

CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SIN

1. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN:

Desempeño Mínimo.- Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

Capacidad Requerida por Seguridad de Área.- En cada área, es la capacidad de generación requerida para mantener el servicio y el abastecimiento de acuerdo a las condiciones de Desempeño Mínimo con la continuidad pretendida. Se determinará teniendo en cuenta la demanda máxima del área, la capacidad efectiva instalada, la capacidad máxima que se puede tomar de la red dadas las restricciones del sistema, y la indisponibilidad simple de instalaciones en Generación y Transmisión asociadas al área.

Unidad Generadora Forzada.- Es la unidad generadora que resulta operando o generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

Estado Normal.- Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda requerida cumpliendo los parámetros de desempeño mínimo definidos para este estado.

Estado de Emergencia.- Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda requerida cumpliendo los parámetros de desempeño mínimo definidos para este estado pero fuera de los límites definidos para el Estado Normal.

Estado de Restitución.- Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda requerida.

Componentes.- Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman parte del SIN.

Contingencia.- Es un evento que ocurre cuando un componente del sistema eléctrico es desconectado o sale de servicio de manera imprevista o programada.

Reserva Rotante.- Margen de potencia mínima entre la potencia efectiva y la potencia despachada de todas las unidades sincronizadas al sistema. La reserva rotante está formada por la reserva primaria y la reserva secundaria.

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).- Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de unidades generadoras, para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema ante variaciones en la demanda o por contingencias.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).- Es la acción manual o automática sobre los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.

Reserva Parada o Estática.- Es la reserva disponible en unidades generadoras de arranque rápido, que no están rotando pero están permanentemente disponibles, a requerimiento del CNDC. Su función principal es restituir los niveles para la regulación secundaria de frecuencia en el menor tiempo posible y para enfrentar mantenimientos o fallas permanentes de instalaciones de generación o transmisión en el SIN.

Banda Muerta de Frecuencia.- Rango de frecuencia dentro del cual las unidades de generación no varían automáticamente su potencia.

Estatismo Permanente.- Cambio de velocidad que experimenta una unidad generadora al pasar desde una condición de vacío a una de plena carga, para un mismo ajuste de la consigna de velocidad.

Sistema de Estabilización.- El estabilizador del sistema de potencia (PSS) es un sistema de control que incrementa el amortiguamiento para las oscilaciones del rotor de la unidad generadora mediante acción en el sistema de excitación, produciendo un torque eléctrico en fase con el desvío de velocidad del rotor.

Diagrama de capacidad del generador.- Diagrama P-Q en el que se representan los límites de operación de la potencia activa y reactiva de una unidad generadora.

Esquema de Alivio de Carga.- Esquema de desconexión automática de carga (EDAC) por relés de baja frecuencia.

Respuesta Dinámica.- Evolución respecto al tiempo de variables del sistema, ante perturbaciones hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio (Ejm.: Tensión, Frecuencia, Potencia, etc.).

2. PARÁMETROS DE SISTEMA

2.1 FRECUENCIA

	<i>Estado normal</i>	<i>Estado de emergencia</i>
Limites	de 49.75 a 50.25Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

El tiempo acumulado del sistema, por variaciones de frecuencia, debe estar comprendido entre +30 segundos (adelanto) y -30 segundos (atraso) y debe ser corregido por el CNDC dentro de las 24 horas siguientes a su ocurrencia.

El CDC procurará mantener la frecuencia en el valor nominal de 50 Hz. Los márgenes definidos aplicarán en periodos cortos necesarios para tomar las medidas correctivas.

2.2 TENSIÓN EN BARRAS

<i>Tensión Nominal</i>	<i>Estado normal</i>	<i>Estado de emergencia</i>	
		<i>Inmediatamente posterior a la contingencia</i>	<i>Posterior a la contingencia</i>
230 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu
115 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.070 pu
69 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 u	de 0.90 a 1.050 pu

pu = por unidad

El estado de emergencia puede ser: inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos) o posterior a una contingencia (hasta su total reposición)

2.3 TENSIÓN EN BORNES DE GENERADOR

	<i>Estado normal</i>	<i>Estado de emergencia</i>	
		<i>Inmediatamente posterior a la contingencia</i>	<i>Posterior a la contingencia</i>
Tensión en bornes	de 0.95 a 1.05 pu	--	de 0.95 a 1.05 pu

pu = por unidad

3. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN

3.1 CARGA MÁXIMA DE COMPONENTES

<i>Estado normal</i>	<i>Estado de emergencia</i>	
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos, informado por el Agente

Los Agentes informaran al CNDC la capacidad de sobrecarga de sus componentes e instalaciones, acompañando, la justificación técnica que la avale.

4. PARÁMETROS DE GENERACIÓN

4.1 RESERVA OPERATIVA

4.1.1 Reserva Rotante

Los requerimientos de Reserva Rotante (Reserva Primaria y Reserva Secundaria) de las unidades generadoras para la regulación primaria y secundaria de frecuencia serán calculadas en el mes de julio de cada año con validez para el periodo noviembre – octubre del año siguiente, según la metodología “Determinación de la Reserva Rotante” del Anexo 1.

Los nuevos márgenes de Reserva Rotante serán aplicados en el Estudio de la Programación de Mediano Plazo que se inicia en el mes de agosto de cada año.

La Reserva Rotante se aplica individualmente a la capacidad efectiva de cada unidad generadora sincronizada.

La Reserva Primaria debe ser llevada en forma obligatoria por cada una de las unidades generadoras sincronizadas. Esta Reserva no puede ser tranzada ni concentrada.

La Reserva Secundaria puede ser tranzada y/o concentrada.

4.1.2 Reserva Total Mínima del Sistema

La reserva total mínima del Sistema será igual al treinta por ciento (30%) de la capacidad efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme.

4.1.3 Reserva Fría del Sistema

La Reserva Fría del Sistema se determina considerando la siguiente expresión:

$$RFs = RTS - (CE - PF)$$

Donde:

- RFs = Reserva fría del Sistema
- PF = Potencia Firme del Sistema
- RTS = Reserva Total del Sistema
- CE = Capacidad Efectiva de las unidades generadoras
asignadas con Potencia Firme

EL CNDC asignará potencia de Reserva Fría del Sistema a una o más unidades generadoras térmicas, no remuneradas con Potencia Firme en forma proporcional a su potencia garantizada, considerando los criterios de seguridad del Sistema, seguridad de áreas, confiabilidad y costo mínimo. La Reserva Fría asignada a una unidad generadora no podrá ser superior a su potencia garantizada.

4.2 GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

<i>Estado normal</i>	<i>Estado de emergencia</i>	
	<i>Inmediatamente posterior a la contingencia</i>	<i>Posterior a la contingencia</i>
90% de la capacidad máxima, determinado por el Diagrama de Capabilidad del Generador	Determinado por los límites de máxima y mínima excitación del generador	Determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos

4.3 RESPUESTA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

Aplica a unidades generadoras con potencia efectiva igual o mayor a 3 MW.

- a) **Respuesta Dinámica:** Evolución de la tensión sin sobre amortiguamiento
- b) **Sobreoscilación:** $\leq 15\%$
- c) **Tiempo Máximo de Crecimiento (Tr) de la tensión terminal para pasar del 10% al 90% del valor final (incremento de carga aplicado), luego de haberse aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:**

<i>Unidad generadora</i>	<i>Tipo de excitatriz</i>	<i>Tr</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 350 ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms
Con licencia de generación otorgada posterior al 2001	Excitatriz estática	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

- d) **Tiempo Máximo de Establecimiento (Ts) para el rango $\pm 5\%$ del valor final del cambio en la tensión terminal:**

<i>Unidad generadora</i>	<i>Tipo de excitatriz</i>	<i>Ts</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	≤ 3 seg.
	Otras excitatrices	≤ 5 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Cualquier tipo	≤ 2 seg.

- e) **Error máximo de estado estacionario para una variación en la tensión de alimentación del campo principal de máquina, correspondiente al paso entre el estado de vacío y de plena carga del generador:**

Unidad generadora	Valor del error
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	$\leq 1\%$
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	$\leq 0.5\%$

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, no están obligadas a cumplir este numeral.

4.4 RESPUESTA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

Aplica a unidades generadoras con potencia efectiva igual o mayor a 3 MW.

- a) **Banda muerta de frecuencia:** ± 25 mHz
- b) **Respuesta Dinámica:** Evolución de la potencia mecánica sin sobre amortiguamiento
- c) **Estatismo permanente:**

- Unidades Térmicas, entre 4% y 7 %
- Unidades Hidráulicas, entre 6% y 12 %
- Unidades a Vapor, entre 5% y 10 %

El valor a aplicar por el Agente Generador será el mínimo de la banda, salvo que por requerimientos propios del proyecto se requiera un valor mayor dentro de estas bandas, situación que será coordinada con el CNDC.

El estatismo transitorio de reguladores de velocidad de unidades hidroeléctricas será determinado por el Agente Generador para cada unidad generadora, de modo tal de obtener una respuesta dinámica estable.

- d) **Tiempo Máximo de Establecimiento** para el cambio en la potencia mecánica del ± 10 % del valor final:

Unidad generadora	Tipo de turbina	Tiempo
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Gas, Vapor	≤ 20 seg.
	Hidráulica	≤ 30 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Gas, Vapor	≤ 15 seg.
	Hidráulica	≤ 25 seg.

e) Sobre oscilación Máxima:

<i>Unidad generadora</i>	<i>Valor máximo de sobre oscilación</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	30%
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	20%

Para cumplir con los valores anteriores, los Agentes o futuros Agentes propietarios de centrales generadoras, deberán especificar sus sistemas de regulación de velocidad y de tensión conforme al Anexo 2.

4.5 PROTECCIONES DEL GENERADOR

a) Límite mínimo de protección por sobrefrecuencia de disparo instantáneo, para unidades térmicas será de 52 Hz, para unidades hidroeléctricas el valor de ajuste por sobrefrecuencia deberá adecuarse a las necesidades de transferencia de potencia en el sistema y podrá estar comprendida entre 52 Hz y 56 Hz.

b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 51.0 a 51.5 Hz	20 seg.
de 51.5 a 52.0 Hz	10 seg.

c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia:

<i>Rango</i>	<i>Tiempo</i>
de 49.0 a 48.0 Hz	20 seg.
de 48.0 a 47.5 Hz	10 seg.

d) Límite máximo protección por subfrecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz

Estos son límites mínimos, los Agentes Generadores podrán aplicar valores mayores, en forma compatible con la seguridad de las unidades y la respuesta dinámica de sus reguladores de Velocidad.

4.6 SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN

A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras, deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad.

4.7 POTENCIA MÍNIMA DE GENERACIÓN

Es determinado por los Agentes Generadores en base a las características técnicas de cada unidad generadora. Los Agentes deberán proporcionar al CNDC la información técnica de respaldo.

5. PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS

5.1 FACTOR DE POTENCIA

Límites aplicados en los nodos de retiro de energía por Distribuidores y Consumidores No Regulados:

<i>Periodo</i>	<i>Factor de potencia</i>
Bloque alto	Mínimo 0.930 inductivo
Bloques media y bajo	Mínimo 0.900 inductivo
Todos los bloques	Máximo 0.999 capacitivo

5.2 ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

El nivel de protección total del Esquema de Alivio de Carga (EDAC) será igual a 43% de la demanda, considerando un 30% de las etapas de subfrecuencia y 13% de las etapas de gradiente.

	<i>Relé</i>		
	<i>Gradiente</i>	<i>Subfrecuencia</i>	<i>Restitución</i>
Numero de etapas	2	10	2
Protección por etapa	6.5%	3.0%	3.0%
Protección total	13%	30%	6%

El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución del EDAC.

6. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO MÍNIMO PARA ÁREAS DEL SIN

6.1 NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN

El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión dentro del margen definido en el punto 2.2, en el estado normal de operación de cada área del SIN, será determinado por el CNDC sobre la base de las unidades disponibles en el área, las curvas de capacidad de las mismas y la curva de carga del área respectiva.

6.2 TRANSFERENCIA MÁXIMA POR SEGURIDAD DE ÁREAS

Transferencias máximas de energía horaria a un área del SIN conectada mediante línea única:

Para el Área Norte $T_{max.} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.20$

Donde:

$T_{max.}$ = Transferencia máxima al área importadora, en MW

a = Capacidad del Esquema de Alivio de Carga según el numeral 5.2

r = Reserva Rotante Primaria según el numeral 4.1.1

D = Demanda del área importadora, en MW

G = Capacidad efectiva de las unidades de generación despachadas en el área importadora, en MW.

La confiabilidad de suministro en las diferentes áreas del SIN podrá ser mejorada mediante el uso de Reglas de Operación de Embalses. Cada Regla de Operación deberá ser definida mediante un procedimiento, que será aplicado por el CNDC previa autorización del Comité de Representantes e informe a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE

1. DESCRIPCION GENERAL

La Reserva Rotante será determinada utilizando la siguiente metodología:

1. El CNDC, definirá tres alternativas de reserva a ser consideradas en el estudio. Una de estas alternativas corresponde al margen de reserva actual.
2. Calcular el costo total anual de operación para cada alternativa de reserva. Este costo es igual al Costo Operativo Anual más el Costo de Energía No Suministrada por fallas de las unidades de generación (Criterio n-1). El Costo Operativo Anual y el Costo de la Energía No Suministrada se calculan de acuerdo a la metodología descrita en los puntos 2 y 3 de este Anexo respectivamente.
3. Determinar el margen de reserva óptimo, que es igual a la alternativa que tiene el menor costo total anual de operación.
4. Al resultado obtenido del margen de reserva óptimo, representado en valor porcentual, se adicionará el 1% que permita cubrir las posibles limitaciones de potencia de las unidades generadoras.

2. CALCULO DEL COSTO OPERATIVO ANUAL

El costo operativo está compuesto por el costo de operación de las unidades, el costo de racionamientos programados, el costo de no satisfacer condiciones operativas (seguridad de áreas, niveles de tensión, curvas de alerta, etc.) y el costo de la función de costo futuro.

El costo operativo anual para cada alternativa de reserva, se calcula en base a la información del último estudio de mediano plazo, utilizando el programa SDDP con un horizonte de análisis de 4 años. Este costo corresponde al costo promedio del primer año de simulación (Noviembre-Octubre del siguiente año).

A fin de eliminar los efectos de borde se utiliza en el primer año de simulación (noviembre a octubre del año siguiente) el margen de reserva propuesto y en el resto de los años, el margen de reserva vigente.

3. CALCULO DEL COSTO DE ENERGIA NO SUMINISTRADA

El costo de la energía no suministrada se determina, para el primer año de simulación, de acuerdo lo siguiente:

- i. Se divide el año de simulación en tres periodos característicos: Lluvioso (diciembre, enero, febrero y marzo), Seco (junio, julio, agosto y septiembre) y Promedio (abril, mayo, octubre y noviembre). De los resultados de la simulación obtenidos con el Modelo SDDP, para cada periodo se selecciona una semana y serie característica con la que se determina la energía hidroeléctrica generada por cada central.

- ii. Con las energías hidroeléctricas determinadas en el punto i, se procesa el Modelo Semanal NCP (168 horas) obteniéndose como resultado el despacho horario de todas las unidades de generación para cada uno de los tres periodos característicos.
- iii. Se define una lista de contingencias en base a la estadística de fallas de unidades de generación.
- iv. Con los resultados de los puntos ii y iii, se simulan las contingencias con el programa Power Factory y se registran los valores de frecuencia mínima, frecuencia a los 30 segundos después del evento, la reserva primaria activada en unidades térmicas e hidráulicas y la carga desconectada por el EDAC.
- v. Se calcula la energía no suministrada, para cada contingencia simulada en el punto iv, utilizando la carga desconectada y el tiempo de reposición de la misma. Se valoriza esta energía utilizando un costo de falla de 1,500 US\$/MWh.
- vi. En base a la probabilidad de ocurrencia de las contingencias analizadas, se calcula el costo anual de la energía no suministrada por fallas de las unidades de generación.

ANEXO 2

REQUERIMIENTOS DE REGULACIÓN PARA CENTRALES GENERADORAS

A. REQUERIMIENTOS PARA REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE VELOCIDAD

Los requerimientos de control primario (pco) y secundario (sco) deberán reflejar un compromiso entre las necesidades del sistema, las estructuras básicas de las plantas y sus respectivas capacidades, así como los aspectos económicos.

El CNDC deberá clasificar las características “inherentes” de cada unidad y deberá tomar en cuenta tales características para la planificación de la operación. Esta clasificación reflejará patrones y parámetros predefinidos.

A continuación se detallan las definiciones y requerimientos generales requeridos para los controles primario y secundario de frecuencia.

1. ESTRUCTURAS DE CONTROL PRIMARIO

Se entiende que cada fabricante tendrá cierta flexibilidad con relación a la estructura de control a implementar, por lo tanto se limita los requerimientos a los siguientes principios básicos:

- Respuestas transitoria y de estado estacionario en términos de prestaciones y patrones;
- Repercusiones sobre las varias facetas de estabilidad de sistema;
- Rango de operación y protección de unidades

Si se cumplen los requerimientos mencionados anteriormente, de acuerdo a las definiciones propuestas, no habrá necesidad de limitar la aplicación de estructuras de control a tipos fijos de esquemas. En otras palabras, las estructuras de control que se apartasen de aquellas descritas en las secciones siguientes serán aceptables en la medida en que su repuesta global sea de calidad comparable. En estos casos, será responsabilidad del Agente Generador acordar con los fabricantes respectivos los esquemas de su preferencia para cumplir con los requerimientos.

En términos generales, el Control Primario (PCO) debe ser de naturaleza proporcional, dando lugar a una desviación de la salida de la turbina proporcional a la desviación de velocidad del rotor $\Delta\omega$. La variación requerida de potencia de la turbina Δp_t será entonces:

$$(1) \quad \lim_{t \rightarrow \infty} \Delta p_t(t) = \frac{100}{bp} \Delta\omega(t)$$

donde bp [%] es el estatismo de potencia; y tanto $\Delta\omega$ como la respectiva Δp_t se definen como cantidades por unidad. La ecuación (1) requiere que el estatismo bp

[%] sea lineal sobre todo el rango de operación, bien sea por medio de la linealización de eventuales elementos no-lineales (por ejemplo, características de válvulas, curvas de eficiencia) o mediante una realimentación integral de potencia, o cualquier otra estructura de control linealizante.

Este control de velocidad clásico (Gobernador de velocidad) deberá aplicarse solamente en circunstancias excepcionales, como por ejemplo en el caso de unidades pequeñas con capacidades de 3 MW o menores, o cuando se esté operando una unidad de forma aislada.

Para unidades de capacidad mayor a los 3 MW, existe una variedad de esquemas de control aceptables que deberán seguir las estructuras de control clave descritas en las secciones siguientes (Gobernador de carga controlado por frecuencia)

2. GOBERNADOR DE VELOCIDAD

Toda turbina usada como máquina motriz y operada sincronizada a la red tiene que estar equipada con un gobernador de velocidad de acción proporcional con estatismo ajustable b_p [%] de acuerdo con la ecuación (1) y la Figura 2.1:

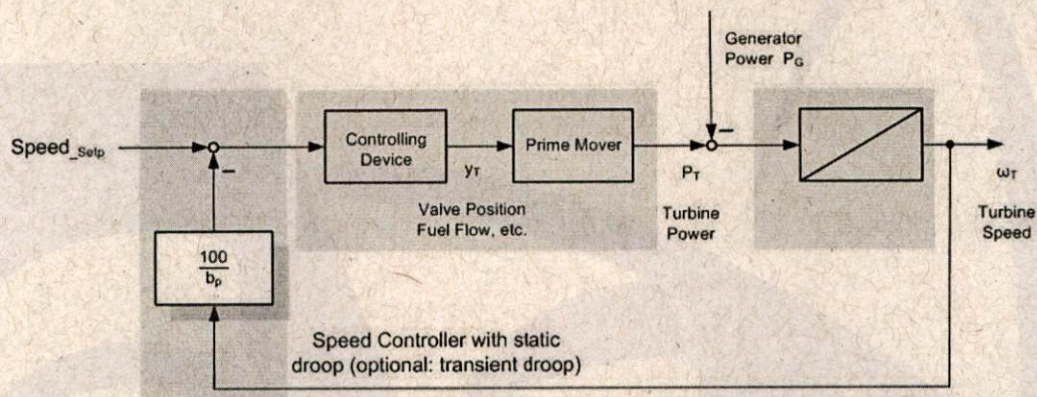


Fig. 2.1 Gobernador de velocidad de acción proporcional y estatismo ajustable

2.1. GOBERNADOR DE CARGA CONTROLADO POR FRECUENCIA

De acuerdo al enfoque de cada fabricante particular, pueden hallarse en uso diversos tipos de gobernadores de carga controlados por frecuencia. Por lo general, existen dos estructuras básicas de control de aceptación general: Gobernador de carga controlado por frecuencia con control estabilizador de velocidad y Gobernador de carga controlado por frecuencia sin control estabilizador de velocidad.

El campo de aplicación de los gobernadores del segundo tipo (sin control estabilizador de velocidad) deberá ser limitado solamente a turbinas de gas y de

vapor. Para turbinas hidráulicas, el uso del gobernador de carga con control estabilizador de velocidad será obligatorio.

2.2. GOBERNADOR DE CARGA CONTROLADO POR FRECUENCIA CON CONTROL ESTABILIZADOR DE VELOCIDAD

El gobernador de carga controlado por frecuencia con control estabilizador de velocidad está constituido por dos lazos de realimentación (Fig: 2.2), descritos a continuación:

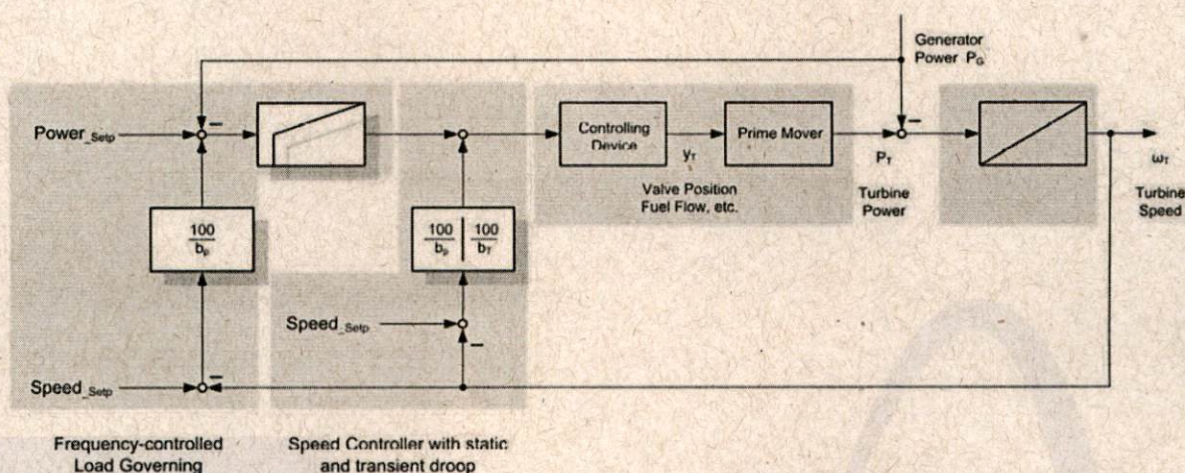


Fig. 2.2 Estructura de un gobernador de carga controlado por frecuencia

- i. El lazo interno establece un control de velocidad estándar con estatismos ajustables de estado estacionario b_p [%] y transitorio b_t [%], el cual es requerido en los casos en que el amortiguamiento definido en la sección 4.2.3 no pueda lograrse mediante el uso exclusivo de un control proporcional. Si el estatismo de potencia de estado estacionario no es lineal como es requerido en la sección 4.2.2, se requerirá el uso de elementos linealizantes tales como características inversas o arreglos de realimentación superpuestos de acción rápida.

La necesidad de un estatismo b_t [%] dependerá del amortiguamiento alcanzable por el gobernador de carga para un dado estatismo de estado estacionario. Para unidades hidráulicas, el estatismo transitorio es obligatorio.

- ii. Adicionalmente al punto de ajuste de velocidad, un gobernador de carga controlado por frecuencia genera el punto de ajuste de carga. La salida del bloque proporcional-integral (PI) puede entonces ser vista como una señal de corrección del punto de ajuste de velocidad para lograr la salida requerida de potencia en estado estacionario. Esto asegura precisión en el despacho de la unidad bajo condiciones de operación nominales estacionarias.

2.3. GOBERNADOR DE VELOCIDAD CONTROLADO POR POTENCIA

A diferencia del gobernador de carga controlado por frecuencia, el gobernador de velocidad controlado por potencia (Fig. 2.3), tiene el estatismo incluido en el lazo de realimentación de potencia, que es sumado a la desviación de velocidad en p.u., la cual a su vez es la entrada de un controlador proporcional-integral (PI) o proporcional-integral-diferencial (PID), según el caso, garantizando así que en estado estacionario se cumpla la siguiente condición:

$$\begin{aligned} (\omega_{Gset} - \omega_G) - pG\sigma &= 0 \quad \text{ó} \\ (pG_{set} - pG)\sigma + (\omega_{Gset} - \omega_G) &= 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Esto resulta, en estado estacionario, en una condición análoga a la definida en la ecuación (1). Sin embargo, la característica dinámica de un gobernador de velocidad controlado por potencia difiere de la de un gobernador de carga controlado por frecuencia. En particular, los parámetros clave del controlador PID son menos inmediatos que aquellos de un gobernador de carga controlado por frecuencia.

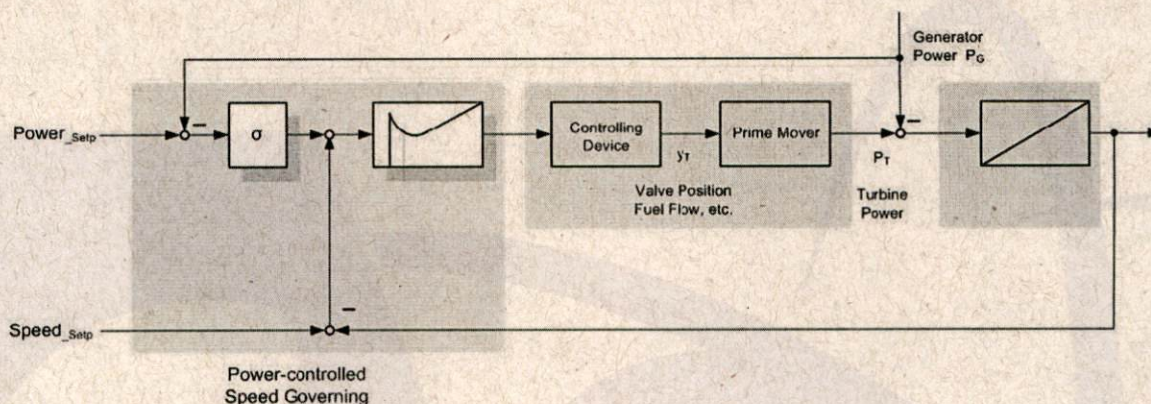


Fig. 2.3 Estructura de un gobernador de velocidad controlado por potencia

3. EXCEPCIONES A LAS ESTRUCTURAS DE CONTROL PRINCIPALES

Operando entre la máxima capacidad continua (maximum continuous rating MCR) y la mínima carga continua de la turbina (minimum prime mover continuous load mPML), las estructuras de control primario y sus ajustes no deberán sufrir variaciones.

Las circunstancias bajo las cuales se aceptarán excepciones a las estructuras de control definidas en las secciones anteriores, son las siguientes:

3.1. OPERACIÓN AISLADA PREVIA A LA SINCRONIZACIÓN Y POSTERIOR A LA APERTURA DE INTERRUPTOR

El CNDC no impondrá condiciones a los modos de control, ajustes y prestaciones de unidades cuando éstas no estén sincronizadas a la red. El Agente Generador estará en libertad de operar sus unidades según sus necesidades técnicas particulares. En casos de recuperación de sistema (Black start), los requerimientos para las unidades necesarias deberán definirse de forma individual.

3.2. OPERACIÓN BAJO CONDICIONES DE EXTREMA BAJA CARGA

Condiciones de extrema baja carga (por debajo del mPML) podrían requerir de otros modos y parámetros de control para poder operar la unidad de forma estable. El agente generador estará en la obligación de informar al CNDC todos los detalles técnicos relacionados con dichas condiciones especiales de operación. El CNDC y el Agente Generador llegarán a un acuerdo sobre tal punto de operación mínimo por debajo del cual podrán variar los modos y parámetros de control.

3.3. LIMITACIONES PARA EVITAR LA OPERACIÓN DE LA UNIDAD FUERA DE RANGO MÁXIMO

Bajo ciertas eventualidades, podría requerirse de algún cambio en las estructuras de control y en los ajustes de parámetros para impedir que la unidad opere fuera del rango máximo de ciertos procesos de la unidad motriz, tales como presión, temperatura u otra variable relevante. La activación de tales funciones limitadoras deberá tener lugar solamente bajo condiciones excepcionales de red. Todo cambio de esta naturaleza a los modos de control y/o parámetros, no deberá, bajo ninguna circunstancia, menoscabar las prestaciones del control primario tal y como están definidas en la sección 4.2

Adicionalmente, en caso de que, bajo otras condiciones de operación específicamente acordadas con el CNDC, sean aceptadas ulteriores excepciones, éstas no deberán en ningún caso significar un deterioro de las prestaciones de control definidas en la sección 4.2.

4. REQUERIMIENTOS DE PRESTACIONES DEL CONTROL PRIMARIO

Los requerimientos de prestaciones presentados en esta sección se basan sobre observaciones del sistema eléctrico Boliviano en las condiciones actuales. Queda sobrentendido que tales requerimientos, con el pasar del tiempo, pudiesen necesitar de revisiones y ajustes.

4.1. REQUERIMIENTOS GENERALES

El control primario deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

- i. Los requerimientos de prestaciones se aplicarán a las condiciones de red asumiendo que las unidades de generación están sufriendo una carga de potencia aislada constante de cantidad apropiada (= Condición de suministro aislada). Esta definición garantiza que los requerimientos de prestaciones tanto estacionarias como transitorias se cumplirán bajo toda condición topológica de la red, incluyendo aquellas que se pudiesen presentar en casos de escenarios severos de separación de islas en la red.
- ii. Deberá prestarse especial atención a la señal de realimentación de potencia del generador, la cual es, en general, proporcional a la potencia de la turbina solamente en estado estacionario, ya que sigue de manera directa la carga eléctrica (por ejemplo, durante una falla la potencia activa del generador decrece súbitamente, mientras que la potencia de la turbina se mantiene inicialmente constante). En especial durante condiciones transitorias, tales como las producidas por perturbaciones de red, la potencia eléctrica medida difiere considerablemente de la potencia mecánica de la turbina, según se indica a continuación:

$$(3) \quad pT(t) = pG(t) + Ta \frac{d\omega}{dt}$$

Para evitar el deterioro de las prestaciones del control primario, los efectos transitorios derivados del uso de la señal de realimentación de potencia deberán por lo tanto ser compensados por un retardo de la señal y ajustes de controlador de potencia apropiados. Esto se traduce, típicamente, en una ganancia proporcional del controlador PI de 0.2, o inferior, o en el uso de señales que sean proporcionales a la potencia de la turbina, tales como la posición linealizada de las válvulas principales (por ejemplo, en el caso de plantas hidráulicas).

- iii. Unidades de generación que tienen una estabilidad limitada de sus máquinas motrices ante desviaciones amplias de carga deberán estar equipadas con "limitadores de tasa de salto" (Jump Rate Limiters), que provean limitaciones de amplitud para la potencia liberada instantáneamente. Tales equipos limitadores son requeridos, por ejemplo, para garantizar la estabilidad de controles de caldera en presencia de grandes escalones de potencia de salida.

4.2. PRESTACIONES TRANSITORIAS Y EN ESTADO ESTACIONARIO

Toda unidad generadora equipada con gobernadores de velocidad controlados por frecuencia o con gobernadores de velocidad controlados por potencia, deberá cumplir con los criterios de prestaciones descritos en las secciones siguientes:

4.2.1. PRESTACIONES EN ESTADO ESTACIONARIO

Los siguientes requerimientos deberán ser cumplidos por todas y cada una de las unidades de generación:

El control primario, y sus elementos de control, deberán operarse sin ninguna banda muerta intencional de velocidad, frecuencia o de realimentación de potencia. Las bandas muertas que no puedan ser eliminadas por razones técnicas no deberán exceder de un máximo de 10 mHz. En cuanto a las bandas muertas intencionales para gobernadores digitales, el valor admisible para su ajuste será como máximo de ± 25 mHz. La máxima tolerancia aceptable será de $\pm 20\%$.

El estatismo estacionario de potencia bp se ajustará para satisfacer las condiciones de prestaciones transitorias establecidas en la sección 4.2.3. En el caso de turbinas hidráulicas el estatismo permanente podrá variar entre 6 y 12 %, para turbinas de gas entre 4 y 7%, y para turbinas de vapor entre 5 y 10%. La tolerancia máxima aceptable será de $\pm 5\%$. En general el ajuste del estatismo será lo más bajo posible dentro de los rangos indicados previamente.

Los diversos ajustes de estatismo definidos para turbinas hidráulicas, de gas y de vapor toman en cuenta tanto los diferentes rangos permisibles de velocidad como las limitaciones tecnológicas. Para prevenir disparos o desconexiones de unidades por sobre velocidad, deberán aplicarse ajustes más rígidos al abrirse el interruptor de la unidad.

4.2.2. LINEALIDAD

El estatismo de velocidad tendrá características suficientemente lineales sobre todo el rango de operación de la turbina. Dentro de tal rango, un estatismo local no diferirá en más de un 10% del valor promedio.

4.2.3. PRESTACIONES TRANSITORIAS

Toda unidad de generación deberá cumplir con los siguientes criterios de prestaciones aplicables a la condición de suministro aislado:

- i) La respuesta a una variación súbita de carga deberá ser amortiguada para todo el rango operacional de la unidad, y el coeficiente de amortiguamiento D deberá estar dentro de los límites siguientes:

$$(4) \quad 0.5 < D < \frac{1}{\sqrt{2}}$$

- ii) En los casos en que el criterio anterior no pudiese ser cumplido con un estatismo estacionario solamente, el control primario deberá contar adicionalmente con un estatismo transitorio o con algún otro elemento de control de comportamiento similar.

- iii) La respuesta relativa a la amplitud acordada deberá mantenerse. No deberán estar presentes sistemas de control superimpuestos (DCS) que actúen sobre el punto de ajuste de potencia para restablecer la potencia de salida inicial. En otras palabras, la potencia inicial dada por el punto de ajuste de potencia se referirá estrictamente a condiciones de frecuencia nominal del sistema.

5. CARACTERÍSTICAS DE RESERVA PRIMARIA

La información esencial para el CNDC es la capacidad que tienen las unidades despachadas de proporcionar respuesta primaria en caso de rechazos de generación. La respuesta primaria en el tiempo, expresada bien sea en [MW] o en [p.u.], está caracterizada por el incremento gradual de la potencia de salida de la unidad en relación a la forma y amplitud de un descenso de frecuencia.

Dado que dicha excursión de la frecuencia dependerá fuertemente de las características de reserva primaria de cada una de las unidades despachadas en ese momento, y de la reserva total disponible, la mencionada capacidad de cada unidad de proporcionar reserva primaria deberá estar caracterizada por una respuesta de tipo unificado. Tal respuesta primaria estará definida por la respuesta ante un escalón (respuesta Tipo A), y por la respuesta ante una rampa (respuesta Tipo B).

5.1. RESPUESTA PRIMARIA TIPO A

La respuesta primaria Tipo A se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- i) Basándose en un modelo de simulación de planta comprobado, se elaborará un modelo específico para las pruebas de respuesta de las turbinas, el cual consistirá de una red integrada por una barra, una unidad de generación y una carga, y se considerará una inercia infinita (ej. $T_a=999999s$).
- ii) La carga se definirá de modo que represente el rango de prueba requerido en cada caso.
- iii) La prueba de respuesta ante un escalón se realizará por medio del cambio del valor de referencia de frecuencia/velocidad del controlador primario a un valor a ser definido en cada caso por el CNDC. Un valor adecuado para estos fines será el correspondiente a un desplazamiento de frecuencia análogo al primer nivel de rechazo automático de carga por baja frecuencia.
- iv) La prueba de la respuesta primaria se realizará para cargas de la unidad del 95%, 90%, 80%, 70%, 60% y 50% de su capacidad. Las pruebas de la respuesta primaria serán documentadas en diagramas gráficos adecuadamente diseñados y etiquetados. Estos diagramas deberán indicar claramente la reserva disponible después de 5s, 10s, 25s y 100s. Un ejemplo típico se muestra en las Fig. 2.4a y 2.4b.

5.2. RESPUESTA PRIMARIA TIPO B

La respuesta primaria tipo B se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- i) Basándose en un modelo de simulación de planta comprobado, se elaborará un modelo específico para las pruebas de respuesta de las turbinas, el cual consistirá de una red integrada por una barra, una unidad de generación y una carga, y se considerará una inercia infinita (ej. $T_a=999999s$).
- ii) La carga se definirá de modo que represente el rango de prueba requerido en cada caso.
- iii) La prueba de respuesta ante una rampa se ejecutará por medio del cambio del valor de referencia de frecuencia/velocidad del controlador primario según un gradiente a ser definido en cada caso por el CNDC. Un valor adecuado para estos fines estará relacionado con la inercia total del sistema y con el primer nivel de rechazo automático de carga por baja frecuencia.
- iv) La prueba de la respuesta primaria se realizará para cargas de la unidad del 95%, 90%, 80%, 70%, 60% y 50% de su capacidad. Las pruebas de la respuesta primaria serán documentadas en diagramas gráficos adecuadamente diseñados y etiquetados. Estos diagramas deberán indicar claramente la reserva disponible después de 5s, 10s, 25s y 100s. Un ejemplo típico se muestra en las Fig. 2.5a y 2.5b.

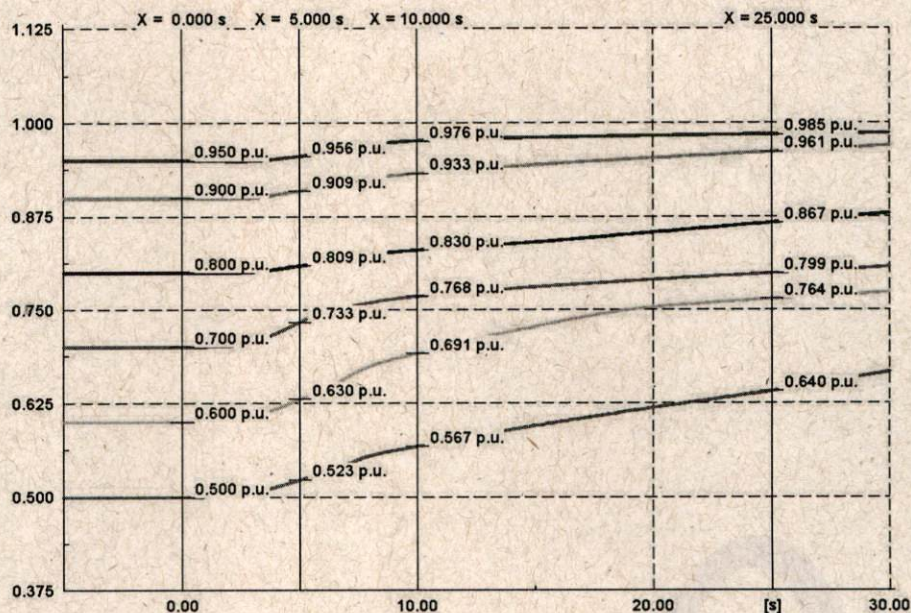


Fig. 2.5a Característica de Respuesta Primaria ("Tipo B"); potencia de la turbina vs tiempo

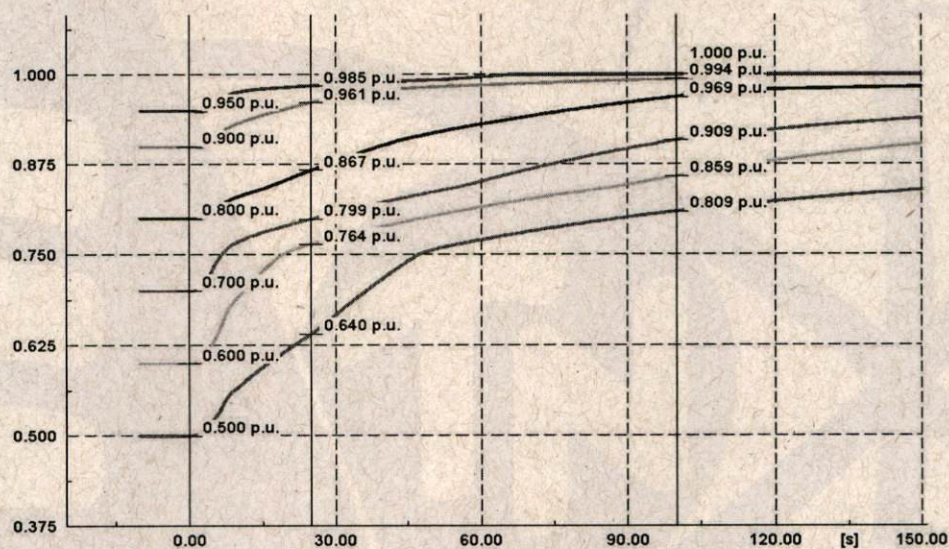


Fig. 2.5b Característica de Respuesta Primaria ("Tipo B"); potencia de la turbina vs tiempo

6. REQUERIMIENTOS DE PRESTACIONES DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA

Actualmente, el control secundario (SCO) del SIN no se realiza todavía mediante un sistema de control centralizado a nivel del CNDC. Por el contrario, se prevé que dichas funciones de control sean realizadas por diferentes unidades mayores, según las condiciones de cada caso particular.

Para que las unidades puedan prestar funciones de control secundario en diferentes plantas, deberán cumplirse los requerimientos siguientes:

El control secundario consistirá de un elemento proporcional-integral (PI), que tendrá como señal de entrada la desviación de frecuencia y como señal de salida un incremento del punto de ajuste de potencia de las unidades de generación a él asignadas. Si el SCO actúa sobre unidades diferentes, tales incrementos de puntos de ajuste deberán distribuirse proporcionalmente a sus capacidades.

Los ajustes del controlador PI garantizarán la operación estable evitando transitorios innecesarios. Los ajustes recomendados para el controlador PI son los siguientes:

$$K_{SCO} = 0.2 \text{ [p.u.]} \quad T_{ISCO} = 120 \text{ s [s]}$$

Deberá haber un solo controlador secundario activo a la vez. El controlador secundario deberá inhibirse tan pronto sean detectadas condiciones de perturbación críticas del sistema. Estas condiciones podrán ser detectadas mediante umbrales de frecuencia o por señales binarias de estados de la red

El SCO actuará directamente, sin bandas muertas intencionales de frecuencia y con incrementos de salida de MW suficientemente pequeños.

Los ajustes propuestos del controlador PI se verificarán con los valores máximos de rampa ascendente y descendente de las unidades de generación asignadas al control secundario. De requerirse, los ajustes propuestos para K_{SCO} y T_{ISCO} podrán ser adaptados para garantizar un comportamiento aperiódico del control secundario.

B. REQUERIMIENTOS PARA LA REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (AVR)

Toda unidad generadora deberá estar provista de los controles, protecciones y equipos de supervisión necesarios para permitir una operación confiable bajo todo tipo de condiciones de operación del sistema.

Para asegurar una operación segura y sostener la estabilidad de la red, los siguientes requerimientos básicos deberán ser satisfechos:

Cada unidad de generación deberá estar en condiciones de mantener la regulación de tensión en el punto de interconexión de la planta mediante la modulación continua de la potencia reactiva suministrada a la red.

Un regulador automático de tensión (AVR) de acción continua que actúe sobre el sistema de excitación es requerido para proveer control del tensión, y deberá ser estable sobre todo el rango operacional de la unidad.

Cada unidad de generación deberá disponer de un regulador automático de tensión (AVR) de acción proporcional. El uso de cualquier AVR de acción proporcional-integral, incluyendo esquemas remotos y conjuntos de control, deberá ser coordinado y acordado con el CNDC.

La prestación del lazo de control de tensión deberá ser tal que, bajo condiciones de operación aislada, el coeficiente de amortiguamiento D sea de por lo menos 0.4 para todo el rango de operación de la unidad. La ganancia proporcional del AVR no deberá ser inferior a 25 p.u.

El regulador automático de tensión (AVR) no deberá tener impacto negativo sobre el amortiguamiento de los modos de oscilación relevantes del sistema. De observarse un deterioro del amortiguamiento para alguna configuración de sistema, deberá implementarse un estabilizador de potencia (PSS) adecuadamente ajustado.

Los reguladores automáticos de tensión con estabilizador de potencia (PSS) adjunto deberán proveer suficiente amortiguamiento para las oscilaciones entre generadores / áreas con frecuencias en el rango de 0.8 – 3.2 Hz.

Cada unidad de generación estará equipada con un limitador de sobre-excitación (OEL), así como con un limitador de sub-excitación (UEL), para prevenir disparos de la unidad por condiciones de sobre- o subexcitación. Ambos equipos limitadores de la excitación deberán ser de acción rápida y no deberán producir efectos negativos de ningún tipo para la estabilidad del sistema.

C. REQUERIMIENTOS DE ESTABILIZADORES DE POTENCIA (PSS)

El amortiguamiento de las oscilaciones, tanto de generadores como inter-área, está básicamente determinado por las impedancias de la red, los parámetros principales de los generadores, tales como sus reactancias e inercia, y por las características de las excitatrices y de los reguladores automáticos de tensión (AVR). En muchos casos, las turbinas también juegan un papel importante para definir el amortiguamiento total.

Definiciones:

s	Frecuencia compleja, $s = \sigma \pm j\omega$ (r/s)
σ	Amortiguamiento, $\sigma = -\xi \omega_n$ (r/s)
ξ	Relación de amortiguamiento, $\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$
ω_n	Frecuencia natural, $\omega_n = \sqrt{\sigma^2 + \omega^2}$ (r/s)
f	Frecuencia (o frecuencia amortiguada), (Hz) $f = \frac{\omega}{2\pi}$

Aquellos generadores que participen en oscilaciones, bien sea locales o inter-área, que tengan una relación de amortiguamiento ξ inferior a un 5% deberán estar equipados con estabilizadores de potencia. Tales estabilizadores deberán estar ajustados para amortiguar efectivamente oscilaciones locales e inter-área con frecuencias en el rango de 0.8 – 3.2 Hz.

D. VERIFICACIÓN DE PRESTACIONES DEL CONTROL DE CENTRALES

1. PRESTACIONES DEL CONTROL PRIMARIO

La verificación y prueba de las prestaciones del control primario bajo condición de suministro aislada es necesaria debido al tamaño relativamente pequeño del sistema eléctrico de Bolivia, y al riesgo potencial de separación de áreas como resultado de contingencias sencillas (n-1) o dobles (n-2). En consecuencia, existe la necesidad de comprobar el comportamiento del control primario en base a una combinación de pruebas de campo y procedimientos de simulación.

Se requerirá de la implementación de los siguientes pasos:

Ejecución de pruebas en plantas para verificar los modos de control y determinar (a) características principales de estado estacionario, incluyendo los estatismos

estacionarios y (b) toda potencial banda muerta. Deberá verificarse que ambos parámetros estén dentro de los rangos de tolerancia requeridos.

Ejecución de pruebas en plantas para registrar la respuesta transitoria primaria, así como la respuesta de las turbinas, ante cambios en los puntos de ajuste de potencia / velocidad.

Desarrollo de un modelo de simulación válido para el rango total de operación de la planta de acuerdo con los procedimientos de despacho del CNDC.

Identificación de parámetros y simulación de un sistema de prueba de suministro aislado utilizando herramientas de simulación aprobadas por el CNDC.

Verificación de que las unidades de generación respondan a las perturbaciones del balance de carga de la red simuladas de acuerdo con los requerimientos de prestaciones transitorias y de estado estacionario.

2. REQUERIMIENTOS BÁSICOS PARA LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS

Las pruebas de verificación de la respuesta del control primario deberán realizarse utilizando sistemas digitales de grabación con una precisión global del 1% o inferior con relación a la señal cubierta por una dada prueba. Requerimientos especiales serán pertinentes para mediciones de velocidad/frecuencia, para los cuales una resolución de 1 mHz es requerida. La tasa de adquisición de datos para toda señal no deberá ser inferior a 20 lecturas por segundo. Los transductores a ser utilizados para las señales de variación lenta no deberán tener retardos superiores a los 250 ms. Las señales de variación rápida serán grabadas con equipos sin retardos de medición de ningún tipo (ej. Tensiones, corrientes, potencias, factores de potencia, frecuencia, etc., se detectarán mediante transductores de software sobre la base de las señales directamente medidas de los transformadores de corriente y de potencial).

Se deberán seguir las siguientes directivas con relación a la implementación de las pruebas y mediciones:

- Dependiendo de la tecnología de cada generador (turbina hidráulica, turbina de gas, generador Diesel, etc.), y de los modos de control previstos para la operación de la red, se determinará la característica de estatismo de estado estacionario para el rango relevante total de operación. De ser necesario, el estatismo de estado estacionario será subdividido según las diferentes no-linealidades involucradas, tales como las presentadas por las características de posición de válvulas vs flujo, flujo vs caída de presión, o por las relaciones de eficiencia entre flujo y salida, etc.
- La banda muerta presente en la relación entre un cambio de velocidad/frecuencia y la salida de la unidad de generación se determinará mediante mediciones del mecanismo ejecutor principal (flujo de combustible,

posición de servo-controles, etc.) vs la señal de velocidad/frecuencia censada, a lo largo de un intervalo de tiempo suficientemente extendido como para garantizar la captura de excursiones de frecuencia representativas.

- Las pruebas de respuesta de las turbinas o motores, etc., se realizarán preferiblemente mediante un cambio repentino de la referencia de velocidad/frecuencia y/o potencia, tal que ocasione un incremento en la potencia de salida de 10-20%. Esta prueba se repetirá para diversas condiciones de carga de la unidad comprendida entre su salida mínima y el 90% de su MCR (Máxima Carga Continua). A fines de minimizar el efecto de acciones compensatorias de control por la posible influencia de los cambios de la frecuencia resultado de estas pruebas, la señal de retro-alimentación de velocidad/frecuencia será temporalmente desactivada; sin embargo, tal "desactivación" deberá realizarse con sumo cuidado para no inhibir ninguna función de protección de la unidad de generación.
- El modelo de simulación de planta a ser desarrollado y validado sobre la base de las pruebas anteriormente descritas deberá incluir todas las no-linealidades de relevancia que puedan tener impacto sobre los estadísticos de estado estacionario y transitorio. El modelo así desarrollado será de la categoría "validez a gran escala", y mostrará resultados correctos para cualquier punto inicial de operación relevante durante condiciones de operación normal como de contingencia, bajo disturbios de cualquier tipo y magnitud. El error del modelo en estado estacionario deberá ser menor al 5%, y el error transitorio deberá ser inferior al 20% para todo tipo de condición de disturbio de la red. El error mencionado se refiere a la amplitud total (=100%) de la excursión de una variable dada.

3. VERIFICACIÓN DE LA REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN (AVR)

Se demostrará que, para cada una de las unidades de generación, el AVR cumple con los requerimientos definidos en la sección b) por medio de los siguientes pasos:

Para cada unidad operando aislada de la red, se registrará la respuesta a un cambio repentino del punto de ajuste de tensión de una magnitud entre 5-10% hacia arriba y hacia abajo. Se calculará, a partir de estos registros, el amortiguamiento y la desviación de estado estacionario de la respuesta de tensión, y se compararán los resultados con los requerimientos.

Se verificará el comportamiento adecuado de los equipos OEL y UEL sobre la base de las condiciones y procedimientos de prueba establecidos por los respectivos fabricantes. Otros circuitos limitadores, tales como limitadores V/Hz, etc., serán revisados en función de las recomendaciones de sus fabricantes. Los procedimientos de prueba de los OEL y UEL deberán asegurar que la respuesta del AVR estará en capacidad de llevar el controlador dentro de las limitaciones pertinentes de forma instantánea, y no de forma gradual.

En base a las pruebas efectuadas, se desarrollarán diagramas de bloques detallados y se identificarán sus respectivos parámetros.

Basándose en estos modelos, y mediante simulaciones de red, se comprobará el impacto de la unidad de generación bajo estudio sobre el amortiguamiento de los modos de oscilación en los cuales ésta pueda tener participación.

Se identificará la necesidad de incluir estabilizadores de potencia (PSS), y se determinarán sus parámetros. Tras su implementación, se comprobará la efectividad de dichos PSS.

E. PRUEBAS Y VALIDACIÓN DE MODELOS

La información suministrada según las indicaciones deberá estar basada en documentación de fabricante y en información adicional recopilada y/o calculada que haya sido validada por medio de pruebas de campo, como se indicó en la sección d).

La validación de los modelos se realizará para por lo menos tres diferentes condiciones de carga de la unidad, y deberá demostrar suficiente precisión tanto en estado estacionario como durante transitorios. El máximo error de estado estacionario no deberá exceder de un 5% de la desviación respectiva introducida para la prueba de validación. Ningún error transitorio deberá exceder de un 15%.

ANEXO 3

1. BLOQUES HORARIOS DEMANDA

Para las simulaciones energéticas con el programa SDDP, se desagrega la demanda semanal en 5 bloques, la misma que se muestra a continuación:

Distribución Horaria Semanal de Bloques de Demanda

Día/hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Sábado	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	I	I	I	M	M
Domingo	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	M	I	I	M	M	B
Lunes	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	SP	SP	I	M	M
Martes	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	P	SP	I	M	M
Miércoles	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	P	SP	I	M	M
Jueves	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	P	SP	I	M	M
Viernes	B	B	B	B	B	B	B	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	I	P	SP	I	M	M

Bloques de Demanda	Duración (hrs)	
Bloque hora de Punta	4	P
Bloque Semipunta	6	SP
Bloque Intermedio	16	I
Bloque Medio	81	M
Bloque Bajo	61	B

Alto
Medio
Bajo