ejecución de la operación de un sistema de potencia.



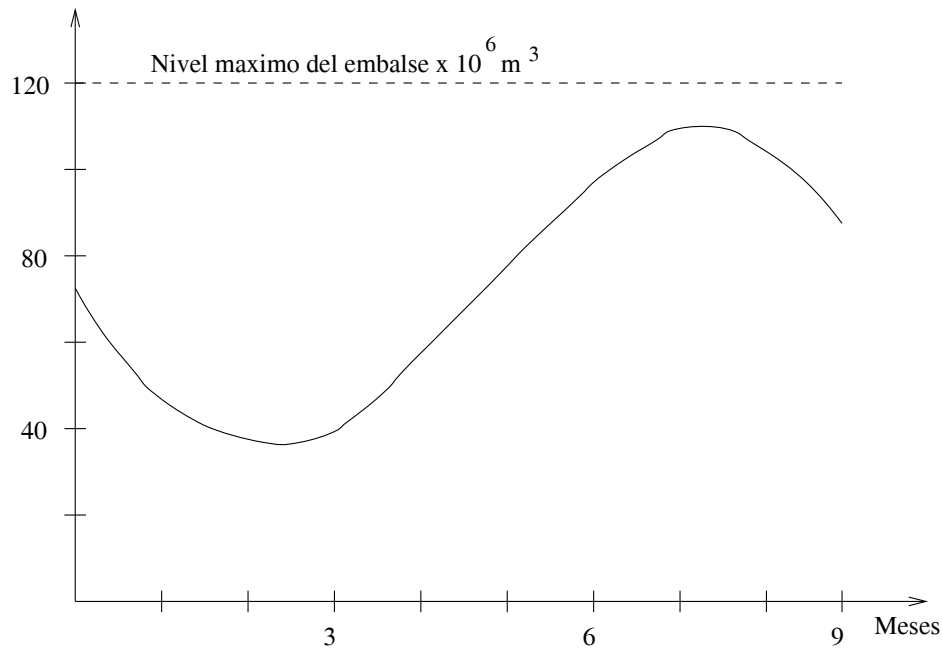


Figura 9.6: Evolución de un embalse en un año

### 9.3.4 Tareas fundamentales del análisis económico

La demanda o carga en el sistema varía discreta pero constantemente en el tiempo y las plantas en servicio deben seguir y cubrir instantáneamente esas variaciones. Contrario a lo que sucede con el empleo de las plantas hidráulicas, cuya potencia generada puede variarse drásticamente en un intervalo de tiempo muy pequeño, las plantas térmicas sólo pueden seguir variaciones muy modestas de la carga demandada ya que su rata de cambio de potencia de salida permitida es muy limitada.

De otra parte, mientras que las plantas hidráulicas pueden entrar a la red en un tiempo mínimo de aproximadamente uno o algunos minutos, la conexión de las plantas térmicas exige de un período de preparación que puede extenderse por espacio de varios minutos hasta algunas horas.

Así por ejemplo, en el caso de una planta de vapor se debe llevar la temperatura del agua de su estado inicial al punto adecuado para que la unidad pueda iniciar su generación. El proceso de calentamiento puede iniciarse desde el estado frío o desde una temperatura superior intermedia, dependiendo de si la unidad térmica ha estado un largo período desconectada de la red o si su desconexión se realizó sólo durante un tiempo  $t$  no suficiente para que el agua alcanzara su temperatura más baja.

En conclusión, las plantas térmicas no son de disponibilidad casi inmediata como lo pueden ser las hidráulicas con suficientes recursos primarios, y su empleo no es posible de un momento a otro para satisfacer variaciones de carga, ya que ellas requieren de un período de *preparación* cuyos costos son función del estado inicial *térmico* de cada planta.

En consecuencia, debe existir una excelente coordinación entre los cambios previstos de carga según la curva de demanda resultante y la velocidad o rata de cambio con que las diferentes

unidades pueden responder a dichos cambios. Para lograr el cubrimiento de la demanda de potencia activa conectada a la red en cada instante del tiempo en forma satisfactoria, eliminando o minimizando en lo posible los riesgos de racionamiento, es necesario desarrollar para los recursos existentes de unidades generadoras y energía primaria que están disponibles para el futuro inmediato un proceso de *optimización* que cubra un período de tiempo seleccionado como adecuado, (un año, un mes, una semana, un día, o una hora), el cual puede subdividirse de acuerdo a las necesidades del estudio en intervalos cada vez más pequeños, con el fin de considerar el efecto que tendrán las decisiones tomadas ahora en un intervalo sobre los intervalos siguientes.

Este proceso de optimización cubrirá dos fases, cada una de ellas de singular importancia. La primera programará en el tiempo las unidades generadoras que se utilizarán para cubrir la demanda de potencia activa y la segunda determinará las generaciones que cada unidad debe entregar para que los costos totales de generación sean mínimos. A continuación se detalla el alcance de estas dos funciones.

### Función: Programación del despacho de unidades generadoras

En términos generales, sistemas de potencia que requieren la participación de recursos térmicos, bien sea como medio único de suministro de energía a la red o como soporte adicional a los recursos hidráulicos existentes y en atención a los diferentes costos de operación y ratas de cambio de potencia asociados con ellas, necesitan de una herramienta especial para planificar en el tiempo el empleo de las unidades generadoras existentes. Esta función denominada *programación de generadores*, determina la lista de unidades que deben operar en cada uno de los intervalos de tiempo en que subdivida el período total  $T$  bajo estudio (por ejemplo, hora a hora), de forma que se cubra en cada instante la demanda de carga real, y asigna la distribución de los recursos hidrotérmicos entre ellas, bajo la premisa de que los costos totales de generación sean mínimos durante el intervalo  $T$  estudiado y de que se consideren convenientemente restricciones de confiabilidad, seguridad y del medio ambiente.

| Hora     | Carga (Mw) | $Gen_1$  | $Gen_2$  | ...      | $Gen_N$  |
|----------|------------|----------|----------|----------|----------|
| 1        | 4500       | 320      | 130      | ...      | 220      |
| 2        | 4600       | 330      | 140      | ...      | 270      |
| $\vdots$ | $\vdots$   | $\vdots$ | $\vdots$ | $\vdots$ | $\vdots$ |
| 24       | 4350       | 300      | 130      | ...      | 265      |

Tabla 9.1 Asignación de la Generación hora - hora

El problema de cómo encontrar la mejor secuencia de empleo de las plantas debe ser resuelto tomando en cuenta las restricciones que, por una parte, delimitan el comportamiento del sistema como un todo y que por otra parte, delimitan en particular los alcances de cada una de las unidades.

Estas restricciones deben considerar los siguientes aspectos:

- a. La generación hidrotérmica debe suplir totalmente las cargas demandadas y las pérdidas de la red.
- b. La *reserva rodante* total del sistema, es decir la suma de las diferencias entre la máxima capacidad de carga de cada una de las unidades en servicio en el sistema y la carga real conectada a cada unidad en su momento, debe ser mayor o igual que la reserva estimada como mínimo para entregar al sistema en caso de que una o varias unidades fallen o la carga predicha acuse inexactitudes.
- c. Las plantas térmicas deben ser representadas por sus características económicas que tomen en cuenta los costos de arranque, parada y el consumo de combustible de las unidades.
- d. La red eléctrica debe considerar las relaciones establecidas en las leyes de Kirchhoff.
- e. El sistema hidráulico debe considerar las características y las limitaciones de sus elementos (capacidades de los embalses, descargas, cabezas, plantas de cascada, vertimiento de agua, etc.).
- f. Los equipos en su totalidad deben respetar sus limitaciones físicas y sus condiciones de operación.
- g. Los contratos de intercambio de potencia o energía a largo y corto plazo deben respetarse.  
**NOTA:** La modalidad de estos contratos es muy variada de país a país y puede incluir, o bien cantidades de energía o entregar, según se requiera pero con un tope máximo en cada intervalo de tiempo (horas o días) o bien bloques fijos de energía por horas o por días, etc. (Establecido según el tipo de mercado).
- h. Los programas de mantenimiento que limitan la capacidad instalada en potencia deben adelantarse sin ninguna reserva.

Aunque uno de los aspectos importantes que debe considerar la programación de unidades es el relativo a la preservación o mantenimiento en cada momento de una reserva rodante en *línea* suficiente para garantizar, de una parte, un adecuado control de generación y de otra parte, un eficaz reemplazo de una cantidad razonable de generación en caso de que ésta se pierda por causa de una falla, dicha programación no toma en cuenta la forma como la reserva debe manejarse.

Para aprovechar adecuadamente los recursos de generación disponibles y obtener el máximo beneficio económico, la cantidad de reserva debe determinarse matemáticamente por el grado de probabilidad de que:

- Se presente una falla en el sistema de generación (juega un papel importante el tamaño de las diferentes plantas).

- La predicción de carga para ese período no concuerde con los valores de carga reales presentados.

De otra parte, la disponibilidad de una reserva en el sistema, o mejor la posibilidad de su uso depende de la capacidad de respuesta de cada planta a los cambios de carga. Ya se ha anotado que unidades hidráulicas o plantas de gas reaccionan rápidamente (1 minuto) mientras que las plantas de vapor son mucho más lentas.

Por esta razón, se hace necesario clasificar los posibles tipos de reserva con que el sistema debe contar para satisfacer las necesidades que se puedan presentar:

### **Reserva rápida:**

Ella está a disposición para cubrir el déficit de potencia que se presenta en los primeros minutos de la falla o insuceso y debe ser asumida principalmente por las plantas hidráulicas y las térmicas a gas de todas las subáreas o socios que integran el sistema interconectado. Transcurridos algunos minutos, el área donde se presentó el problema debe en lo posible cubrir el déficit por sí misma, con sus propios recursos si estos existen, con el fin de descargar a las otras áreas.

### **Reserva lenta:**

Esta reserva cubre en lo posible con plantas térmicas de limitadas ratas de cambio en sus salidas de potencia o con el concurso de algunas plantas hidráulicas, el déficit de potencia que había sido asumido por la reserva rápida, con el fin de que ésta quede libre y pueda estar a disposición del sistema en caso de nuevas contingencias. El tipo de acceso de la reserva lenta que utiliza unidades térmicas puede oscilar entre 1/2 y 8 horas, dependiendo del estado inicial *térmico* de las plantas a utilizar. Si es necesario arrancar alguna o algunas plantas desde el nivel frío, entonces es lógico que la reserva lenta pueda utilizar plantas que antes no aportaban ninguna reserva rodante.

### **Función: despacho económico**

Dado que la carga del sistema varía constantemente en el tiempo, se hace necesario adaptar permanentemente la generación de las unidades que se han previsto para suplir la demanda, para que los valores generados cubran las nuevas exigencias de carga y las pérdidas resultantes.

Como los costos de operación dependen de la cantidad de potencia activa generada en las plantas térmicas y las pérdidas totales dependen de los flujos de corriente por las líneas y las características eléctricas de éstas, entonces la determinación del estado de generación de potencia activa que corresponde a un estado de carga debiera realizarse sobre la base que:

- Tanto la suma total de los costos de operación de las plantas térmicas como las pérdidas

totales de la red sean mínimos.

- Se cumpla a la vez con criterios de seguridad y se optimice el uso de los recursos de potencia reactiva.

Esta tarea es ejecutada por un programa especial denominado *despacho económico* cuyo modelo matemático incluye principalmente:

- a. Función de costos de operación de unidades del sistema
- b. Restricciones que exigen el cumplimiento de las relaciones nodales de Kirchhoff para todos los nodos de la red.
- c. Limitaciones sobre los valores máximos y mínimos que pueden adquirir o tomar los parámetros principales de la red (potencias, tensiones, ángulos, derivaciones de los transformadores, etc.)
- d. Representación de las pérdidas del sistema.

### **Función: coeficientes de pérdidas**

Dentro del proceso clásico de optimización del despacho de generación, las pérdidas de la red pueden intervenir en las restricciones matemáticas en el sistema de ecuaciones. La restricción pertinente exige que la suma de las generaciones sea igual a la demanda total y a las pérdidas del sistema. En términos matemáticos exactos las pérdidas totales de potencia activa en la red de transmisión y las correspondientes pérdidas incrementables de transmisión pueden expresarse como una función dependiente de las tensiones nodales de los parámetros de la red y de las potencias generadas.

El tratamiento computacional de las pérdidas en esta forma exacta exige enormes esfuerzos, tanto en capacidad de memoria como en tiempo de cálculo, lo cual ha conducido a la necesidad de desarrollar métodos simplificados para su modelación en función únicamente de las potencias activas generadas. Uno de estos métodos calcula las pérdidas del sistema en forma aproximada mediante el empleo de ciertos coeficientes, los cuales son función del estado del sistema (generación, demanda, voltaje). Esto significa que para cada estado del sistema deberá existir un conjunto de coeficientes específicos que permitan calcular inmediatamente las pérdidas.

Como computacionalmente no es posible por ahora calcular continuamente en el tiempo la óptima estrategia de generación de potencia activa que corresponde a la demanda instantánea, entonces el cálculo del despacho económico conviene realizarlo en intervalos de tiempo de pocos minutos para determinar así en forma *discreta* la generación que corresponde al nuevo estado de carga y permita el mejor trabajo económico del sistema.

Para introducir las pérdidas del sistema modeladas en forma simplificada en el cálculo del despacho económico clásico, es necesario conocer con antelación los coeficientes que deben

emplearse, de acuerdo con el estado de conexión de la red, para cada estado de carga en que el despacho se realice.

Por razones obvias, tampoco es necesario realizar el cálculo de los coeficientes para cada estado de carga, ya que ello exigiría un tiempo de computación prohibitivo, motivo por el cual dichos coeficientes pueden ser calculados para puntos específicos de la curva de demanda y máximo con la misma frecuencia como se planea ejecutar la función despacho económico.

Sin embargo, si se acepta un pequeño error, y asumiendo que la topología del sistema permanece invariable, esa frecuencia puede aún disminuirse al usar para varios despachos consecutivos los mismos coeficientes del sistema, si los niveles de demanda y de generación no varían sensiblemente.

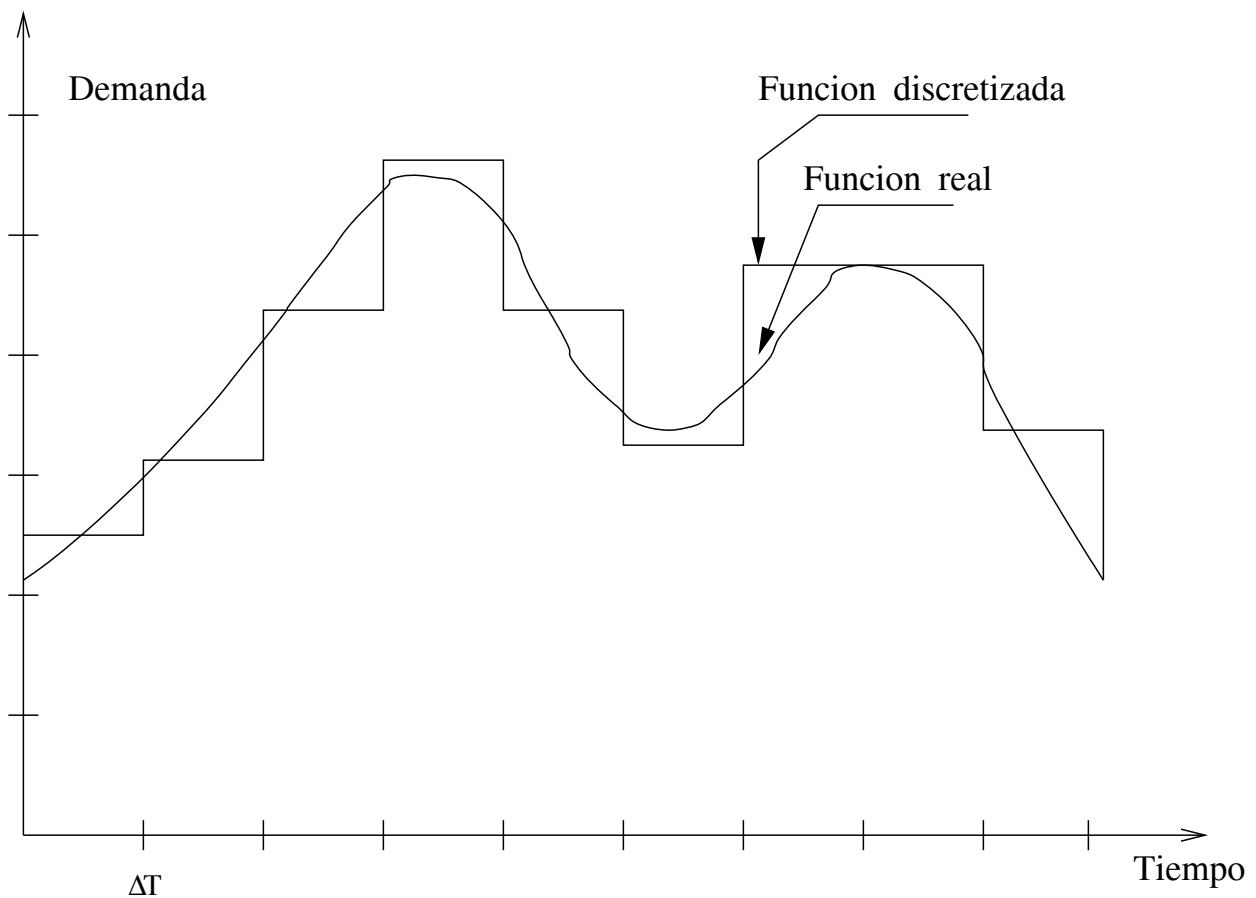


Figura 9.7: Aproximación por pasos de la curva de demanda

Evidentemente, al observar por ejemplo una curva de demanda diaria se puede deducir que su perfil en el tiempo puede aproximarse por una secuencia de pasos escalonados de duración  $t$ , en los cuales puede asumirse un valor de carga promedio constante y los coeficientes de pérdidas que se emplearían durante ese intervalo de tiempo serían los correspondientes a ese nivel de carga promedio.

Los coeficientes válidos para cada intervalo son calculados mediante la función específica: *Coeficientes de pérdidas* y son puestos a disposición del programa despacho económico, el cual hará uso de ellos para modelar las pérdidas de transmisión en el momento oportuno, según el punto de trabajo del sistema en la curva de demanda.

La validéz de los coeficientes depende del tamaño del intervalo en que se subdivide el tiempo total, aumentando su exactitud lógicamente con la disminución del tamaño del intervalo.

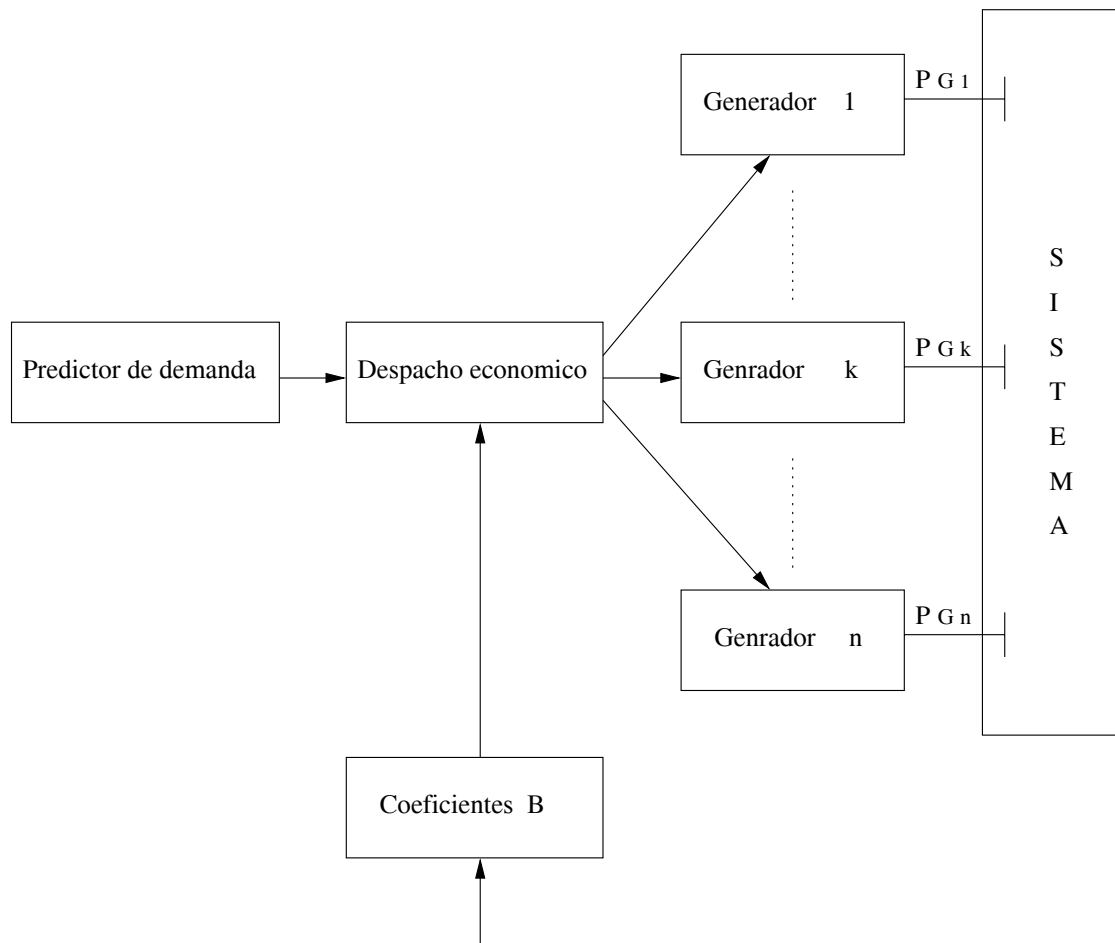


Figura 9.8: Despacho de varias plantas

## 9.4 Análisis de seguridad

### 9.4.1 Origen del análisis de seguridad

Cuando un sistema eléctrico trabaja en condiciones normales, existe un balance entre la demanda de potencia requerida, la generación entregada y la potencia perdida. A este estado de

equilibrio o punto de *operación normal* corresponde un conjunto de tensiones nodales, determinados flujos de potencias activas y reactivas por las líneas de interconexión o transmisión y un trabajo uniforme y paralelo de todas las máquinas sincrónicas del sistema.

Los valores de las tensiones nodales y los flujos de potencia deben estar dentro de ciertos valores tomados como límites para dichos parámetros, los cuales precisamente garantizan, o bien que la calidad no se deteriore (valores mínimos), o bien que la vida de los equipos no se pongan en peligro (valores máximos). Si la carga permanece constante, las potencias entregadas por las máquinas generadoras son constantes y la frecuencia del sistema en lo posible no se aparta de su valor nominal y si lo hace será dentro de límites mínimos permitidos que constituyen *la banda muerta* de deflexión de frecuencia del sistema, dentro de la cual no habrá ninguna reacción por parte de los equipos de regulación de velocidad o del control automático de frecuencia.

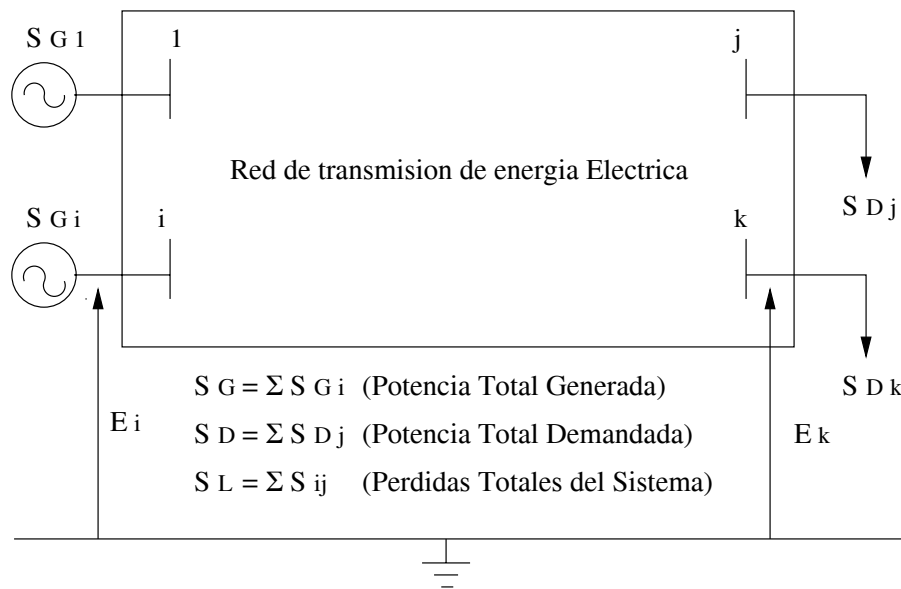


Figura 9.9: Parámetros nodales del sistema en estado estacionario

El punto de operación normal o de trabajo seguro puede cambiarse o alterarse bajo dos circunstancias:

- a. Al modificar lentamente las condiciones de carga del sistema y/o los valores de generación de las máquinas sincrónicas, obteniéndose como consecuencia nuevos valores en las tensiones nodales del sistema y otro valor escalar de pérdidas.
- b. Al modificar brusca e inesperadamente la topología del sistema de potencia, al conectar o desconectar grandes cargas, grandes transformadores o grandes generadores, al abrir o cerrar las líneas de interconexión muy cargadas, o al aparecer en él cortocircuitos de diferentes tipos o modalidades.

Todos estos problemas pueden llevar al sistema a trabajar en una situación en la cual el nuevo juego de parámetros resultantes pueden estar dentro de los límites exigidos y así el sistema habrá encontrado otro punto de operación seguro, o puede suceder que sencillamente



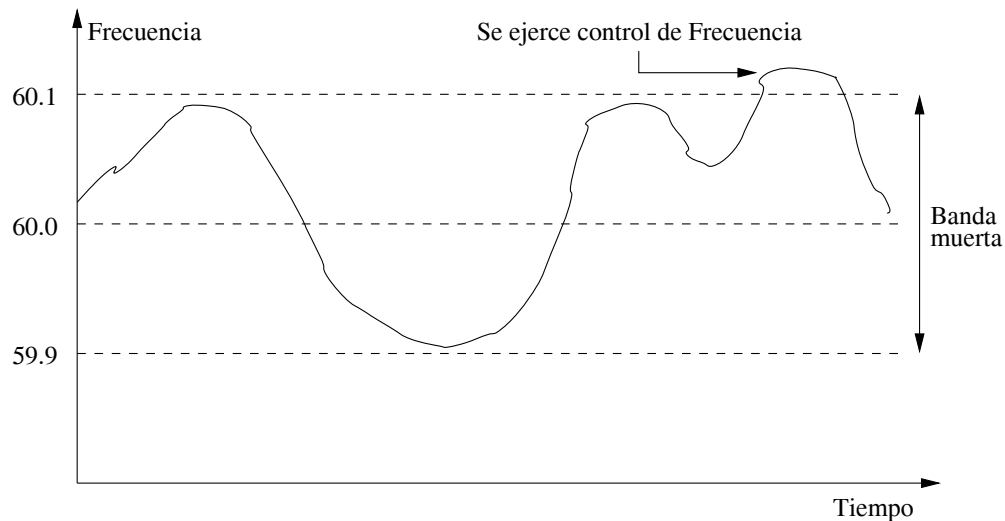


Figura 9.10: Frecuencia del sistema en función del tiempo

alguno o algunos de dichos parámetros violen sus límites ante lo cual el sistema entrará en condición de emergencia, siendo necesario recurrir por algún medio especial a la eliminación de esas violaciones.

Ante esta circunstancia, la operación de un sistema de potencia en un determinado estado de carga y generación en tiempo real, o la simulación de su operación para un estado de carga y generación posible, exige siempre una respuesta inequívoca a las preguntas:

- Cuál será el comportamiento del sistema, si bajo las condiciones de operación dadas, reales o simuladas, se presenta en él alguna contingencia o combinación de contingencias, o sencillamente se modifican ligeramente esas condiciones de carga y generación establecidas o se modifica la conectividad de la red ?
- Cumple el comportamiento resultante del sistema con criterios de seguridad considerados como mínimos para garantizar su operación normal ?

El análisis de seguridad se realiza precisamente para dar respuesta a las anteriores preguntas y la información obtenida a través del él será determinante para emprender, si es necesario, acciones preventivas o correctivas, que garanticen la operación normal segura del sistema de potencia.

Efectivamente, si la respuesta es positiva en el sentido de que para los cambios analizados el sistema no presenta problemas de comportamiento, es decir, todos los parámetros de trabajo estático y dinámico cumplen con criterios de seguridad establecidos, entonces se podrá permitir confiadamente el trabajo del sistema en el punto de operación analizado bajo las condiciones de carga y generación dadas.

En cambio, si la respuesta es negativa en el sentido de que para una o algunas variaciones leves del estado de carga o para una o varias de las contingencias posibles de aparecer, el sistema presenta violación de todos o sólo algunos de los criterios de seguridad, entonces no se podrá permitir su operación en el nuevo punto de trabajo resultante y se deberá disponer de recursos técnicos y computacionales necesarios y suficientes para corregir los parámetros violados.

### 9.4.2 Criterios de seguridad

Como en cualquier investigación del campo físico, el análisis de seguridad en un sistema eléctrico se verifica comparando los valores de los parámetros que resultan para un estado determinado de trabajo del sistema con los valores límites máximos y mínimos fijados para estos mismos parámetros, y que reflejan las condiciones extremas de trabajo a que se les puede someter.

Estos valores límites de los parámetros del sistema, constituyen los llamados *criterios de seguridad* y con ellos se medirá el grado de *fortaleza* de un determinado punto de operación.

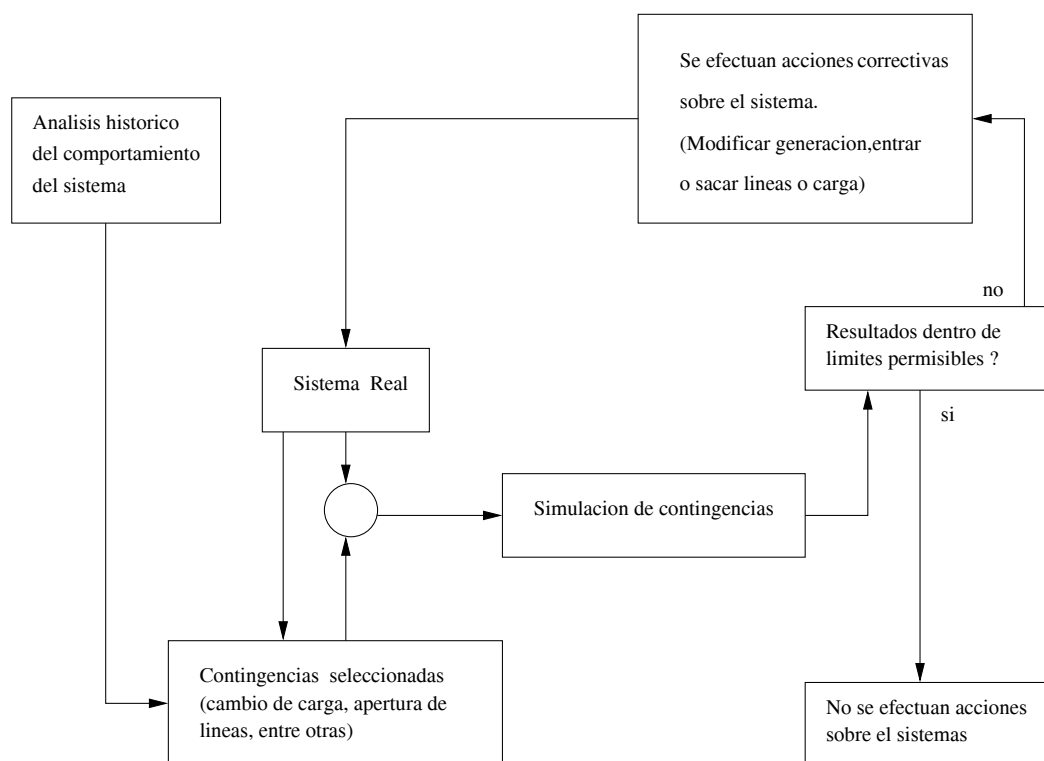


Figura 9.11: Aspectos básicos del análisis de seguridad

Debido precisamente a que el sistema de potencia por una parte puede operar en numerosos puntos de trabajo (ya que las cargas y en consecuencia la generación varían continuamente durante el día) y por otra parte está constituido por innumerables elementos suscep-

tibles de fallas y éstas pueden aparecer en forma aislada o simultánea, se hace necesario definir bien sea como política nacional o bien como política de la entidad particular que suministra la energía, los criterios básicos a partir de los cuales se puede considerar su operación como segura o insegura.

La fijación de dichos criterios es una tarea de mucha responsabilidad, que exige la coordinación y el compromiso de varios aspectos interdependientes como son la calidad de la energía entregada y la economía de la operación.

Evidentemente, los límites de seguridad no pueden ser ni demasiado elásticos porque pueden acarrear un funcionamiento sin calidad del sistema, aumentar las posibilidades de falla y poner en peligro la vida de los equipos, ni pueden ser extremadamente severos porque reducen notoriamente la zona de operación, limitándola a puntos de trabajo excesivamente costosos con configuraciones topológicas económicamente poco óptimas.

Los criterios de seguridad vigilarán el comportamiento de los parámetros básicos del sistema eléctrico, es decir los relacionados con las máquinas sincrónicas, los transformadores y las líneas de transmisión.

Los criterios básicos se clasifican como sigue:

- a. Supervisión de los valores de las tensiones nodales, de forma que éstas se encuentran dentro de sus límites máximos y mínimos permitidos. El límite máximo depende del nivel de aislamiento de los equipos, mientras el límite mínimo es un indicativo de la calidad de servicio.

$$E_{imin} < E_i < E_{imax}$$

- b. Supervisión de los flujos de potencias activas y reactivas por líneas de transmisión y equipos conectados en serie para evitar sobrecargas y por ende violación de los límites técnicos de trabajo de los conductores eléctricos y equipos asociados.
- c. Supervisión de la carga máxima de trabajo a que pueden someterse los transformadores de regulación.
- d. Control de los niveles de cortocircuito que pueden presentarse en el sistema de un determinado punto de operación para aquellas contingencias clasificadas como las más peligrosas.
- e. Control de margen de reserva de estabilidad estática y transitoria del sistema. El límite de la región de estabilidad indica la frontera a partir de la cual todas o algunas de las máquinas generadoras no entregarán una potencia constante en el tiempo a la red y la frecuencia del sistema se torna oscilante.
- f. Supervisión de la carga de los generadores y condensadores sincrónicos para que no excedan sus límites de potencia reactiva y poder así mantener determinados niveles de tensión.

### 9.4.3 Metodología de trabajo del análisis de seguridad

Dado el hecho de que los elementos que constituyen el sistema de potencia están acoplados electromagnéticamente y que el cambio introducido en uno cualquiera de los parámetros que rigen el comportamiento de sus componentes se transmite y propaga inmediatamente alterando los parámetros de las componentes restantes, (siendo mayor su efecto sobre los que están eléctricamente más próximos al lugar de cambio), entonces se hace necesario analizar la seguridad del sistema como un todo para aquellos tipos de cambios o de las fallas que directamente desencadenan procesos electromagnéticos en el sistema.

Durante la fase de ejecución de la operación en tiempo real, prácticamente es imposible ejecutar estudios de seguridad en todo su alcance debido a las limitadísimas habilidades de los medios de computación que no pueden estudiar en un tiempo muy corto las muchas contingencias posibles de aparecer en el sistema. Por esta razón, se sugiere que los estudios de seguridad detallados se deben realizar dentro de la etapa de planeamiento de la operación a corto plazo.

El análisis de seguridad en *tiempo real* se limita a estudiar el comportamiento estático de la red para diferentes tipos de contingencias con la ayuda de la función *reparto de carga*. En efecto, una vez conocido el estado preciso de la red, determinado con la ayuda del sistema de supervisión en tiempo real, como se explica en la sección 9.5, se procede a averiguar si el punto de operación donde se encuentra el sistema es seguro o no, para que en este último caso se tomen las medidas de rigor. Si se comprueba que el sistema se encuentra en un punto de operación normal y que no se presenta emergencia alguna, pueden simularse a continuación con la función reparto de carga una serie de *contingencias* seleccionadas convenientemente para determinar el grado de fortaleza o seguridad del estado de operación.

Existe también la posibilidad de que partiendo de este estado de operación conocido y con la ayuda de la función *predicción de carga* se determine la demanda que se presentará en cada uno de los nodos de carga un tiempo  $t$  posterior. Para el nuevo punto de operación que se presentará se pueden ejecutar previo a la operación los análisis de seguridad respectivos. La Figura 9.13 ilustra el empleo de la función reparto de carga para este tipo de análisis en tiempo real o en tiempo diferido o *casi real*.

### 9.4.4 Función: selección y clasificación de contingencias

Ya se anotó que las fuentes de fallas o contingencias son numerosas y que no todas las posibles contingencias presentan un grado de severidad que ponga en peligro el buen funcionamiento parcial o total del sistema.

El análisis de todas las posibles contingencias demanda un enorme tiempo de computación y es obvio que no es fácil ni necesario determinar la reacción del sistema para todas contingencia y que además muchas de estas no presentan gravedad alguna para la red. Tampoco es necesario estudiar la reacción del sistema ante todas las combinaciones de contingencias cuya probabilidad de suceso sea mínima o reducida. En consecuencia, deberán definirse primero las modalidades de las contingencias para las cuales se debe analizar el sistema, teniendo en cuenta el grado de probabilidad con que ellas puedan aparecer.

Ahora bien, dentro de esas fallas individuales o combinaciones de fallas que se aceptan como probables de ocurrir y que pueden poner en peligro la integridad del sistema, unas serán más severas que otras y los efectos que pueden causar dependen del estado de carga de los generadores, de los transformadores, de los flujos de potencia por las líneas, de la forma como está conectada la red, etc.

Por esta circunstancia, se ha hecho necesario desarrollar una metodología para poder clasificar, en un intervalo de tiempo reducido, para *cada estado de operación* del sistema y en orden de gravedad, de mayor a menor, las contingencias que pueden perturbar su normal funcionamiento. Esta metodología se conoce con el nombre de clasificación de contingencias. Para las contingencias listadas y empezando por la más severa, se harán los correspondientes estudios de seguridad y de los resultados se identificarán las fallas para las cuales se violan límites de operación.

### 9.4.5 Cubrimiento y alcance del análisis de seguridad

El análisis de seguridad de sistema cubre básicamente las siguientes áreas:

- Area 1: Análisis de seguridad para determinar el efecto de modificaciones ligeras del estado de carga, del estado de generación, de los valores de uno o de varios de los parámetros o de la estructura topológica del sistema.
- Area 2: Análisis de seguridad para determinar el efecto de modificaciones bruscas del estado de carga, del estado de generación o de la estructura topológica de la red.
- Area 3: Análisis de seguridad para aplicar medidas correctivas a posibles estados de emergencia.

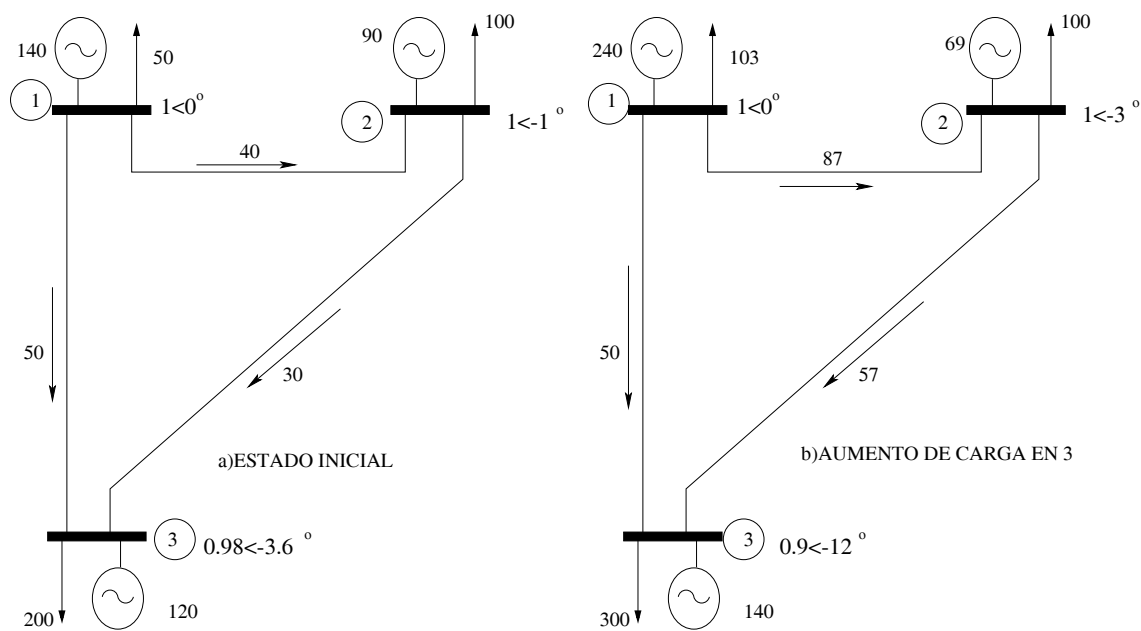


Figura 9.12: Algunas formas de trabajo de un sistema eléctrico

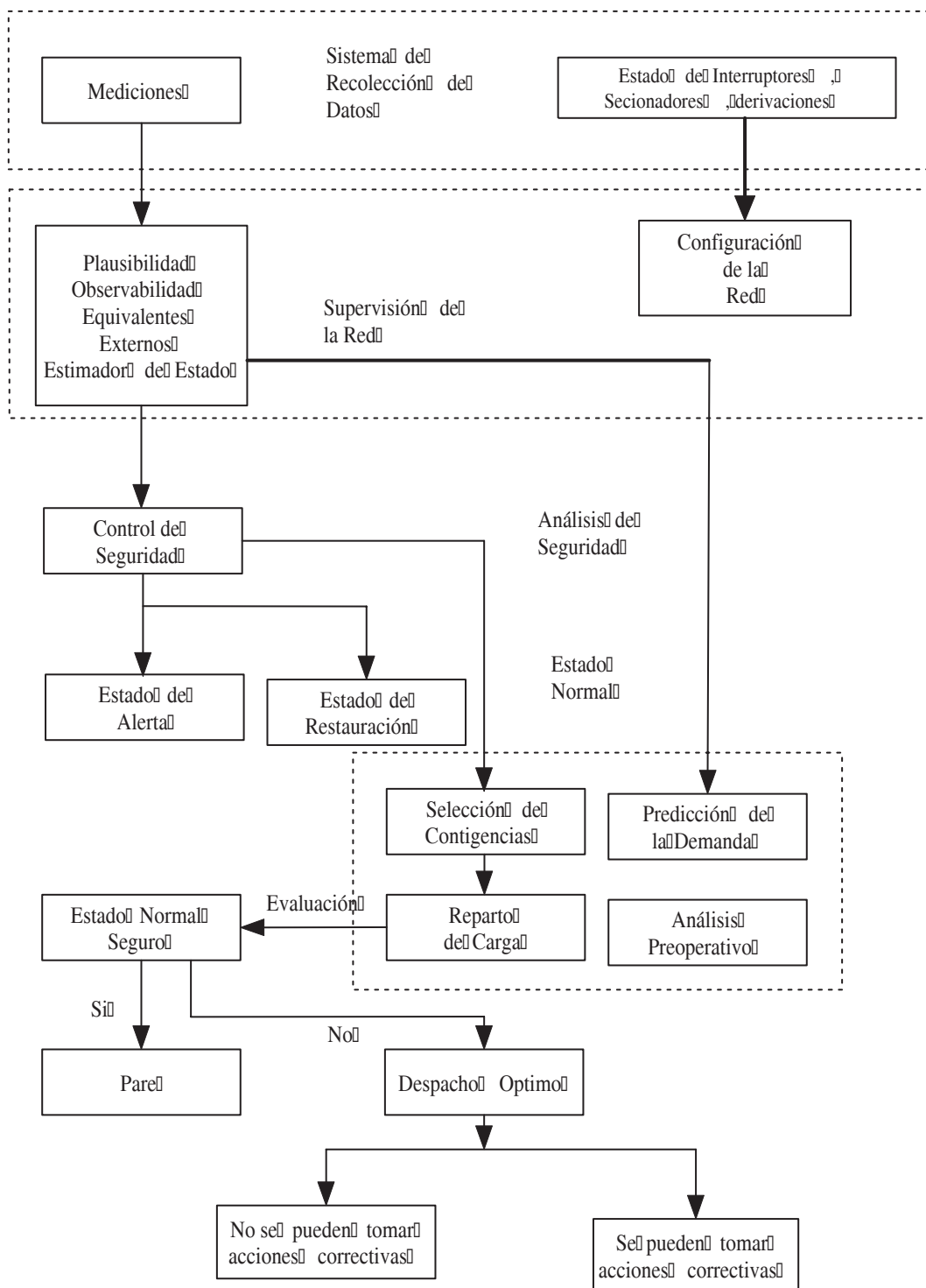


Figura 9.13: Tareas básicas en el análisis de seguridad

## Funciones empleadas en el análisis de seguridad para modificaciones ligeras del estado de operación

Los valores de los parámetros obtenidos para los diferentes estados de carga, de generación y diferentes configuraciones topológicas indican el grado de sensibilidad de la configuración inicial del sistema a los cambios programados o no programados.

Al comparar dichos valores obtenidos para los parámetros con los límites establecidos se pueden detectar las violaciones incurridas o los márgenes de trabajo aún permisibles. Igualmente puede hallarse el efecto de la variación de un sólo parámetro sobre los restantes del sistema y la velocidad a que dicha variación puede llevar a la violación de límites fijados. La figura 9.12 muestra las variaciones en los parámetros resultantes del sistema para cada uno de los eventos simulados. En ella se han indicado, por simplicidad, únicamente los flujos de potencia activa y se han despreciado en su cálculo los valores resistivos de las líneas.

Para analizar la seguridad de un sistema eléctrico cuando se presentan variaciones en el estado de carga o generación o cuando ocurran cambios topológicos ocasionados por conexiones o desconexiones de las líneas, transformadores, cargas o generadores, se emplean fundamentalmente dos procedimientos.

### Función: reparto de carga

Esta función tiene por objeto principal determinar para la topología analizada, mediante la solución de un conjunto de ecuaciones no lineales formulado apropiadamente para el caso, todos los parámetros que caracterizan el estado estacionario simétrico del sistema sometido a una condición de carga específica y conocida para cada nodo.

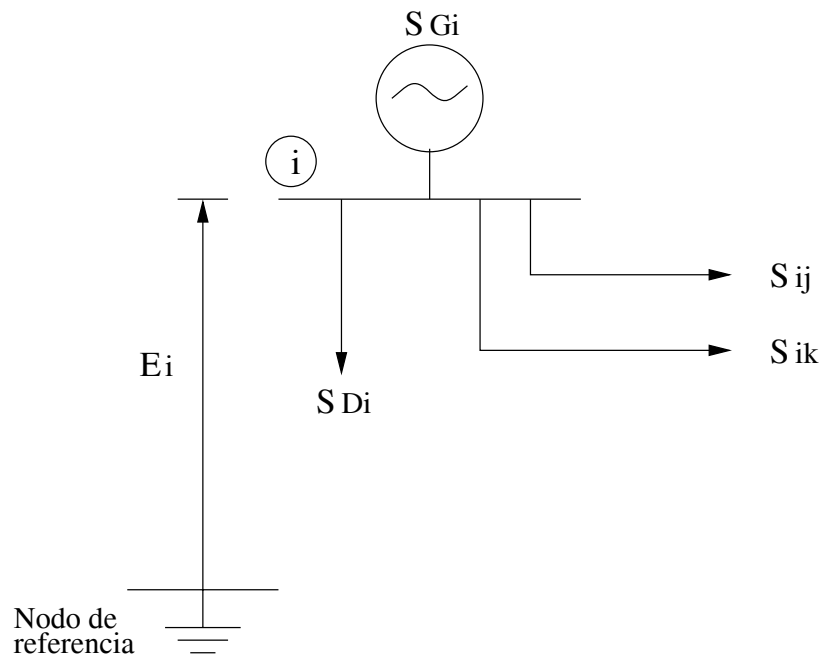


Figura 9.14: Variables utilizadas en el reparto de carga

Los parámetros desconocidos pueden ser las potencias activas y/o reactivas generadas por algunas máquinas, las posiciones de las derivaciones de los transformadores y las tensiones de algunos nodos. Una vez calculados estos parámetros se pueden encontrar fácilmente con la ayuda de elementales leyes de Ohm y Kirchhoff los flujos de potencias al principio y al final de cada línea de transmisión y las pérdidas totales para esa condición de carga. Por esta razón, la literatura especializada ha designado esta función con el nombre genérico de *flujo de carga*, traducción directa de su popular denominación en inglés Load Flow.

### Función: Análisis de sensibilidad

Con esta función se determina mediante el empleo de factores de distribución, las variables que sufrirán los parámetros básicos del sistema como son por ejemplo los valores de las tensiones nodales, los flujos de potencias en las líneas, etc. cuando se presentan cambios ligeros en la demanda, en la generación, salidas de líneas, o transformadores o cambio de las posiciones de las derivaciones de los transformadores desfases o cambios en el nivel de tensión de los nodos a los cuales se han conectado condensadores de compensación o generadores sincrónicos.

Los factores de distribución reflejan porcentual o ponderadamente el efecto que produce la variación de cualquier parámetro sobre los restantes de la red. Así por ejemplo, se pueden calcular fácilmente los flujos que se presentarían en las líneas para diferentes niveles de generación sin necesidad de resolver las ecuaciones no lineales que rigen las relaciones del flujo de carga.

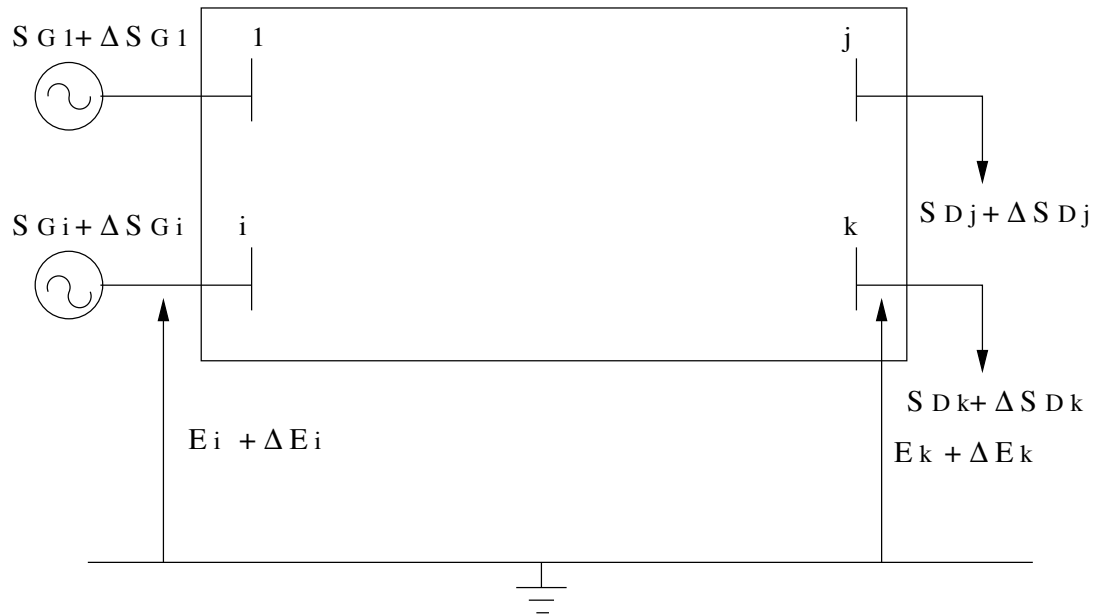


Figura 9.15: Variaciones que se presentan al producirse un incremento de una variable

### Funciones empleadas en el análisis de seguridad para modificaciones bruscas

El sistema, operando en condiciones normales, reales o planeadas, puede ser alterado *bruscamente* en su comportamiento por fallas asimétricas o simétricas, las cuales modifican en forma



parcial o total las relaciones de flujos de potencia y los niveles de tensiones. De las fallas posibles de aparecer, las más frecuentes están representadas fundamentalmente por cortocircuitos monofásicos, bifásicos, o trifásicos con o sin impedancias a tierra produciendo efectos térmicos sobre las líneas por las altas corrientes desarrolladas. Este tipo de fallas pueden poner en peligro la vida de los equipos, en caso de que oportunamente no se hayan hecho los cálculos y tomado las medidas de seguridad correspondientes.

Para conocer el alcance y los efectos de los diferentes tipos de fallas y sus combinaciones aceptadas como probables de aparecer dentro de la selección de contingencias, se ha desarrollado funciones específicas cuyos objetivos se definen a continuación.

### Función: análisis de cortocircuito

Permite el cálculo de los parámetros (corrientes, tensiones, potencias) que se darán en el sistema cuando, por efectos de cortocircuitos simples o combinaciones de éstos, se cambia repentinamente el equilibrio simétrico electromagnético que caracteriza un determinado punto de trabajo estacionario del sistema.

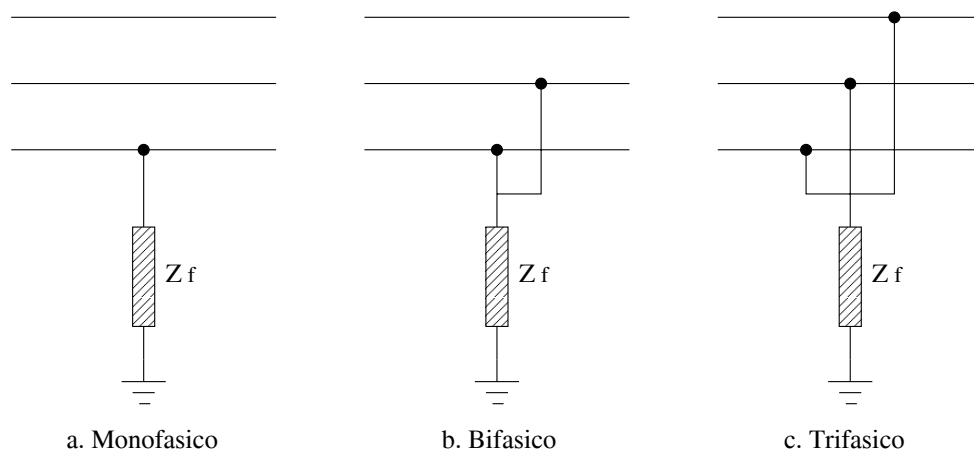


Figura 9.16: Diferentes tipos de fallas

Los estudios de cortocircuito se ejecutan normalmente fuera de línea simulando condiciones probables que puedan presentar el sistema.

### Función: análisis de estabilidad

El efecto de las fallas por cortocircuitos o por conexión o desconexión de generadores o cargas que concentran gran parte de la potencia total del sistema, además de causar cambios repentinos topológicos a la red con las subsiguientes consecuencias sobre su integridad física, rompen el equilibrio electromagnético estático del sistema desencadenando una serie de efectos subtransitorios y transitorios en las máquinas sincrónicas de mayor o menor intensidad, dependiendo de la distancia eléctrica a que se encuentra cada generador del lugar de falla.

Cuando el sistema opera normalmente, los flujos electromagnéticos de las partes estáticas y rotativas de cada máquina síncrona conectada a la red se combinan vectorialmente deter-

minando un flujo resultante y un voltaje terminal en sus bornes. Las máquinas trabajarán en lo posible en su velocidad nominal definiendo todas y cada una de ellas la frecuencia de la red. Se dice entonces que los generadores trabajan sincrónicamente en paralelo. El rompimiento de ese equilibrio electromagnético en uno o varios de los generadores por efecto de cualquier falla, puede alterar el trabajo *sincrónico* paralelo de las máquinas, hasta el punto de que algunas de ellas no podrían recuperar su velocidad nominal y de que la potencia entregada no sería más constante. La red trabajando en esas condiciones, se dice: acusa problemas de *estabilidad*.

El análisis de estabilidad deberá determinar la trayectoria que seguirá el sistema total en general o la trayectoria de cada máquina sincrónica en particular cuando se presentan, en la configuración de la red, cambios topológicos de algún significado como consecuencia de fallas.

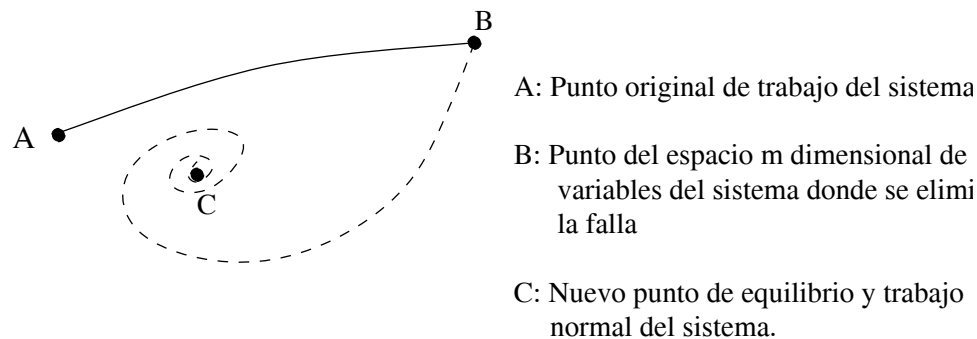


Figura 9.17: Trayectoria posible de un sistema

La determinación de la trayectoria del sistema total permite hallar su ubicación en el tiempo, en cualquier momento después de presentarse la falla y definir si para ese tiempo, ella se encuentra dentro de la región que garantiza que el sistema aún conserva su estabilidad y que todas las unidades generadoras volverán a una marcha en paralelo en caso de que la falla se elimine en ese momento.

La determinación de las trayectorias de cada una de las máquinas sincrónicas del sistema se obtiene calculando en el tiempo el movimiento del ángulo del rotor.

Cuando las trayectorias de los ángulos indican la tendencia a recobrar su posición en marcha constante paralela, el sistema se considera estable. En caso contrario, se juzgará que todo el sistema ha perdido su estabilidad o que una parte de él la pierde respecto a otra, como sucede cuando grupos de máquinas que al cabo de cierto tiempo encuentran un correr paralelo, se distancian de otro grupo que posiblemente sigue otra trayectoria.

El cálculo de la estabilidad transitoria para análisis de seguridad en tiempo real o en líneas haría calculando la trayectoria total del sistema, mientras que en planeamiento operativo bien puede emplearse uno cualquiera de los dos procedimientos, dependiendo de si se está interesado en conocer sólo la respuesta o si el sistema es estable o no, o si además se desea conocer cómo es el comportamiento particular de cada máquina.

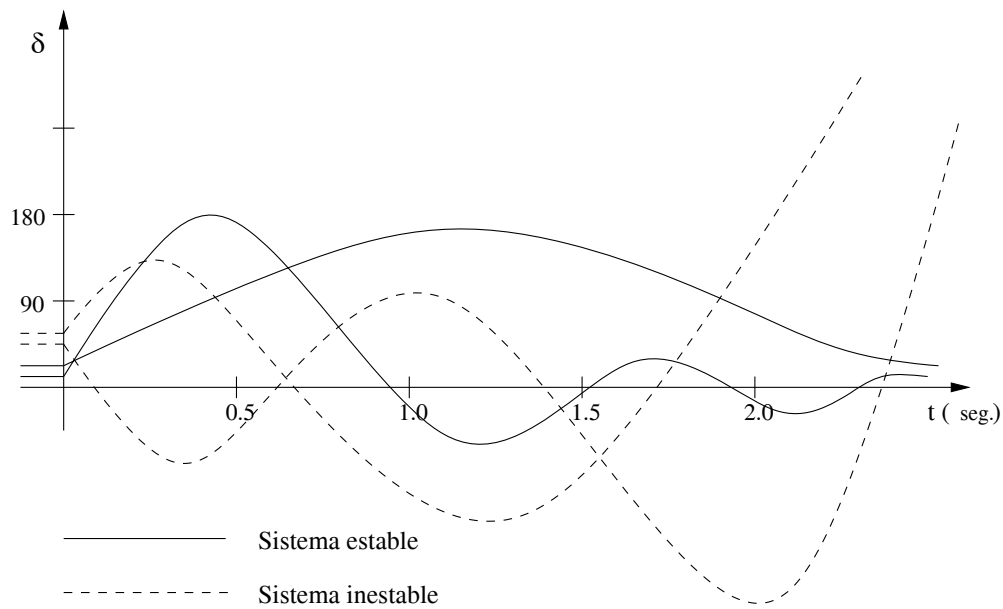


Figura 9.18: Ángulos de las máquinas en función del tiempo

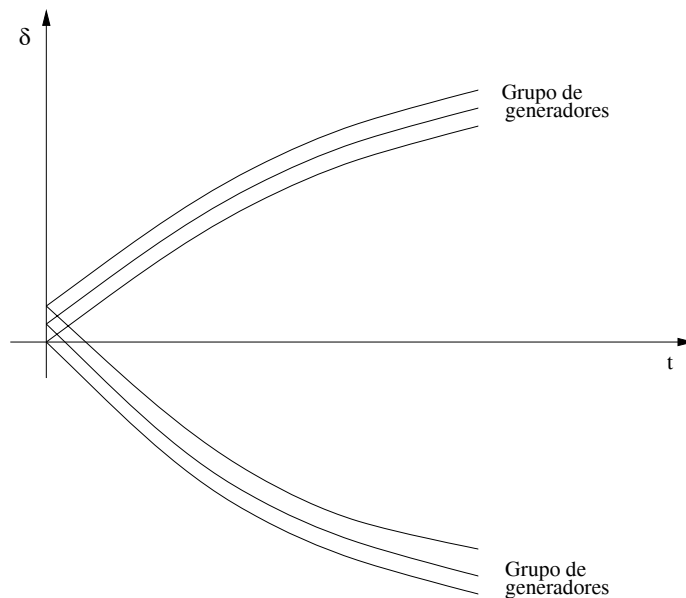


Figura 9.19: Trayectoria angular posible de grupos de generadores

**Funciones empleadas en el análisis de seguridad para la eliminación de posibles estados de emergencia**

**Función: reparto de carga óptimo**

A las contingencias que causan violación de los límites de los parámetros, se deberá determinar la mejor combinación de las modificaciones que deben realizarse para que los parámetros

con límites excedidos recuperen valores tolerables de trabajo.

El estado modificado buscado, se encuentra optimizando los parámetros de trabajo más importantes, es decir minimizando los costos de operación, minimizando las pérdidas de potencia en la red eléctrica y conservando los criterios de seguridad del sistema.

Las variables de control integradas básicamente por:

- Generación de potencia activa y reactiva
- Posiciones de las derivaciones de los transformadores
- Tensiones nodales controlables
- Intercambios de potencias activas y reactivas
- Angulos de los transformadores desfasadores y sus flujos de potencias activas permitidas.

se combinarán con una metodología especial conocida con el nombre de reparto de carga óptimo, o reparto de carga con límite de seguridad, obteniéndose como resultado valores para las variables de control, necesariamente dentro de los límites previamente establecidos que garanticen la eliminación de violaciones de parámetros.

Los rangos de variación de las variables de control se definirán apropiadamente teniendo en cuenta que un aumento en sus límites superior o inferior, equivale a un debilitamiento del grado de seguridad, mientras que una reducción de esos límites significa hacer mas severo el concepto de seguridad en el sistema.

Cuando se trabaja el sistema en tiempo real, este programa de reparto de carga con límite de seguridad se correrá cada vez que las funciones de supervisión estimen el estado del sistema y encuentren violaciones en los límites de algunos parámetros. Cuando se planifica la operación futura del sistema y se simulan contingencias se obtendrán de él los límites superiores de generación en las máquinas que garantizarán la eliminación de sobrecargas en las líneas.

### **Función: uso óptimo de la potencia reactiva**

Como ya fue expuesto en los párrafos anteriores, la operación normal del sistema de potencia se caracteriza por:

- Una apropiada distribución de los flujos de potencia activa
- Niveles de tensión adecuados, todos ellos dentro de los límites de seguridad establecidos
- Una acertada utilización y distribución de los recursos de potencia reactiva disponibles.

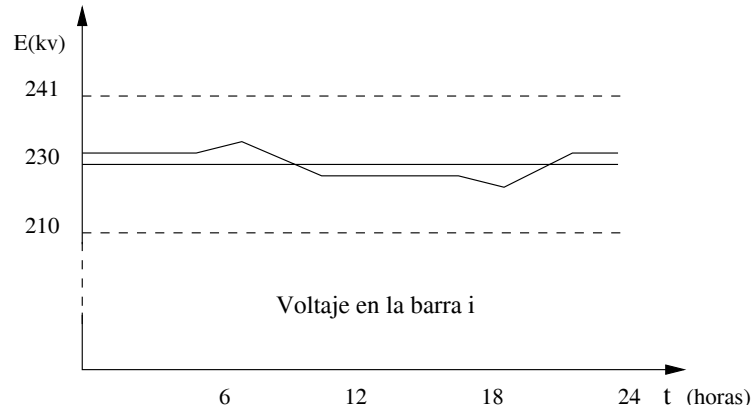


Figura 9.20: Perfiles de tensión

Los flujos de potencias activas por las líneas están determinados fundamentalmente por estrategias para la reducción de los costos de generación de potencia activa a un mínimo posible y la utilización del sistema de transmisión a su más completa capacidad, mientras que los flujos de potencia reactiva están determinados parcialmente por:

- Las disponibilidades de este tipo de potencia tanto de parte de las unidades generadoras como de parte de los elementos (condensadores sincrónicos o estáticos, reactancias, etc.) de compensación de potencia reactiva conectados en paralelo a la red, y/o en las líneas de transmisión, de acuerdo a su longitud y características.
- Por la ubicación de las fuentes auxiliares de potencia reactiva, etc.
- El perfil de magnitudes de tensión que se desea en el sistema.

Teniendo en cuenta este último punto, el manejo y distribución de los márgenes de potencia reactiva es crítico fundamentalmente durante las horas de carga pico del sistema. La tarea del uso óptimo de la potencia reactiva se limita prácticamente a distribuir en la mejor forma posible los márgenes de potencia reactiva entre los generadores y equipos de compensación disponibles. El proceso de optimización del uso de potencia reactiva se inicia una vez se ha determinado el punto óptimo económico mediante la función de *despacho óptimo*. Sin embargo, los flujos finales resultantes de potencias activas y reactivas serán definidos para garantizar la operación segura del sistema por encima de cualquier óptimo económico.

La variación del estado de carga o de la configuración topológica del sistema conlleva a cambios en los valores de parámetros que caracterizan un estado normal de operación, a valores que pueden estar por encima o por debajo de límites establecidos, definiendo para el sistema el llamado estado de emergencia.

Las sobrecargas de potencia activa en las líneas que puedan presentarse por efecto de estos cambios se alivian modificando las generaciones correspondientes de las unidades, modificando los valores de los ángulos de las tensiones terminales de transformadores especiales previstos para esta tarea o en caso de necesidad, desconectando ciertos tipos de cargas, seleccionadas de acuerdo a criterios que reflejan el grado de importancia de las cargas dentro de la red. A este proceso se le denomina *deslastre de carga*. La reasignación de generación o las modificaciones de

los ángulos de los transformadores reguladores, desplazarán el punto de operación económico del sistema a otros que incrementará seguramente los costos de operación. Por esta razón y con el fin de evitar incrementos desproporcionados en dichos costos, deberán combinarse en la mejor forma posible estos dos tipos de variables de control.

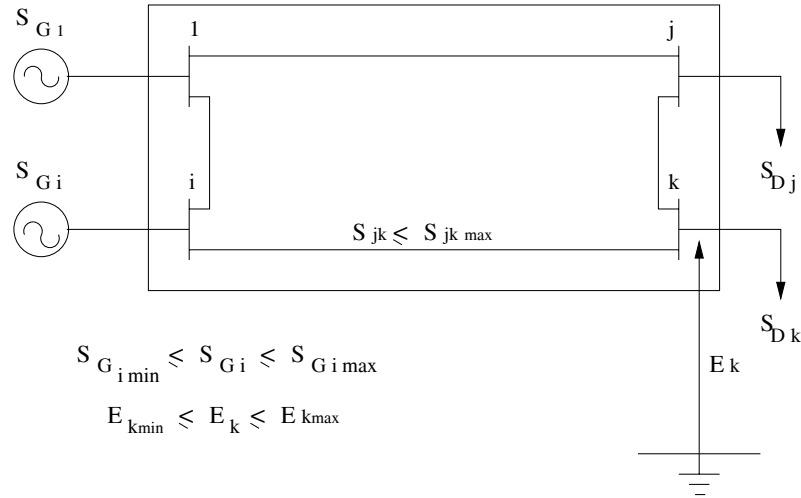


Figura 9.21: Variación de la generación

Para eliminar preventiva o correctivamente las violaciones de los límites superiores o inferiores de las tensiones nodales y/o las violaciones a los límites en las potencias reactivas generadas, se deben ajustar o redistribuir los flujos de las potencias reactivas, los cuales se logran variando apropiadamente las así llamadas variables de control de reactivos, como son:

- Tensiones terminales en los bornes de los generadores o su parámetro de correlación directa: el campo de excitación del generador.
- Las posiciones de las derivaciones de los transformadores reguladores.
- Fuentes de potencia reactiva externas y distintas a las generadas, las cuales pueden conectarse o desconectarse a discreción y según las necesidades específicas.

El ajuste de las variables de control de reactivos pueden hacerse indiscriminadamente. Sin embargo, unas son de más fácil manejo que otras; por ejemplo en una subestación de paso o carga específica, un cambio en la posición de la derivación del transformador, es más fácil de realizar que un cambio en la tensión de excitación de una unidad generadora o en el voltaje terminal correspondiente, mientras que en una central es más conveniente modificar la tensión de excitación.

El ajuste de las variables debe hacerse, en lo posible, con cambios muy discretos y suaves, de forma tal que al cambiar los valores de las tensiones nodales y los flujos de potencia reactiva por las líneas, utilizando óptimamente los recursos de potencia reactiva disponible, se logre para ese nuevo estado de carga y generación una minimización de las pérdidas de potencia activa. Este proceso es conocido como *optimización de potencia reactiva y reasignación de tensiones*.

Partiendo de la base que ya se han determinado las generaciones de potencia activa de las diferentes unidades que minimizan los costos de operación, la optimización de potencia reactiva y reasignación de tensiones dará los siguientes resultados:

- Valores dentro de los límites de trabajo permitido para los nodos de carga.
- Flujos óptimos de potencia reactiva que eliminan peligros de sobrecarga en las líneas, incluyendo las salidas de la potencia reactiva de los generadores dentro de límites y capacidades predefinidos.
- Posiciones óptimas de las derivaciones de los transformadores.
- Localización de las fuentes de potencia reactiva externa que necesariamente deben conectarse para compensar el sistema.
- Valores de las tensiones de los generadores y en consecuencia los valores de excitación de las máquinas.
- Posibilidades de intercambios de energía entre áreas o subsistemas eléctricos.

La necesidad de una disponibilidad de potencia reactiva en el sistema en cierto momento está dada por los siguientes aspectos:

- Las violaciones o limitaciones de potencia reactiva exigen una acción correctiva inmediata, ya que una operación del sistema más allá de los límites de potencia reactiva permitidos, puede obligar a un colapso del sistema o a su rompimiento en varias *islas*.

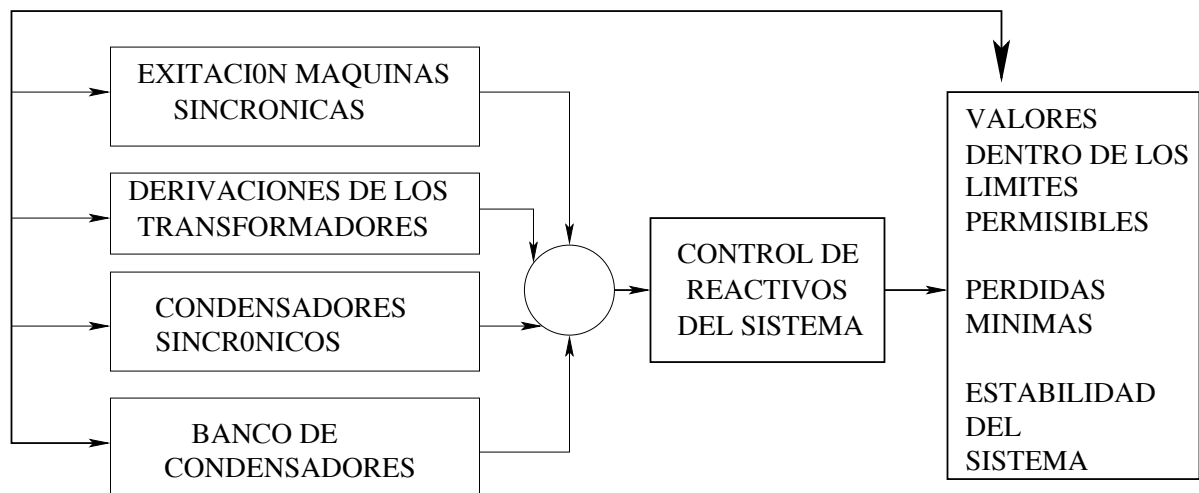


Figura 9.22: Medios de control de reactivos

- El dominio de estados de emergencia del sistema y la recuperación del estado normal seguro de trabajo del sistema, sólo pueden garantizarse si existe una reserva suficiente de potencia reactiva. Para el manejo apropiado del sistema no sólo deben conocerse con precisión los equipos de compensación de potencia reactiva que deben conectarse o desconectarse de la red, sino también las cantidades de potencias a compensar con el control correctivo que debe ejecutarse cuando se presente una contingencia.
- Si se conoce en cada punto de operación la reserva de potencia reactiva existente no usada y disponible por cada nodo de cada área eléctrica, se puede definir con exactitud la cantidad de potencia de este tipo que se puede cargar según los niveles de tensión en diferentes puntos del sistema en cualquier momento del tiempo.
- Los elementos o dispositivos de compensación de potencia reactiva pueden ser de muy variada capacidad y con características de respuesta algo diferentes.

Finalmente se debe resaltar que el análisis de seguridad determina el planteamiento táctico y estratégico para el trabajo confiable del sistema de potencia y constituye una de las herramientas fundamentales puestas a disposición del analista u operador para prever y evitar formas de trabajo inapropiadas de la red eléctrica.

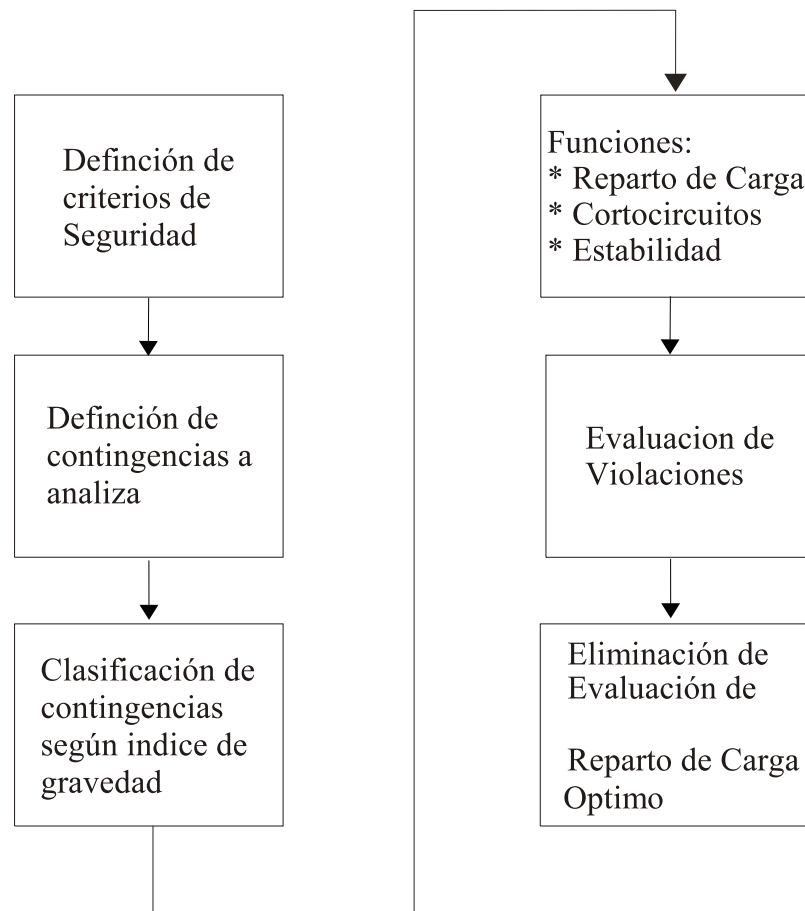


Figura 9.23: Pasos básicos en la evaluación de la seguridad del sistema



## 9.5 Supervisión de la operación del sistema de potencia

En la medida que se incrementa el número de elementos en un sistema de energía eléctrica, su operación es más compleja y se hace necesario contar con equipamientos para el control y la supervisión. La función de la supervisión en un sistema de energía eléctrica se explica a seguir.

### 9.5.1 Origen de la necesidad de supervisión de la operación

Para poder satisfacer criterios de operación previamente definidos, el operador de un sistema de potencia y el sistema de C.C.T.R., necesitan tener la certeza de que la información puesta a su disposición es veráz y confiable, ya que con ella podrá:

- Conocer el estado actual del sistema
- Cuestionar al sistema sobre su capacidad para resistir pequeños o grandes cambios en su topología o en su estado de generación y/o carga.
- Determinar las condiciones actuales o de postfalla del sistema que le permitan tomar oportunamente acciones correctivas en caso necesario, para garantizar la seguridad de la operación.

La información puesta a disposición del operador y que caracteriza el estado momentáneo del sistema de potencia, contiene fundamentalmente los siguientes datos:

1. Indicaciones sobre el estado de conexión de los interruptores de potencia y seccionadores (abiertos o cerrados).
2. Estructura de la configuración de la red con sus correspondientes parámetros.
3. Valores medidos de las magnitudes de las tensiones nodales.
4. Valores medidos de potencias activas y reactivas generadas o netas inyectadas y transmitidas a través de cada línea.
5. Valor medido de la frecuencia
6. Posiciones de las derivaciones de los transformadores

Esta información es adquirida a través de equipos de medición, relés de interposición, transductores, etc. y luego teletransmitida al centro de procesamiento.

Debido a causas naturales de desgaste físico de los equipos, a la presencia en el sistema de medidores alambrados incorrectamente durante su montaje y puesta en servicio o durante

revisiones de mantenimiento, a la descalibración natural o involuntaria de los equipos, a la clase de precisión de los medidores, a fallas en los instrumentos o en el sistema de telecomunicación y/o transmisión de datos, a la medición no simultánea de todos los parámetros del sistema, a imperfecciones del modelo empleado, etc., las informaciones llegadas al centro de procesamiento y/o al operador, pueden acusar errores graves sobre el estado de conectividad de la red y sobre los valores de los parámetros medidos, conteniendo datos ilógicos, contradictorios, o en el mejor de los casos pueden estar incluyendo errores menos graves los cuales pueden falsear cálculos posteriores.

Debido a la existencia de errores graves o leves incluidos en las informaciones puestas a disposición del operador y que no son fácilmente detectables, se hace necesario tener un conjunto de herramientas que posean suficiente velocidad y la precisión necesaria para lograr una evaluación exacta en tiempo real del estado de la red y que permitan la detección, localización e identificación de errores posibles presentes en las indicaciones sobre el estado de conexión de interruptores, seccionadores, posiciones de las derivaciones de los transformadores y/o en las mediciones de potencia, tensiones, etc.

La información completamente depurada representa entonces una copia consistente del estado eléctrico del sistema, donde los valores corregidos de las indicaciones concuerdan con la conectividad real de los elementos y los valores corregidos de las mediciones son iguales y corresponden a los valores reales de los parámetros verdaderos del sistema.

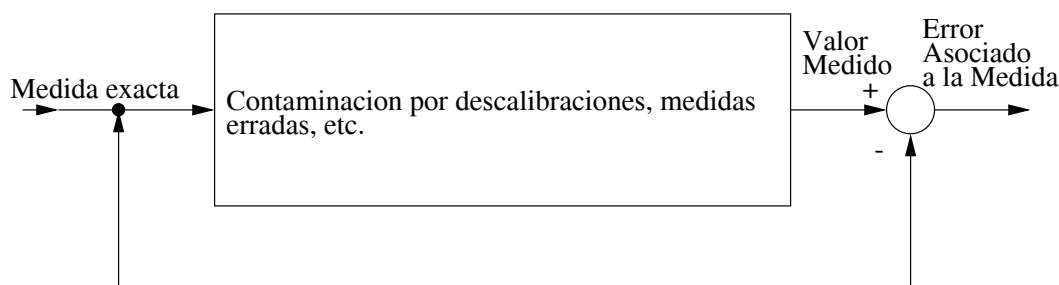


Figura 9.24: Representación de una medición

## 9.5.2 Funciones empleadas en supervisión de sistemas eléctricos

La obtención de la *radiografía sin errores* del sistema, es el resultado de un proceso que cubre diferentes etapas como son:

- Conocimiento exacto de la conectividad de la red, indicando con precisión los equipos que constituyen la topología de trabajo del sistema.
- Recolección de información sobre indicaciones y mediciones que caracterizan el estado o punto de trabajo de la red. Cualquier cambio en el estado de trabajo de los equipos, bien sea por apertura o cierre de un interruptor o seccionador o el cambio en la posición de las derivaciones de los transformadores reguladores, modifica la topología de la red. Ese cambio debe ser registrado, indicado y comunicado al operador o al sistema de manejo.

- c) Detección de graves errores o inexactitudes protuberantes en las informaciones obtenidas en los puntos a) y b).
- d) Constatación de que todos los sectores que conforman la red disponen de suficiente grado de medición local y de su oportuna y exacta transmisión al centro de recolección de datos para su verificación.
- e) Para sectores donde no existe suficiente medición física, o aún habiéndola, pero siendo imposible su transmisión, debe *calcularse* el efecto de esta parte no observable de la red sobre aquella parte que sí dispone de suficiente y segura medición.
- f) Estimación del estado real de operación del sistema y eliminación de todos los errores que afectan las mediciones e indicaciones aparentemente correctas que llegan de la parte observable de la red.

Para la realización de las anteriores tareas se han desarrollado algunas herramientas o *funciones*, las cuales han surgido directamente de las necesidades lógicas que se presentan al ejecutar la operación de un sistema eléctrico. Estas funciones son:

### **Función: configurador de la red**

El estado de la red se puede determinar:

- Matemáticamente, aplicando las leyes fundamentales de Kirchhoff a los nodos del sistema, partiendo de que se conocen los parámetros de impedancia de las líneas, los consumos de potencia por parte de los usuarios y la tensión de un nodo tomada como referencia y de que es posible formular un número de ecuaciones con igual número de incógnitas que representan los parámetros que se quieren determinar.
- Prácticamente, realizando *mediciones directas* de los parámetros de potencia y/o tensión en puntos específicos de la red, con el riesgo de que dichas mediciones pueden acusar imprecisiones o errores de diferente magnitud.

Inmediatamente se puede pensar en las ventajas que representaría o conllevaría la combinación de las dos posibilidades anteriores, al tomar como base alguna o algunas mediciones y a partir de ellas aplicar las ecuaciones de Kirchhoff para determinar matemáticamente otros parámetros de la red y confrontar los resultados obtenidos con aquellos medidos, ya que cada valor medido será igual al valor calculado más un error, si es que éste existe. En esta forma se podría estimar el estado de la red calculando inclusive parámetros que no son medidos como lo son los ángulos de las tensiones nodales y se podrían detectar posibles fuentes de error, proceder a la corrección de las medidas erradas o de las indicaciones de conexión falsas. Igualmente puede ser observado cuál es el efecto de una mala medida sobre los parámetros vecinos y si su influencia se propaga más allá de su vecindad física, lo cual posiblemente no ocurre.

Sin embargo, para la realización de estos cálculos en un sistema operando en tiempo real, se requiere conocer con exactitud cuál es el estado de conexión instantáneo de la red y cuáles son los puntos de medición disponibles.

El estado de conexión se determina atendiendo dos características especiales:

- a. Que existen datos provenientes de una configuración básica del sistema integrada por equipos ubicados localmente en diferentes lugares geográficos del país, definiendo subestaciones y líneas. Los datos o informaciones allí originados dicen sobre la localización física de los interruptores, seccionadores y transformadores en cada subestación, la localización de las líneas de transmisión o distribución.
- b. Que existen datos asociados con una topología variable, indicativa del estado de conexión de los elementos que conforman la estructura básica del sistema.

Entonces, una primera tarea para el operador o el C.C.T.R., consiste en tener una descripción de la red física o mejor en saber cuál es la estructura básica de las diferentes subestaciones y líneas que integran el sistema, definiendo para cada una de ellas su correspondiente diagrama unifilar pero sin fijar el estado de conexión (abierto o cerrado) de los interruptores y seccionadores.

Con base en esta información elaborada en un proceso fuera de línea anterior y en las informaciones recibidas sobre el estado de conexión de los interruptores y seccionadores, se procede a determinar para el momento bajo estudio en tiempo real:

- Cuál es la conectividad en línea de cada subestación.
- Cuáles son las subestaciones que están conectadas eléctricamente entre sí, definiendo grupos particulares dentro de la red total, pero que no tienen ninguna conexión eléctrica con los elementos de otros grupos.

En esta forma se determina la conectividad de los elementos de la red física a partir del estado medido de los interruptores y seccionadores, utilizando para ello una función especial conocida con el nombre de *configurador* de la red.

### **Función: plausibilidad o lógica de conexión y medición de un sistema eléctrico**

El cambio de estado de cualquier interruptor implica una nueva topología y el configurador de la red deberá *activarse* para determinar la conectividad resultante para la red y chequear:

- La conexión de las líneas y barrajes en las subestaciones.
- Las líneas que se desenergizan o energizan.
- Las posibles separaciones entre las subestaciones que a su vez causan separaciones entre partes importantes del sistema, dando origen a las llamadas islas eléctricas.

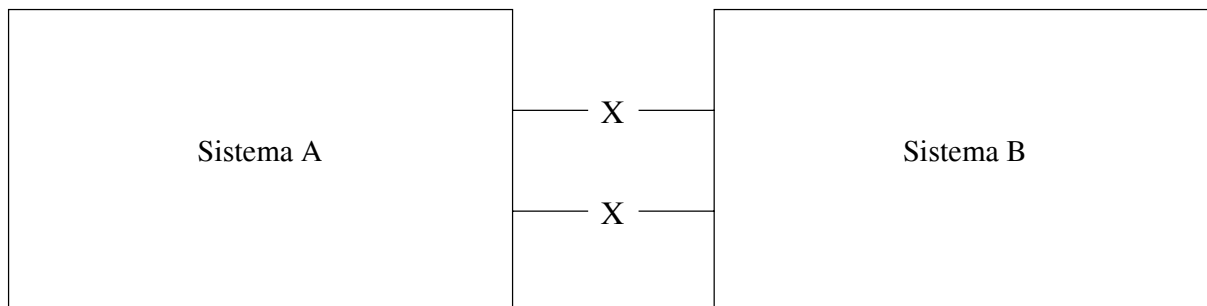


Figura 9.25: La apertura de las líneas de interconexión hace que los sistemas A y B operen aisladamente.

Una vez se ha establecido la configuración en línea de la red y el sistema de telemedida ha enviado al C.C.T.R. las mediciones captadas en las subestaciones y en los centros de generación en una operación cíclica llamada muestreo y realizada comunmente cada  $x$  segundos, se debe comprobar por algún medio elemental si existe una lógica consecuente entre la topología determinada por la red y las mediciones recibidas de ella, con el fin de detectar en una primera instancia errores graves en las indicaciones o mediciones.

En efecto, es posible que se presente una situación como la siguiente: Mientras el sistema de medición señala algún valor de potencia transferido del nodo  $i$  al nodo  $j$ , el sistema de indicación del estado de interruptores informa que precisamente el interruptor del nodo  $i$  está abierto. Evidentemente, en estas informaciones existe un error ya que, o bien la medición de potencia debiera ser cero por cuanto el interruptor está abierto y no puede haber ningún flujo de potencia, o bien la indicación sobre el estado del interruptor es equivocada y éste debiera estar cerrado.

La primera situación indicaría una falla en el sistema de medición, mientras que la segunda indicaría una determinación errónea de la topología del sistema, que de no corregirse llevará a resultados falsos no sólo en la tarea de supervisión sino en los análisis de seguridad y economía que deben realizarse una vez definida la conectividad y el estado del sistema.

En atención el grado de seguridad con que se diseñan los modernos sistemas de adquisición y transmisión de datos, fuera aceptable creer que este tipo de errores o informaciones ilógicas no debieran presentarse. Sin embargo, dado el enorme tamaño de los actuales sistemas de potencia, no es descartable que tales situaciones se presenten o puedan presentarse. Por esta razón, fue indispensable diseñar con base en las leyes de Kirchhoff aplicadas a los nodos de la red, una función que permitiera *chequear* la lógica de las *informaciones crudas* y analizar si estas informaciones presentan para las mediciones análogas y las indicaciones un marco virtual de correspondencia. Esta tarea es realizada por la función *plausibilidad* y su nombre es la consecuencia normal de la misión que cumple.

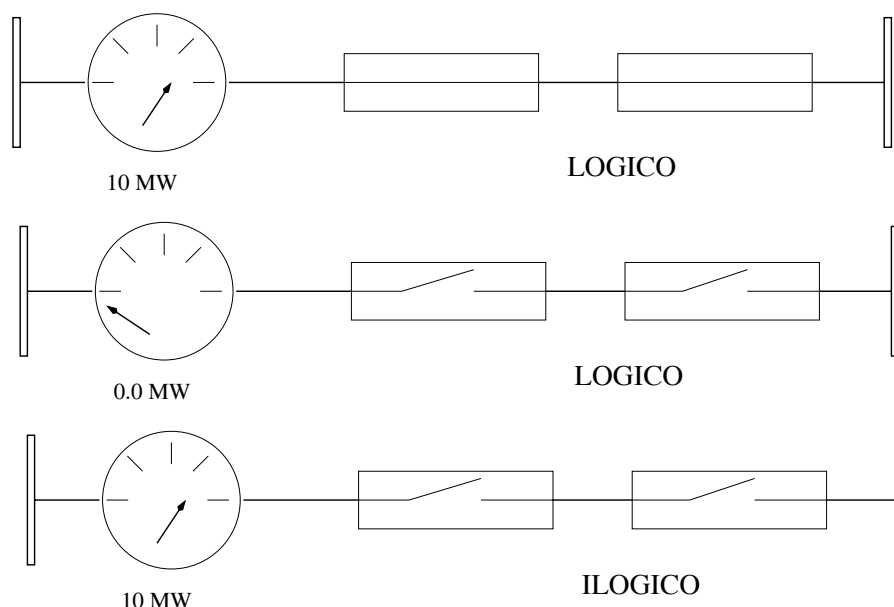


Figura 9.26: Verificación de la lógica de conexión de un elemento

## Función Observabilidad

Las mediciones de potencias activas y reactivas inyectadas o que fluyen en las líneas, de corrientes, de magnitudes de las tensiones, son otra fuente de información a disposición del operador o del C.C.T.R.

De las componentes de la tensión en los nodos sólo se mide su magnitud más no el ángulo correspondiente respecto a una referencia. Ya que otro tipo de estudios sobre la red demanda un conocimiento exacto de su estado incluyendo las dos componentes de la tensión, entonces se hace necesario determinarlas a partir de las mediciones registradas.

Si a partir de las mediciones existentes en una red se pueden determinar las tensiones de todos los nodos que la conforman, con sus magnitudes y ángulos, se dirá entonces que la red es *observable*. Si por alguna circunstancia se perdiera una medición de un sistema observable y este llegara a ser inobservable, es decir que todas las tensiones nodales no se pueden conocer, se dice entonces que dicha medida es *fundamental* y para poder calcular las magnitudes y ángulos de todos los nodos se debe recuperar esa medida fundamental sustituyéndola por otra, la cual se denomina *pseudomedida*. Las pseudomedidas son normalmente valores calculados a partir de parámetros conocidos de la red que sustituyen mediciones que no pueden ser aceptadas o conocidas, permitiendo la eliminación de sectores no observables y que separan partes de la red identificadas plenamente como observables.

En atención a que existe la necesidad de estimar completamente el estado real de la red, entonces debe existir la forma de probar que dicha tarea es factible antes de intentar acometerla, determinando tan sólo si la red, es observable o no. Por esta razón, se ha desarrollado la función *observabilidad* con cuya ayuda se puede prever todo el sistema de medición necesario para hacer la red observable, dotándola con la redundancia necesaria para garantizar que ella

seguirá siendo observable aún en el caso de anomalías o fallas en la configuración de medición o cuando algunos elementos deban ser retirados por estar entregando mala información por descalibración o mal alambrado o cuando fallan los sistemas de transmisión de datos.

### Función: equivalentes eléctricos

Muy posiblemente en un sistema eléctrico no todos sus sectores son observables, bien sea porque el sistema de transmisión de datos está temporalmente fuera de servicio o sencillamente porque el sistema de medición no se ha instalado.

Aquellos sectores inobservables y que aparentemente no son de gran importancia en la determinación del comportamiento global del sistema tienen en realidad influencia sobre él y por tanto, su efecto debe considerarse. Sin embargo es posible pensar que el efecto de una parte del sistema puede concentrarse en algún o algunos nodos, de forma que el comportamiento de la red en su conjunto no sea alterado. Para ello, entonces, deberá contarse con un medio de cálculo rápido y seguro que permita eliminar una parte de la red y relocalizar y sustituir su efecto en puntos específicos de ella. Este proceso es llevado a cabo por la función *reducción de la red* o equivalentes eléctricos.

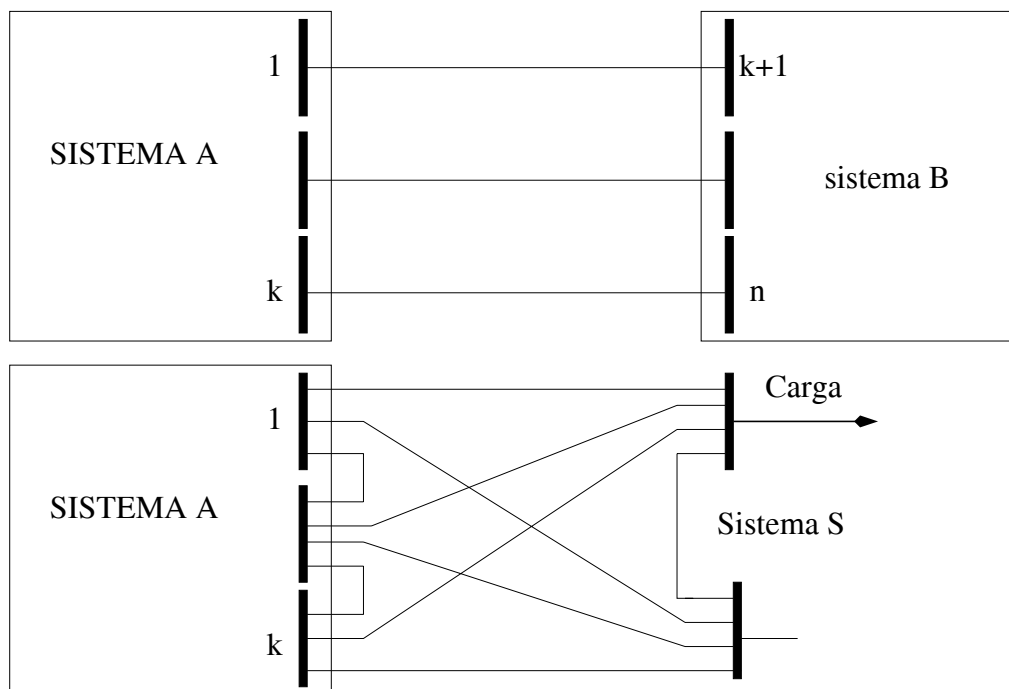


Figura 9.27: Uso de equivalentes para la reducción de la red

Los equivalentes eléctricos pueden referirse a la eliminación de nodos pasivos del sistema y/o a la reducción de partes de la red conteniendo también unidades generadoras. En el primer caso se hablará de equivalentes topológicos y en el segundo de equivalentes dinámicos.

**Nota:** El efecto del sistema B sobre el sistema A puede suponerse actuando en los nodos equivalentes  $i_e, j_e$ . Estos nodos ficticios resumen toda la carga y la generación del sistema B y son las fronteras de unión con el sistema A. Para facilitar la representación esquemática se ha supuesto concentrado todo el efecto de las cargas del sistema B en el nodo  $i_e$  y toda su generación en el nodo  $j_e$ .

### Función: estimación de estado

Una vez identificada la topología de la red y verificada su plausabilidad y observabilidad, se contará con un conjunto de datos depurados de grandes errores indicativos del estado de conexión de los elementos y de las mediciones análogas, pudiéndose proceder para las partes observables al cálculo de todas las tensiones nodales con sus magnitudes y ángulos y demás parámetros de la red.

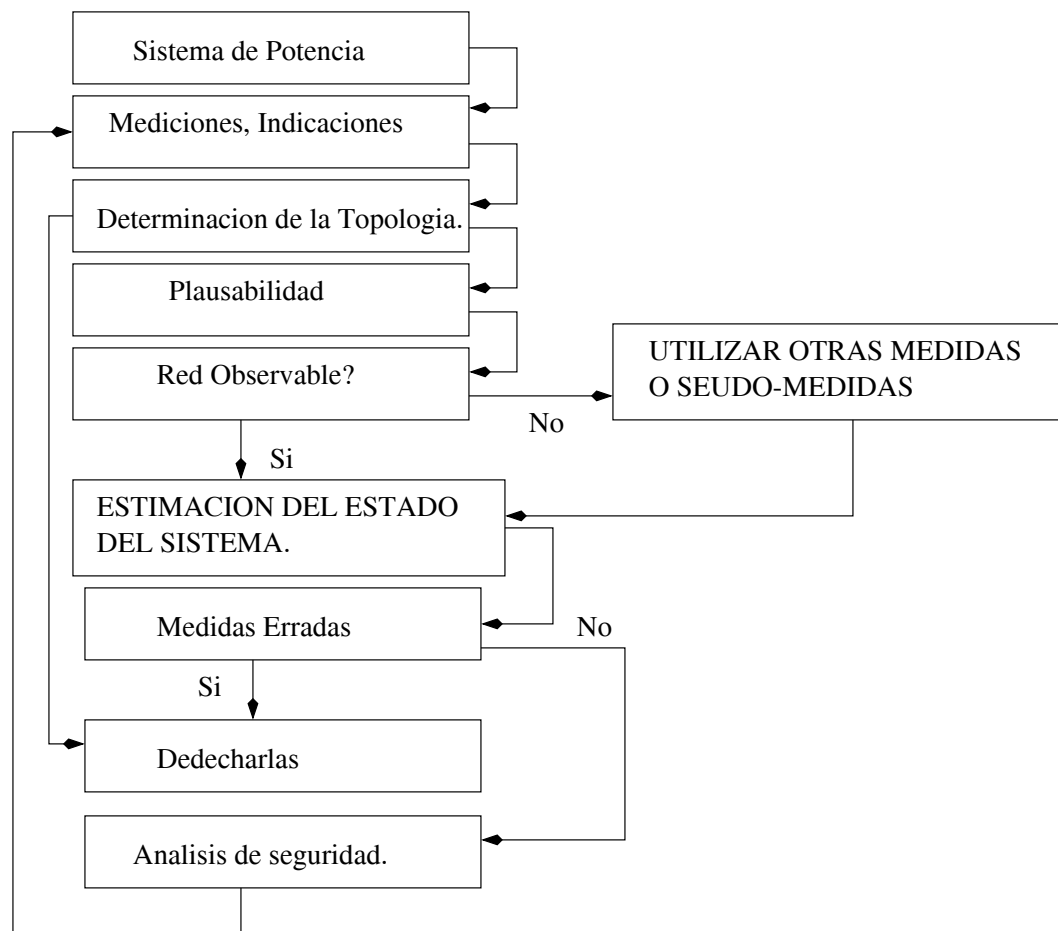


Figura 9.28: Supervisión del sistema

A esta tarea se le designa como *estimación del estado* real del sistema y su alcance se extiende inclusive a la detección y corrección de medidas análogas tales como inyecciones o flujos de potencias y magnitudes de tensión viciadas de error, gracias a la redundancia o exceso de mediciones que presenta el sistema.



La función estimación de estado, junto con las funciones básicas: configuración, observabilidad y plausibilidad se correrán conjuntamente cada vez que se presenta un cambio de estado en cualquier elemento de la red, suponiéndose momentáneamente la tarea de recolección o muestreo de datos, hasta tanto no se haya configurado la nueva topología.

Si no sucedieran cambios en la red, el estado del sistema será evaluado cíclicamente y los datos tomados en muestreos anteriores servirán en parte para detectar o localizar datos malos o sospechosos, ya que los datos no pueden presentar grandes cambios repentinos entre muestreos consecutivos, si las condiciones del sistema global o parte de él no cambian drásticamente.

## 9.6 Control de calidad en sistemas de potencia

### 9.6.1 Necesidad del control de calidad

El servicio de energía eléctrica a los diferentes tipos de usuarios o consumidores debe estar caracterizado principalmente por cuatro factores básicos:

- a. La frecuencia constante en el valor nominal definido para el sistema .
- b. Tensión constante con magnitud fija en el valor definido a los usuarios.
- c. La curva de tensión alterna debe mantener una forma estrictamente senoidal.
- d. Continuidad en el servicio, sin interrupciones no programadas que causan malestar, inconformidad y pérdidas económicas entre los usuarios.

Sin embargo, la variación permanente de la carga, la enorme gama de usuarios con características de carga tan diferentes y las contingencias que pueden afectar a la red, llevan al sistema a comportarse en algunos casos violando alguno de los cuatro puntos básicos anteriores. Debido a que estos factores son los que determinan la *calidad* de la energía entregada a los usuarios, deberá entonces ejercerse un control permanente sobre ellos para evitar una degradación de la energía generada. La vigilancia sobre el comportamiento de estos cuatro factores básicos se designa como *control* de calidad de la energía entregada por los sistemas de potencia.

Los desplazamientos de la *frecuencia* o de la *tensión* de sus valores nominales pueden clasificarse en dos áreas:

- a. Desviaciones lentas con larga duración.
- b. Oscilaciones bruscas rápidas, de corta duración con alta velocidad.

Tanto las desviaciones como las oscilaciones de estos parámetros alrededor de sus valores nominales debe evitarse a toda costa ya que ellas influyen todos los parámetros de la red, produciendo cambios tanto en el comportamiento estático de algunos elementos (líneas, etc.)

como en el comportamiento dinámico de algunas masas rotativas del sistema, afectando el comportamiento de los consumidores de energía eléctrica, es decir, de las cargas del sistema. Las variaciones de la magnitud de la tensión acarrea serios problemas al balance de potencia reactiva y viceversa.

A nivel ilustrativo puede indicarse el efecto de cambios en la frecuencia o en la tensión sobre el comportamiento de algunos elementos de la red eléctrica o de equipos conectados a ella.

- Con cambios de frecuencia:
  - Los motores asincrónicos y sincrónicos modifican su velocidad alterando correspondientemente la potencia entregada.
  - Las pérdidas de potencia y las caídas de tensión pueden aumentar sensiblemente.
- Con disminuciones de la tensión:
  - Se reduce el rendimiento y el momento de arranque de los motores asincrónicos y se acelera el proceso de envejecimiento de los aislamientos.
- Con aumentos de la tensión sobre su valor nominal:
  - Se sobrecargan los bobinados del estator de los motores asincrónicos y se aumenta el consumo de potencia reactiva.

Las desviaciones de la forma senoidal de la curva de tensión son causadas principalmente por la conexión a la red de hornos de arco, máquinas de soldar, rectificadores de corriente, cambiadores de frecuencia, lámparas de arco, iniciación de procesos de fundiciones en plantas metalúrgicas, etc. El dominio de estas sobreoscilaciones se está alcanzando con la instalación de filtros de potencia. Sin embargo y a pesar de la importancia del tema, este factor, determinante también de la calidad de la potencia y de la energía eléctrica, no será tratado en este documento.

De los cuatro factores anteriores que caracterizan la calidad de la energía, la continuidad del servicio es quizás el que más problemas socioeconómicos puede causar y es por ello que la operación del sistema debe planificarse con un altísimo índice de confiabilidad.

En situaciones de bajos recursos de energía primaria, muy inferiores a la demanda de los usuarios, se debe entrar a *racionar* es decir a desconectar *forzosamente* algunas cargas de la red. El racionamiento prolongado causa malestar entre la población y conlleva a elevadas pérdidas económicas por el trabajo social que se deja de efectuar.

El racionamiento eléctrico se compensa con un buen *planeamiento* del desarrollo del sistema y con la implementación de las medidas que se derivan de dicho planeamiento.

Si bien el racionamiento por déficit de energía primaria o déficit de potencia instalada puede ser compensado con un buen planeamiento a largo plazo, las interrupciones del servicio, por salidas de circuitos sobrecargados o fallas en los equipos de las subestaciones o líneas y transformadores de distribución, pueden ser disminuidas o eliminadas mediante jornadas de mantenimiento bien planeadas en cada empresa productora de energía eléctrica.

Las interrupciones del servicio por espacio de minutos u horas, debido a fallas por falta de programación y mantenimiento, desconciertan a los principales usuarios en los sectores residenciales, industriales y comerciales.

De los factores determinantes de la calidad del producto eléctrico es la rigidez de la frecuencia el más importante y su control será presentado en los siguientes párrafos. El control de la tensión está muy relacionado con el manejo óptimo de la potencia reactiva y fue tratado en la sección 9.4.

La continuidad del servicio es dependiente del grado de seguridad con que se diseñe la operación del sistema. Este tema fue tratado en la sección 9.4

### 9.6.2 Tipos de control de frecuencia

En el proceso de operación normal del sistema de potencia la carga conectada a él varía constantemente en el tiempo describiendo una curva definida ya, como la curva de carga del sistema. Esta variación dinámica de la demanda, resultado de la conexión o desconexión de:

- Cargas pequeñas
- Grandes consumidores o
- Plantas generadoras

exige que la generación aumente o disminuya correspondiente y consecuentemente para garantizar:

- a. El llamado *equilibrio eléctrico* que siempre debe existir entre la demanda, la generación y las pérdidas.
- b. Que se mantengan los compromisos de intercambio entre las diferentes áreas del sistema en los valores acordados.

Sin embargo y dadas las características de respuesta de las plantas o de su estado de carga, los costos de generación asociados con cada una de ellas y las políticas económicas y de seguridad vigentes para el sistema, la modificación de las potencias mecánicas no puede hacerse constante y momentáneamente en el tiempo si no que deberá hacerse discretamente en el tiempo a intervalos de algunos milisegundos o segundos.

Los aumentos o disminuciones de carga que sucedan en cualquier área del sistema exigirán la reacción inmediata de las unidades generadoras del sistema, las cuales tomarán (o entregarán) el desbalance momentáneo de potencia de sus inercias, modificando por consiguiente la velocidad de los generadores y la frecuencia del sistema. El cambio de frecuencia del sistema conlleva a una alteración de los parámetros de la red (reactancia, etc.) y a una modificación lógica del valor de la carga conectada ahora al sistema y de las potencias de intercambio. Entonces, la

carga en los momentos o segundos siguientes no tendrá un valor constante  $P_D + \Delta P_D$ , sino que ella variará en el tiempo siguiendo en alguna forma la curva integrada de recuperación de la frecuencia o de la velocidad de las máquinas. Las potencias de intercambio habrán tomado ahora un valor posiblemente mayor, debido a la variación de los parámetros de la red.

La estabilización del comportamiento oscilatorio de cada máquina que sigue a cada modificación de la demanda y por consiguiente la recuperación de una velocidad constante para cada generador se logra a través del *control primario* de la máquina correspondiente, es decir a través del regulador de velocidad, el cual actuará *lentamente* en el tiempo hasta adaptar su potencia mecánica ( $P_m$ ) al valor necesario que debe entregarse al eje del rotor del generador para obtener la potencia activa eléctrica que, por su parte, cada una de las unidades debe entregar para establecer el equilibrio eléctrico.

Este punto de equilibrio está caracterizado por una velocidad constante igual para todas las máquinas sincrónicas ( $\omega = \omega_1 = \omega_2 = \dots = \omega_m$ ), pero ello no implica que necesariamente debe corresponder a la velocidad nominal definida para el sistema eléctrico. Esto significa que si bien el balance eléctrico se ha restablecido, permanece aún el problema de frecuencia, ya que ésta difiere de su valor nominal  $f_0$  en un pequeño  $\Delta f$ .

La situación antes descrita, se ha representado en la figura 9.29 para el caso elemental de un único generador que alimenta una carga  $P_D$ . El aumento de dicha carga en un  $\Delta P_D$  originará los cambios anotados en la velocidad  $\omega$ , la frecuencia  $f$ , la potencia total  $P_D + \Delta P_D$  absorbida por la carga y exigirá la reacción necesaria en el regulador para modificar  $P_m$ .

La restauración de la frecuencia a su valor nominal  $f_0$  es una tarea inevitable para garantizar en parte la calidad que debe caracterizar el trabajo del sistema eléctrico. Para lograr esta restauración se hace necesario conocer el valor real de la frecuencia resultante, para lo cual deberá medirse en uno o varios puntos del sistema y con base en ella o en el error detectado ejercer un *control secundario*, adicional al control primario realizado por los reguladores de velocidad, para que cada planta, (o dependiendo las circunstancias sólo algunas de ellas seleccionadas convenientemente), con base en una señal modificada del error de velocidad, varíe en la medida necesaria la correspondiente salida de potencia mecánica de la turbina y en consecuencia la salida eléctrica del generador y así poder mejorar, con las participaciones individuales, el error total de frecuencia. El alcance de la participación de cada una de las unidades en la corrección de los errores de frecuencia y de potencias de intercambio está determinado lógicamente por las limitaciones tanto estáticas como dinámicas de cada planta.

La introducción del control secundario en el ejemplo anterior de una sola unidad generadora sin intercambio de potencia con otras áreas, modifica la figura 9.29 en la siguiente forma indicada en la (figura 9.30).

Puede observarse que, gracias al efecto del control secundario, después de cierto tiempo la potencia absorbida por la carga total  $P_D + \Delta P_D$  recobra su valor real y que la  $P_m$  lentamente aumenta su valor hasta adaptarse a la carga concentrada. La frecuencia, después de alguna variación, recupera su valor nominal.

Sin embargo, cuando se tienen varias unidades generadoras acopladas entre sí por una vasta red de interconexión y con intercambios de potencia o energía fijos, pactados entre diferentes

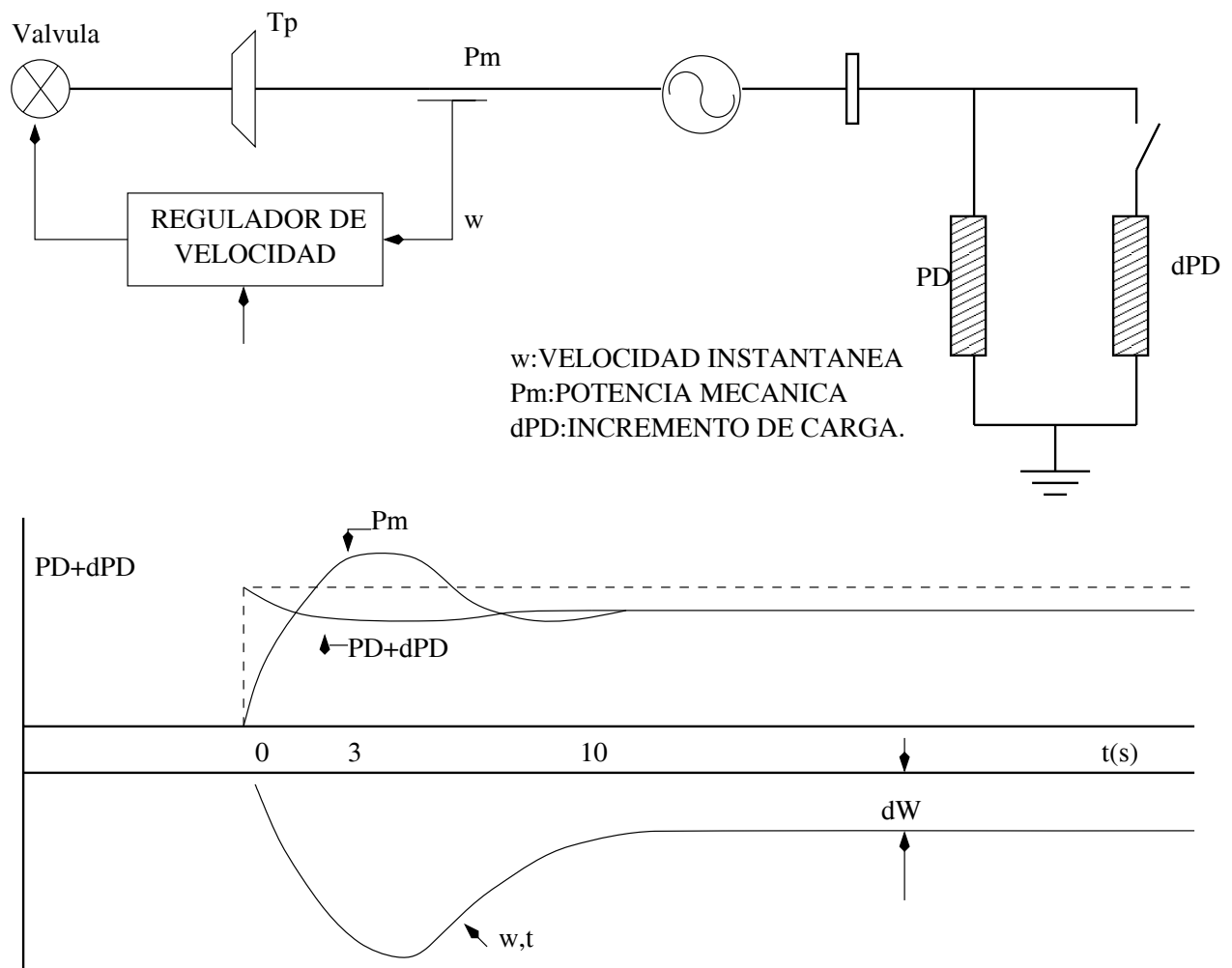


Figura 9.29: Control de frecuencia

áreas del sistema eléctrico, no es suficiente adaptar la generación a la nueva necesidad de carga, sino que además, es necesario definir convenientemente cómo debe distribuirse el aumento (o disminución) de carga entre las diferentes unidades, de forma tal que se obtenga la óptima política estratégica para coordinar aspectos tales como costos de combustible, disponibilidades de reservas, márgenes mínimos de seguridad aceptables, etc., etc. La participación de cada máquina para suplir parte de la carga adicional conectada al sistema, o para dejar de suministrar parte de la demanda en caso de ésta disminuya, se expresa por medio de un factor el cual refleja el porcentaje de la variación de carga que dicha máquina debe asumir.

La tarea de distribuir la carga entre las unidades generadoras y la determinación de los correspondientes factores de *participación* la realiza el *despacho económico* y ella constituye el llamado *control terciario* dentro de la jerarquía del control de la calidad de la energía eléctrica.

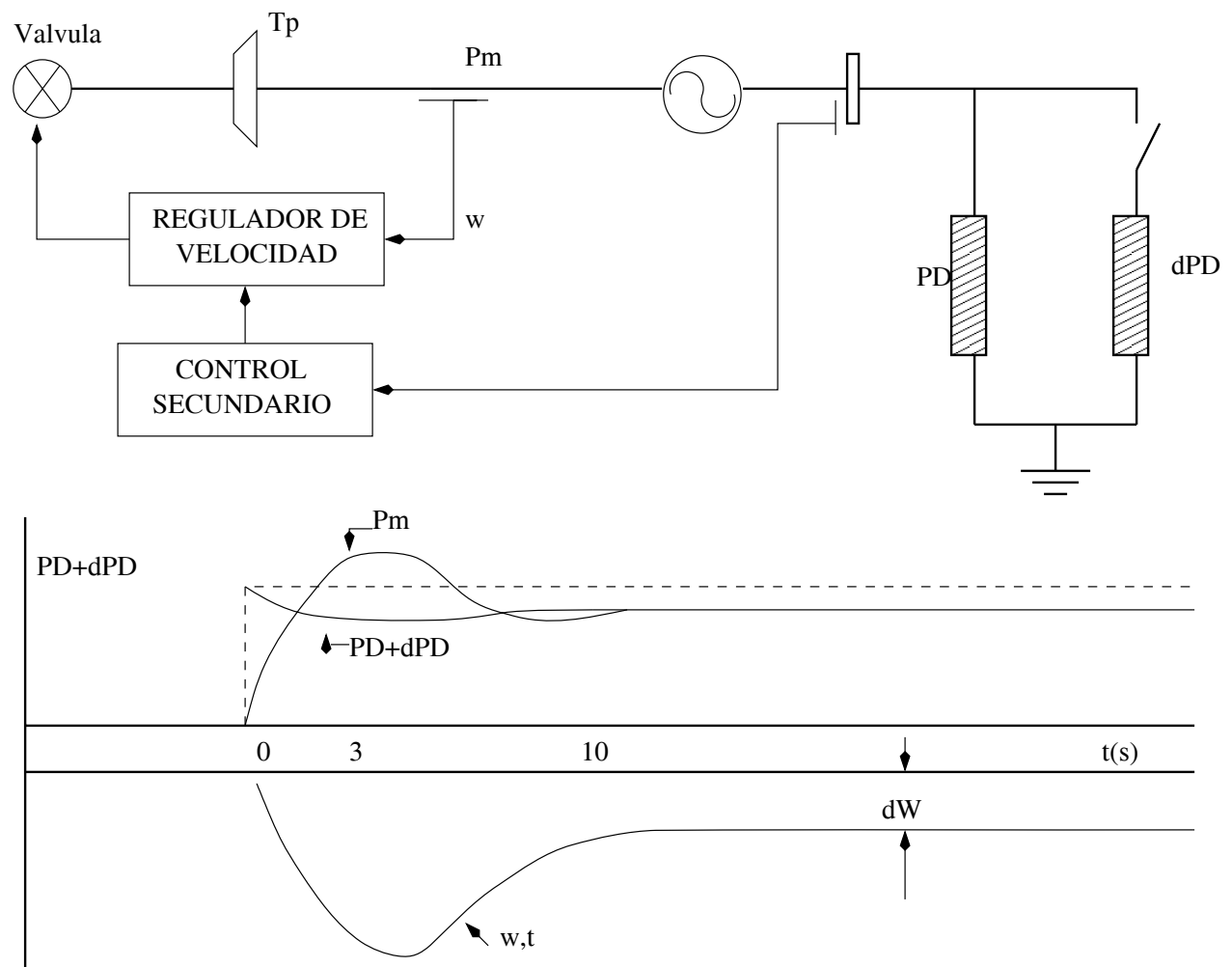


Figura 9.30: Respuesta del sistema al control secundario

### 9.6.3 Funciones básicas del control de calidad

#### Función: control automático de generación

El control secundario ejercido en sistemas de potencia tiene por objetivo inmediato garantizar un valor de calidad para la frecuencia de la red, de forma que ésta no tome valores indeseados, por debajo o por encima de límites permitidos, cuando se presentan cambios en la estructura eléctrica de la red, ocasionados por conexión o desconexión de cargas eléctricas, o unidades generadoras. En la práctica, esta tarea es ejecutada por el programa *control automático de generación* (C.A.G.), el cual, según la norma IEEE No. 94, se encarga de regular la salida de potencia activa de los generadores en respuesta a cambios de frecuencia en el sistema o a cambios en el estado de carga de las líneas de interconexión, con el objetivo de:

- a. Recuperar la frecuencia al valor nominal.
- b. Mantener los intercambios netos de potencia entre las diferentes áreas en los valores pactados.
- c. Adaptar la generación a la carga real y a los intercambios pactados.
- d. Distribuir las variaciones de potencia entre las unidades de cada área eléctrica, según factores de participación previamente determinados con base en consideraciones económicas y de seguridad.

En atención a que en un sistema de potencia la carga varía continuamente, se hace indispensable que las tareas que ejecuta el C.A.G., se realicen cíclicamente en intervalos muy estrechos de tiempo, para garantizar una vigilancia apropiada sobre el comportamiento simultáneo de la carga, la frecuencia y la generación de cada planta.

Ya se había anotado anteriormente que la adaptación de la generación a la carga real debe considerar básicamente la capacidad de respuesta de los diferentes tipos de plantas que conforman el sistema. En efecto, las plantas hidráulicas podrían variar su salida con una rata de cambio sostenida mientras que las plantas térmicas lo harían por pasos o saltos de algunos MW.

La reacción de cada planta del sistema para efectos de controlar la relación: carga-frecuencia, dependerá entre otros factores de:

- a. La habilidad de regulación de los generadores, de acuerdo a su característica de respuesta térmica o hidráulica.
- b. Capacidad misma de cada planta.
- c. Estado de cargabilidad momentánea o reserva de potencia de cada generador (límites máximos y mínimos).

De lo anterior se desprende que no todas las plantas que conforman el sistema pueden integrarse dentro del C.A.G., ya que algunas de ellas por razones de tamaño y velocidad de respuesta o estado de carga muy próximo a su límite máximo, o bien no podrán considerarse temporal o permanentemente aptas para la tarea de regulación, o bien, en caso de que participen, su efecto será mínimo.

### **Función: supervisión de la reserva rodante**

Una tarea estrechamente asociada al C.A.G., es la pertinente a la supervisión de la reserva de potencia existente en el sistema a lo largo del tiempo de operación del mismo. Efectivamente, cada red eléctrica debe estar preparada para resistir el impacto de la pérdida temporal de una parte de su generación o de la salida imprevista de una línea cargada sustancialmente. En todo caso, un programa especial, llamado *supervisión de reserva*, controlará permanentemente la reserva real existente en el sistema y pretenderá que para instante ésta sea mayor o por lo

menos igual a la reserva mínima requerida, la cual se establecerá de acuerdo a criterios particulares de cada empresa eléctrica. Sin embargo, entre los productores de energía eléctrica existe un consenso general para aceptar como valor de dicha reserva el mayor valor que se obtenga al comparar la potencia activa entregada por la planta de máxima generación con la potencia transmitida por la línea de mayor cargabilidad en ese momento.

### **Función: programación de intercambios**

Otro aspecto igualmente importante en el contexto del C.A.G. es el relacionado con la programación de intercambios. Como es sabido, la respuesta de las plantas juega un papel muy importante en la decisión de definir cuáles plantas y en qué cantidad de potencia asumirán las nuevas demandas. Por esta razón, es absolutamente necesario tener un claro conocimiento de la secuencia en el tiempo en que se deben cumplir los diferentes compromisos de intercambios pactados, con el fin de prever para el momento requerido, las reservas necesarias y para poder seleccionar las plantas que permitirán entregar la potencia que exige un determinado compromiso de intercambio en un momento dado.

Para garantizar una buena programación de intercambios de energía o potencia entre las diferentes áreas, se requiere conocer:

- tipo de intercambio
- valor en megawattios
- tiempos de iniciación y finalización del intercambio
- precio
- tiempo requerido para aumentar la potencia en el valor del intercambio, de acuerdo a unas rampas de carga acordadas entre el exportador y el importador. El receptor de esa potencia de intercambio deberá estar consciente de que la potencia de intercambio pactada, estará a su plena disposición sólo unos minutos después de haberse iniciado el intercambio.

El programa para control y supervisión de intercambios puede considerarse como un apéndice principal del C.A.G.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, se derivan las siguientes conclusiones:

- a. Inevitablemente el control automático de generación debe tomar en consideración la capacidad de las plantas y el tiempo de respuesta de las mismas y el de sus equipos controladores. En el diseño del sistema eléctrico debe preverse necesariamente que plantas de cierta capacidad tengan habilidad para seguir variaciones de carga, ya que dependiendo del tamaño de éstas, se requerirán cambios de generación que pueden exceder las disponibilidades de varias plantas, llevando a otras plantas del sistema a absorber mayores responsabilidades para garantizar la sana operación del sistema.



- b. Dependiendo de la magnitud de las variaciones en carga, la restauración del balance de potencia debe ser asumido por ciertas plantas, evitándose así, que unidades pequeñas sean exigidas continuamente al límite de sus capacidades o que las plantas de mayor capacidad no participen en la medida de sus disponibilidades. El uso racional de los generadores previstos para el C.A.G. puede evitar trabajos excesivos de ciertas plantas, lo cual conlleva a mayores desgastes por operaciones forzadas y a constante mantenimiento, con sus enormes costos.
- c. Ciertas unidades generadoras tienen limitaciones estructurales para seguir variaciones rápidas de carga. Las plantas atómicas o las plantas térmicas de vapor, requieren de tiempos apropiados para conectar o desconectar, prender o apagar bombas auxiliares, calentadores, ventiladores, pulverizadores, etc. y por tanto, su participación en el C.A.G. será más limitada que aquella de las unidades hidráulicas.
- d. El control de generación debe evitar cambios frecuentes y repentinos que aumenten o disminuyan bruscamente los niveles de generación. Por esta razón, el sistema de C.A.G. deberá diseñarse para que cada unidad cambie de un estado de generación a otro sólo en una forma suave de transición.
- e. La programación, control y supervisión, tanto de la reserva de energía y de potencia en el sistema como de los compromisos de intercambio entre diferentes áreas eléctricas, deben interrelacionarse estrechamente con el control carga-frecuencia para evitar precisamente cambios bruscos en el estado de generación de algunas máquinas.