

16. ESTABILIDAD DE FRECUENCIA

¿Qué es la estabilidad de frecuencia?

La estabilidad de frecuencia está asociada con la respuesta del sistema de potencia ante perturbaciones severas.

Perturbaciones tan severas que producen grandes variaciones de frecuencia, de tensión y de los flujos de potencia, activando la actuación de sistemas de protección y de control y la acción de procesos lentos, que normalmente no son modelados en los estudios de estabilidad transitoria.

La estabilidad de frecuencia se relaciona con la habilidad para mantener una frecuencia de estado estacionario aceptable luego de una perturbación severa que produzca un desbalance importante entre carga y generación.

16.1. Respuesta del sistema ante perturbaciones muy severas

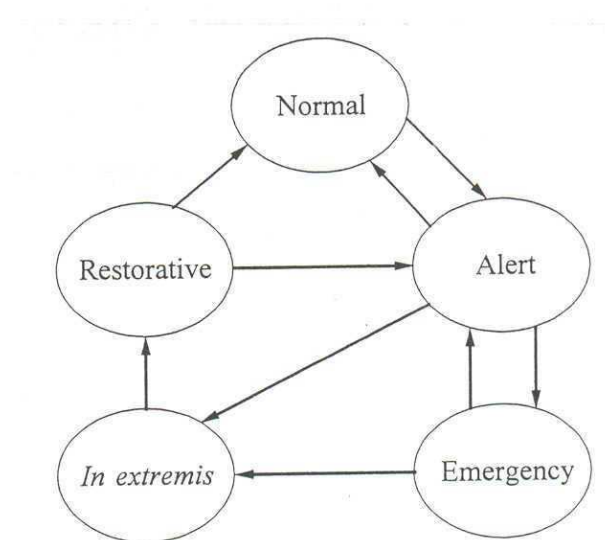


Figura 16.1 Estados de operación de un sistema de potencia

- Existe un patrón respecto a las perturbaciones que producen la transición desde el estado de alerta al estado de operación extrema.

- Los sistemas modernos son diseñados y operados de manera de tener una operación segura ante las perturbaciones más probables. Los sistemas de protección y control actúan para prevenir la propagación de la perturbación a otras partes del sistema.
- Sin embargo una combinación inusual de eventos y circunstancias pueden causar que una porción del sistema se separe formando una o más islas eléctricas, con una pérdida significativa de carga.
- Los eventos iniciales que conducen a la inestabilidad de frecuencia son normalmente perturbaciones más severas que las de diseño (pérdida de un corredor de transmisión o de una planta generadora).

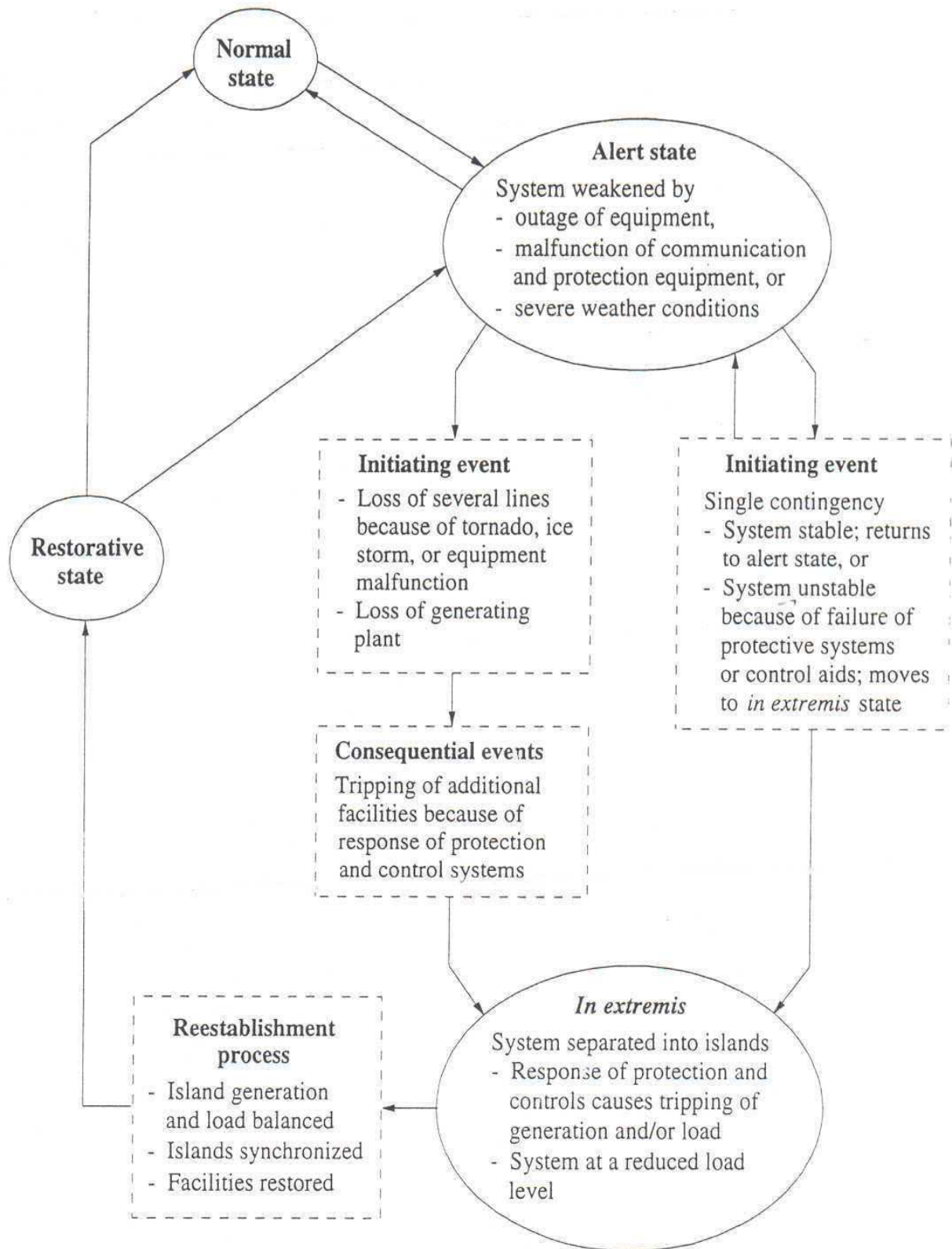


Fig. 16.2 Transición entre estados del sistema ante perturbaciones severas.

16.1.1. Respuesta del sistema en condiciones de separación en islas

La separación en islas produce una variación transitoria y sostenida de frecuencia. Por lo que el sistema de control de velocidad y la subsecuente respuesta de la máquina de impulso (fuerza motriz primaria) y de los sistemas de suministro de energía tienen un rol preponderante en el desempeño dinámico del sistema.

Frecuentemente las variaciones transitorias de frecuencia están combinadas con condiciones de alta y baja tensión.

Islas con déficit de generación

- La frecuencia disminuye.
- Si no hay suficiente reserva rotante, la frecuencia alcanza valores bajos a los cuales las unidades térmicas son desconectadas por actuación de las protecciones por subfrecuencia.
- En consecuencia se activa la desconexión de carga por subfrecuencia.
- Se reduce la carga a un valor que puede ser satisfactoriamente suministrado por la generación.
- La respuesta transitoria inicial depende de la reserva rotante y del esquema de desconexión de carga.

Islas con superávit de generación

- La frecuencia aumenta.
- Los reguladores de velocidad responden al aumento de frecuencia disminuyendo la potencia mecánica generada por las turbinas.
- La unidad de generación experimenta un rechazo parcial de carga.
- El desempeño de la isla depende de la habilidad de las unidades de generación de sostener este rechazo parcial de carga.

Balance de potencia reactiva

- Un desbalance significativo entre la potencia reactiva generada y absorbida puede conducir a condiciones de alta o baja tensión.
- Se puede activar las protecciones de sobre o sub excitación o de pérdida de excitación del generador.
- En condiciones extremas la respuesta de los relé puede conducir a la desconexión del generador.

Servicios auxiliares de las plantas de generación

- Las disminuciones de la tensión de suministro y de la frecuencia pueden degradar el desempeño de los motores de inducción de los servicios auxiliares.
- El mal desempeño de las bombas asociadas puede conducir a insuficiente suministro de agua o aire, pérdidas del vacío en el condensador, altos valores de temperatura de escape de la turbina, etc.
- Muchas unidades nucleares están equipadas con relé para desconectar el generador a bajas tensiones (0,7 pu) o baja frecuencia (-0,8 Hz).

16.1.2. Restauración del sistema

Cuando las islas alcanzan condiciones de operación en estado estacionario los operadores realizan los pasos para restaurar el sistema interconectado:

- Ajuste de generación y carga en cada isla.
- Resincronización de islas.
- Restauración de unidades de equipamiento, generación y cargas.

16.2. Naturaleza de los problemas de estabilidad de frecuencia

- La estabilidad de frecuencia es la habilidad del sistema de potencia de alcanzar un aceptable estado estacionario de operación después de una perturbación severa que haya provocado o no la separación del sistema en islas.
- Se producen amplias variaciones de frecuencia (± 3 Hz) y de tensión (0.5 a 1.2 pu).
- Los procesos y dispositivos activados por estas variaciones tienen tiempos de actuación en el rango de unos segundos (respuesta de los dispositivos de control del generador) hasta varios minutos como los sistemas de suministro de energía primaria.
- El periodo de interés extiende el periodo transitorio para incluir, además de las dinámicas rápidas, las dinámicas lentas de los sistemas de control automático y de protección.
- El estudio de estabilidad de frecuencia incluye la simulación de perturbaciones severas que provocan la salida en cascada de componentes conduciendo a la separación del sistema en islas.
- La estabilidad de frecuencia está vinculada con el hecho de si cada isla alcanzará o no un estado aceptable de operación con una mínima pérdida de carga y generación.
- En la separación en islas los sistemas de control y protección dominan la respuesta del sistema. La situación se agrava con la pobre coordinación entre ambos sistemas.

Generalmente los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados con:

- Inadecuada respuesta del equipamiento,
- Pobre coordinación entre los sistemas de control y protección
- Insuficiente reserva de potencia activa/reactiva.

El análisis de las perturbaciones muy severas muestra que los siguientes sistemas de protección y control tienen una gran influencia en el comportamiento dinámico del sistema:

- En la máquina de impulso (fuerza motriz primaria) y sistema suministro de energía: el control y protección de sobrevelocidad de la turbina, la protección por subfrecuencia de la turbina, los sistemas de control y protección de la caldera o reactor, la protección de los servicios auxiliares de la planta de generación, el control automático de generación (AGC).
- En el generador y sistema de excitación: relé de pérdida de excitación, los limitadores de sub y sobre excitación, la protección y limitador volts/Hz.
- Red eléctrica: relés de los sistemas de distribución y transmisión, los relé de desconexión de carga por subfrecuencia o subtensión, el control de los transformadores regulables bajo carga, reguladores de tensión.

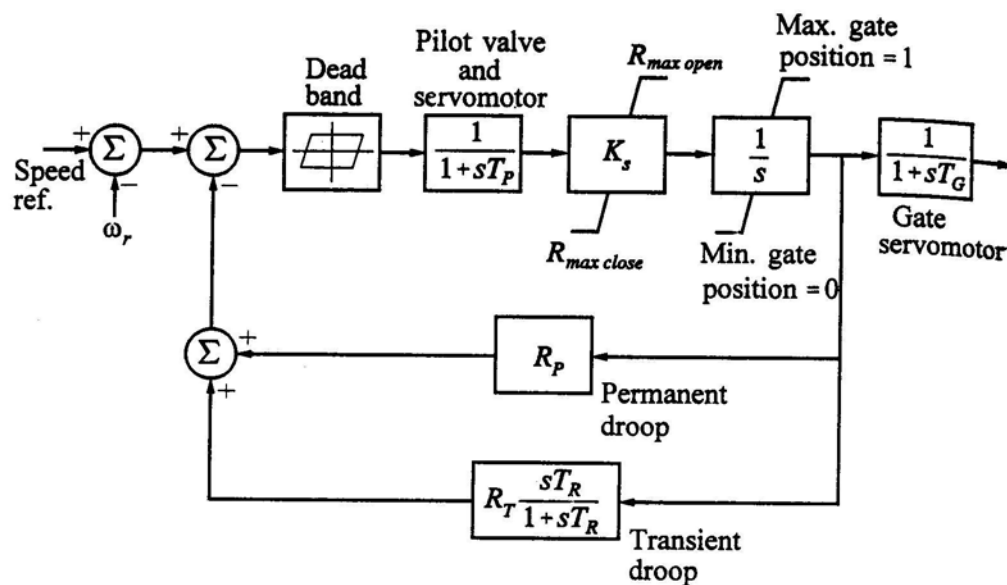
La habilidad de las plantas de generación para superar un rechazo parcial de carga es fundamental para minimizar el impacto de salidas severas y restaurar rápidamente la operación normal del sistema:

- IEEE Working Group provee una guía para mejorar la respuesta de las unidades térmicas ante un rechazo parcial de carga.

En la operación aislada de unidades hidráulicas es crítico el ajuste de los parámetros del regulador de velocidad:

- Los requerimientos de estabilidad para operación aislada o en islas están en conflicto con la sintonización del regulador requerida para una rápida toma/liberación de carga en operación interconectada.
- Para cambios rápidos de carga hace falta una rápida respuesta del regulador (alta ganancia) que puede conducir a la inestabilidad en operación aislada.

- Con el ajuste adecuado del estatismo transitorio R_t , del tiempo de reset T_R y de la ganancia del servo se asegura un comportamiento estable cuando la unidad está a plena carga aislada alimentando una carga local, condición más severa para la regulación de velocidad.
- En operación normal para permitir la carga/descarga de la unidad en forma rápida se sugiere realizar el bypass del estatismo transitorio.



Parameters:

Sample data

T_P = pilot valve and servomotor time constant	0.05 s
K_s = servo gain	5.0
T_G = main servo time constant	0.2 s
R_P = permanent droop	0.04
R_T = temporary droop	0.4
T_R = reset time	5.0 s

Constraints:

Maximum gate position limit = 1.0	
Minimum gate position limit = 0	
$R_{max\ open}$ = maximum gate opening rate	0.16 pu/s
$R_{max\ close}$ = maximum gate closing rate	0.16 pu/s
$R_{max\ buff}$ = maximum gate closing rate in buffered region	0.04 pu/s
g_{buff} = buffered region in pu of servomotor stroke	0.08 pu

16.3. Análisis de estabilidad de frecuencia

16.3.1. Simulación dinámica de largo plazo

Los objetivos del análisis de las dinámicas de largo plazo incluye:

- Análisis post-mortem de salidas severas. Ayuda a identificar las causas y desarrollar medidas correctivas.
- Evaluar la habilidad de las plantas para manejarse ante perturbaciones. Permite identificar deficiencias en la respuesta del equipo y en la coordinación de los sistemas de control y de protección.
- Evaluar las prácticas o esquemas de desconexión de carga por subfrecuencia o subtensión.
- Analizar la respuesta del sistema ante contingencias extremas, y desarrollar medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia de estas contingencias y para minimizar las consecuencias.
- Examinar los procedimientos de emergencia y proveer al entrenamiento del operador.

16.3.2. Requerimientos de modelación

Los programas de simulación dinámica de largo plazo deben incluir, además de los modelos utilizados en simulaciones de estabilidad transitoria, la representación de la máquina de impulso y del sistema de suministro de energía.

También debe incluir modelos de los sistemas de protección y control que son activados en los estados de emergencia y de operación extrema.

- **Representación de la planta de generación**
 - Efecto de los grandes cambios en frecuencia y tensión
 - Servicios auxiliares y motores asociados.

- Amplio rango de protección / control de la planta
- Procesos que involucren variables físicas utilizadas como entradas a sistemas de protección o control.
- **Representación de la red de transmisión**
 - Protección, control, compensación Var y dispositivos de control de tensión.
 - Efectos de la operación en condiciones fuera de la frecuencia y tensión nominales (cargas motóricas, red de transmisión, circuitos del estator de la máquina sincrónica, etc.).
 - En las situaciones con condiciones de muy alta tensión se debe representar la saturación de transformadores.
 - Tanto procesos lentos como rápidos.

16.3.3. Técnicas de cálculo de los programas de simulación dinámica de largo plazo

- Los primeros programas consideraban la frecuencia uniforme y modelaban sólo los fenómenos lentos.
 - Utilizan métodos de integración de ecuaciones diferenciales explícitos de bajo orden.
 - No modelan transitorios rápidos que influyen en la respuesta dinámica de largo plazo.
- Las propuestas actuales reconocen la necesidad de modelar tanto los fenómenos lentos como los rápidos.
 - Se utilizan métodos integración implícita con buena estabilidad numérica.
 - Modo dual de cálculo (corto y largo plazo).
 - Métodos con ajuste automático de paso de integración.
 - El paso de integración puede variar entre 1ms y 100 s.

- Seguimiento de estados rápidos para determinar cuando cambiar de paso de integración.

Modelos para cálculo extendido que incluyen:

- Unidades térmicas con combustible fósil: horno, sistema de combustible, sistema de aire, sistema de gases, sistema de alimentación de agua, caldera, sistema principal y con recalentamiento de vapor, sistemas de control y protección, servicios auxiliares.
- Unidades nucleares (PWR, BWR): núcleo del reactor, sistema primario de transporte de calor, generador de vapor, sistema de alimentación de agua, sistema principal y con recalentamiento de vapor, sistemas de control y protección, servicios auxiliares

16.4. Incidentes y casos de estudio

16.3.1. Incidentes en los que se produjo inestabilidad de frecuencia

Formación de la Isla Ontario Este, 19 de abril de 1972

Incidente:

- Desconexión de las líneas de 230 kV del este de Toronto por un problema de comunicaciones.
- Se forma una isla que incluye el área Ontario este con 3900 MW de generación y 3000 MW de carga.
- La frecuencia alcanza los 62,5 Hz y luego cae a 59,0 Hz por la actuación del regulador de velocidad.
- Actúa la desconexión de carga por subfrecuencia.
- La frecuencia alcanza los 62,6 Hz y cae a 58,7 Hz.
- Pérdida de generación y de carga.
- La frecuencia se estabiliza a 60,8 Hz con 1875 MW de generación, se perdió aproximadamente un 40% de la carga.

Fuente del problema:

- El control de sobrevelocidad del regulador de velocidad.

Formación de Islas en el área de Toronto, 20 de enero 1974

Incidente:

- Tormenta de hielo que produce la separación del sistema del área de Toronto.
- Se forma una isla con 1400 MW de generación y 760 MW de carga.
- La frecuencia alcanza los 63,4 Hz, cae a 60,7 Hz, sube nuevamente a 62,3 Hz y oscila durante varios segundos.
- Se produce la salida de servicio de las calderas en 4 de las 5 unidades de una planta de generación.
- La frecuencia cae a 59 Hz
- Tras actuación de los relés de desconexión de carga se restaura la frecuencia a 59,6 Hz.

Fuente del problema:

- El control de sobrevelocidad del regulador de velocidad.

16.4.2. Casos de estudio

Caso 1: Isla con sobre generación.

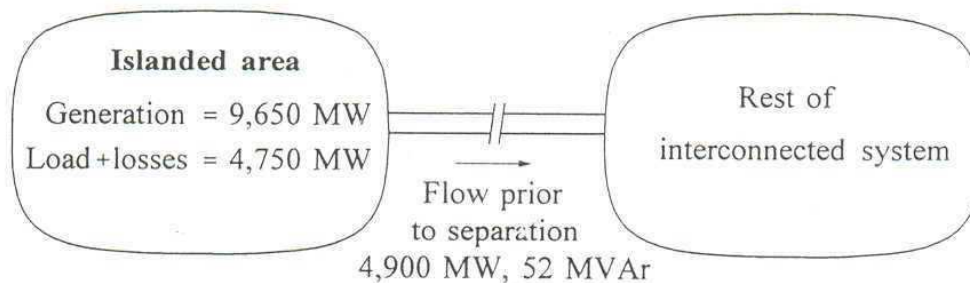
Caso2: Isla con déficit de generación.

CASO 1: Isla con sobre generación. Análisis del impacto de los controles de sobrevelocidad de la turbina.

Escenario:

- Isla formada como resultado de la separación del resto del sistema interconectado de un área con 9650 MW de generación y 4750 MW de consumo (carga más pérdidas).

- Previo a la separación, el área exportaba 4900 MW, la generación y consumo de reactivo en el área eran aproximadamente iguales (52 MVar de exportación).



La generación del área:

- 4000 MW nuclear, una planta con 8 unidades de 500 MW c/u.
- 3850 MW de generación térmica en dos plantas con 4 unidades de 500 MW cada una.
- 1800 MW de generación hidráulica en 6 plantas.

Características del sistema de regulación de velocidad de la turbina:

- Las unidades nucleares están equipadas con un regulador de velocidad mecánico hidráulico.

El sistema de regulación de velocidad utiliza un regulador auxiliar.

Opera cuando la velocidad excede su set point, ajustado al 1% de variación.

Su actuación en paralelo con el regulador principal produce un aumento efectivo de la ganancia del lazo de control de velocidad en un factor de 8.

Limita la sobrevelocidad a través de un cierre rápido de las válvulas de control (CVs) y de las válvulas de atajo (ICs).

- Unidades térmicas con reguladores de velocidad de tecnología mecánico hidráulica.

- El regulador de velocidad de las unidades hidráulicas presenta un comportamiento amortiguado en operación en islas.

Simulación

- Se simula la apertura simultánea de todas las líneas que conectan el área al resto del sistema, resultando la formación de una isla cuya generación es aproximadamente el doble de la carga del área.
- Los generadores y el sistema de excitación están representados en detalle.
- Las cargas están representadas como funciones no lineales de la tensión y la frecuencia.
- El desempeño del sistema aislado se analiza con el regulador auxiliar de las unidades nucleares en servicio y fuera de servicio.
- Se analiza la desviación de velocidad, la posición de las válvulas CV e IV y la potencia mecánica de una de las unidades hidráulicas.

Con el regulador auxiliar en servicio

La velocidad aumenta rápidamente hasta un máximo de aproximadamente el 6.4% sobre la velocidad nominal de 1800 RPM.

Se presentan oscilación con un leve amortiguamiento entre el 3.5% y el – 0.7% de la velocidad normal.

Se presentan oscilaciones debido a la acción de los reguladores auxiliares:

- Cuando la sobrevelocidad excede el set point V1 del 1% el regulador auxiliar cierra las válvulas de vapor y reduce la potencia mecánica de la unidad a cero.
- El déficit de potencia generada reduce la velocidad rápidamente y por actuación del regulador de velocidad las válvulas se abren nuevamente.

- Resultando un incremento en la potencia mecánica tal que la velocidad excede el 1% y las válvulas se cierran nuevamente.
- El ciclo se repite con un periodo de 7 segundos.

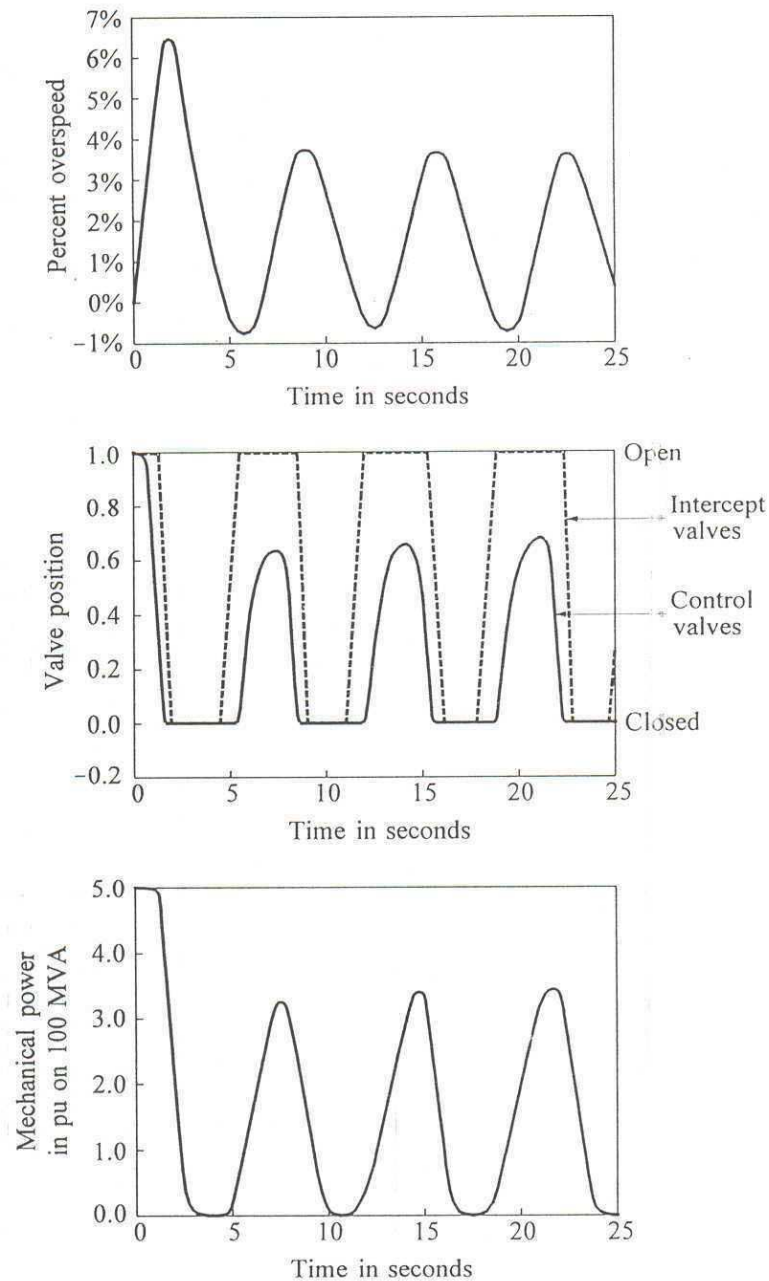


Figura 16.6. Respuesta transitoria de las unidades nucleares con regulador de velocidad auxiliar en servicio.

Con el regulador auxiliar fuera de servicio

- La velocidad alcanza del 7.7% y se amortigua hasta un estado estacionario cercano al 2% del valor nominal.

- La operación con el regulador auxiliar fuera de servicio resulta en un control estable de la frecuencia.
- Sólo responden a los cambios de velocidad las válvulas CVs, las válvulas IVs se mantiene totalmente abiertas porque el regulador principal sólo no es suficiente para superar (vencer) el umbral de apertura de la válvula IV.

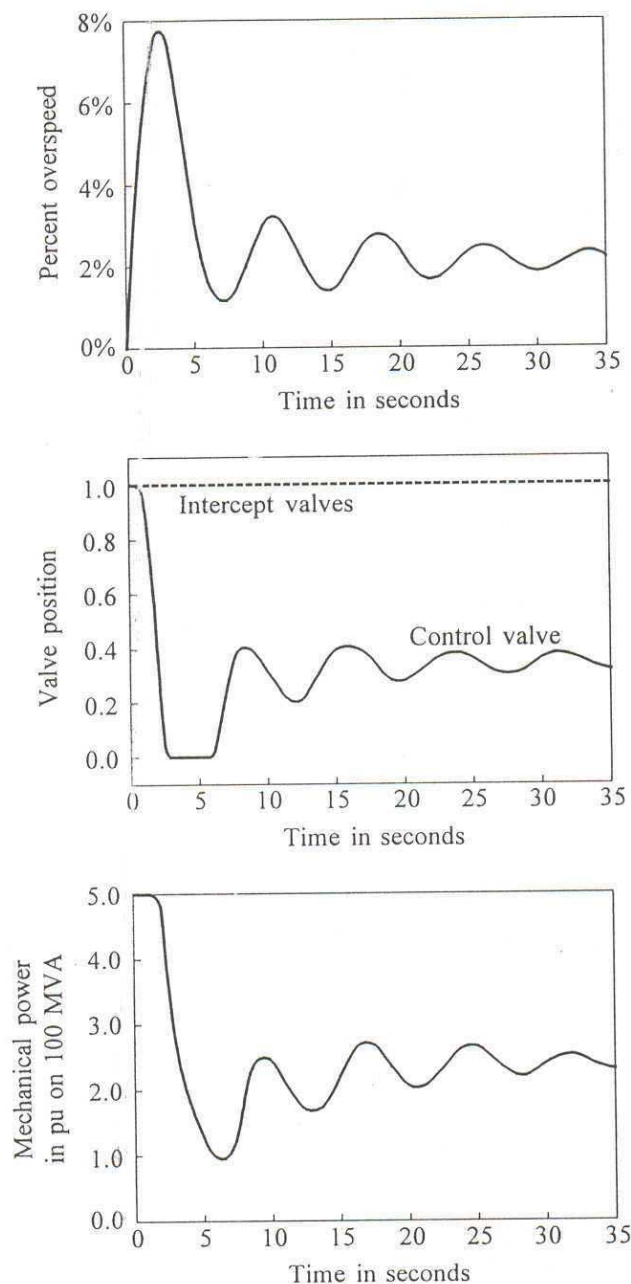


Figura 16.7. Respuesta transitoria de las unidades nucleares con regulador de velocidad auxiliar fuera de servicio.

Conclusiones del CASO 1:

- El regulador de velocidad auxiliar provoca inestabilidad del control de velocidad durante la operación del sistema en isla.
- Otras unidades en la isla responden a las oscilaciones de las unidades con reguladores auxiliares.
- Provoca oscilaciones en todas las unidades.
- Los movimiento de las válvulas de vapor o de las compuertas continua hasta que los sistemas hidráulicos de los reguladores se quedan sin aceite causando la desconexión de la unidad y un posible blackout de la isla.

Una solución es reemplazar el regulador auxiliar con un detector electrónico de aceleración, no se lo elimina totalmente el problema porque ante desconexión de carga la unidad podría embalsarse.

El fabricante debe incluir en el diseño el análisis del comportamiento del sistema.

CASO 2: Isla con déficit de generación

Ilustra como el desempeño de una isla con déficit de generación es afectado por la desconexión de carga por subfrecuencia y por el control de la planta generadora.

Demuestra la necesidad de un adecuado control tensión/potencia reactiva.

Condiciones de operación:

- La isla resultante de la separación de un área consiste en 2218 MW de generación y 3283 MW de carga.
- Previo a la separación en islas el área importaba 1103 MW y exportaba 1590 MVar.
- 12000 MW de generación nuclear suministrada por dos unidades de una planta operando al límite de carga.

- 1018 MW de generación hidráulica suministrada por 6 plantas con una reserva rotante de 170 MW.

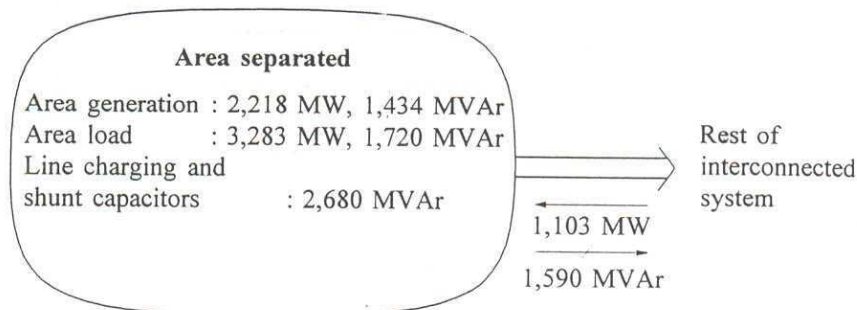


Figura 16.8 Condiciones del intercambio de potencia activa y reactiva previas a la separación en islas.

Esquema de desconexión de carga por subfrecuencia

- Los relés de desconexión por gradiente de frecuencia se utilizan para desconectar el 50% de la carga en 4 bloques dependiendo de la caída de frecuencia y de la razón de caída.
- La desconexión de carga esta retardada aproximadamente 0.5 segundos después de que el relé ha sido operado.

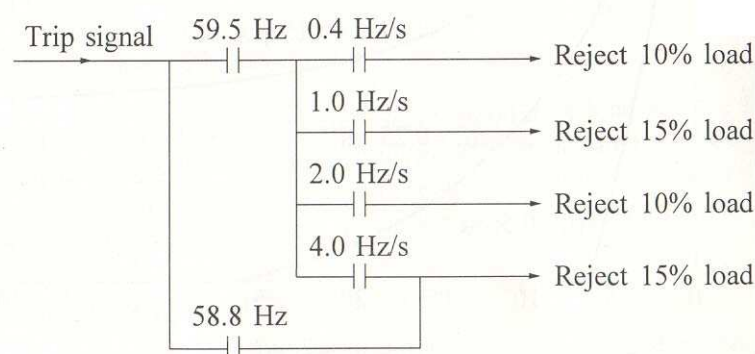


Figure 11.31 Tripping logic for frequency trend relay

Figura 11.31 Esquema de desconexión de carga, utilizando un relé por gradiente de frecuencia.

Simulación de la condición de isla

- Se simula la apertura de las líneas de conexión entre el área y el resto del sistema interconectado.
- Se representan las plantas generadoras y los otros elementos como en el caso anterior.
- Las unidades nucleares están equipadas con sistemas de excitación con tiristores, PSS y reguladores de velocidad electro-hidráulicos.
- Las unidades hidráulicas están equipadas con sistemas de excitación rotativos DC y reguladores de velocidad mecánico – hidráulicos.
- Las cargas se representan con funciones no lineales de la tensión y la frecuencia.

Se consideran dos casos:

- Sin desconexión del capacitor.
- Con capacitores con una potencia nominal 700 MVar que se desconectan después de la separación en islas.

Sin desconexión del capacitor.

Secuencia de switching

Tiempo [segundos]	Evento
0,5	Se forma la isla por la apertura simultánea de las líneas de interconexión
0,9	La frecuencia del sistema cae a 59,5 Hz con una pendiente de 1,25Hz/s, se cumplen las condiciones para desconectar los primeros 2 bloques de carga
1,4	25% de la carga es desconectada
1,6	La frecuencia del sistema cae a 58,8 Hz, se cumple la condición para desconectar el 4to bloque de carga
2,2	Se desconecta el 15% adicional de carga
50,0	Termina la simulación

- La frecuencia cae por debajo de los 58.5 Hz en aproximadamente 2 segundos.
- La frecuencia se mantiene por debajo de este nivel a pesar de haber desconectado el 40% de la carga del área.
- La razón de este comportamiento se observa en las figuras 16.10 y 16.11. El superávit de potencia reactiva en el área provoca un aumento significativo de la tensión después de la separación en islas y mantienen la carga en un valor elevado aún después de la desconexión de carga.
- El total de potencia reactiva absorbido por la unidad nuclear excede el límite de calentamiento de la región final del estator.

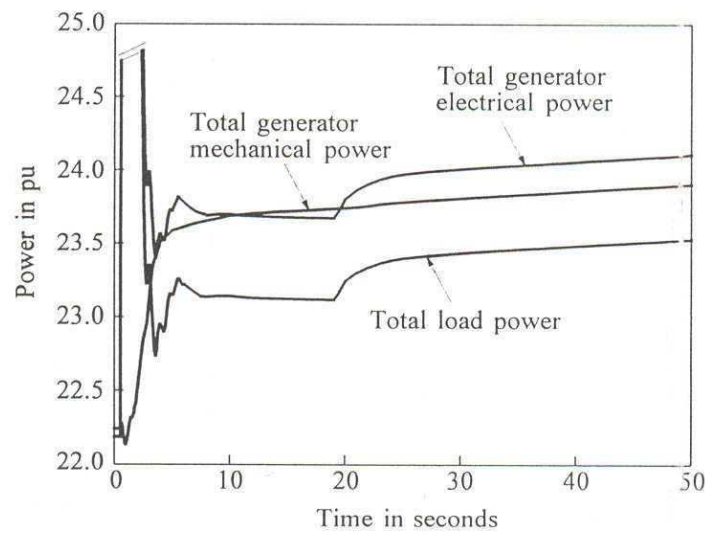


Figura 16.11 Potencia mecánica y eléctrica generada, y carga con desconexión de carga y sin desconexión del capacitor.

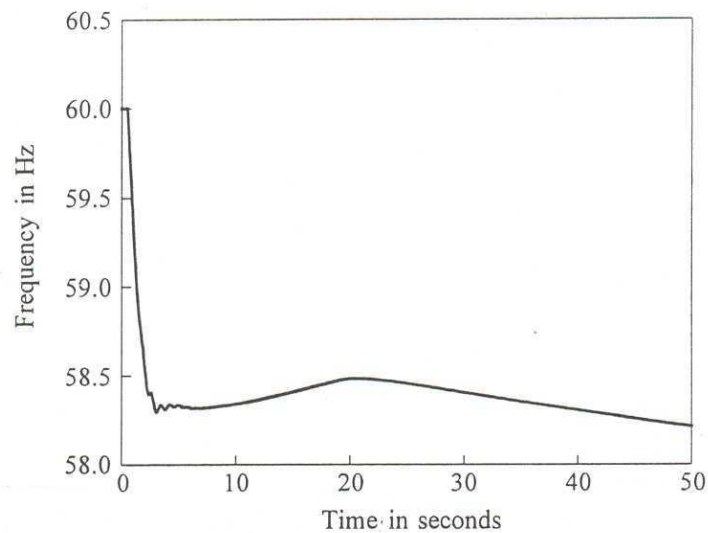


Figura 16.9 Frecuencia del sistema con desconexión de carga por sub frecuencia y sin desconexión del capacitores.

Con desconexión del capacitor shunt de 720 MVar.

Secuencia de switching

Tiempo [segundos]	Evento
0,5	Se forma la isla por la apertura simultánea de las líneas de interconexión
0,9	Se cumplen las condiciones para desconectar los primeros 2 bloques de carga
1,4	25% de la carga es desconectada, 485 MVar de compensación capacitiva es desconectada.
1,8	La frecuencia del sistema cae a 58,8 Hz, se cumple la condición para desconectar el 4to bloque de carga
2,3	Se desconecta el 15% adicional de carga, 235 MVar de compensación capacitiva es desconectada.
50,0	Termina la simulación

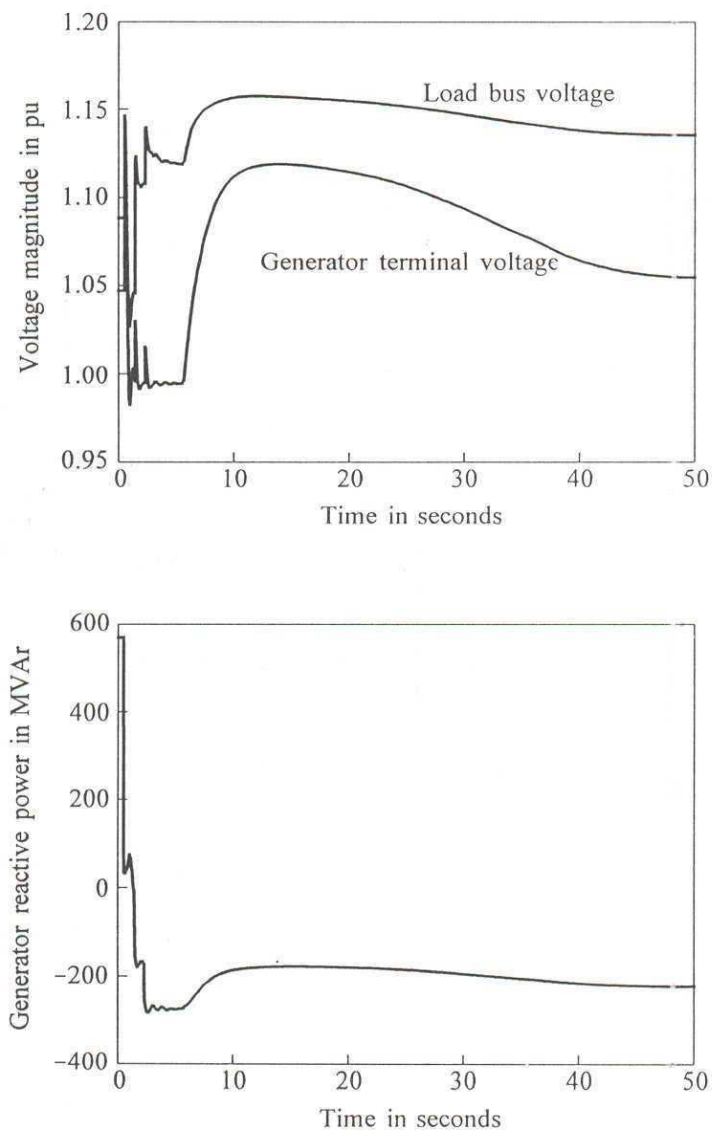


Figura 16.14 Tensión en terminales y potencia reactiva de la unidad nuclear, tensión en la barra de carga, con desconexión de carga y de compensación.

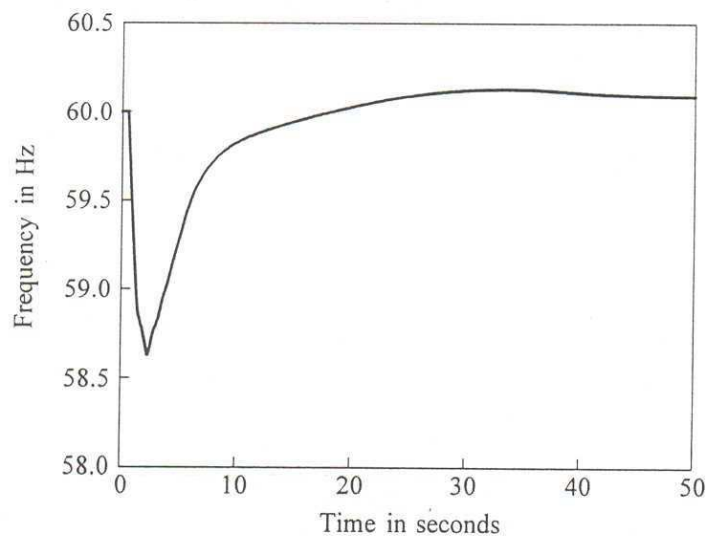


Figure 16.13 Frecuencia del sistema con desconexión de carga y de compensación

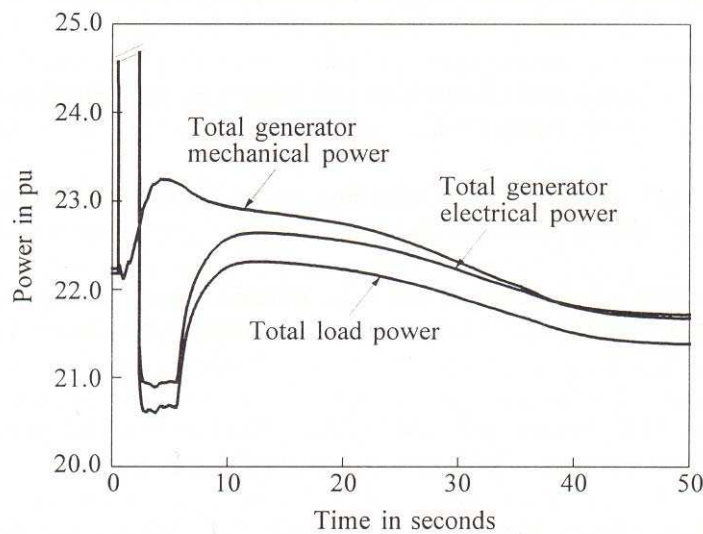


Figure 16.15 Total generated mechanical and electrical power and load power with load shedding and capacitor switching

Figura 16.15 Potencia mecánica y eléctrica generada, y carga, con desconexión de carga y del capacitor .

- La tensión no crece tan alto como en el caso anterior.
- Después de la desconexión de carga, la potencia activa suministrada a las cargas cae por debajo de la generación disponible.

- La frecuencia del sistema recupera su valor nominal (60 Hz) en aproximadamente 20 segundos, y crece hasta un máximo de 60.1 Hz.
- La frecuencia de estado estacionario se posiciona a un valor levemente por arriba del nominal determinado por la característica de estatismo de los reguladores de velocidad de las unidades del área.
- La tensión en terminales de la unidad nuclear crece rápidamente durante en el periodo de 5 a 10 segundos, y luego gradualmente cae a aproximadamente 1,05 pu.

Este comportamiento se debe a la acción del PSS que ante una caída de la velocidad enmascara la señal de actuación de la excitatriz. Es necesario un adecuado ajuste de los límites de la señal estabilizante.

- Con la desconexión del capacitor, la potencia reactiva absorbida por la unidad nuclear está dentro de los límites de capacidad del generador.

Conclusiones del CASO 2:

Necesidad de un adecuado control tensión – Potencia reactiva.

6.5. Método para mejorar la estabilidad de frecuencia

- Se debe poner más énfasis en un ajuste adecuado y de coordinación de protecciones y sistemas de control.
- Los sistemas de protección deben contemplar no sólo la seguridad del equipamiento sino también los requerimientos de desempeño del sistema de potencia.
- El diseño de plantas generadoras debe ser tal que sea capaz de realizar exitosamente un rechazo parcial de carga y la operación aislada.
- Logrado por un adecuado diseño de todo el control de la planta, del control del reactor o caldera y del control de velocidad de la turbina.
- Asegurando que los servicios auxiliares vitales no sean desconectados (trip out) debido a variaciones de tensión o frecuencia.
- Un buen diseño del esquema de desconexión automática de carga por subfrecuencia
- Selección de posibles áreas de separación (islas) y de bloques de carga a desconectar
- Tener en cuenta los sistemas de control y protección de la red y de la planta generadora.
- Reconocer el requerimiento de un adecuado control de tensión potencia reactiva.

16.6. Separación del sistema en islas y arranque en negro de unidades de generación

Isla eléctrica: parte del sistema que puede separarse y funcionar en forma aislada y estable luego de la actuación de los automatismos y protecciones para restablecer el balance de potencia.

El objetivo principal de la formación de Islas es asegurar que la mayor cantidad posible de generadores se mantengan en servicio luego de perturbaciones importantes del sistema evitando:

- Apagones generalizados.
- Indisponibilidades o limitaciones en las unidades por la salida de servicio en condiciones desfavorables.
- Demoras para el arranque y toma de carga, especialmente las turbinas de vapor y nucleares.

Requiere:

- Reducir rápidamente la cantidad de carga conectada para equilibrar la generación remanente.
- Modificar la configuración del sistema en forma conveniente.
- Partes de la red operadas como sistemas independientes (islas eléctricas).

El requerimiento principal de cualquier instalación para el Arranque en Negro es que los generadores se puedan arrancar, acelerar y conectar a la red local de suministro lo más rápidamente posible luego de un apagón total en el área.

Por su rapidez para entrar en servicio y tomar carga los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para recomponer el sistema y conectar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo.

El procedimiento de arranque en negro consiste en:

- Arrancar unidades de capacidad adecuada y rápida puesta en marcha.
- Restablecer el suministro a los generadores adyacentes y disponibles para normalización de sus instalaciones y la puesta en marcha.
- Conectar las cargas locales.
- Energizar los circuitos de interconexión.
- Llegar a otras centrales eléctricas y cargas.
- Restablecer progresivamente el suministro a la mayor cantidad de usuarios.
- Considerar las prioridades preestablecidas.

Se debe disponer del control adecuado de tensión y frecuencia para permitir la sincronización de los grupos de generación.

Estudios para la formación de islas y arranque en negro:

- Identificar las islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves.
- Definir los automatismos y sistemas de regulación necesarios para la separación en islas.
- Evaluar el comportamiento dinámico de cada isla eléctrica verificando la permanencia en servicio de los generadores y la restitución de las tensiones y la frecuencia a valores admisibles y estacionariamente estables (estabilidad de frecuencia).
- Determinar el equipamiento requerido y las comunicaciones necesarias para habilitar o deshabilitar aperturas de interruptores en forma automática.
- Identificar los generadores que, ante el colapso total o parcial, puedan permanecer en servicio alimentando solamente sus servicios auxiliares.
- Identificar los generadores que cuentan con instalaciones de Arranque en Negro o aquellos que podrían contar con ellas para un más efectivo restablecimiento del sistema interconectado.

Para ello es necesario realizar:

- Estudios de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario y de estabilidad ante grandes perturbaciones.
- Análisis y diseño de Sistemas de: Control de Sobre frecuencia/ Subfrecuencia, Control de Tensión en las Islas Eléctricas,
- Ensayos del sistema eléctrico y de los generadores.
- Elaboración de esquemas de corte automático de cargas por subfrecuencia y de desconexión de generadores, líneas, cables y elementos de compensación de la red.
- Instalación de sistemas de comunicaciones.
- Instalación de sistemas PLC / SCADA.
- Habilitación de Instalaciones de Arranque en Negro existentes
- Estudios de confiabilidad de las Instalaciones de Arranque en Negro y de las Instalaciones para Formación de Islas.

➤ **Ejemplo: Arranque en negro central hidroeléctrica Cacheuta**

Las instalaciones de arranque en negro de la central Cacheuta (4x37.5MVA) están diseñadas para lograr un arranque confiable, seguro y rápido en casos de colapso parcial o total.

Sistema en estado de colapso total (Black-out) o parcial en la región de la central, suministro externo no disponible, barras de servicios auxiliares sin tensión:

- Arranque en negro a través del grupo generador diesel de 650kVA instalado en la central, el cual está provisto de un sistema de arranque automático que permite disponer rápidamente de energía para los servicios auxiliares.
- El grupo diesel tiene la suficiente capacidad como para arrancar los servicios auxiliares de una de las cuatro unidades y alimentar determinados servicios esenciales de la central.

- Disponibilidad de dos bancos de baterías de 500A-h con un tiempo de descarga de 10h que alimentan la iluminación de emergencia para casos de corte de energía imprevistos.
- A partir de la puesta en marcha del grupo diesel es posible arrancar una de las unidades de generación y proceder a su conexión al sistema.
- Una vez que la unidad ingresa en red y se verifica el estado normal de los servicios auxiliares alimentados desde la misma, se produce la parada del grupo diesel.

Referencias:

- “Trabajos a Realizar por los Agentes del MEM para el Proyecto de Islas y Arranque en Negro”. Procedimiento Técnico Nro 10 de CAMMESA, Argentina.
- “Trabajos a Realizar por los Agentes del MEM para el Proyecto de Islas y Arranque en Negro. Fase I”. Procedimiento Técnico Nro 16 de CAMMESA, Argentina.
- “Arranque en negro central hidroeléctrica Cacheuta. Manual de operación descriptivo básico”. P. Mercado y coautores. Reporte interno IEE-UNSJ, 2002.