

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERIA ELÉCTRICA



PROYECTO DE GRADO
“CALIBRACIÓN DE CONTROLADORES SISTEMA
TURBINA-GENERADOR CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL
ALTO 2”

Proyecto de grado para obtener el título de Licenciatura en Ingeniería Eléctrica

POR: HENRY MURIEL HELGUERO
TUTOR: ING. RODMY MIRANDA ORDOÑEZ

La Paz – Bolivia

Mayo de 2019



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto de Grado:

“CALIBRACIÓN DE CONTROLADORES SISTEMA TURBINA-GENERADOR
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL ALTO 2”

Presentado por: Henry Muriel Helguero

Para optar al grado académico de Ingeniero Eléctrico

Nota numeral.....

Nota literal.....

Ha sido aprobado como.....

Ing. Rodmy Adalid Miranda Ordoñez

Director de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

Tutor: Ing. Rodmy Adalid Miranda Ordoñez

Tribunal: Ing. Rafael Valencia Goyzueta

Ing. Lucio Mamani Choque

Ing. Máximo Torrez Huanacu

Fecha: 3 de mayo de 2019

DEDICATORIA

A Dios por haberme regalado la existencia y mostrarme lo bello y sublime de este planeta.

A mis padres: Hugo, Herminia y Elena, por haberme inculcado valores, principios morales e ideología de superación.

AGRADECIMIENTOS

Expreso un profundo agradecimiento al Ing. Oscar Muriel, pues sin sus sabias enseñanzas no hubiera sido posible la conclusión de presente proyecto.

A mi Tutor Ing. Rodmy Miranda por el desempeño demostrado en todo este proceso.

A mis compañeros y amigos por todo lo que hemos compartido en estos años de formación académica.

A mis entrañables hermanos: Rodrigo, Israel y Fabiola por haberme brindado apoyo incondicional en todo momento.

RESUMEN

“CALIBRACIÓN DE CONTROLADORES SISTEMA TURBINA-GENERADOR CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL ALTO 2”

Si bien sabemos que los proyectos de generación requieren ciertas exigencias para su conexión con el SIN, dado que se debe verificar que su operación dinámica cumpla los requisitos establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo, para lo cual es necesario determinar la respuesta de los controladores asociados a la generación mediante pruebas tipo definidas.

Las pruebas de ensayo en los reguladores de velocidad, reguladores de voltaje y estabilizadores de potencia, son necesarios para un funcionamiento correcto de las centrales eléctricas, para esto es necesario conocer los modelos de los controladores y/o obtener los mismos mediante pruebas en sitio.

El presente proyecto presentara la metodología para la calibración de los parámetros de control del regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de potencia, de la Central Termoeléctrica El Alto 2 de la Empresa Valle Hermoso S.A. (EVH).

Los resultados del análisis se presentan en el capítulo cuarto demostrando con datos y análisis que con una adecuada parametrización del regulador automático de voltaje, regulador de velocidad y del estabilizador del sistema de potencia, el generador de la central termoeléctrica El Alto 2 podrá desempeñarse en la operación cumpliendo con las prescripciones de desempeño mínimo establecidas por la Resolución AE N° 110/2011 de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El análisis realizado en el presente documento es de carácter académico, debido a que no se puede comparar las respuestas simuladas con las reales del sistema El Alto 2. Sin embargo, al utilizar modelos matemáticos informados por la empresa Valle Hermoso, permite una aproximación que demuestra la forma de aplicar el procedimiento de validación de los modelos matemáticos del CNDC.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. PROBLEMA	2
1.3. JUSTIFICACIÓN	3
1.4. OBJETIVO	3
1.5. ALCANCE	4
1.6. LÍMITACIONES	5
2. MARCO TEORICO	6
2.1. MODELADO DEL GENERADOR PARA ANÁLISIS TRANSITORIO Y DINÁMICO	6
2.2. TURBINAS AERODERIVADAS	11
2.2.1. DESARROLLO DE LA TURBINA AERODERIVADA	16
2.3. MODELOS DE CONTROLADORES DE UNIDADES GENERADORAS ...16	
2.3.1. REGULADORES DE VELOCIDAD	17
2.3.2. REGULADORES DE TENSIÓN	20
2.3.3. ESTABILIZADORES DE POTENCIA	22
2.4. INTERACCIÓN ENTRE EL LAZO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y EL LAZO DE CONTROL DE VOLTAJE	23
2.5. REQUERIMIENTO DE REGULACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	24
2.5.1. GOBERNADOR DE VELOCIDAD	24
2.5.2. REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN	25
2.5.3. ESTABILIZADOR DE POTENCIA	25
3. PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA VALIDACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS DE UNIDADES GENERADORAS DEL CNDC	27
3.1. POLÍTICA E INTERACCIÓN AGENTE-CNDC	27
3.2. DEFINICIONES	27

3.3.	ENSAYOS DE CAMPO PARA LA VALIDACIÓN DE MODELOS.....	28
3.3.1.	CONDICIONES GENERALES PARA EL ENSAYO	28
3.3.2.	ENSAYOS EN EL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VOLTAJE	29
3.3.3.	ENSAYOS EN EL ESTABILIZADOR DE POTENCIA.....	30
3.3.4.	ENSAYOS EN EL REGULADOR DE VELOCIDAD	30
3.4.	REGISTROS DE CAMPO	34
3.5.	INFORME DE VALIDACIÓN.....	35
4.	REQUERIMIENTO DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE CONTROLADORES	
4.1.	DESEMPEÑO MÍNIMO	36
4.2.	RESPUESTA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.....	37
4.3.	RESPUESTA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	38
4.4.	CALIBRACIÓN DE CONTROLADORES.....	39
4.4.1.	GENERADOR SINCRÓNICO	39
4.4.2.	SISTEMA DE EXCITACIÓN “DECS-200N”	42
4.4.3.	ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA	44
4.4.4.	REGULADOR DE VELOCIDAD.....	49
4.5.	DESEMPEÑO DINÁMICO DE LA UNIDAD ALT 02.....	52
4.5.1.	MODELOS EN LAZO DE CONTROL DE VOLTAJE	53
4.5.2.	MODELOS EN LAZO DE CONTROL DE VELOCIDAD.....	55
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	58
5.1.	CONCLUSIONES	58
5.2.	RECOMENDACIONES	59
6.	BIBLIOGRAFÍA	60
	ANEXOS	

CAPITULO 1

1. INTRODUCCIÓN.

1.1.ANTECEDENTES.

Los problemas de estabilidad eléctrica presentados en el Sistema Norte desde la gestión 2002, dieron lugar a varios estudios para la validación de los modelos de reguladores de tensión y velocidad de las unidades generadoras que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En la gestión 2005 el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) invito a firmas consultoras para realizar el servicio de consultoría “Revisión y Validación de Modelos de Reguladores de Tensión y Velocidad de unidades generadoras del SIN”, y mediante Resolución N° 186/2005-2 determino adjudicar el estudio a la Empresa Consultora DIgSILENT GmbH.

En septiembre de 2006, DIgSILENT GmbH presento al CNDC su informe “Revisión y Validación de Modelos de Reguladores de Tensión y Velocidad de unidades generadoras del SIN”, recomendando desarrollar una nueva versión de la reglamentación técnica que regule las operaciones de las unidades de generación y el desempeño mínimo de los reguladores de potencia y frecuencia. Este desarrollo debe estar fundamentado en estudios dinámicos que permitan recomendar ajustes de los reguladores por tipo de máquina y/o centrales eléctricas.

En fecha 11 de marzo de 2011 mediante Resolución AE N° 110/2011, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad aprueba las “Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional” presentadas por el CNDC. En el numeral 4.3 y 4.4 las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo (CDM) se establecen las características mínimas de respuesta de los sistemas de excitación y los reguladores de velocidad de las unidades generadoras conectadas al SIN.

La Norma Operativa N° 11 del Comité Nacional de Despacho de Carga “Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN” define las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para la

incorporación de nuevas instalaciones eléctricas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los equipos de control de las unidades de generación deben cumplir lo establecido en la Resolución AE N° 110/2011 “Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN” durante la operación transitoria y dinámica, para esto es necesario realizar pruebas tipo a los equipos de control.

El presente proyecto presentara la metodología para la calibración de los parámetros de control del regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de potencia, de una central termoeléctrica, aplicando la misma a la Central El Alto 2 de la Empresa Valle Hermoso S.A. (EVH).

1.2.PROBLEMA.

La modelación de los controladores de las unidades generadoras debería estar basado en la información de los modelos matemáticos provistos por el fabricante, sin embargo, por políticas de los fabricantes esta información es limitada o nula, lo cual impide una calibración adecuada de los controladores, siendo necesario pruebas en línea para el ajuste final de los parámetros de control del sistema de excitación, reguladores de velocidad y estabilizador de potencia.

Los parámetros de control definidos por el fabricante para el sistema de excitación, regulador de velocidad y estabilizador de potencia, están asociados a valores estandarizados de entornos de trabajo diferentes a nuestro sistema eléctrico de potencia. Por esta razón es necesario individualizar cada máquina a objeto de conocer la operación que tendrá en el sistema y adecuar los parámetros de control a la realidad boliviana.

La metodología para la calibración de controladores propuesta está basada en los requerimientos establecidos en la Resolución AE N° 110/2011 “Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN”, por lo cual permitirá profundizar en estudios de estabilidad eléctrica del sistema.

1.3.JUSTIFICACIÓN.

Los nuevos proyectos de generación para permitir su conexión con el SIN, deben verificar que su operación dinámica cumpla los requisitos establecidos en las

Condiciones de Desempeño Mínimo, para lo cual es necesario determinar la respuesta de los controladores asociados a la generación mediante pruebas tipo definidas.

Las pruebas de ensayo en los reguladores de velocidad, reguladores de voltaje y estabilizadores de potencia, son necesarios para un funcionamiento correcto de las centrales eléctricas, para esto es necesario conocer los modelos de los controladores y/o obtener los mismos mediante pruebas en sitio.

Los ingenieros eléctricos deben conocer las pruebas de campo asociadas a los controladores y contar con una metodología que les permita la implementación de estas pruebas en los equipos a ser modelados y posteriormente emulados, por esta razón el presente proyecto servirá como base para la implementación de este tipo de estudios realizados principalmente por consultores internacionales.

El uso de Matlab en la modelación de los equipos de control, permite una comprensión total del funcionamiento de este tipo de equipos. Los controladores establecidos en los estándares internacionales de la IIIE, no permiten adecuar todos los elementos de control existente, siendo necesario la implementación de estos controladores en base a información del fabricante.

Las turbinas aeroderivadas utilizadas en las nuevas centrales térmicas, no cuentan con modelos básicos de control en la bibliografía técnica. En el presente proyecto se presenta una modelación preliminar de este tipo de turbinas que permitirá profundizar esta temática en futuros proyectos de grado.

1.4.OBJETIVO.

Presentar la metodología para la calibración de los parámetros de control del regulador de voltaje, regulador de velocidad y estabilizador de potencia aplicados a las unidades de generación del sistema interconectado nacional, empleando como caso de aplicación a la central termoeléctrica El Alto 2.

Los objetivos específicos son:

- ✓ Modelación mediante diagramas de bloque del regulador de voltaje, regulador de velocidad, estabilizador de potencia y generador de la central El Alto 2 en Matlab.
- ✓ Realizar pruebas tipo de escalón al equipo turbina-generador, para determinar la respuesta transitoria y dinámica del sistema.
- ✓ Establecer la parametrización de controladores que permitan una respuesta adecuada a lo establecido en las Condiciones de Desempeño Mínimo y la Norma Operativa N° 11 del SIN.
- ✓ Modelación de los sistemas de control y del equipo generador-turbina de la central El Alto 2 en la aplicación de sistemas de potencia de Matlab, para determinar su operación en estado dinámico de la central.

1.5.ALCANCE.

El alcance del proyecto se refiere a las modelación y simulación de la operación dinámica de la central termoeléctrica El Alto 2. Los equipos a ser modelados y analizados son:

- ✓ Sistema de Excitación
- ✓ Regulador de Velocidad
- ✓ Estabilizador de Sistemas de Potencia
- ✓ Turbina y Generador

El alcance se limita a la simulación en Matlab de la respuesta dinámica de la central termoeléctrica y la determinación de los parámetros óptimos de los controladores que permitan una respuesta adecuada enmarcada en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

En el presente proyecto no se realizará el análisis de estabilidad transitoria del sistema integrado al SIN, solamente se modelará la central termoeléctrica conectada a un sistema grande (barra infinita).

1.6.LÍMITACIONES.

El presente proyecto considera modelos estandarizados informados por los agentes generadores al CNDC, los cuales son modelos matemáticos estandarizados en el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers), por lo cual el presente trabajo se limita a aspectos académicos ya que para obtener los modelos reales deberían ser definidos por medio de pruebas de campo o información detallada de los modelos provista por el fabricante.



CAPITULO 2

2. MARCO TEORICO.

2.1.MODELADO DEL GENERADOR PARA ANÁLISIS TRANSITORIO Y DINÁMICO.

La respuesta dinámica del sistema eléctrico depende del conjunto de componentes y de la disposición de los mismos. Cada uno de los componentes influye de manera particular a la respuesta dinámica del sistema. El esquema del modelo y el grado de detalle del mismo depende de los fenómenos dinámicos a ser representados.

Entre 1845 y 1870 se hicieron diversas modificaciones a los generadores y motores eléctricos, con lo que se mejoró sustancialmente su funcionamiento. Cuando en un principio se construyeron estas máquinas presentaban diferentes problemas como baja eficiencia, inestabilidad en el funcionamiento, etc. Se requirió un gran esfuerzo de investigación e ingenio para sortear los obstáculos. De esta manera, por ejemplo, en 1870 el francés Zénobe Théophile Gramme alcanzó voltajes muy altos en un generador eléctrico. En 1881, por medio de una ingeniosa combinación, Charles Brush logró que el voltaje del generador tuviese siempre un valor constante, sin importar cuánta corriente proporcionara el aparato.

Entre los primeros en reconocer los factores que causaban pérdidas en un generador se encuentran los estadounidenses Edward Weston y Thomas A. Edison, quienes aumentaron la eficiencia de los generadores del 50 al 90 por ciento.

Hacia principios de la década de 1890 se empezaron a utilizar conjuntos de generadores conectados en paralelo, con lo que se logró producir grandes cantidades de electricidad. Para mover los generadores se usaban máquinas de vapor, y ocasionalmente fuentes hidráulicas.

En octubre de 1879, después de muchas experiencias infructuosas y de haber gastado la considerable cantidad para ese entonces de 40 000 dólares, el estadounidense Thomas Alva Edison (1847-1931) logró construir una lámpara incandescente en la que un filamento de carbón emitía luz al hacerle pasar una corriente eléctrica por más de 40

horas. El famoso inventor colocó su filamento dentro de un bulbo de vidrio que estaba al vacío en su interior. Edison logró fabricar este tipo de focos de una manera muy eficiente y con este invento se abrió un campo extraordinario de aplicación que creó la necesidad de construir generadores eficientes de electricidad.

Por lo anteriormente expuesto un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estátor). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Este sistema está basado en la ley de Faraday.

Aunque la corriente generada es corriente alterna, puede ser rectificadas para obtener una corriente continua. En el diagrama adjunto se observa la corriente inducida en un generador simple de una sola fase. La mayoría de los generadores de corriente alterna son de tres fases. El proceso inverso sería el realizado por un motor eléctrico, que transforma energía eléctrica en mecánica.

El principio de funcionamiento de los generadores electromagnéticos fue descubierto en los años 1831-1832 por Michael Faraday. El principio más tarde llamado ley de Faraday, es que se genera una fuerza electromotriz en un conductor eléctrico que rodea un flujo magnético variable.

También construyó el primer generador electromagnético, llamado disco de Faraday; un tipo de generador homopolar, que utiliza un disco de cobre que gira entre los polos de un imán de herradura. Se produce una pequeña tensión continua.

Este diseño era ineficiente debido a los contraflujos de auto-cancelación de la corriente en las regiones del disco que no estaban bajo la influencia del campo magnético. Mientras que la corriente se inducía directamente debajo del imán, la corriente circulaba

hacia atrás en las regiones que estaban fuera de la influencia del campo magnético. Este contraflujo limitaba la salida de potencia en los cables de captación e inducía el calentamiento de los residuos del disco de cobre. Los generadores homopolares posteriores resolverían este problema utilizando una serie de imanes dispuestos alrededor del perímetro del disco para mantener un efecto de campo estable en una dirección de flujo de corriente.

Otra desventaja era que el voltaje de salida era muy bajo, debido a disponer de una única trayectoria de la corriente a través del flujo magnético. Los experimentadores descubrieron que el uso de múltiples vueltas de cable en una bobina podía producir voltajes más altos y más útiles. Dado que el voltaje de salida es proporcional al número de vueltas, los generadores podrían diseñarse fácilmente para producir cualquier voltaje deseado variando el número de vueltas. Los devanados de alambre se convirtieron en una característica básica de todos los diseños de generadores posteriores.

Además del motor y el generador, los generadores eléctricos incluyen generalmente un suministro de combustible, un regulador de velocidad del motor constante (gobernador) y un regulador de tensión del generador, sistemas de refrigeración y de escape y el sistema de lubricación.

Las unidades mayores de 1 kW de potencia a menudo tienen una batería y un motor de arranque eléctrico; además, unidades muy grandes pueden comenzar con aire comprimido o bien con un motor de arranque accionado por aire o introducido directamente a los cilindros del motor para iniciar la rotación del motor. Las unidades generadoras de energía de reserva incluyen a menudo un sistema automático de arranque y un interruptor de transferencia para desconectar la carga de la fuente de energía de la red cuando hay un fallo de alimentación y conectarlo al generador.

A la hora de realizar esta conmutación existen diferentes problemas. Cuando el generador funciona con una carga conectada en sus bornes, nos encontramos con una caída de tensión interna y una reacción en el inducido.

El inducido creará un flujo magnético que se opone al generado por el imán. A este efecto se le da el nombre de fuerza contraelectromotriz, que desplazará el plano neutro.

Para solucionar este problema se pueden realizar diversas mejoras como:

- Desplazamiento de las escobillas: Este método cambia las escobillas a su nueva posición corrigiendo el desvío del plano, el problema es que el motor puede trabajar desde el 0% de su carga total al 100%, por lo que el plano puede cambiar.
- Polos de conmutación o auxiliares: la función de estos polos auxiliares es la de compensar el flujo producido por las bobinas inducidas y compensarlo. Es una solución muy útil y económica.
- Bobinas de compensación: Cuando los generadores son de gran potencia, los polos de conmutación no son suficientes, en este caso usamos bobinas de compensación.

Los generadores contribuyen con la dinámica de la red a través del regulador automático de voltaje (RAV) y el regulador de velocidad (Gobernador). El RAV aporta de manera determinante con la dinámica del sistema, esta contribución dependiendo del sistema de excitación puede influenciar incluso en el comportamiento transitorio del sistema. Los estabilizadores de potencia (PSS) actúan en este tipo de dinámica.

El gobernador de las unidades generadoras contribuye en la dinámica de la red a través del control de la potencia mecánica que influye directamente al control de la frecuencia del sistema.

En el modelo del generador para análisis de estabilidad transitoria y dinámica, se emplea un circuito amortiguador para el eje directo y dos circuitos amortiguadores para el eje de cuadratura, en la representación de un generador de polos lisos, utilizado en las Centrales Termoeléctricas.

En la representación en diagramas de bloques del generador sincrónico de polos lisos y polos salientes se usan los modelos GENROU y GENSAL respectivamente.

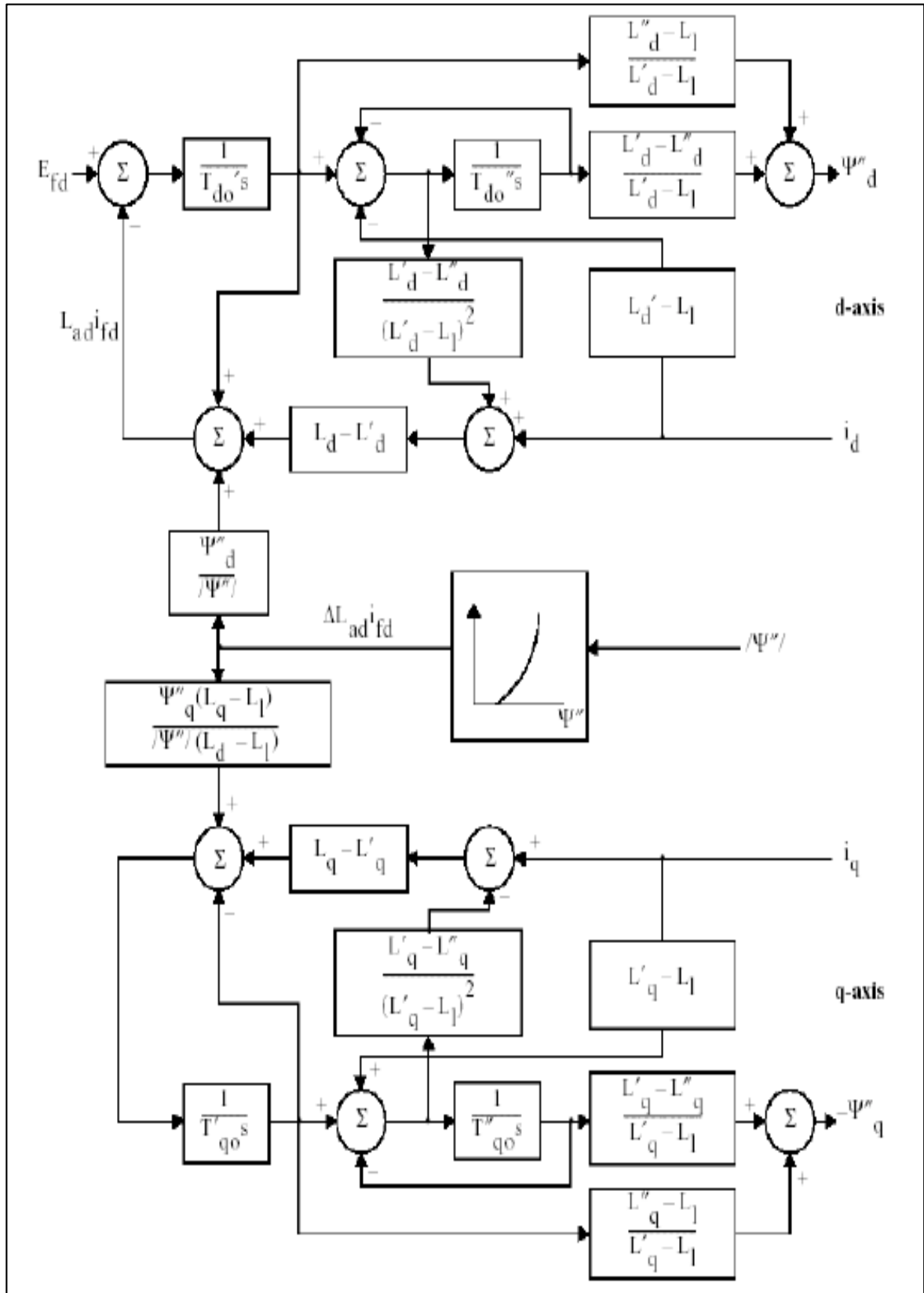


Figura 2.1. Diagrama de bloques del generador de polos lisos - Modelo GENROU

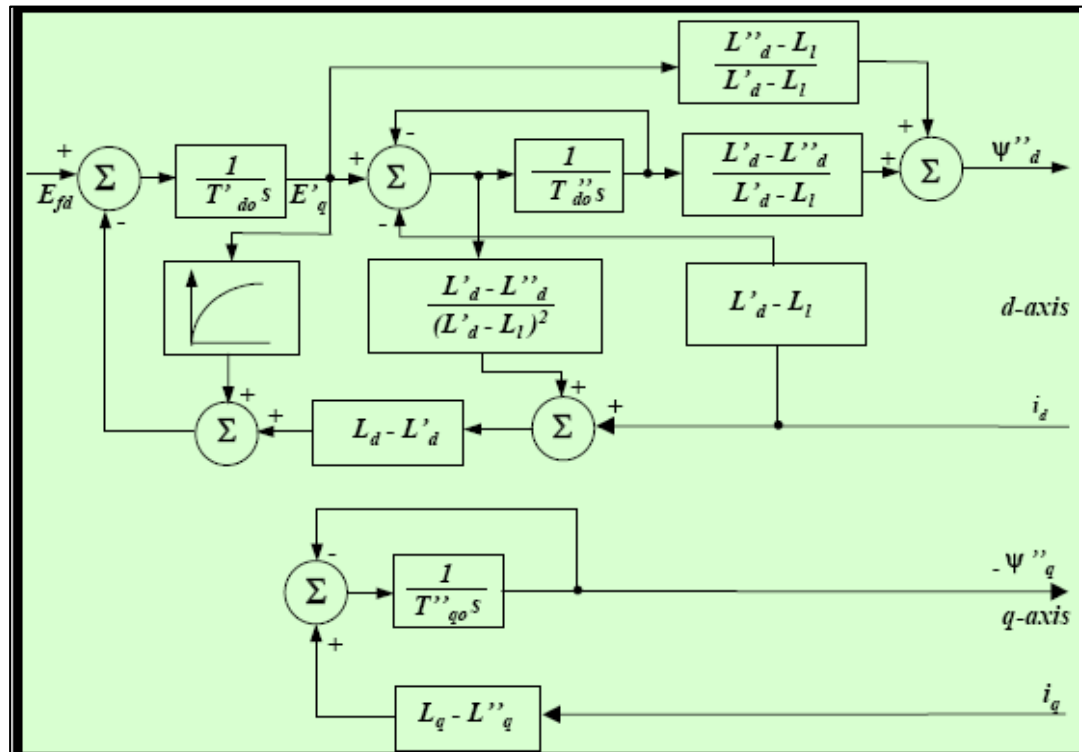


Figura 2.2. Diagrama de bloques del generador de polos salientes

Modelo GENSAL

2.2. TURBINAS AERODERIVADAS.

En los últimos años se ha generalizado el uso de turbinas aeroderivadas (similares a las utilizadas en aviación), para la generación de energía eléctrica, tanto en sitios fijos como montadas sobre equipos móviles. Estas turbinas son más compactas que las turbinas convencionales y tienen una alta relación potencia respecto de su propio peso.

Las turbinas aeroderivadas, fueron desarrolladas para el transporte aéreo y por ello son más livianas que las convencionales. Al tener menos peso que las turbinas convencionales son más eficientes, más simples de instalar, arrancan más fácilmente y tienen un buen rendimiento con cargas parciales. Sin embargo, debido a que tienen menos masa, también es más difícil de detectar las vibraciones ante fallos en el funcionamiento.

La turbina de gas es una máquina diseñada para utilizar la energía aportada por los gases que salen de una cámara de combustión a alta presión y muy altas temperaturas, por lo que llevan mucha energía, dichos gases al chocar contra los alabes de la turbina de

expansión provocan su giro, este giro lo podemos aprovechar para mover un generador y producir electricidad o provocar un impulso utilizado para mover por ejemplo un avión. Existen diferentes tipos de turbinas dependiendo de su origen, disposición de la cámara de combustión y ejes con los que cuenta.



Turbina Aeroderivada: Fuente Internet

Al tener menos peso que las turbinas convencionales son más eficientes, más simples de instalar, arrancan más fácilmente y tienen un buen rendimiento con cargas parciales. Sin embargo, debido a que tienen menos masa, también es más difícil de detectar las vibraciones ante fallos en el funcionamiento. Por el contrario, el arranque de las turbinas es más sencillo por lo que implica un tiempo de arranque menor y pueden ser utilizadas en períodos cortos de tiempo. En general existe consenso que, al ser menos robustas, las turbinas aeroderivadas son más susceptibles a tener problemas operativos, especialmente por variaciones en temperatura de la llama (frecuentemente como consecuencia de variaciones en calidad de combustible, que debe ser mejor controlado que en otro tipo de máquinas más robustas).

A partir del año 2000 GE comenzó a desarrollar la LMS100. La primera turbina de este modelo fue comercializada y entró en operación en el 2006. La LMS100 es una de las

turbinas de gas más eficientes que hay en el mercado. La misma alcanza una eficiencia del 46%, lo que implica aproximadamente un 10% más que la turbina más eficiente de GE hasta ese entonces (LM6000). Si se la utiliza en un ciclo combinado se puede alcanzar hasta un 54% de eficiencia. Análisis de Riesgos Protección contra incendios Valuaciones Ajustes y peritajes Riesgos del trabajo.

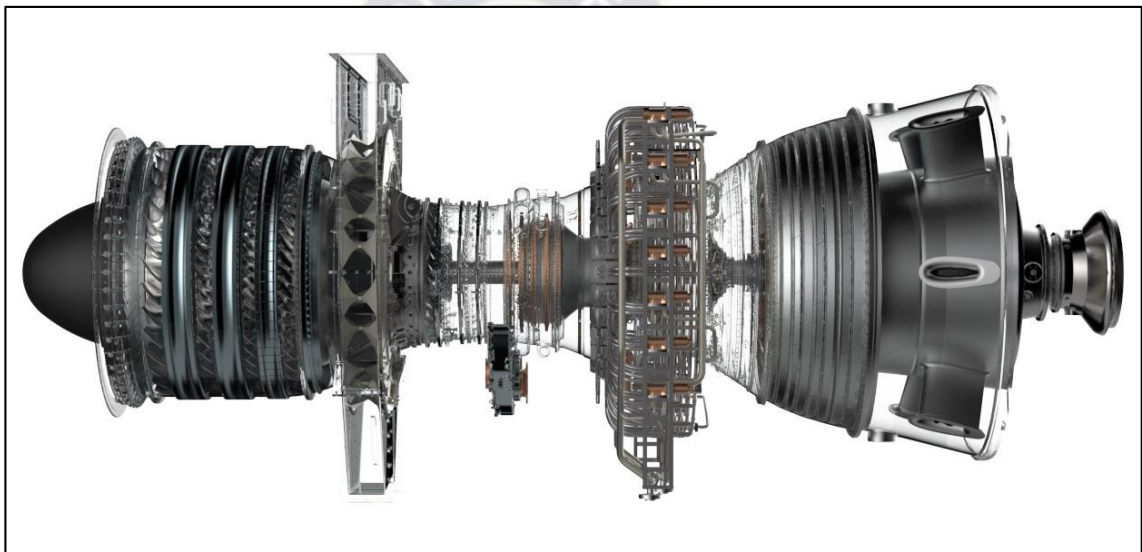
Dependiendo de su origen las podemos clasificar como:

- **Aeroderivadas:** Son aquellas que tiene su origen en turbinas diseñadas para propulsar aviones, son compactas, robustas, tienen una alta relación potencia/peso, son versátiles de operar, ya que al derivar de aviones estos nos van siempre a un ritmo constante y pueden necesitar subidas o bajadas rápidas de potencia, su arranque es más sencillo que las diseñadas para uso industrial puro. Sus potencias rondan los 50 MW. Todas estas características las hacen fáciles de mantener y sustituir en caso necesario. Proviene del diseño de turbinas de para fines aeronáuticos, pero adaptadas a la producción de energía eléctrica en plantas industriales o como micro turbinas. Sus principales características son su gran fiabilidad y su alta relación potencia/peso, además cuentan con una gran versatilidad de operación y su arranque no es una operación tan crítica como en otros tipos de turbinas de gas. Pueden alcanzar potencias de hasta 50 MW, moviendo los gases a una gran velocidad, pero bajo caudal. Su compacto diseño facilita las operaciones de sustitución y mantenimiento, lo que hace viable que se lleven a cabo revisiones completas en menores intervalos de tiempo.
- **Industriales:** Son turbinas diseñadas desde su origen para uso industrial por lo que su peso y tamaño es mayor al no estar limitadas por su lugar de utilización, por lo que al ser de gran tamaño en general las revisiones se llevan a cabo en la misma planta. Se ha buscado siempre grandes potencias para producción eléctrica estas pueden llegar hasta unos 500 MW, también se ha buscado que estén operando el mayor tiempo posible de forma constante, ya que sus paradas son más largas que la de las aeroderivadas por lo que se pierde más dinero al no tenerla funcionando.

Su rendimiento eléctrico es algo menos importante que en las aeroderivadas, ya que puede aprovechar el calor de sus gases de escape para cogeneración. Su velocidad de

rotación es importante ya que al ser usadas para la producción de electricidad deben rondar los 50-60 Hz. La evolución de su diseño se ha orientado siempre a la producción de electricidad, buscándose grandes potencias y largos periodos de operación a máxima carga sin paradas ni arranques continuos.

Su potencia de diseño puede llegar a los 500 MW, moviendo grandes cantidades de aire a bajas velocidades, que pueden aprovecharse en posteriores aplicaciones de cogeneración. Su mantenimiento debe realizarse in-situ debido a su gran tamaño y peso, buscándose alargar lo más posible en el tiempo las revisiones completas del equipo.



Vista Frontal de una Turbina: Fuente Internet

Por otro lado, tenemos la turbina de cámara de combustión tipo silo: En estos diseños la cámara aparece dispuesta sobre la parte superior de la turbina. Los inyectores se instalan atravesando el techo superior de la cámara, y los gases de escape llegan a la turbina de expansión por una abertura inferior conectada a ésta. Su diseño no está muy expandido, y se restringe a turbinas de H₂ y otros combustibles experimentales. La Turbina de cámara de combustión anular: En este caso la cámara consiste en un cilindro orientado axialmente instalado alrededor del eje. Tiene un único tubo de llama y entre 15 y 20 inyectores. Consiguen una buena refrigeración de los gases de combustión y bajas pérdidas de carga, aunque su distribución de temperaturas y mezcla

combustible/comburente es menos uniforme que en cámaras tuboanulares. Este diseño se utiliza por los fabricantes Alstom y Siemens, y en general en turbinas aeroderivadas.

Turbina monoeje: El compresor, turbina de expansión y generador giran de forma solidaria con un único eje de rotación. La velocidad de giro es en la inmensa mayoría de los casos de 3000 rpm, forzado por la frecuencia que debe tener el rotor del generador eléctrico al verter a la red general (50 Hz). Es el diseño usual en las grandes turbinas comerciales de generación eléctrica.

Turbina multieje: La turbina de expansión se encuentra dividida en 2 secciones, la primera o turbina de alta presión, se encuentra unida al compresor axial al que proporciona la potencia necesaria para su funcionamiento. La segunda sección comparte eje con el generador, aprovechándose la energía transmitida en la generación de electricidad. Esta tecnología es utilizada en aeroderivadas y turbinas de pequeña potencia, y ofrece un mejor comportamiento frente a variaciones de carga. Por el contrario, el arranque de las turbinas es más sencillo por lo que implica un tiempo de arranque menor y pueden ser utilizadas en períodos cortos de tiempo. En general existe consenso que, al ser menos robustas, las turbinas aeroderivadas son más susceptibles a tener problemas operativos, especialmente por variaciones en temperatura de la llama (frecuentemente como consecuencia de variaciones en calidad de combustible, que debe ser mejor controlado que en otro tipo de máquinas más robustas).

Las partes principales de una turbina a gas se presenta en la figura 2.2.

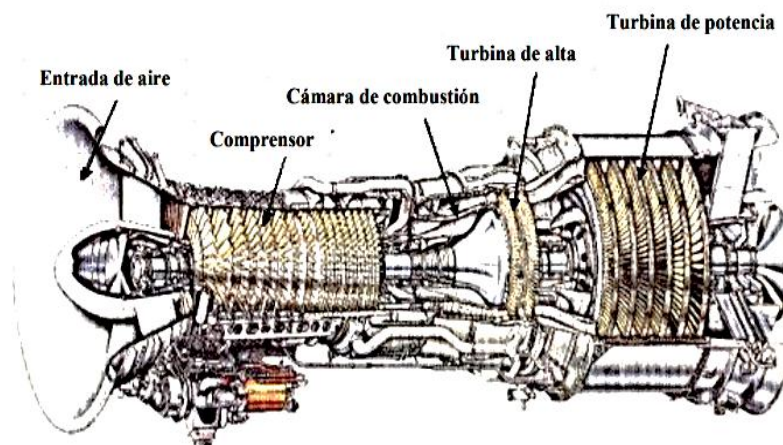


Figura 2.2. Partes de una Turbina a Gas – Fuente Internet

2.2.1. DESARROLLO DE LA TURBINA AERODERIVADA.

A partir del año 2000 GE comenzó a desarrollar la LMS100. La primera turbina de este modelo fue comercializada y entró en operación en el 2006. La LMS100 es una de las turbinas de gas más eficientes que hay en el mercado. La misma alcanza una eficiencia del 46%, lo que implica aproximadamente un 10% más que la turbina más eficiente de GE hasta ese entonces (LM6000). Si se la utiliza en un ciclo combinado se puede alcanzar hasta un 54% de eficiencia.

En Argentina se han instalado turbinas LMS 100 en plantas de Central Térmica Guemes (la primera de mundo en funcionar a 50 ciclos por segundo), en Colbún (Chile), Solalban (Argentina) y en Loma de la Lata (Neuquén - Argentina).

Pratt & Whitney ha desarrollado la turbina FT8, es una turbina de gas que consiste en un generador de gas, derivado del motor de avión JT8D. Dentro de las opciones posibles se puede elegir el SWITPAC que tarda 21 días en estar operativo desde que se comienza con su instalación. La potencia que entrega el SWITPAC varía entre 30 MW y 60MW. La industria Trent de Rolls-Royce ha alcanzado la mayor potencia entregada en turbinas aeroderivadas, que se comercializan hoy en día, las cuales presentan un buen rendimiento y costos competitivos. Una de las turbinas más eficientes del mercado es la Trent 60 que puede entregar 66 MW de potencia en operación de ciclo simple con una eficiencia del 42.5%.

La capacidad de arranque en frío de la turbina Trent 60, permite incrementar la potencia de la red para atender fluctuaciones en la frecuencia a causa de contingencias en el sistema. El arranque puede realizarse en 10 minutos.

2.3.MODELOS DE CONTROLADORES DE UNIDADES GENERADORAS.

Una Central Eléctrica es una instalación compleja. La representación matemática de esta, tiene que tener en cuenta todos los procesos intermedios entre el ingreso de la energía primaria hasta la entrega de energía eléctrica al sistema de transmisión, sus controles y limitaciones asociadas. La dinámica de una central eléctrica (y su influencia en la red a la cual se encuentra conectada) se caracterizan por las fuerzas que actúan sobre el eje

impulsor del generador y por las tensiones que actúan sobre los flujos magnéticos del alternador. Estas características básicas, definen dos sistemas de control bien diferenciados:

- a. Control de la velocidad (y su potencia activa asociada)
- b. Control de tensión (y su potencia reactiva asociada)

En el lazo de control de velocidad interviene:

- El proceso de alimentación de energía a la turbina, el cual puede ser: El sistema hidráulico de acceso (CE hidráulica), el generador de vapor (CE Termoeléctrica) o el compresor de aire (CE Turbogas).
- El sistema de control de velocidad con corrección por apertura y/o potencia y/o nivel y/o temperatura y/o presión de vapor (entre los más conocidos)
- La turbina impulsora.

En el lazo de control de tensión interviene:

- El control de tensión y potencia reactiva (como opción: factor de potencia)
- El alternador.

2.3.1. REGULADORES DE VELOCIDAD.

En unidades de generación hidroeléctricas las fuerzas que actúan sobre el eje impulsor del alternador son controladas principalmente a través de la apertura del paso del agua a la turbina. La variación de la apertura modifica la presión y el caudal del agua que impulsa la turbina. La importancia de la dinámica del acceso del agua a la turbina depende sensiblemente del comportamiento de la presión. Para instalaciones con grandes saltos de agua, es fundamental una correcta representación en detalle de la onda de presión y de las oscilaciones asociadas a esta, ya que las mismas impactan considerablemente en la cupla motora de la turbina, sobre todo, cuando la maquina es del tipo Pelton.

Por otra parte, las oscilaciones se verán influenciadas por la característica de los inyectores (apertura versus potencia), del diámetro y geometría de la conducción y de las pérdidas dinámicas y estáticas de la presión para distintos estados de funcionamiento.

El sistema de control debe ser representado, también en detalle, en lo que respecta al orden de las ecuaciones, ya que pueden producirse efectos de resonancias entre los dos sistemas (Sistema hidráulico y sistema de control).

Es también de gran importancia la correcta representación de las alinealidades del proceso. Aquí se destacan las características de los inyectores y el rendimiento del grupo.

En el control de velocidad de la unidad debe considerar los siguientes aspectos en el modelado:

i. Sistema Hidráulico:

- ✓ Velocidad de la onda de presión, representada por el periodo de la onda. Depende fundamentalmente del largo de la tubería. Esta debe ser calculada y comparada con las mediciones.
- ✓ Constante de Allievi. Depende del largo y sección de la conducción, del caudal de agua y de la altura.
- ✓ Característica de los inyectores
- ✓ Pérdidas de presión dinámica, estas influyen en el amortiguamiento de la onda de presión y dependen fundamentalmente del salto, diámetro y de la geometría de la conducción.
- ✓ Pérdidas estáticas de presión.

ii. Grupo turbo-generator:

- ✓ El aspecto más relevante es la inercia del grupo representada por la constante “Tiempo de lanzamiento”.
- ✓ Potencia de la turbina en marcha en vacío. Esta se calcula desde los datos de medición.

iii. Regulador de velocidad y potencia.

- ✓ Procesamiento del error entre señal medida y consignada, realimentaciones y señales de corrección del lazo de potencia. así como el lazo de control de potencia o apertura (según corresponda).
- ✓ Válvula piloto, actuador y servo principal. Aquí son importantes las limitaciones de velocidad de cierre y apertura del servo principal y la dinámica del actuador. El accionar de los deflectores no es importante, ya que no influye en los transitorios de potencia para operación sincronizada.

En unidades de generación termoeléctricas las fuerzas que actúan sobre el eje impulsor del alternador son controladas principalmente a través del proceso de combustión en la turbina, que se define en base a la dosificación del combustible y el aire. Una turbina de gas simple está compuesta de tres secciones principales: un compresor, una cámara de combustión y una turbina de potencia. Las turbinas de gas operan en base al principio del ciclo Brayton, en donde aire comprimido es mezclado con combustible y quemado bajo condiciones de presión constante. El producto de combustión producido se expande a través de la turbina haciéndola girar para realizar trabajo mecánico.

La información del proceso interno en las turbinas de gas es limitada, por restricciones de los fabricantes. En este sentido, no se conoce la dinámica del proceso interno de las nuevas turbinas aeroderivadas.

En el SIN las unidades de generación impulsadas por turbinas de gas han sido validadas teniendo en cuenta los modelos estándares de la IEEE, los modelos de GE y Woodward.

En la modelación de estos sistemas se emplean modelos representados en esquema en bloques, como se observan en las siguientes figuras.

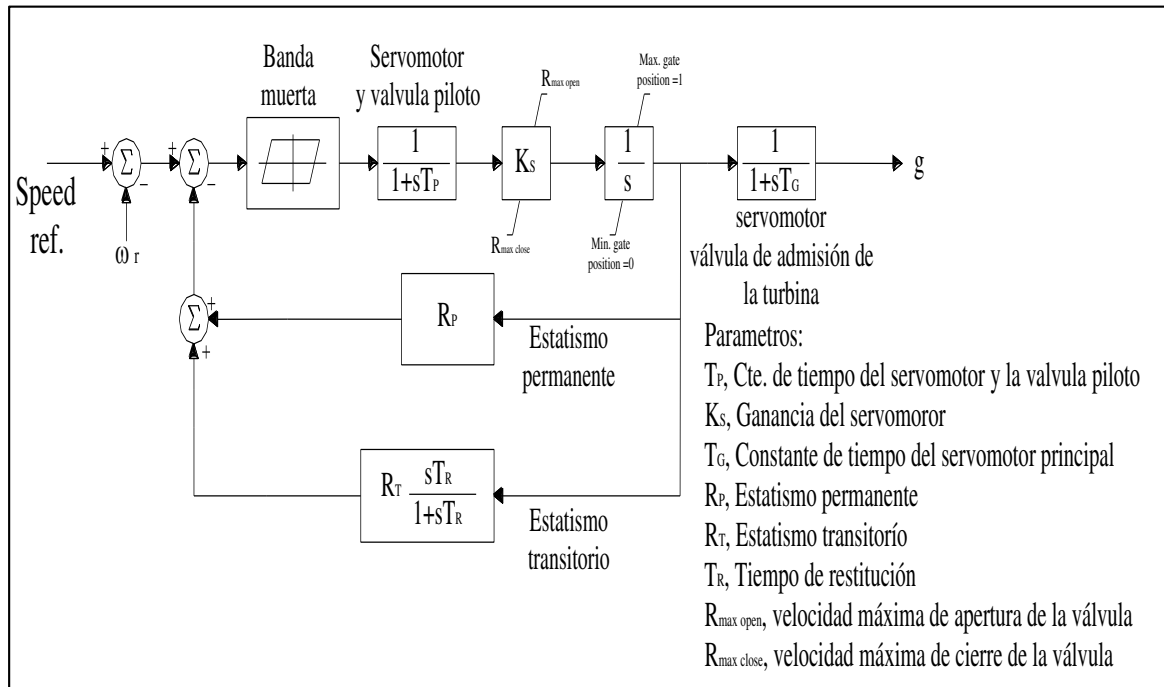


Figura 2.3. Modelo de regulador de velocidad para turbina hidráulica

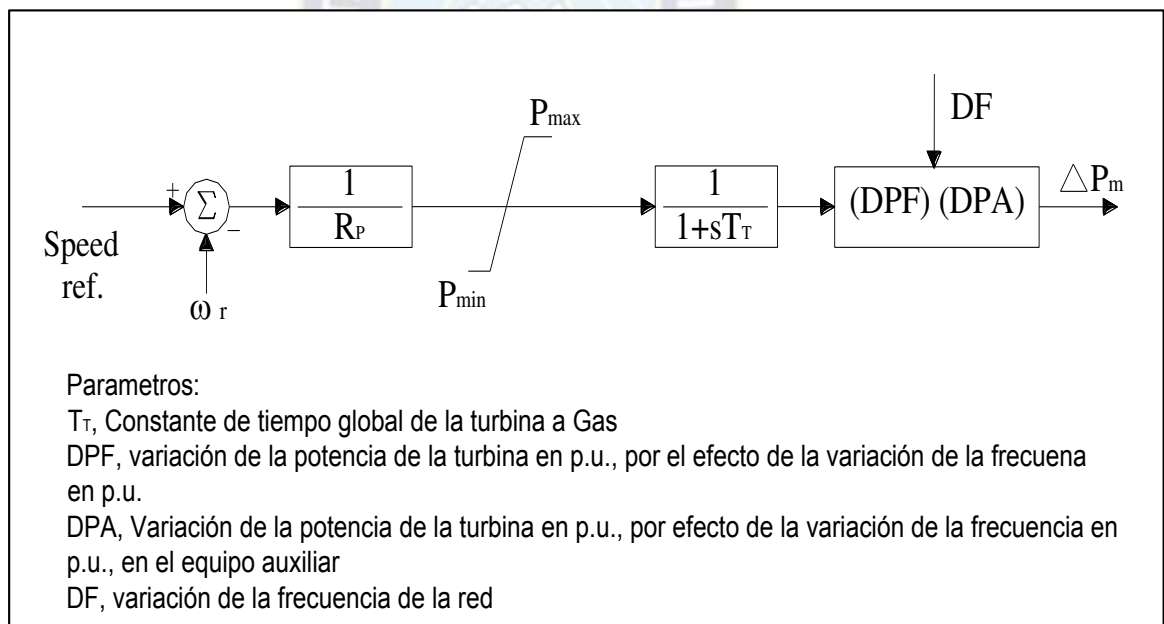


Figura 2.4. Modelo de regulador de velocidad para turbina a gas – ciclo simple

2.3.2. REGULADORES DE TENSION.

Fundamentalmente en el control de tensión existen tres tipos de controles bien diferenciados. El control de tensión estático, el control de tensión sin escobillas y el control de tensión con escobillas. Los tres tipos están presentes en las unidades de generación del SIN.

Cuando se produce una perturbación en el sistema de potencia, los voltajes en las barras del sistema se reducen. En las terminales del generador se perciben los voltajes reducidos por medio de los reguladores automáticos que actúan dentro del sistema de excitación para restaurar los voltajes en terminales de los generadores. El efecto general del sistema de excitación es el de reducir la oscilación inicial del ángulo del rotor que sigue a la presencia de la falla. Esto se logra al elevar el voltaje aplicado al devanado de campo del generador a través de la acción de amplificadores. El incremento del flujo en el entrehierro ejerce un par de frenado sobre el rotor, que tiende a disminuir el movimiento.

Desde el punto de vista del sistema de potencia, el sistema de excitación debería contribuir al control efectivo del voltaje y a mejorar la estabilidad del sistema. Este debería ser capaz de responder rápidamente a una perturbación para mejorar la estabilidad transitoria del sistema, y ajustar el voltaje de campo del generador para producir componentes de pares de sincronización y de amortiguamiento suficientes, que permitan mejorar la estabilidad debido a pequeñas perturbaciones en el sistema. Para lograr esto algunos sistemas de excitación son provistos de estabilizadores de potencia (PSS). Los estabilizadores de potencia han sido ampliamente utilizados, con el objeto de añadir amortiguamiento a las oscilaciones electromecánicas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, que operan bastante cargados y/o están interconectados por líneas de transmisión débiles.

En la siguiente figura se muestra los bloques asociados al sistema de excitación con la incorporación del lazo estabilizante a través del PSS.

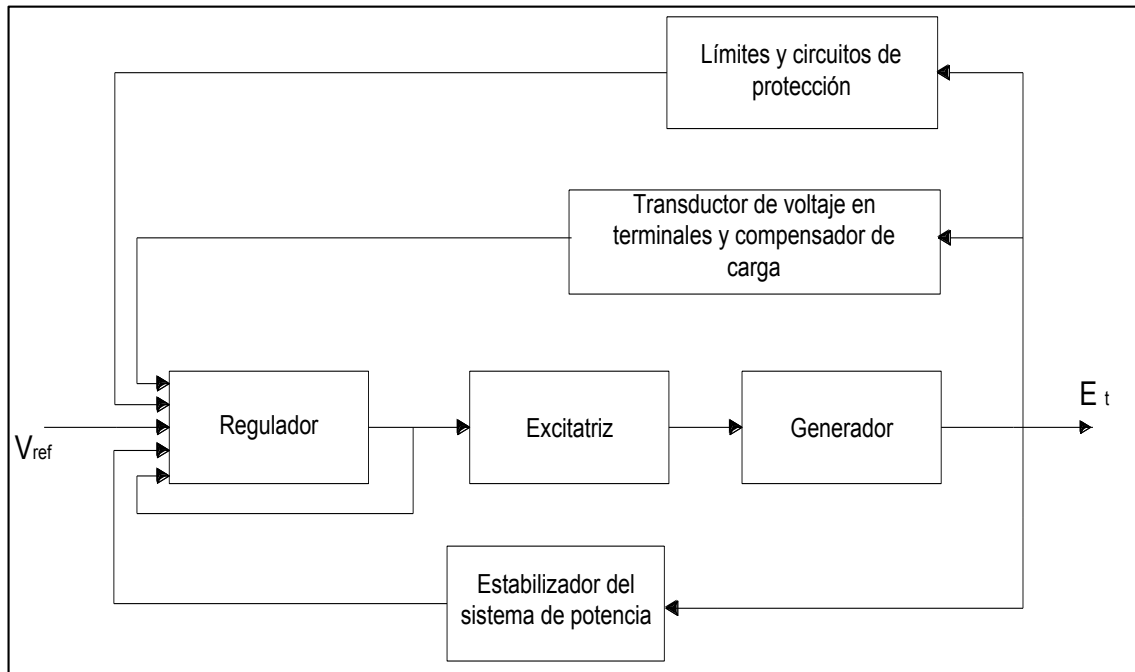


Figura 2.5. Esquema de Interactuación del Regulador de Velocidad con el PSS

Los modelos informados por los agentes se enmarcan en modelos desarrollados por IEEE, los cuales también son utilizados por los fabricantes para los nuevos AVR incorporados al SIN.

2.3.3. ESTABILIZADORES DE POTENCIA.

Los estabilizadores de potencia han sido ampliamente utilizados, con el objeto de añadir amortiguamiento a las oscilaciones electromecánicas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia, que operan bastante cargados y/o están interconectados por líneas de transmisión débiles. Los modelos utilizados se enmarcan en modelos desarrollados por IEEE.

Para representar los efectos de la estabilización suplementaria en el generador, es importante considerar el control de la de la señal “integral de la potencia acelerante” por parte del estabilizador del sistema de potencia (PSS).

La “integral de la potencia acelerante” es una señal de características similares a la desviación de la velocidad de rotación del generador ($\Delta\omega$), pero a diferencia de ésta, se

considera una señal “limpia” de componentes de alta frecuencia, cuyos efectos siempre son indeseables en los sistemas de estabilización. La representación de los modelos del estabilizador de potencia en el estándar IEEE se realiza mediante diagramas de bloques como se muestra a continuación.

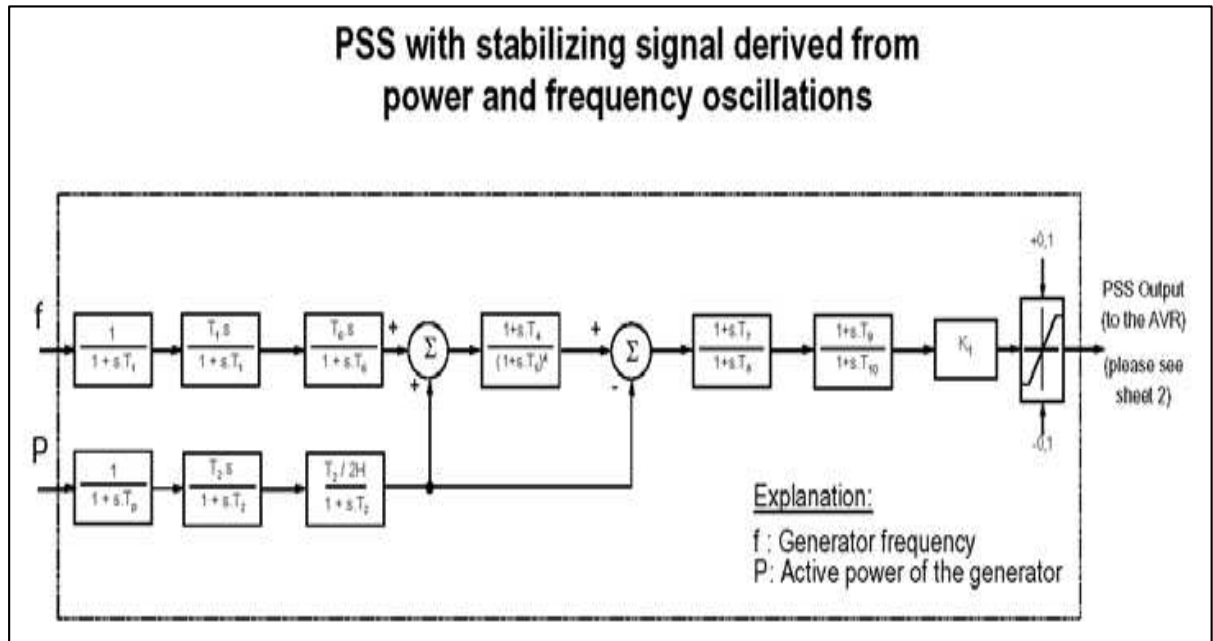


Figura 2.6. Diagrama de bloques de un Estabilizador de Potencia

2.4.INTERACCIÓN ENTRE EL LAZO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y EL LAZO DE CONTROL DE VOLTAJE.

El Sistema Interconectado Nacional, como cualquier otro sistema eléctrico de potencia, tiene una gran cantidad de cargas que varían constantemente con la particularidad de que estas variaciones aparecen y desaparecen estocásticamente, razón por la cual constantemente el regulador de velocidad/carga se encuentra ejerciendo acciones de control sobre la potencia eléctrica que entrega el generador a la red en respuesta a variaciones de la frecuencia, más aun cuando se producen perturbaciones de gran señal en el sistema con saltos de frecuencia que salen de los límites de la zona de insensibilidad de los reguladores de velocidad.

Cuando la desviación de la frecuencia alcanza valores importantes respecto a su valor nominal, que pueden ser motivadas por insuficiencia en la reserva rotante para enfrentar el proceso transitorio, baja participación de los generadores en la regulación de

frecuencia, o transitorios derivados de impactos en la frecuencia, el estabilizador puede presentar desviaciones significativas de su señal de salida en forma transitoria, ya que una de sus señales de entrada es la desviación de la frecuencia. La adición de estas desviaciones al sistema de excitación, puede causar variaciones apreciables en las variables eléctricas del generador que pueden salir de los límites aceptables, siendo precisamente esta una forma de interacción del lazo de control de frecuencia y el lazo de control de tensión a través de una acción no deseada del estabilizador.

2.5.REQUERIMIENTO DE REGULACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS.

Las “Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional” establecidas en la Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad AE N° 110/2011, señala que todas las unidades con una potencia mayor a 3 MW deben contar con controladores adecuados que permitan una respuesta amortiguada de frecuencia y potencia. En el anexo 1.2 de la resolución AE N° 110/2011 se define lo siguiente.

2.5.1. GOBERNADOR DE VELOCIDAD.

Toda turbina de una unidad generadora conectada al SIN debe estar equipada con un gobernador de velocidad con acción proporcional con estatismo ajustable, para permitir una operación en paralelo con otras unidades del sistema.

Los tipos de control mínimos que deben considerarse en el regulador de velocidad es:

- ✓ Control de frecuencia o velocidad
- ✓ Control de potencia

La participación de los gobernadores debe permitir la regulación primaria por variación de la frecuencia en el sistema y la regulación secundaria para permitir reestablecer el descacho de carga optimo en el sistema.

La respuesta del gobernador se determinará considerando lo siguiente:

- Modelo de simulación apropiado en base a información disponible para pruebas de respuesta de las turbinas, considerando una red integrada por una barra, una unidad generadora y la carga, considerando inercia infinita.
- La carga debe definirse en función de la potencia del generador.
- La prueba de respuesta ante un escalón se realiza por medio del cambio del valor de referencia de frecuencia/velocidad del controlador.
- La prueba de respuesta se realizará para diferentes estados de carga de la unidad.

2.5.2. REGULACIÓN AUTOMÁTICA DE TENSIÓN.

Para asegurar una operación segura y sostener la estabilidad de la red, se deberá cumplir lo siguiente:

- La unidad generadora deberá estar en condiciones de mantener la regulación de tensión en el punto de interconexión mediante la modulación continua de potencia reactiva.
- Un regulador automático de tensión (AVR) de acción continua que actúe sobre el sistema de excitación es requerido para proveer el control de tensión.
- Los reguladores automáticos de tensión deben disponer acción de control proporcional.
- Es necesario incorporar la acción de protección de sobre y bajo límites de voltajes en el AVR.

2.5.3. ESTABILIZADOR DE POTENCIA.

El amortiguamiento de las oscilaciones locales, como interáreas están básicamente determinados 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.

Por lo cual aquellas unidades que cuenten con participación en las oscilaciones de potencia y cuenten con una relación de amortiguamiento menor al 5% deben estar equipados con estabilizadores de potencia (PSS), los cuales deben cumplir lo siguiente:

- Los estabilizadores de potencia deben estar ajustados para amortiguar efectivamente las oscilaciones locales e interáreas en el rango de 0.8 Hz a 3.2 Hz.



CAPITULO 3

3. PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS PARA VALIDACIÓN DE MODELOS MATEMATICOS DE UNIDADES GENERADORAS DEL CNDC.

3.1.POLITICA E INTERACCION AGENTE-CNDC.

La validez del modelo matemático del sistema de control de las unidades generadoras del SIN, se realiza mediante ensayos en campo y su posterior contrastación a través de la simulación de condiciones equivalente.

Aplica a las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas del SIN, donde haya sido identificada, la necesidad de realizar ensayos de campo para la verificación del modelo matemático de algunos de sus sistemas de control.

El personal del CNDC a cargo de los ensayos de campo es el responsable de la planificación, coordinación y ejecución de los ensayos, debiendo preparar un informe de planificación detallado, así como el informe de validación correspondiente al concluir los ensayos. Las condiciones operativas del SIN para el éxito de los ensayos de campo, deberán ser previamente coordinadas entre el personal del CNDC y el agente propietario de las instalaciones.

El agente propietario de las instalaciones de generación deberá aprobar el informe de planificación y prestar el soporte necesario de acuerdo a sus posibilidades para la instalación de los equipos de medición y ejecución de los ensayos. Los equipos de medición son de responsabilidad exclusiva del personal del CNDC.

En ningún caso la ejecución de los ensayos de campo deberá requerir inversiones en nuevos equipamientos, los ensayos deberán acomodarse a las condiciones técnicas de las instalaciones y la información disponible.

3.2.DEFINICIONES.

- **Modelo Validado:** Es el modelo matemático del que ha sido comprobada su capacidad de reproducir correctamente el comportamiento de la unidad

generadora y su sistema de control asociado, mediante la contrastación entre ensayos de campo o eventos reales y la simulación de condiciones equivalentes.

- **Ensayo de Escalón:** Son ensayos que se ejecutan para verificar la respuesta de los diferentes lazos del sistema de control asociado a una unidad de generación, ya sea en el regulador de velocidad, en el regulador de voltaje o en el estabilizador de potencia. El ensayo consiste en introducir una variación tipo escalón suficiente para provocar la acción de control y verificar la respuesta del controlador, el escalón podrá ser sobre la señal de consigna o sobre la señal de medición, siempre que no implique riesgo para la operación de la unidad de generación. Los ensayos de escalón en campo deberán ser representados en la simulación de los modelos en condiciones equivalentes.
- **Sistema de Registro:** Es el sistema de medición utilizado durante los ensayos de campo para el registro digital de las magnitudes eléctricas de la unidad generadora y de los dispositivos de actuación y posicionamiento relacionados con el sistema de control objeto del ensayo. Las prestaciones y precisión del equipo de registro deberán ser las adecuadas para la realización de las pruebas.

3.3. ENSAYOS DE CAMPO PARA LA VALIDACIÓN DE MODELOS.

Como resultado del informe de identificación, los ensayos de campo se planificarán según el sistema de control del cual sea necesario realizar su validación.

En el caso, debidamente justificado, que no sea posible efectuar los ensayos de escalón en campo descritos en el presente procedimiento, el propietario deberá plantear ensayos de campo alternativos que permitan validar los lazos de control.

3.3.1. CONDICIONES GENERALES PARA EL ENSAYO.

Se debe verificar que las señales tipo escalón necesarios para los ensayos de campo ingresen al sistema de control libres de todo tipo de condicionamiento, filtrado o señales sobrepuestas provenientes de cualquier control secundario.

En los casos de los ensayos de campo en el regulador de voltaje y el PSS, el estado de carga (potencia activa) durante los ensayos será coordinado con el propietario de las instalaciones de manera tal que la respuesta del regulador de voltaje no represente riesgo

operativo para la unidad de generación y los límites del sistema de excitación no sean alcanzados.

En todos los casos, la validación del modelo y sus parámetros se realizará a través de la contrastación gráfica de los registros de las mediciones obtenidos en los ensayos de escalón en campo y los resultados de la simulación en condiciones equivalentes. En caso de que la contrastación grafica no sea suficiente se complementará el análisis con cálculos numéricos.

Antes de todo ensayo en campo se debe verificar que el sistema de registro se encuentre correctamente conectado y con todas las señales debidamente parametrizadas.

Alternativamente a los ensayos de escalón, en coordinación con el CNDC se podrán realizar variaciones en la frecuencia o voltaje del sistema para emular escalones de manera tal que se pueda validar la respuesta de la unidad y su comportamiento.

3.3.2. ENSAYOS EN EL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VOLTAJE.

El sistema de control de voltaje es parte del sistema de excitación de la unidad generadora y está formado por el regulador automático de voltaje (AVR), la excitatriz, los dispositivos de medición y los dispositivos de actuación. El regulador de voltaje tiene como consigna el voltaje terminal de la unidad de generación, ya sea que esta se encuentra conectada o desconectada de la red.

Para el ensayo de campo del sistema de control de voltaje de la unidad generadora, el ensayo de escalón se realiza sobre la señal de consigna del voltaje. La respuesta del regulador de voltaje se puede verificar en la medición del voltaje terminal de la unidad, si el ensayo se realiza con la unidad operando desconectada de la red o en la medición de la potencia reactiva inyectada, si la unidad se encuentra conectada a la red.

El ensayo de escalón será realizado con la unidad operando en condición desconectada y conectada a la red.

Ensayo en condición desconectada: bajo esta condición la magnitud del escalón a ser utilizado en la señal de consigna del voltaje terminal será de $\pm 5 \%$ del voltaje de vacío. Bajo esta condición la respuesta del regulador se verificará en la medición del voltaje terminal.

Ensayo en condición conectada: bajo esta condición la magnitud del escalón a ser utilizado en la señal de consigna del voltaje terminal será coordinada con el propietario de las instalaciones y el CDC del CNDC, en función a la ubicación de la unidad en la red eléctrica, su envergadura y las condiciones del sistema, de manera tal que se provoque una respuesta en el voltaje terminal o en la potencia reactiva inyectada suficiente para el registro y validación del modelo.

3.3.3. ENSAYOS EN EL ESTABILIZADOR DE POTENCIA.

El estabilizador de potencia (PSS) trabaja asociado al sistema de regulación de voltaje, para atenuar oscilaciones locales o inter-área con frecuencias del orden de 0.8 a 3.2 Hz.

La acción de control del PSS se manifiesta a través de la inyección de una señal compensada al nodo de realimentación del regulador de voltaje. Para el ensayo de campo del PSS de la unidad generadora, el ensayo de escalón se realiza sobre la señal de consigna del voltaje mientras la unidad se encuentra conectada a la red. La respuesta del regulador de voltaje se puede verificar en la medición del voltaje terminal de la unidad o en la medición de la potencia reactiva inyectada. Para la condición del PSS conectado y desconectado.

La magnitud del escalón en la consigna de voltaje debe ser coordinada con el propietario de la instalación dependiendo de las condiciones del sistema y de manera tal que se provoque una respuesta en el voltaje terminal o en la potencia reactiva inyectada suficiente para el registro y validación del modelo.

3.3.4. ENSAYOS EN EL REGULADOR DE VELOCIDAD.

El sistema de control de velocidad de una unidad generadora está conformado por el regulador de velocidad o gobernador, los dispositivos de medición y los dispositivos o servomecanismos de actuación. El regulador de velocidad tiene como consigna la

velocidad de giro de la unidad de generación, ya sea que esta se encuentra conectada o desconectada de la red.

Los reguladores de velocidad se pueden clasificar según el modo de variación de la señal de consigna en:

- Regulador de velocidad o “Speed Control”, cuando la variación de potencia es mediante la variación en la referencia de velocidad.
- Regulador Carga – Velocidad o “Speed Load Control”, cuando el regulador tiene referencias de la señal de velocidad y potencia, lazos que pueden configurarse de distintas formas, ya sea mediante lazos de control independientes que se activan por selección mínima de señal, o cuando ambas señales de consigna están en un mismo lazo de control.

Todos los ensayos de escalón en campo para el regulador de velocidad se realizarán con la unidad en condición conectada a la red y con una carga (potencia activa) según se describe más adelante.

Teniendo en cuenta los tipos de regulador de velocidad mencionados, los ensayos de escalón en campo para la validación del modelo del sistema de control de velocidad podrán ser:

3.3.4.1. LAZO DE CONTROL DE POTENCIA.

Este lazo de control posiciona la unidad en un nivel de potencia de consigna. Así, la validación del mismo se realiza mediante un ensayo de escalón en la referencia de potencia activa de la unidad. Es necesario que el escalón no pase por filtros ni acondicionamientos.

Los ensayos de escalón se realizarán para una magnitud del escalón en la consigna de potencia que podrá ser entre $\pm 10\%$ y $\pm 15\%$ de la carga actual de la unidad generadora, para dos estados de carga que serán coordinados con el propietario de las instalaciones, de tal manera que se provoque una respuesta suficiente para el registro y validación del

modelo. La ejecución del ensayo en dos estados de carga es necesaria para verificar no linealidades.

3.3.4.2. LAZO DE REFERENCIA DE VELOCIDAD.

A través de este lazo el regulador responde a las variaciones de frecuencia del sistema en función a su estatismo, la validación se realiza mediante un ensayo de escalón en la señal de velocidad, ya sea en la de consigna o en la de medición, de manera tal que se provoque un desvío en la señal que ingresa al controlador. La respuesta del controlador estará afectada por su estatismo hasta llegar a otro punto de operación, tomando o disminuyendo carga dependiendo si el desvío de velocidad es positivo o negativo.

Los ensayos de escalón se realizarán para una magnitud de escalón en la consigna de velocidad de manera tal que la variación del estado de carga resultante se encuentre entre el $\pm 10\%$ y $\pm 15\%$ de la carga inicial de la unidad generadora, para dos estados de carga que serán coordinados con el propietario de las instalaciones de tal manera que se provoque una respuesta suficiente para el registro y validación del modelo. La ejecución del ensayo en dos estados de carga es necesaria para verificar no linealidades.

Es posible calcular el estado de carga final al que llegará la unidad luego de que se aplique el escalón, conociendo el estatismo de la máquina, su potencia nominal y su potencia inicial. De esta manera se podrá tener una coordinación adecuada entre el propietario de las instalaciones y el CDC del CNDC.

3.3.4.3. LAZO DE CONTROL DE LÍMITE DE TEMPERATURA EN UNIDADES TERMICAS.

Los reguladores de velocidad de las turbinas a gas, adicionalmente a la función de regulación de velocidad, tienen un control de la potencia máxima de la turbina determinado por el límite de temperatura de los gases calientes permitido por los materiales.

Este lazo de control consiste en limitar la apertura de la válvula reguladora de gas para evitar que la temperatura de los gases calientes exceda el límite térmico de los materiales

en la zona de escape. Ante transitorios rápidos que dan lugar a temperaturas por encima de la consigna, el controlador emite una acción de control en proporción directa a la sobre temperatura, cerrando la válvula reguladora de gas.

Las pruebas en condición de operación en base (control por temperatura) de la turbina a gas, consisten en:

- Ante una variación de sobre frecuencia, registrar la salida del estado de control por temperatura conmutando de manera automática a la regulación primaria por velocidad con el mando orientado hacia la disminución de la potencia de generación de la unidad.
- Ante una variación de disminución de frecuencia, registrar la disminución de potencia de generación y, comprobar que no se genera sobre temperatura de gases calientes, puesto que la válvula gobernadora debe mantenerse fija sin movimiento.

Las pruebas de desempeño de las turbinas a gas en estado de control por velocidad o “Speed-Load” consisten en:

- Ante una variación brusca de disminución de frecuencia, registrar el aumento de potencia de generación, el sobre impulso de temperatura de los gases calientes en el escape, el movimiento de la válvula gobernadora, la modulación de las IGV (Inlet Guide Vane), el desplazamiento de la frecuencia y la potencia de generación.
- Ante una variación brusca de disminución de frecuencia con insuficiente o poca reserva de potencia en giro, registrar el aumento de potencia de generación, la conmutación al control por temperatura, el sobre impulso de temperatura de los gases calientes en el escape (sobre temperaturas que sobrepasan la referencia de control límite de temperatura de operación a potencia máxima), el movimiento de posición de la válvula gobernadora, la modulación de las IGV, y el desplazamiento de la frecuencia .
- Comprobación de desempeño del gobernador ante variaciones bruscas de sobre frecuencia.

Es necesario mencionar que la operación en carga base es una condición de operación normal para las unidades térmicas y que en estas condiciones la regulación primaria responde solamente a sobre frecuencia.

3.4.REGISTROS DE CAMPO.

Los registros a efectuarse durante los ensayos de campo serán obtenidos mediante el sistema de registro de datos portátil del CNDC, PFMonitor de Digsilent, cuyas características y manual de funcionamiento se encuentran en el sitio WEB del CNDC.

Este equipo cuenta con tarjetas de adquisición de datos para señales de transformadores de corriente, voltaje terminal de la unidad y señales del proceso de la planta en formatos 4..20 mA y 0..10 VDC.

De manera general y en coordinación entre el representante del CNDC encargado del ensayo y el propietario de las instalaciones, se deberá buscar el registro de las siguientes señales, siempre que sea posible y las instalaciones existentes así lo permitan:

1. Corriente del estator trifásica: 3 señales de corriente 0..1 A ó 0..5 A en conexión delta o estrella.
2. Voltaje terminal trifásico: 3 señales de los transformadores de voltaje de bornes de generador conectados en delta o estrella. Las magnitudes eléctricas como Potencia Activa y Potencia Reactiva serán obtenidas por el sistema de registro a través de las señales descritas en los puntos anteriores.
3. Tensión o corriente de campo: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.
4. Posición de inyectores, en unidades hidroeléctricas: En formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.
5. Posición de la válvula reguladora de gas, en unidades termoeléctricas: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.
6. Presión de agua al ingreso de la turbina, en unidades hidroeléctricas: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.
7. Temperatura de gases de escape, en unidades termoeléctricas: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.
8. Posición de deflectores, en unidades hidroeléctricas: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.

9. Posición de IGV o mecanismos de inyección de aire alternos en unidades termoeléctricas: en formato de 4..20 mA ó 0..10 VDC.

El agente propietario de las instalaciones de generación apoyará en el conexionado del sistema de registro bajo instrucción del personal del CNDC y de acuerdo al informe de planificación previamente aprobado por el propietario de las instalaciones. El personal del CNDC será el único responsable del sistema de registro.

3.5.INFORME DE VALIDACIÓN.

Terminadas las pruebas, el personal del CNDC elaborará un informe de los ensayos de campo realizados describiendo los sistemas de control que fueron objeto de ensayo, el alcance y resultados obtenidos.

Se deberá incluir un acápite que describa el proceso de contrastación realizado y el grado de validación alcanzado. El informe deberá contener el detalle de las simulaciones realizadas con una valoración del grado en el que las condiciones de los ensayos lograron ser simuladas.

El informe deberá ser analizado conjuntamente con el propietario de las instalaciones antes de su versión final.

CAPITULO 4

4. REQUERIMIENTO DE DESEMPEÑO MÍNIMO DE CONTROLADORES.

4.1. DESEMPEÑO MÍNIMO.

La Resolución AE N° 110/2011 “Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN” entra en vigencia a partir del 1 de mayo de 2011, dentro de sus definiciones establece el desempeño mínimo como:

- 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 en las instalaciones. Está definida por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.

El sistema de excitación de las unidades generadores influye directamente en la tensión en barras y el regulador de velocidad modifica la frecuencia del sistema, debido a que las unidades tienen una velocidad que está en sincronismo con la frecuencia.

Los niveles de tensión permitidos en el sistema de acuerdo a las CDM's se presentan en la tabla 4.1.

Tabla 4-1. Límites de tensión en condiciones normal y contingencia

Tensión nominal	Condición normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post – contingencia
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 pu	de 0.90 a 1.050 pu

pu = por unidad

Los límites de la frecuencia del sistema de acuerdo a las nuevas CDM's son los siguientes:

	Estado normal	Estado de emergencia
Límite	de 49.75 a 50.25 Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

La regulación secundaria del sistema procura mantener la frecuencia en el valor nominal de 50 Hz. Los márgenes definidos para la frecuencia aplicaran en periodos cortos necesarios para tomar medidas correctivas.

4.2. RESPUESTA DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN.

Los indicadores establecidos en la Resolución AE N° 110/2011 para calificar el desempeño de los sistemas de excitación de las unidades generadoras del SIN, y sus correspondientes valores mínimos, son los indicados a continuación:

a) **Respuesta Dinámica:** Evolución sin sobre amortiguamiento

b) **Sobre oscilación:** $\leq 15 \%$

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 haber aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:

Unidad Generadora	Tiempo de Excitatriz	Tr
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatrices estáticas	≤ 350 ms
	Excitatrices con rectificadores rotantes (Brushless)	≤ 550 ms
	Otras excitatrices	≤ 850 ms
Con licencia de generación posterior al año 2001	Excitatrices estáticas	≤ 250 ms
	Otras excitatrices	≤ 350 ms

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

Unidad Generadora	Tiempo de Excitatriz	Ts
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatrices estáticas	≤ 3 seg
	Otras excitatrices	≤ 5 seg
Con licencia de generación posterior al año 2001	Cualquier	≤ 2 seg

e) **Error máximo de estado estacionario**, para una variación de 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 posterior al año 2001	$\leq 0.5 \%$

4.3. RESPUESTA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD

- a) **Banda Muerta de Frecuencia:** 0.00 Hz
- 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 del proyecto será el mínimo de la banda, salvo que por requerimientos propios del generador se requerirá 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.

- a) **Tiempo Máximo de Establecimiento para el cambio en la potencia mecánica del $\pm 10\%$ del valor final:**

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

- b) **Sobre oscilación Máxima:**

Unidad Generadora	Tiempo
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	30%
Con licencia de generación posterior al año 2001	20%

En color verde están resaltadas las condiciones que son de aplicación al caso particular de centrales termoeléctricas a ser analizadas.

4.4.CALIBRACIÓN DE CONTROLADORES.

La central termoeléctrica El Alto 2 está equipada con sistemas de control digital para los dos lazos de control: frecuencia – carga y voltaje – reactivo. La potencia mecánica es suministrada por una turbina marca Rolls-Royce, Trent – WLE Dual Fuel de 64 MW de potencia.

4.4.1. GENERADOR SINCRÓNICO.

El generador sincrónico de la central El Alto 2 pertenecen a la marca BRUSH, es una máquina trifásica de eje horizontal y rotor cilíndrico, con tensión nominal de 11500 V. En las siguientes tablas se presentan los principales datos del generador sincrónico en estudio, junto con una descripción de los distintos parámetros que irán a conformar el modelo de la máquina síncrona.

C.T. EL ALTO 2				
DATOS GENERALES	MAGNITUD	SIMBOLO	UNIDAD	VALOR
	Voltaje Nominal	V_{nom}	kV	11.50
	Potencia Aparente Nominal	S_{nom}	MVA	62.705
	Frecuencia Nominal	f_{nom}	Hz	50
	Velocidad de Rotación Nominal	n	r.p.m.	3000
	Factor de Potencia Nominal	$\cos \varphi$	--	0.85
	Potencia Nominal	P_{nom}	MW	53.3
	Potencia Reactiva Máxima	Q_{max}	MVAr	33
	Potencia Reactiva Mínima (subexcitación)	Q_{min}	MVAr	-29
OTROS DATOS	Constante de Inercia del conjunto turbina	H	MWs/MVA	0.88
	Resistencia de armadura por fase (dc)	R_a	Ω	0.0023
	Resistencia del arrollamiento de campo	R_f	Ω	0.177
	Factor de Saturación en Vacío a Tensión Terminal 1.0 pu ¹	$S_{1.0}$	-	0.065
	Factor de Saturación en Vacío a Tensión Terminal 1.2 pu ¹	$S_{1.2}$	-	0.155
	Corriente de Campo para MVA, Tensión y $\cos \varphi$ nominales	I_{fnom}	A	843

Nota: ¹ Valores Calculados a partir de datos del fabricante

Los factores de saturación fueron calculados a partir de las siguientes cantidades:

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Corriente de campo a tensión nominal medida sobre la curva de magnetización en vacío	I_{fdo}	A	327
Corriente de campo a tensión nominal medida sobre la recta del entrehierro en vacío	$I_{fdo(ag)}$	A	307

Corriente de campo para el 120% de la tensión nominal medida sobre la curva de magnetización en vacío	I_{fd1}	A	425
---	-----------	---	-----

Tabla 4.1 Datos Nominales del generador de la C.T. El Alto 2.

Los valores resultantes de cálculo de $S_{(1,0)}$ y $S_{(1,2)}$ son los siguientes:

$$S_{(1,0)} = \frac{I_{fdo} - I_{fd(ag)}}{I_{fd(ag)}} = \frac{327 - 307}{307} = 0.065$$

$$S_{(1,2)} = \frac{I_{fd1} - 1.2 \times I_{fd(ag)}}{1.2 \times I_{fd(ag)}} = \frac{425 - 368}{368} = 0.155$$

C.T. EL ALTO 2				
	MAGNITUD	SIMBOLO	UNIDAD	VALOR
REACTANCIAS	Reactancia sincrónica de eje directo no saturada	X_d	pu	1.88
	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura no saturada	X_q	pu	1.72
	Reactancia transitoria de eje directo no saturada	X'_d	pu	0.181
	Reactancia transitoria de eje en cuadratura no saturada	X'_q	pu	0.22
	Reactancia subtransitoria de eje directo no saturada	X''_d	pu	0.129
	Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura no saturada	X''_q	pu	0.160
	Reactancia de Dispersión	X_l	pu	0.130
	CONSTANTE DE TIEMPO	Constante de tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto	T'_{do}	s
Constante de tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto		T''_{do}	s	0.05

Constante de tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto	T'_{q0}	s	1.0
Constante de tiempo subtransitoria de eje en cuadratura a circuito abierto	T''_{q0}	s	0.07

Tabla 4.2 Parámetros Estándar del generador El Alto 2.

4.4.2. SISTEMA DE EXCITACIÓN “DECS-200N”.

El generador de la Central Termoeléctrica “El Alto 2” está equipado con un sistema de excitación con rectificadores rotantes marca Basler Electric, DECS-200N basado en tecnología digital. La representación de este sistema de excitación recomendada para estudios de sistemas de potencia es la presentada en el diagrama de bloques de la Figura 4.1.

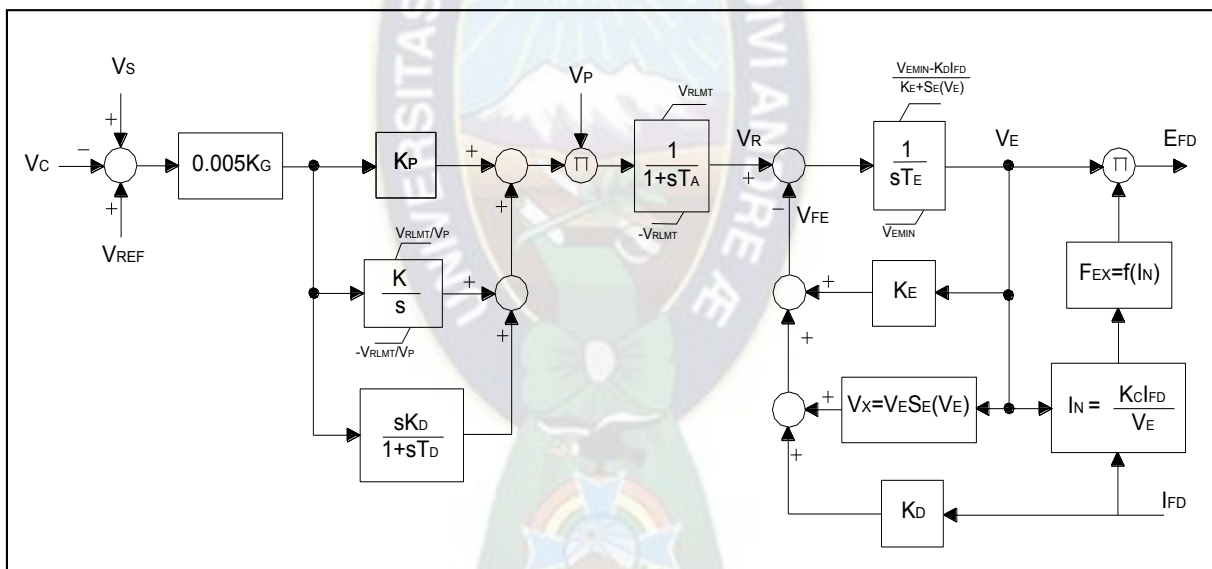


Figura 4.1. Modelo IEEE AC8B, representación matemática del DECS-200N

El regulador automático de tensión DECS (Digital Excitation Control System) tipo DECS-200N, es un sistema digital de control de excitación muy compacto con forzamiento negativo. Su puente de seis tiristores controlados montados en tarjeta interna ofrece el sistema más alto de desempeño posible, logrando que el DECS 200N sea ideal para proporcionar una respuesta excepcional al sistema, característica regulador digital que considera un valor alto de la ganancia proporcional K_p . Para comprobar el desempeño transitorio que se alcanza con la

nueva calibración, se realizaron simulaciones de las pruebas anteriores con un modelo del sistema de excitación AC8B construido con MATLAB de The MathWorks, Inc. La parametrización recomendada para optimizar la respuesta dinámica de la requerida en aplicaciones con estabilizadores de sistemas de potencia.

4.4.2.1. CALIBRACIÓN ÓPTIMA DE LA REGULACIÓN DE EXCITACIÓN

Para permitir un funcionamiento adecuado del regulador automático de voltaje en cumplimiento de las condiciones de desempeño mínimo del sistema, se analizó la calibración para la excitación es la siguiente:

DECS-200N		El Alto 2
Parámetros del Regulador de Voltaje	Constante de tiempo del Transductor de Voltaje	0.032
	Ganancia de Acción Proporcional [p.u.]	180.0
	Ganancia de Acción Integral [p.u.]	120.0
	Ganancia de Acción Derivativa [p.u.]	40.0
	Constante de tiempo del Amplificador [s]	0.010
	Límite máximo del regulador de voltaje [p.u.]	+ 1.000
	Límite mínimo del regulador de voltaje [p.u.]	- 1.000
Parámetros de la Excitación	Límite de máxima excitación [p.u.]	+ 1.000
	Límite de mínima excitación [p.u.]	- 1.000
	Constante de tiempo de la Excitatriz [s]	0.8
	Ganancias de la Excitatriz [p.u.]	1.0
	Voltaje de Campo a Potencia y Factor de Potencia	181
	Voltaje de Campo en Vacío sobre la recta del	58

Tabla 4.3. Parámetros del sistema de excitación DECS-200N.

En la figura 4.2 se presentan los oscilogramas obtenidos con MATLAB de la simulación de la respuesta de la excitación ante un cambio de consigna en escalón de amplitud 5%.

Los indicadores de desempeño determinados a partir del análisis de la evolución transitoria de la onda de tensión terminal del generador son los siguientes:

INDICADOR	VALOR	VALOR LÍMITE
Respuesta Dinámica	Bien amortiguada	Sin
Sobreoscilación (M_p)	5.54%	$\leq 15 \%$
Tiempo de crecimiento (T_r)	270 ms	≤ 350 ms
Tiempo de establecimiento	1.9 s	≤ 2 s
Error estacionario	0	$\leq 0.5 \%$

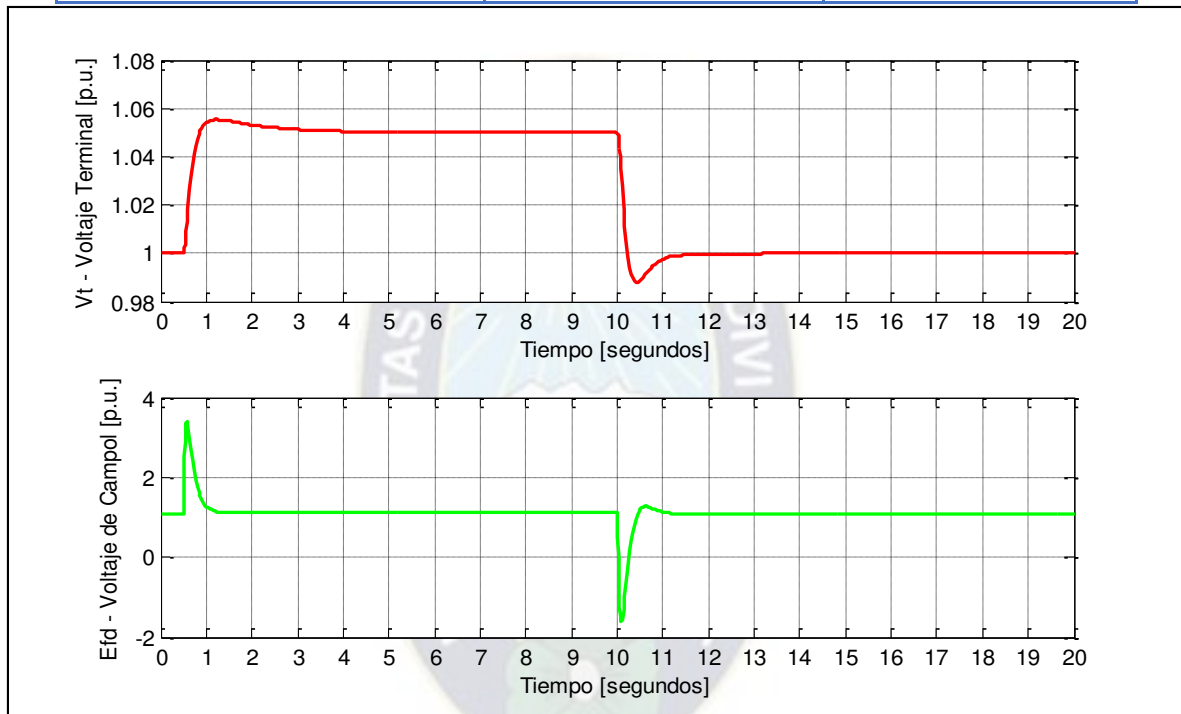


Figura 4.2. Respuesta del Sistema de Excitación de la C.T.

El Alto 2 con calibración optimizada

Los valores de los indicadores demuestran que el desempeño del Sistema de Excitación DECS-200N del generador de la C.T. El Alto 2 cumple con las condiciones mínimas exigidas en materia de respuesta dinámica, sobreoscilación, tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y error estacionario, cuando opera con la calibración recomendada.

4.4.3. ESTABILIZADOR DEL SISTEMA DE POTENCIA.

La función básica de un estabilizador de sistema de potencia PSS (Power System Stabilizer) es añadir amortiguamiento a las oscilaciones del rotor del generador controlando su excitación

usando señales estabilizadoras auxiliares mejorando al mismo tiempo el desempeño dinámico del sistema de potencia.

La estabilización suplementaria de la Central Termoeléctrica “El Alto 2”, se realiza con un estabilizador de potencia (PSS) marca Basler Electric, PSS-100 basado en tecnología digital. La representación de este estabilizador de potencia recomendada para estudios de sistemas de potencia es la presentada en el diagrama de bloques de la Figura 4.3.

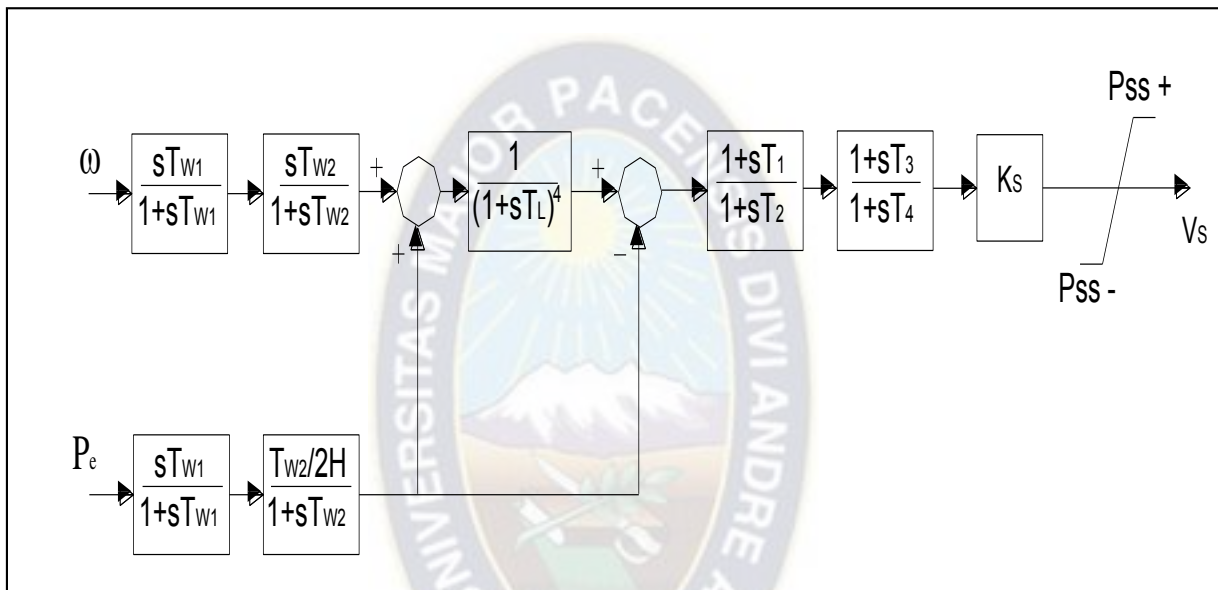


Figura 4.3. Diagrama de Bloques PSS-100, Basler del ALT 02

Los componentes para la estabilización suplementaria están basadas en el procesamiento de la señal “integral de la potencia acelerante” del generador. Tal señal es inferida a partir de la medición de las desviaciones instantáneas de la frecuencia eléctrica medida en terminales del generador (Input Signal #1) y de las desviaciones instantáneas de la potencia eléctrica que el generador entrega a la red (Input Signal #2).

La “integral de la potencia acelerante” es una señal de características similares a la desviación de la velocidad de rotación del generador ($\Delta\omega$), pero a diferencia de ésta, se considera una señal “limpia” de componentes de alta frecuencia, cuyos efectos siempre son indeseables en los sistemas de estabilización. En consecuencia, el tipo de estabilizadores que se de la central

combinan de forma óptima las virtudes de los estabilizadores convencionales basados en señales de velocidad rotórica ($\Delta\omega$) y potencia eléctrica (ΔP_{elec}).

La estructura del estabilizador puede desagregarse en dos secciones:

La primera, dedicada a la sintetización de una señal proporcional a la integral de la potencia acelerante ($\int \Delta P'_{acel}$), a partir de las mediciones de los desvíos de la frecuencia (Δf) y de los desvíos de la potencia eléctrica (ΔP_{elec}) en terminales del generador. Básicamente en esta primera etapa se hace el siguiente cálculo:

$$\Delta\omega'(s) = \int \Delta P'_{acel}(s) = \int \Delta P'_{mec}(s) - \int \Delta P'_{elec}(s)$$

La señal $\int \Delta P'_{acel}(s)$ representa adecuadamente las características dinámicas de la señal de desvío de la velocidad angular del rotor $\Delta\omega'(s)$, que es la señal de proceso que ingresara a la segunda sección.

Para sintetizar $\int \Delta P'_{acel}(s)$ se tienen filtros “wash – out” de características pasa altos y constantes de tiempo T_{w1} , T_{w2} que evitan niveles de “offset” en las señales filtradas Δf y ΔP_{elec} . La señal $\int \Delta P'_{elec}(s)$ se obtiene a la salida del filtro pasa bajos de constante de tiempo T_{w1} y ganancia $K_{s1} = T_{w2}/2H$.

Dado que la potencia mecánica varía en general de modo lento respecto de las otras variables eléctricas del generador, la señal $\int \Delta P'_{mec}(s)$ sintetizada se le hace pasar por un filtro rastreador de rampas (T_L) para bloquear las señales de alta frecuencia que pudieran estar presentes tanto en la señal ΔP_{elec} como en Δf .

La segunda, consiste en una cadena de dos filtros de compensación adelanto/atraso de fase, destinadas a proporcionar el adelanto de fase requerido de la señal de salida del estabilizador $\Delta V_{ss}(s)$ con respecto a la señal $\Delta\omega'(s)$ para contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

Los límites V_{STMAX} y V_{STMIN} a la salida del PSS evitan el ingreso de señales de gran amplitud al sistema de excitación, las cuales podrían provocar excursiones indeseables en el volteje terminal del generador.

4.4.3.1.CALIBRACIÓN ÓPTIMA DE LA REGULACIÓN DE EXCITACIÓN.

Los ajustes del estabilizador de sistemas de potencia se determinan de la siguiente manera:

a) Sintetización de la Señal “Integral de la Potencia Acelerante”.

Para evitar niveles de “offset” en las señales de desvío de frecuencia y potencia eléctrica se utilizan sendos filtros de “wash-out” que tienen características pasa altos. Considerando que el conjunto turbina-generador es de baja constante de inercia, se adoptó un valor $T_{W1} = T_{W2} = 2$ s para la constante de tiempo de estos filtros, consiguiendo así bloquear los desvíos de frecuencia y potencia eléctrica correspondientes a frecuencias de oscilación electromecánicas inferiores a 0.08 Hz. La señal $|\Delta P'_{elec}(s)$ se obtiene a la salida del filtro pasa bajos de constante de tiempo $T_{W1} = 2$ s y ganancia $K_{S1} = T_{W1}/2H$.

Dado que la potencia mecánica varía en general de modo lento respecto de las otras variables eléctricas del generador, a la señal integral de la potencia mecánica sintetizada se le adiciona un filtro pasa bajos del tipo multipolo, para bloquear las señales de alta frecuencia que pudieran estar presentes tanto en la potencia eléctrica como en la señal de frecuencia y evitar su inyección en el sistema de excitación. Se adoptó para este filtro una constante de tiempo igual a $T_L = 0.150$ s cuyo valor es suficiente para bloquear señales de frecuencia de oscilación superior a 1.59 Hz que pudieran estar presentes en la integral de la potencia mecánica.

b) Sintonización de los Filtros de Adelanto/Atraso.

El estabilizador debe aportar amortiguamiento positivo en el rango de frecuencias de oscilación comprendidas entre 0.25 a 2.5 Hz, correspondiendo las primeras a las oscilaciones inter-áreas, mientras que las últimas a los modos de oscilación locales e intra-plantas.

Para conseguir este efecto, antes de realizar cualquier prueba con el estabilizador, es necesario definir concretamente cuáles son los requerimientos de compensación de fase necesarios para

producir un incremento sustantivo en el valor de la componente amortiguante del torque eléctrico.

Con ese objeto, se realizó un relevamiento de la respuesta en frecuencia de la fase de la función transferencia GEP(s) para dos condiciones de operación de baja y alta reactancia externa. Esta función transferencia representa la dinámica de la planta controlada (Generador + Excitación + Sistema de Potencia externo) sobre la cual estará actuando el estabilizador.

La respuesta en frecuencia de la fase de la función transferencia del estabilizador $P_{SS} \omega(s)$ idealmente debiera coincidir con la fase de la función transferencia $GEP(s)^{-1}$, que precisamente es la que establece el requerimiento de fase que debe satisfacer el estabilizador.

Si se consigue esta coincidencia de fase entonces el estabilizador estará aportando amortiguamiento adicional al generador a través del sistema de excitación en toda la banda de frecuencias de oscilación electromecánicas en que se verifique esta condición.

Entre las dos curvas de fase de $GEP(s)^{-1}$ existe una familia de curvas, donde cada una representa una condición de operación distinta. Con un estabilizador de parámetros fijos, no es posible conseguir en la práctica una coincidencia de fase perfecta para todas las curvas. Lo máximo a lo que se puede aspirar es lograr una adecuada correlación de fases en una banda limitada de frecuencias, que usualmente está comprendida entre 0.25 y 2.5 Hz. Precisamente este es el criterio que se ha seguido en este estudio, permitiendo arribar a una adecuada solución de compromiso.

c) Límites de Salida del Estabilizador.

Los límites de salida del estabilizador evitan el ingreso de señales de gran amplitud al sistema de excitación, las cuales podrían provocar excursiones indeseables en el voltaje terminal del generador. Estas señales de gran amplitud se generan cuando ocurren en el sistema externo perturbaciones muy severas, como por ejemplo, fallas multifásicas en los sistemas de transmisión aledaños a la planta. El sistema de regulación de voltaje presenta en estos casos una respuesta muy rápida alcanzando los valores de techo de la excitación, por lo que se considera conveniente limitar la máxima excursión de la señal de salida del estabilizador a un

$\pm 5 \%$, en la misma base de referencia que la señal de error del regulador automático de voltaje, adoptando $V_{STMAX} = +0.050$ y $V_{STMIN} = -0.050$ p.u.

Los settings propuestos de los estabilizadores de sistemas de potencia son los que se detallan a continuación:

Parámetro	PSS - Basler	El Alto 2
T_{w1}	Constante de tiempo del primer Wash – Out de la señal	2.000
T_{w2}	Constante de tiempo del segundo Wash – Out de la	2.000
T_{w2}	Constante de tiempo del primer Wash – Out de la señal	2.000
K_{S2}	Factor de amplificación de la señal \square Pelec ($T_2/2H$)	0.44
T_L	Constante de tiempo del Filtro Rastreador de Rampas	0.150
K_1	Ganancia del estabilizador	7.50
T_1	Filtro de Avance / Atraso #1	0.2
T_2	Filtro de Avance / Atraso #1	0.035
T_3	Filtro de Avance / Atraso #2	0.20
T_4	Filtro de Avance / Atraso #2	0.035
V_{SSMAX}	Límite Máximo de Salida del PSS	+ 0.050
V_{SSMIN}	Límite Mínimo de Salida del PSS	- 0.050

Tabla 4.4. Parámetros del Estabilizador de Sistemas de Potencia PSS – Basler.

4.4.4. REGULADOR DE VELOCIDAD.

La unidad generador El Alto 2 está equipada con una Turbina a Gas marca Rolls Royce, tipo Trent WLE Dual Fuel equipada con limitadores de toma de carga, cuya estructura de control según la representación recomendada por el fabricante, es la indicada por el diagrama de bloques de la siguiente figura.

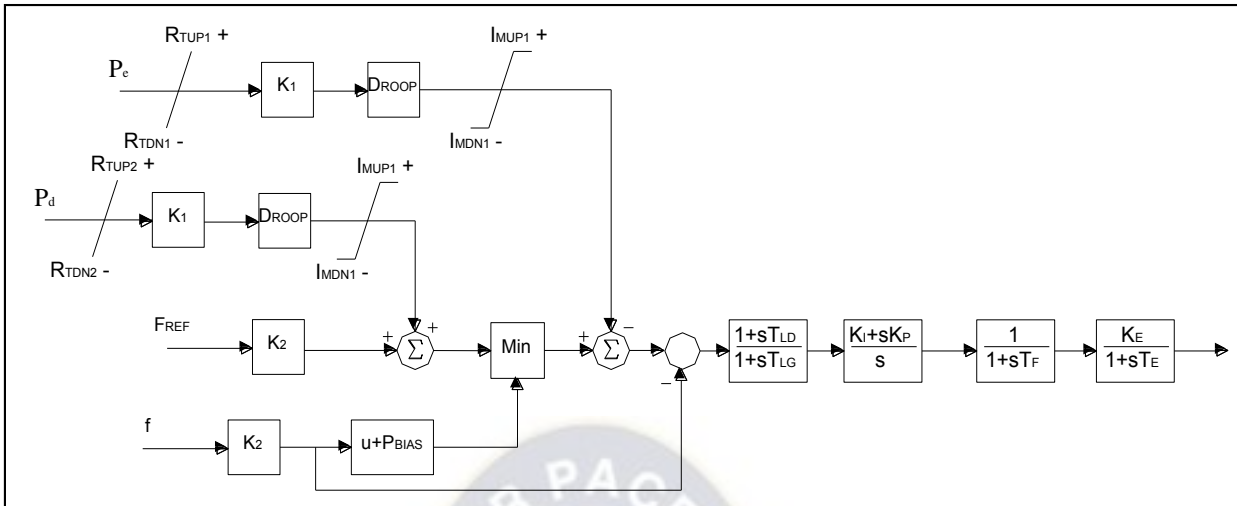


Figura 4.4. Diagrama de Bloques del Sistema de combustión de la Turbina de Gas Trent FP WLEDF

La parametrización aplicada al sistema Trent FP WLEDF a partir la puesta en servicio de la central Alto 2 se detalla a continuación:

Parámetro	Trent WLEDF	El Alto
D_{ROOP}	Estatismo [%]	4.0
R_{TUP1}	Máxima variación de incremento de carga [MW/s]	0.65
R_{TDN1}	Máxima variación de decremento de carga [MW/s]	-0.65
R_{TUP2}	Máxima variación de incremento de potencia [MW/s]	0.35
R_{TDN2}	Máxima variación de decremento de potencia [MW/s]	-0.17
L_{MUP1}	Máximo limite NL debido a estatismo [%]	4.0
L_{MDN1}	Mínimo limite NL debido a estatismo [%]	0.0
K_1	Factor de conversión de MW a porcentaje [%/MW]	1.5625
K_2	Factor de conversión de Hz a porcentaje [%/Hz]	2
t_{LD}	Constante de tiempo de compensación en adelanto [s]	2.0
t_{LG}	Constante de tiempo de compensación en atraso [s]	0.7
K_P	Ganancia proporcional	2.8

K_I	Ganancia integral	1.0
T_F	Constante de tiempo en retraso, dinámica FMV [s]	0.055
K_E	Ganancia Proporcional, dinámica de turbina	0.52
T_E	Constante de tiempo en retraso, dinámica de turbina [s]	0.5
P_{BIAS}	Limitador de potencia para compensación [%]	4.0

Tabla 4.5. Parámetros del Sistema Trent FP WLEDF.

En la figura 4.5 se presentan las respuestas transitorias de la frecuencia y potencia entregada por la turbina ante un incremento del 10% de la demanda, considerando operación en red aislada y modo de control de velocidad.

Los indicadores de desempeño determinados a partir del análisis de la evolución transitoria de la frecuencia del generador son los siguientes:

INDICADOR	VALOR	VALOR LÍMITE
Respuesta Dinámica	Bien amortiguada	Sin
Sobreoscilación (M_p) ¹	0	$\leq 20\%$
Tiempo de establecimiento	7.3 s	≤ 15 s

¹ No se presenta sobrepaso de potencia

² El tiempo de establecimiento se determina con un margen de $\pm 2\%$ del valor final

Los valores de los indicadores demuestran que el desempeño del Sistema de Regulación de velocidad Trent FP WLEDF del generador de la C.T. El Alto 2 cumple con las condiciones mínimas exigidas en materia de respuesta dinámica, sobreoscilación y tiempo de, con la calibración recomendada.

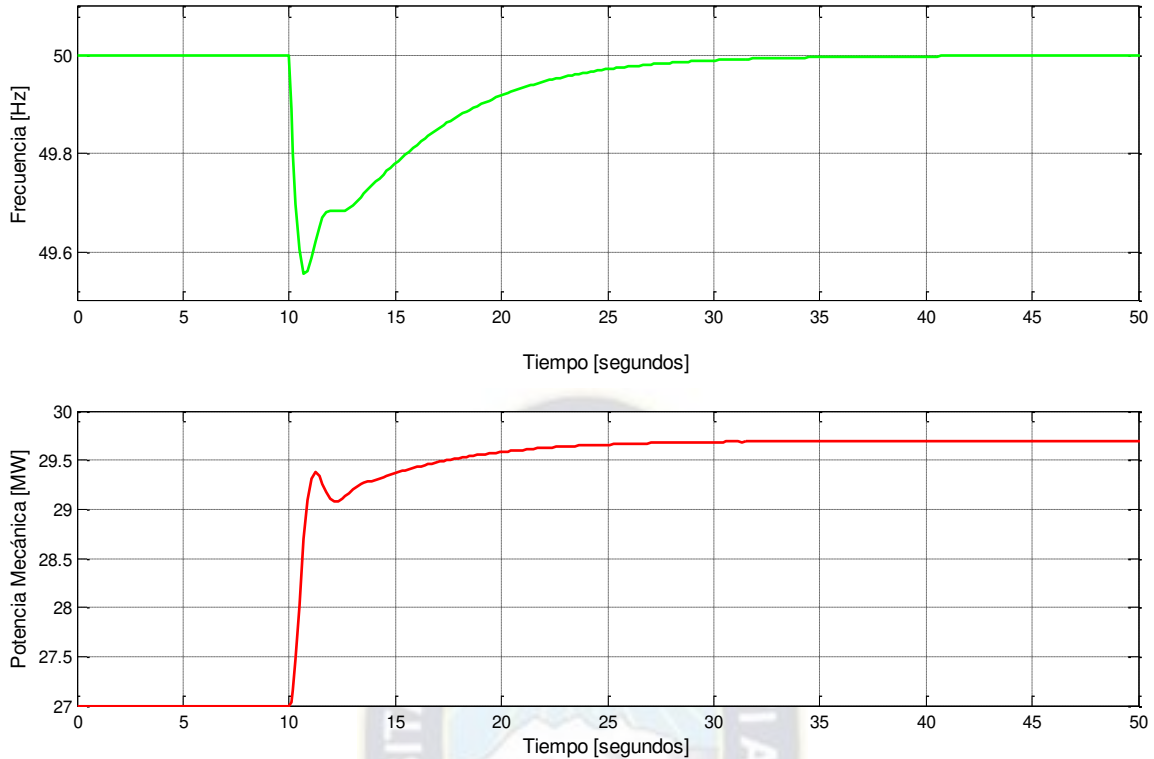


Figura 4.5. Respuesta del Modelo Trent FP WLEDF a un incremento de carga

4.5.DESEMPEÑO DINÁMICO DE LA UNIDAD ALTO 02.

Para verificar si los controladores de la central termoeléctrica Alto 2, implementados en el entorno de SIMULINK proporcionan respuestas consistentes acorde a lo establecido en las condiciones de desempeño mínimo del SIN, se ha considerado un sistema Generador-Red Equivalente, como se muestra en la figura 4.6.

Los ensayos efectuados en esa oportunidad son los siguientes:

- ✓ Escalón de $\pm 5\%$ en la consigna del AVR, sin PSS
- ✓ Escalón de $\pm 5\%$ en la consigna del AVR, con PSS
- ✓ Escalón de 50% en la consigna Potencia

Toda vez que el acoplamiento entre el control de la potencia activa y la potencia reactiva es despreciable, el proceso de desempeño dinámico se dividirá en los dos lazos de control: control del voltaje-reactivo (V-Q). Figura 4 a y control frecuencia-carga (f-P) Figura 4b.

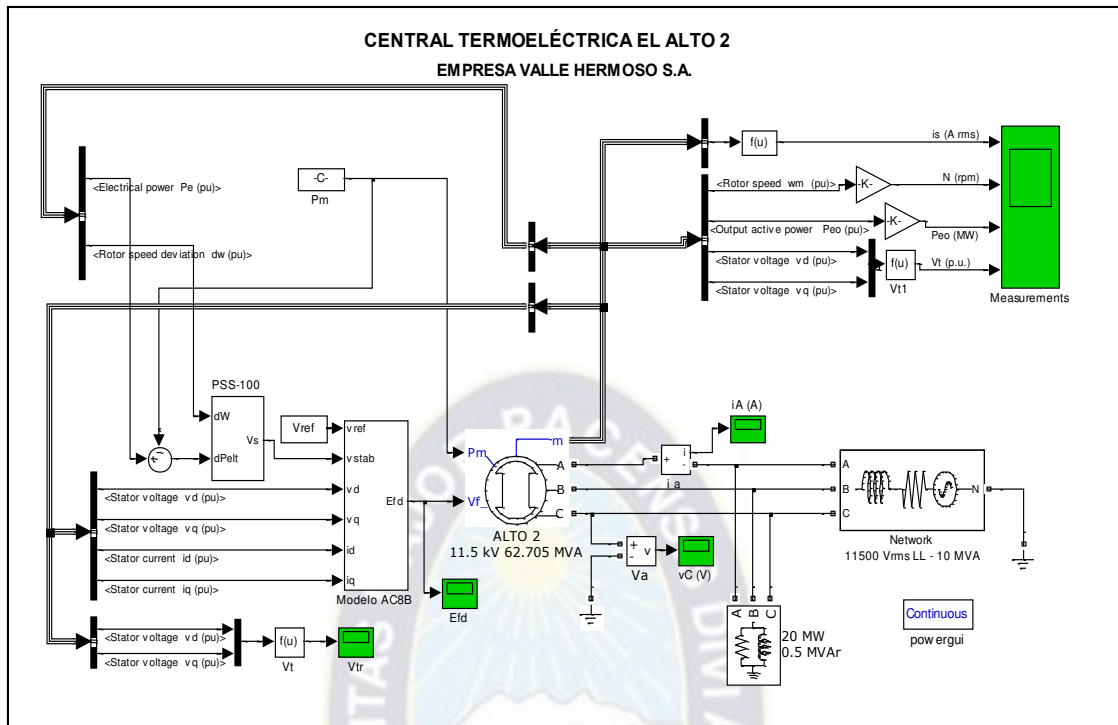


Figura 4.6. Sistema Generador – Red Equivalente, Control de Voltaje - Reactivo

4.5.1. MODELOS EN LAZO DE CONTROL DE VOLTAJE.

El lazo de regulación del voltaje está constituido por la dinámica del rotor del generador, el sistema de excitación y el estabilizador de sistemas de potencia (PSS) para el control del voltaje en terminales del generador.

La prueba efectuada para este lazo de control consiste en la aplicación de una señal escalón de amplitud $\pm 5\%$ en la consigna del regulador automático de voltaje (V_{ref}) cuando el generador de la Central Termoeléctrica El Alto 2 está entregando 16.07 MW al sistema y girando a velocidad de rotación nominal con el PSS en servicio y fuera de servicio, a efectos de visualizar el amortiguamiento natural y el amortiguamiento con el estabilizador de la unidad.

Este tipo de disturbio (altamente controlable dentro el área) puede ser considerado como una pequeña perturbación en el sistema eléctrico de potencia, clasificado entre las oscilaciones electromecánicas de “modo local” en el rango de frecuencias comprendidas entre 0.8 y 1.8 Hz.

Las variables eléctricas en terminales de generador luego de un Flujo de Carga hecho con la herramienta SimPowerSystems son transcritas a continuación; las mismas se utilizarán como condiciones iniciales para la inicialización de los integradores de los modelos.

Machine: C.T. ALTO 2
Nominal: 62.705 MVA 11.5 kV rms
Bus Type: P&V generator
 U_t : 11500 Vrms [1 pu]
 P_t : 1.607e+007 W [0.2563 pu]
 Q_t : 1.7522e+006 Vars [0.02794 pu]
 P_{mec} : 1.6082e+007 W [0.2565 pu]
 V_f : 1.1577 pu

En las siguientes figuras se presentan los resultados obtenidos mediante simulación temporal efectuada con el modelo dispuesto en MATLAB, para el ensayo sin el estabilizador. Se muestran las variables eléctricas: tensión fase-fase, voltaje de campo y potencia activa de la unidad.

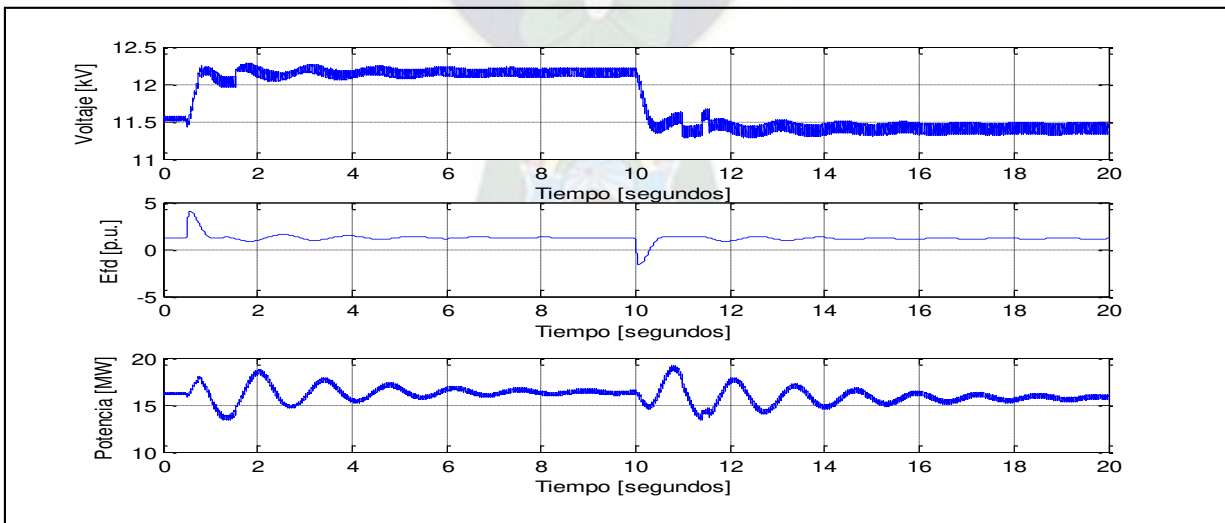


Figura 4.7. Respuesta simulada al escalón de tensión sin PSS.

Puede observarse que la tensión en bornes del generador no presenta sobrepaso, un tiempo de establecimiento dentro de los valores admisibles. Sin embargo, la potencia eléctrica producida por el generador presenta oscilaciones con un bajo factor de amortiguamiento.

A continuación, se presenta las comparaciones de la misma prueba con el estabilizador de El Alto 2 en servicio.

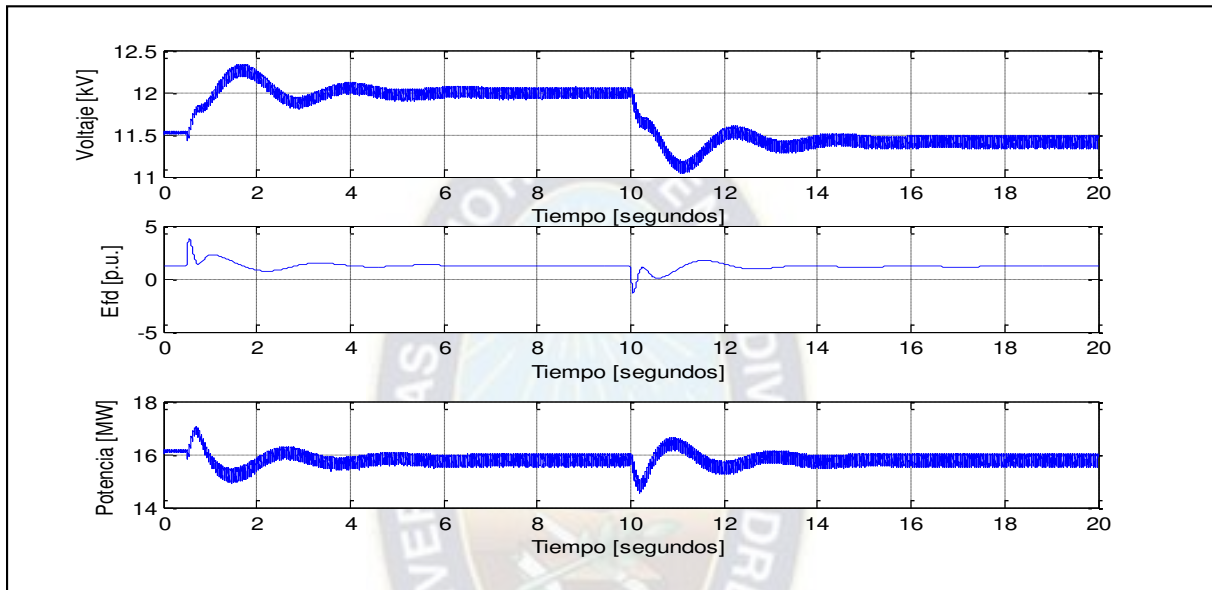


Figura 4.8. Respuesta simulada al escalón de tensión con PSS en servicio.

Para este escenario, la tensión en bornes del generador presenta un sobrepaso dentro de los valores admisibles y se puede observar que debido a la acción del PSS la potencia eléctrica producida por el generador presenta oscilaciones con un bajo factor de amortiguamiento adecuado.

Es importante señalar que la relación de amortiguamiento para oscilaciones de modo local de generadores de potencia superior a 10 MW no debe ser inferior a 0.1 p.u., situación que se cumple con la acción del Estabilizador de Potencia PSS-100 de la central Alto2.

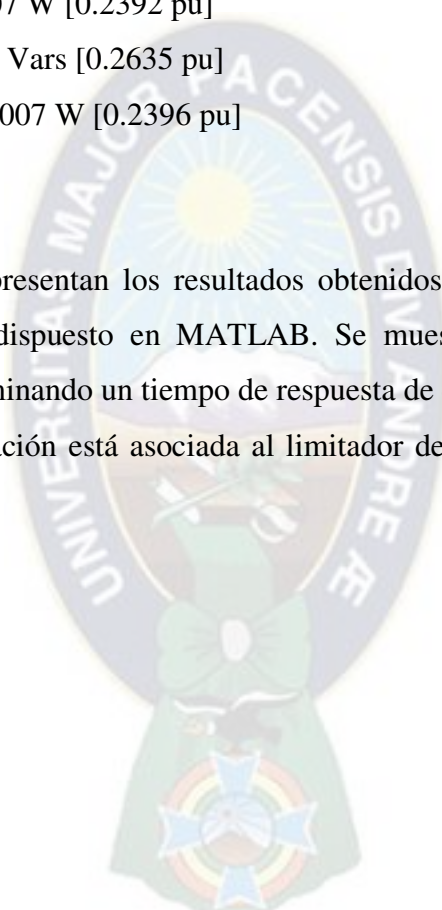
4.5.2. MODELOS EN LAZO DE CONTROL DE VELOCIDAD.

Con el generador entregando aproximadamente 15 MW al sistema y girando a velocidad de rotación nominal, se procede a dar un escalón en la referencia de potencia (Pref) del regulador

de velocidad Trent FP WLEDF de manera que el despacho de la unidad suba a 30 MW. Las condiciones iniciales para simulación, luego de un flujo de carga, son las siguientes:

Machine: C.T. ALTO 2
Nominal: 62.705 MVA 11.5 kV rms
Bus Type: P&V generator
Ut: 11500 Vrms [1 pu]
Pt: 1.5e+007 W [0.2392 pu]
Q: 1.6523e+007 Vars [0.2635 pu]
Pmec: 1.5024e+007 W [0.2396 pu]
Vf: 1.5618 pu

En la siguiente figura se presentan los resultados obtenidos mediante simulación temporal efectuada con el modelo dispuesto en MATLAB. Se muestran las variables de potencia mecánica y eléctrica, determinando un tiempo de respuesta de 45 s para la toma de carga de 15 MW de potencia, esta situación está asociada al limitador de máxima variación de carga de 0.35 MW/s.



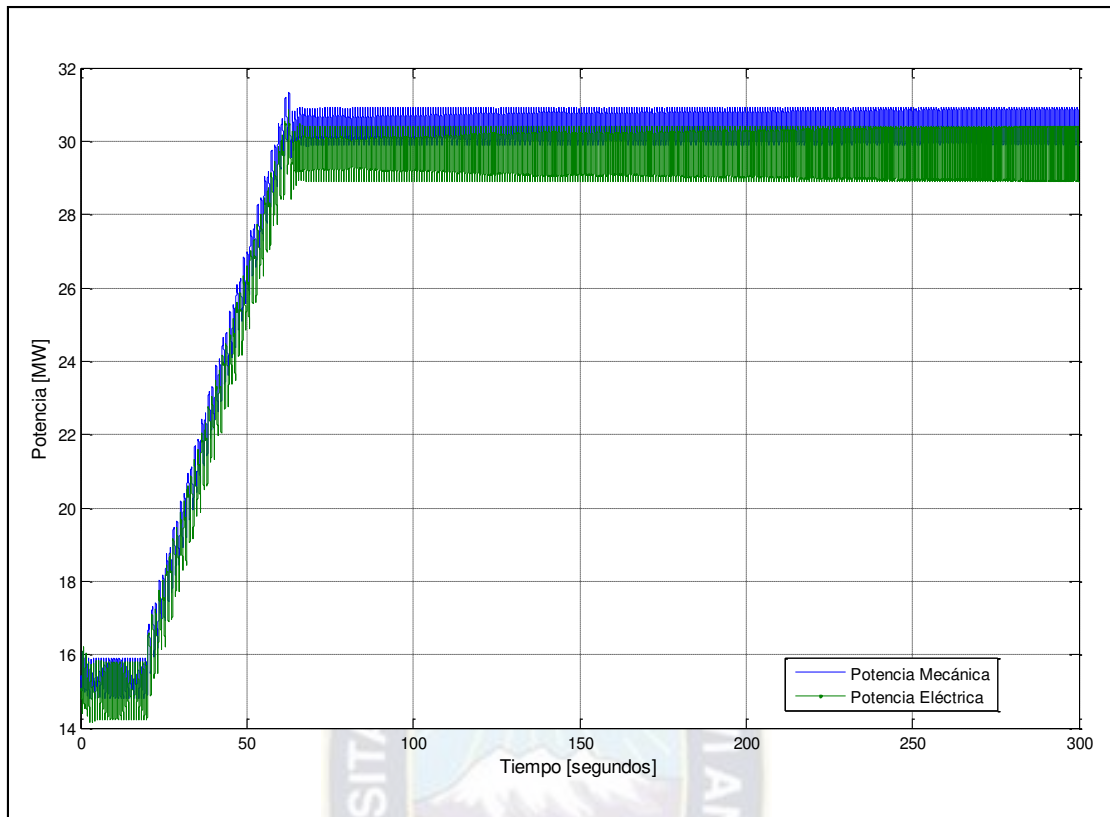


Figura 4.9. Respuesta integrada lazo de control de velocidad y voltaje para un incremento de carga

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1.CONCLUSIONES.

La modelación adecuada de los controladores de las unidades generadoras, permite obtener respuestas con un menor grado de error de las excursiones reales de las magnitudes de frecuencia y voltaje en la red, por lo cual resulta conveniente antes de ingresar a la operación un nuevo generador al sistema interconectado realizar las pruebas en sitio para verificar la pertinencia o no de los modelos empleados por el agente generador.

Los ajustes de los parámetros de control deberían permitir una respuesta dentro de los límites permitidos en las condiciones de desempeño mínimo del SIN, a objeto de verificar la compatibilidad técnica del nuevo sistema que se conectara a la red, para evitar oscilaciones de frecuencia y/o voltajes indeseados durante la operación dinámica del sistema. El procedimiento del Comité Nacional de Despacho de Carga descrito en el capítulo 3, es adecuado para la validación de los modelos de los controladores de velocidad y voltaje de las unidades generadoras.

Los resultados del análisis realizado en el capítulo 4, demuestran que, con una adecuada parametrización del regulador automático de voltaje, regulador de velocidad y del estabilizador del sistema de potencia, el generador de la central termoeléctrica El Alto 2 podrá desempeñarse en la operación cumpliendo con las prescripciones de desempeño mínimo establecidas por la Resolución AE N° 110/2011 de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

El análisis realizado en el presente documento es de carácter académico, debido a que no se puede comparar las respuestas simuladas con las reales del sistema El Alto 2. Sin embargo, al utilizar modelos matemáticos informados por la empresa Valle Hermoso, permite una aproximación que demuestra la forma de aplicar el procedimiento de validación de los modelos matemáticos del CNDC.

5.2.RECOMENDACIONES.

La falta de información de los modelos asociados a las turbinas aeroderivadas utilizadas en la producción de energía limita el accionar de un análisis teórico del sistema, por lo cual es necesario profundizar en un estudio que permita representar adecuadamente la dinámica de este tipo de turbinas que permitirá representar las nuevas unidades de generación en el SIN.

Es necesario comparar los resultados obtenidos en el capítulo 4, con los registros reales de voltaje y frecuencia a causa de la operación de la central termoeléctrica Ele Alto 1, a objeto de validar o no los modelos empleados en el presente documento.



6. BIBLIOGRAFÍA.

2006, Prabha, Kundur “Power System Stability and Control”, Norte América.

2011, García, G. Santiago “Turbinas de Gas”

2006, Ordoñez Miranda, Rodmy “Análisis de estabilidad del Sistema Eléctrico de La Paz en Condiciones de Aislamiento del Sistema Interconectado Nacional”, La Paz, Bolivia.

2010, Ordoñez Miranda, Rodmy “Matlab para el análisis de sistemas eléctricos de potencia”
La Paz, Bolivia.

2001, Norma Operativa N° 11 del CNDC "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN.

2011, Resolución AE N° 110/2011, Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

2005, Miranda, Boris Modelado y Análisis del Sistema Eléctrico del Complejo Taquesi, La Paz-Bolivia.

2000, Harper Enrique “El libro práctico de los generadores, transformadores y motores eléctricos”. EE.UU.

2017, Gutierrez Marllelis – Iturralde Sadi “Fundamentos básicos de instrumentación y control”, Universidad de Santa Elena, Ecuador.

2016, Fernandez Diez, Pedro “Turbinas de Gas”

2008, Del García, Gregorio “Turbinas y compresores de gas, Los Motores del siglo XXI”, Editorial Marcombo.

2006, Schmidt Friez, “Máquinas de combustión, motores y turbinas de gas”, Editorial Labor S.A.

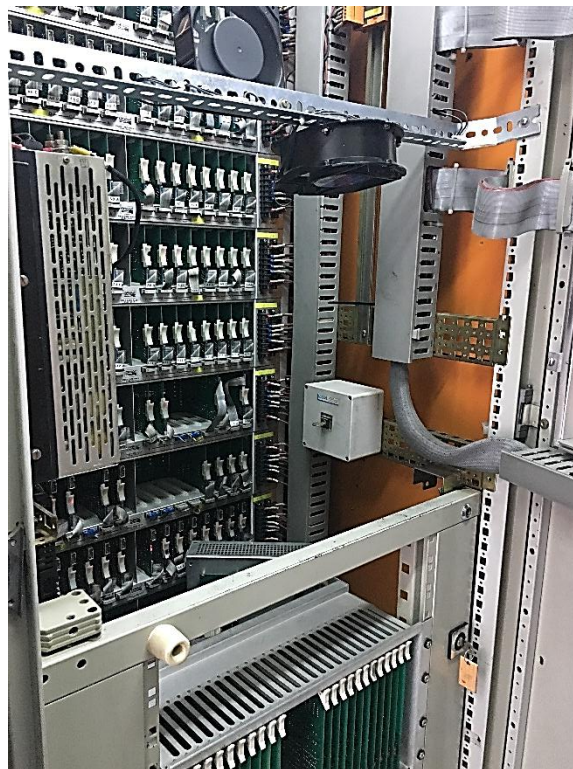
2003, Cabronero Mesas, Daniel “Motores de combustión Interna y Turbinas de Gas”, Editorial Daniel Cabronero Mesas.

2016, Autoridad de Fiscalización y control social de Electricidad, “Resolución AE N° 321/2016, “Tramite N° 2016-016120-53-0-0-0-DOCP2”.

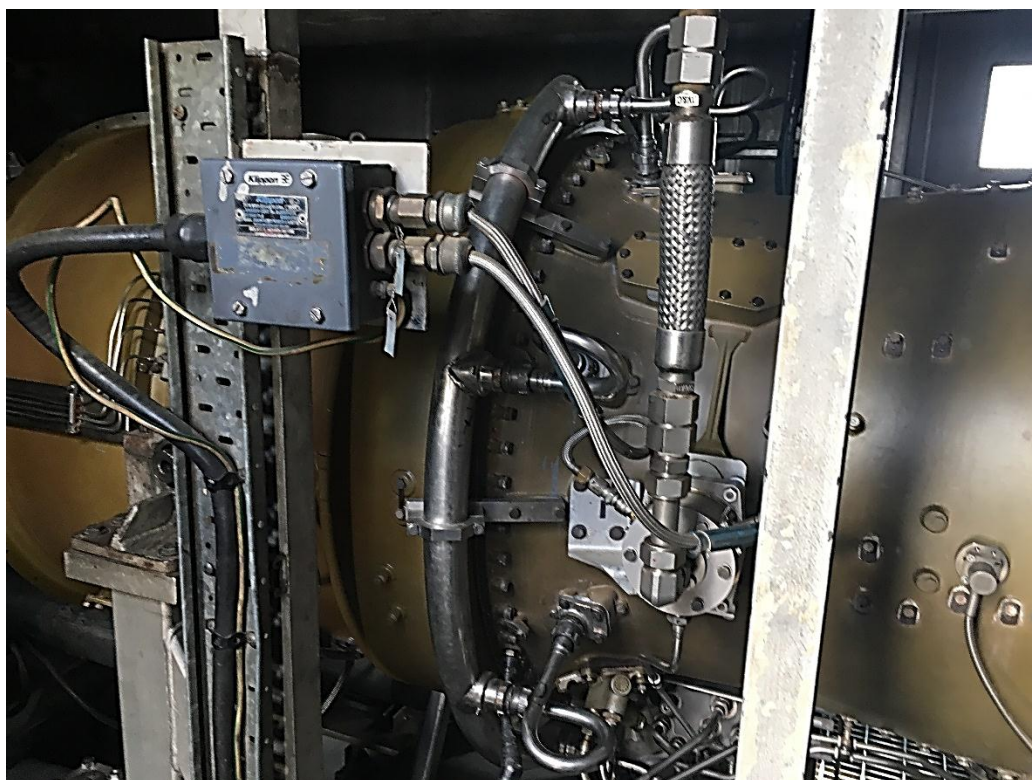
ANEXOS
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL ALTO



TABLEROS DE CONTROL DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA EL ALTO 2



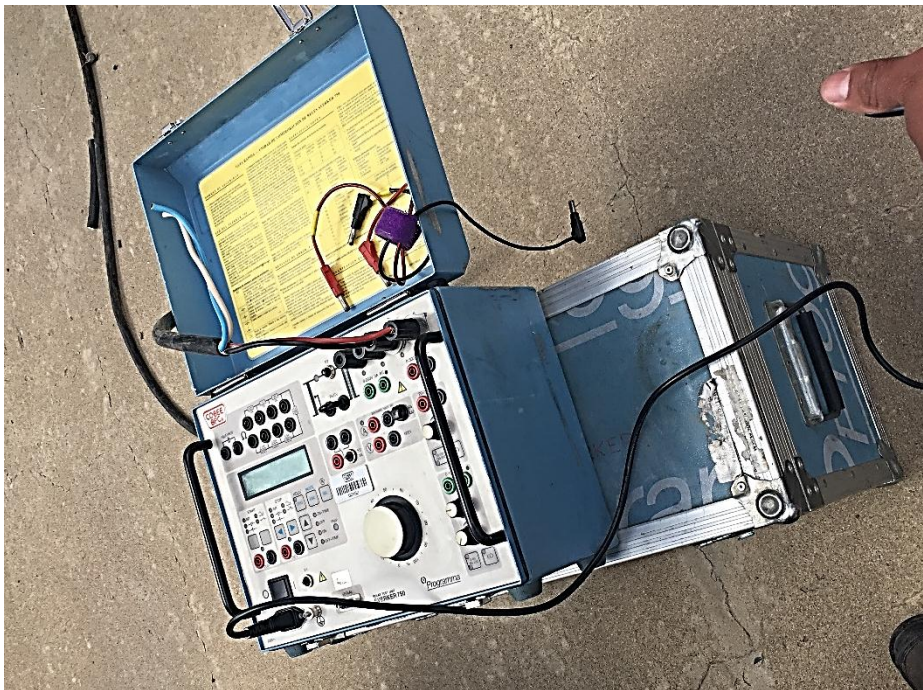
TURBINA AERODERIVADA DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA EL ALTO 2



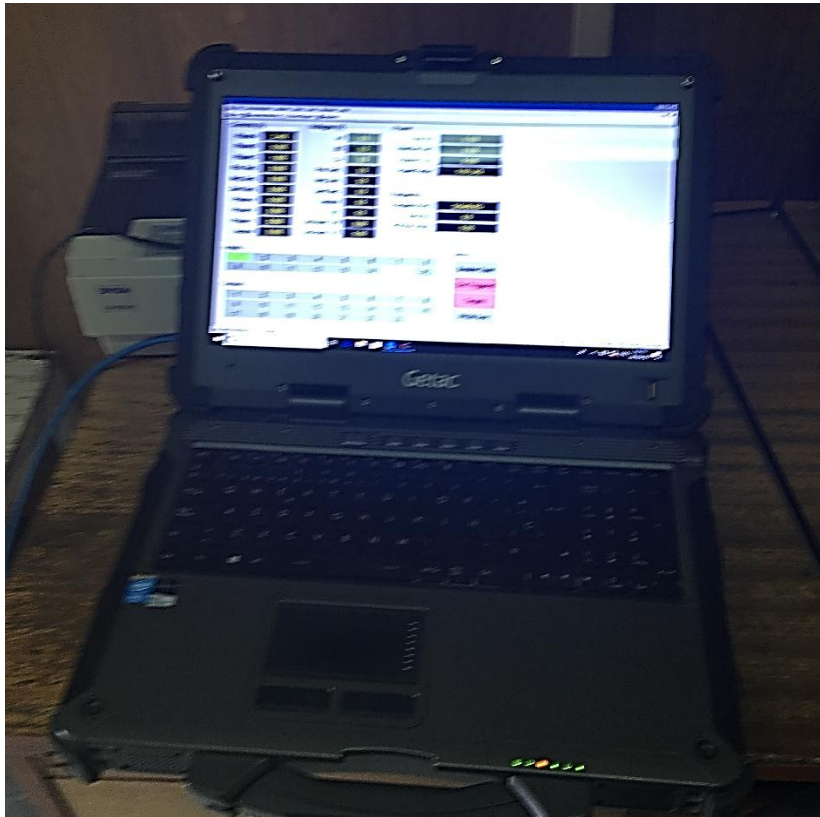
EXCITATRIZ



PRUEBA DE RELEES



PRUEBA DE RELEES



SUBESTACION ELÉCTRICA





GENERADOR DE POLOS SALIENTES





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PAR A TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011

TRÁMITE: Proyecto de aprobación de las ' Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional', presentadas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional", detalladas en el Anexo a la presente Resolución, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1° de mayo de 2011.

VISTOS:

La nota con Registro N° 6889 de 3 de septiembre de 2008; la nota SE-50-DMY-7/2009 de 9 de enero de 2009; la nota Registro N° 4840 de 6 de enero de 2010; la nota con Registro N° 6527 de 23 de julio de 2010; el Informe AE DOC N° 445/2010 de 22 de septiembre de 2010; la nota con Registro N° 11441 de 14 de diciembre de 2010; el Informe AE DOC N° 20/2011 de 17 de enero de 2011, todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

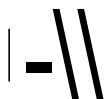
Que mediante nota con Registro N° 6889 de 3 de septiembre de 2008, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CND 7.), solicitó la aprobación de las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional" realizado por la consultora DigSILENT a la luz de los resultados del diagnóstico de los reguladores de tensión y velocidad de las unidades generadoras del SIN.

Que mediante Resolución SSDE N° 425/2008 de 1 de diciembre de 2008, la extinta Superintendencia de Electricidad instruyó al CNDC revisar su decisión respecto a la propuesta de las Condiciones de Desempeño Mínimo, punto 4.1.1, correspondiente a la Reserva Rotante.

Que mediante nota SE-50-DMY-7/2009 de 9 de enero de 2009, la extinta Superintendencia de Electricidad remitió al CNDC observaciones a la propuesta de CDM, observaciones subsanadas mediante nota con Registro N° 2016 de 11 de marzo de 2009.

Que mediante nota con Registro N° 4840 de 6 de enero de 2010, el CNDC presentó una copia del Informe N° CNDC 18/10 de 12 de abril de 2010, referido a las Curvas de Aversión al Riesgo (CAVER), aprobado mediante Resolución N° 269/2010-1 de 26 de mayo de 2010, en Sesión Ordinaria 269 del CNDC.

Que mediante nota con Registro N° 6527 de 23 de julio de 2010, el CNDC presentó una copia del Informe N° CNDC 32/10 de 24 de junio de 2010, referido a las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo, aprobado mediante Resolución N° 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, en Sesión Ordinaria 271 del CNDC.





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

uZ

nRA

Tonos

**RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

Que el Informe AE DOC N° 445/2010 de 22 de septiembre de 2010, recomendó al CNDC complementar su análisis de la metodología propuesta de las CAVER y que la misma sea parte de las CDM, incluyendo la Curvas de Alerta.

Que mediante nota con Registro N° 11441 de 14 de diciembre de 2010, el CNDC en cumplimiento al Informe AE DOC N° 445/2010 de 22 de septiembre de 2010, sugiere incluir dentro de las Condiciones de Desempeño Mínimo el artículo 6.2 "Reglas de Operación de Embalses" para mejorar la confiabilidad de suministro.

Que el Informe AE DOC N° 20/2011 de 17 de enero de 2011, recomienda aprobar el proyecto de las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional", presentado por el CNDC, para que entre en vigencia a partir del 1° de mayo de 2011 y abrogar la Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el artículo 15 del Reglamento de Operaciones del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece que: *"La Superintendencia, a propuesta del Comité establecerá los parámetros que describan el desempeño mínimo del sistema Interconectado nacional, tanto en condiciones normales como en condiciones de emergencia, discriminando los requerimientos del sistema en su conjunto y los requerimientos para regiones particulares. Dichos parámetros incluirán como mínimo frecuencia, tensión y reserva. Mantener el sistema operando en las condiciones definidas por el desempeño mínimo, constituye una obligación del Comité y de cada Agente del Mercado, y en forma de sus costos"*.

Que la extinta Superintendencia de Electricidad, mediante Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004, aprobó las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2004.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección Regional de Control de Operaciones y Calidad de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), procedió al análisis del proyecto de las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional", presentado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), emitiendo el Informe AE DOC N° 20/2011 de 17 de enero de 2011, que establece lo siguiente:

"DE LAS NUEVAS CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).

En base al estudio "Servicios de Consultoría para la Revisión de las Condiciones de Desempeño Mínimo en el Sistema Interconectado Nacional", elaborado por el Consultor DigS1LENT, el Comité Nacional de Despacho de Carga elaboró el proyecto de las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional.

17/11



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

P Ate..

RA

T ODOOS

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011

Mediante nota SE-50-DMY-7/2009 de 9 de enero de 2009, la extinta Superintendencia de Electricidad, remitió al CNDC observaciones a la propuesta de nuevos parámetros de las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional, en respuesta el CNDC ha efectuado las adiciones y/o complementaciones correspondientes respecto a las Condiciones de Desempeño Mínimo establecidas en la Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004.

Las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional aprobadas mediante Resolución SSDE N° 227/2004 de 20 de agosto de 2004, están constituidas por las siguientes partes:

1. **DEFINICIONES.**
2. **PARÁMETROS DE SISTEMA.**
3. **PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN.**
4. **PARÁMETROS DE GENERACIÓN.**
5. **PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORES Y CONSUMIDORES NO REGULADOS.**
6. **PARÁMETROS DE DESEMPEÑO ~1110 PARA ÁREAS DEL SIN.**

El documento propuesto por el CNDC "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional, presenta cambios, complementaciones y modificaciones en los numerales 1, 2, 3, 5, y 6 citados anteriormente y presenta cambios de fondo en el numeral 4 (PARAMETROS DE GENERACIÓN), aspectos presentados y analizados a continuación:

DEFINICIONES. Estado

Normal.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>	Estado de Emergencia.-
Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos y en el que todos los componentes están disponibles y operando dentro de su	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.	
Observación AE: Ninguna.		

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad inferiores a los establecidos o en el que algún componente esté operando con potencia superior a su capacidad efectiva o se encuentre indisponible. El estado de emergencia puede ser	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.
* Inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos) Posterior a una contingencia (hasta su total re	
Observación AE. Nin una.	



Autoridad de Fiecialización y
Control Social de la Electricidad

LO PARA TODO..

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011

Estado de Restitución.

Norma vigente	Norma propuesta CNDC
<i>Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda por la <u>indisponibilidad de componentes.</u></i>	<i>Es el estado temporal de operación del SIN en el que no se abastece totalmente la demanda requerida.</i>
<i>Observación AE. Ninguna.</i>	

Contingencia.-

Norma vigente	Norma propuesta CNDC
<i>Es la desconexión intempestiva o manual de componentes del SIN.</i>	<i>Es un evento que ocurre cuando un componente del sistema eléctrico es desconectado o sale de servicio de manera imprevista o programada.</i>
<i>Observación AE. Ninguna.</i>	

Estas definiciones que fueron modificadas y/o complementadas de acuerdo a las observaciones propuestas por la extinta Superintendencia de Electricidad, demuestran mayor precisión en la definición y no presentan cambios estructurales de fondo; por tanto, corresponde su modificación y/o complementación dentro de las definiciones de desempeño mínimo.

Asimismo, se introduce dentro de las definiciones de las CDM los siguientes términos:

**RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

Sistema de Estabilización.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
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.	
Observación AE: Ninguna	

Diagrama de Capacidad del Generador.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
	Diagrama P-Q en el que se representan los límites de operación de la potencia activa y reactiva de una unidad generadora.
Observación AE: Nin una.	

Esquema de Alivio de Carga.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
	Esquema de desconexión automática de carga (EDAD) <u>por rejas de baja frecuencia.</u>

Respuesta Dinámica.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
	Evolución respecto al tiempo de variables del sistema, ante perturbaciones hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio (Elm.: Tensión, Frecuencia, Potencia, etc).
Observación AE: Ninguna.	

Estas definiciones incorporadas tienen el propósito de aclarar las características de respuesta del sistema eléctrico, mismas que no presentan observaciones.

PARÁMETROS DE SISTEMA.

Frecuencia. -

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
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 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.
Observación AE: Nin una.	

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011

Tensión en Barras.-

Norma vigente				Norma propuesta CNDC			
Tensión Nominal	Estado normal	Estado de emergencia		Tensión Nominal	Estado normal	Estado de emergencia	
		Inmediatamente posterior a la contingencia	Posterior a la contingencia			Inmediatamente posterior a la contingencia	Posterior a la contingencia
230 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065 pu	130 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	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	69 KV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 u	de 0.90 a 1.050 pu
<p align="center">pu = por unidad</p>				<p align="center">pu = por unidad</p> <p align="center">El estado de emergencia puede ser: inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos) o Posterior a una contingencia (hasta su total reposición).</p>			
Observación AE: Ninguna.							

PARÁMETROS DE GENERACIÓN.

Reserva Rotante.-

<u>Norma vigente</u>	<u>Norma propuesta CNDC</u>
<p>Regulación primaria y Secundaria</p> <p align="center">10%</p> <p align="center">Bloque Alto Bloque Medio Bloque Bajo</p> <p align="center">Bloque Horario</p> <p>La reserva Primaria de frecuencia (RPF) se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada y puede ser tronzada con otros Agentes si, el Agente Generador demuestra ante el CNDC que dicha transacción de reserva no afectará la efectividad de la respuesta de la reserva restante y obtiene aprobación expresa del CNDC para efectuar dicha transacción.</p> <p>Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, podrán ser despachadas a plena carga. Su compromiso de reserva rotante podrá ser transferido a otras unidades del mismo Agente o tronzada como RSF</p> <p>La reserva Secundaria (RSF) se aplica individualmente a la capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada, puede ser tronzada entre empresas generadoras sin afectar el costo marginal, ni los límites de transmisión permitidos, y previa aprobación expresa del CNDC.</p>	<p>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 1.1.</p> <p>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.</p> <p>La Reserva Rotante se aplica individualmente a la capacidad efectiva de cada unidad generadora sincronizada.</p> <p>La Reserva Primaria debe ser llevada en forma obligatoria por cada una de las unidades generadoras sincronizadas. Esta Reserva no puede ser tronzada ni concentrada.</p> <p>La Reserva Secundaria puede ser tronzada y/o concentrada.</p>

Los cambios propuestos respecto a la Reserva Rotante son considerados de fondo, debido a que se modifica el punto 4.1.1 de las CDM según la metodología "Determinación de la Reserva Rotante", incluida en el Anexo 1.1 adjunto a la presente Resolución.

Esta metodología se aplica individualmente a la capacidad efectiva de cada unidad generadora sincronizada diferenciando los requerimientos de reserva rotante en la primaria y la secundaria, siendo la prima la llevada de manera obligatoria para cada

**RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

unidad generadora la misma que no podrá ser trezada ni concentrada; sin embargo, la reserva secundaria podrá ser trezada y/o concentrada.

Los cambios propuestos no presentan observación por parte del ente regulador.

Reserva Total Mínima del Sistema.-

Norma vigente	Norma propuesta CNDC
----- será igual a 175% de la capacidad efectiva de las unidades generadoras asignadas con Potencia Firme. Observación AE: Ninguna.	Le reserva total mínima del Sistema

Respuesta del Sistema de Excitación.-

Norma vigente			Norma propuesta CNDC		
a) Respuesta Dinámica: Evolución sin sobreamortiguamiento			Aplica a unidades generadoras con potencia efectiva igual o mayor a 3 MW.		
b) Sobreoscilación: 15%			a) Respuesta Dinámica: Evolución de la tensión sin sobreamortiguamiento		
c) Tiempo Máximo de Crecimiento (Tr) de la tensión terminal para pasar del 10% al 90% del			b) Sobreoscilación: 515%		
			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:		
Unidad generadora	Tipo de excitatriz	Tr	Unidad generadora	Tipo de excitatriz	Tr
Con licencia de generación Otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	5 350 ms	Con licencia ue generación otorgada antes	Excitatriz	5 350 ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	5 550 ms		Excitatriz con rectificadores rotantes	5 550 ms
	Otras	5 850 ms		Otras excitatrices	5 850 ms
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	Excitatriz estática	5 250 ms	Con licencia de generación otorgada posterior al 2001	Excitatriz	5 250 ms
	Otras	5 350 ms		Otras excitatrices	5 350 ms
d) Tiempo Máximo de Establecimiento (Ts) para, el rango ± 5 % del valor final del cambio en la tensión terminal:			d) Tiempo Máximo de Establecimiento (Ts) para el rango ± 5 % del valor final del cambio		



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

L. UZ

PARA TODOS

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011

Unidad generadora	Tipo de excitatriz	Ts
Con licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Excitatriz estática	5.3 seg.
	Otras excitatrices	5.5 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001		5.2 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 de diciembre de 2001	5.1%
Con licencia de generación otorgada posterior a diciembre de 2001	5.0.5%

Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3 MW, que iniciaron antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

Unidad generadora	Valor del error
LOh !Kende ae generación otorgada antes del año 2001	5.1%
con licencia ae generación otorgada posterior al año 2001	5.0.5%

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

Observación AE: Ninguna.

Respuesta del Sistema de Regulación de Velocidad.-

Norma vigente	Norma propuesta CNDC
a) Respuesta Dinámica: Evolución de la potencia mecánica sin sobre amortiguamiento.	Aplica a unidades generadoras con potencia efectiva igual o mayor a 3 MW.
h) Estatismo permanente: 54%.	e) Banda muerta de frecuencia 0.00 Hz. b) Respuesta Dinámica: Evolución de la potencia 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 y aprobada por 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.
C) Tiempo máximo de establecimiento para el cambio en la potencia mecánica del ±10% del valor final.	d) Tiempo Máximo de Establecimiento para el cambio en la potencia mecánica del ± 10 % del



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

LUZ PA SA 10005

**RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
C1AE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011**

Unidad Generadora	Tipo de Turbina	Tiempo
Con Licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	Gas	5 20 seg
	Hidráulica	5 30 seg
Con Licencia de generación otorgada posterior de diciembre de 2001	Gas	s 15 seg
	Hidráulica	S 25 seg

dr Sobreoscilación Máxima:

Unidad Generadora	Valor Máximo de Sobre oscilación
Con Licencia de generación otorgada antes de diciembre de 2001	30%
Con Licencia de generación otorgada posterior de diciembre de 2001	20%

Las Unidades Generadoras con capacidades efectivas inferiores e 3 MVV, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no están obligadas a cumplir este numeral.

Observación AE: Ninguna.

valor final:

Unidad generadora	Tipo de turbina	Tiempo
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Gas, Vapor	130 seg
	Gas, Vapor	5 15 seg
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Hidráulica	≤ 25 seg

1 Sobre oscilación Máxima:

Unidad Generadora	Valor Máximo de Sobre oscilación
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 1.2.

Protección del Generador.-

Norma vigente	Norma tiesta CNDC												
<p>c) Límite mínimo de protección por sobrefrecuencia de disparo instantáneo: 52 Hz.</p>	<p>a) Límite mínimo de protección por sobre frecuencia de disparo instantáneo, para unidades térmicas será de 52 Hz, para unidades hidroeléctricas el valor de ajuste por sobre frecuencia deberá adecuarse a las necesidades de transferencia de potencia en el sistema y podrá estar comprendida entre 52 Hz y 56 Hz.</p>												
<p>d) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sobrefrecuencia:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango</th> <th>Tiempo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>de 51,0 a 51,5 Hz</td> <td>20 seg</td> </tr> <tr> <td>de 51,5 a 52,0 Hz</td> <td>10 seg</td> </tr> </tbody> </table>	Rango	Tiempo	de 51,0 a 51,5 Hz	20 seg	de 51,5 a 52,0 Hz	10 seg	<p>bj Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango</th> <th>Tiempo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>de 51,0 a 51,5 Hz</td> <td>20 seg</td> </tr> <tr> <td>de 51,5 a 52,0 Hz</td> <td>10 seg</td> </tr> </tbody> </table>	Rango	Tiempo	de 51,0 a 51,5 Hz	20 seg	de 51,5 a 52,0 Hz	10 seg
Rango	Tiempo												
de 51,0 a 51,5 Hz	20 seg												
de 51,5 a 52,0 Hz	10 seg												
Rango	Tiempo												
de 51,0 a 51,5 Hz	20 seg												
de 51,5 a 52,0 Hz	10 seg												
<p>b) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por sub frecuencia.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango</th> <th>Tiempo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>de 49,0 a 48,0 Hz</td> <td>20 seg</td> </tr> <tr> <td>de 48,0 a 47,5 Hz</td> <td>10 seg</td> </tr> </tbody> </table>	Rango	Tiempo	de 49,0 a 48,0 Hz	20 seg	de 48,0 a 47,5 Hz	10 seg	<p>c) Tiempo mínimo de protecciones temporizadas por subfrecuencia.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Rango</th> <th>Tiempo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>de 49,0 a 48,0 Hz</td> <td>20 seg</td> </tr> <tr> <td>de 48,0 a 47,5 Hz</td> <td>10 seg</td> </tr> </tbody> </table>	Rango	Tiempo	de 49,0 a 48,0 Hz	20 seg	de 48,0 a 47,5 Hz	10 seg
Rango	Tiempo												
de 49,0 a 48,0 Hz	20 seg												
de 48,0 a 47,5 Hz	10 seg												
Rango	Tiempo												
de 49,0 a 48,0 Hz	20 seg												
de 48,0 a 47,5 Hz	10 seg												
	<p>a) Límite máximo protección por sub frecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz.</p>												



**RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41 -0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11
de marzo de 2011**

<p>(I) Límite máximo de protección por subfrecuencia de disparo instantáneo: 47.5 Hz.</p> <p>Les unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3M141, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, no estén obligadas a cumplir este</p>	<p>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.</p>
<p>Observación AE: Ninguna.</p>	

<p>Norma vigente A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras, deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad.</p> <p>Las unidades con licencia de generación posterior a agosto de 2008, y con capacidad superior a 10 MW, deben</p>	<p>Norma propuesta CNDC</p> <p>A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras, deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad.</p>
<p>Observación AE: Nin</p>	

Sistema de Estabilización.-

PARÁMETROS PARA DISTRIBUIDORAS Y CONSUMIDORES NO REGULADOS.

Factor de Potencia.-

<p>Norma vigente</p> <p>Límites aplicados en los nodos de retiro de energía del STI por Distribuidores y Consumidores No Regulados,</p>	<p>Norma propuesta CNDC</p> <p>Límites aplicados en los nodos de retiro de energía por Distribuidores y Consumidores No Regulados.</p>
<p>Observación AE: Ninguna.</p>	

<p>Norma vigente</p> <p>El nivel de protección total será 43% de la demanda. El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución y las correspondientes rotaciones en la priorización de etapas, que corresponda a cada Agente.</p>	<p>Norma propuesta CNDC</p> <p>El nivel de protección total del Esquema de Alivio de Carga (ED.AC) será igual a 43% de la demanda, considerando un 30% de las etapas de subfrecuencia y 13% de las etapas de gradiente.</p> <p>El CNDC definirá los niveles de frecuencia para los relés de gradiente, subfrecuencia y restitución del</p>
<p>Observación AE: Nin una</p>	

Esquema de Alivio de Carga.-

PARÁMETROS DE DESEMPEÑO MÍNIMO PARA ÁREAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

<p>Norma vigente</p> <p>Punto 6.1 (NÚMERO MÍNIMO DE UNIDADES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN Y CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN)</p> <p>El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión 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.</p>	<p>Norma • • • esta CNDC</p> <p>Punto 6.1 (NUMERO MÍNIMO DE UNIDADES PARA REGULACIÓN DE TENSIÓN)</p> <p>El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión dentro del margen definido en el punto 22, 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</p>
<p>Observación AE: Nin • na.</p>	



Transferencia Máxima por Seguridad de Áreas.-

Norma vigente	Norma propuesta CNDC
<p>Transferencias máximas de energía horaria a un área del SIN conectada mediante línea única: Para el Área Oriental y Sucre $T_{max} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.15$ Para las Áreas Central y Norte $T_{raer} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.20$ Donde: $T_{max} =$ Transferencia máxima al área importadora,</p> <p>$a =$ Capacidad del Esquema de Alivio de Carga según el numeral 5.2 $r =$ Reserva Rotante activable dentro de 5 segundos $D =$ Demanda del área importadora, en MW $G =$ Capacidad efectiva de las unidades de generación despachadas en el área importadora, en MW. La reserva rotante activable en 5 segundos (r) debe ser informada por el Agente Generador al CNDC, acompañando la justificación técnica de respaldo. En el bloque alto, esta reserva podrá ser comprendida por el valor informado y el valor de la reserva rotante del sistema para este bloque, definido en el numeral 4.1.1 La aplicación del valor de la reserva informada para efectos de Seguridad de Áreas es de carácter operativo y no debe afectar al cálculo de Potencia Firme.</p>	<p>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 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.</p> <p>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 y Control Social de Electricidad.</p>
<p>Comentario de la AE: Con el propósito de utilizar procedimientos especiales para establecer Reglas de Operación de los embalses para mejorar la confiabilidad de suministro de algún área en particular, se establece dentro de los Parámetros de Desempeño Mínimo Para Áreas del Sifí, la inclusión de la metodología de las Curvas de Aversión al Riesgo...</p>	

DEL USO DE CURVAS DE AVERSIÓN AL RIESGO (CA VER) EN EL MODELO DE SIMULACIÓN DE LA OPERACIÓN.

Mediante Informe AE DOC N° 289/2010 de 29 de junio de 2010, se solicitó al Ministerio de Hidrocarburos y Energía que autorice una política complementaria que contemple

critérios de seguridad diferenciados por áreas que permita aplicar las CAVER.

Al respecto el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, solicitó que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), adopte las acciones correspondientes para que la metodología propuesta para utilizar las CAVER pueda ser aplicada a la brevedad y así asegurar el suministro al área Norte.

La AE revisó y analizó la metodología propuesta y elaboró el Informe AE DOC N° 445/2010 de 22 de septiembre de 2010, en el que se recomendó que el CNDC incluya esta metodología como parte de las "Condiciones de Desempeño Mínimo" aprobado mediante Resolución N° 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, en Sesión Ordinaria 271.

REGLAS DE OPERACIÓN DE EMBALSES.

Es un hecho que los modelos de simulación de la operación no tienen la posibilidad de realizar el análisis de confiabilidad de suministro asociada a las fallas de elementos de generación y/o transmisión de manera automática, por tanto la forma de considerar dicha



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA

MILIS

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-
DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011

confiabilidad es a través de restricciones (., que se introducen en forma exógena es decir que no están contempladas en los modelos Una de esas Reglas es la Operación de los Embalses.

Las Reglas de Operación de los Embalses dependen del problema particular que se desee resolver, por ejemplo se definirá una Regla de Operación en el caso de pretender aumentar la confiabilidad de suministro a todo el sistema y otra Regla de Operación diferente si se pretende aumentar la confiabilidad de suministro a un área en particular, en consecuencia no es posible tener una metodología general para el uso de Reglas de Operación de Embalses.

Por lo expuesto, esta clase de tratamiento debe ser incluida dentro de las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo facultando al CNDC a utilizar Reglas de Operación de Embalses para mejorar la confiabilidad de suministro de todo el sistema o de algún área en particular. Cada Regla de Operación deberá ser definida mediante un procedimiento que será aplicado por el CNDC previa autorización del Comité de Representantes".

De acuerdo a lo señalado precedentemente, revisado el proyecto "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional" del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), se ha verificado que se han establecido cambios, complementaciones y modificaciones de forma y de fondo respecto a las actuales Condiciones de Desempeño Mínimo, sin evidenciarse observaciones en el contenido.

Por otra parte, el uso de Curvas de Aversión al Riesgo (CAVER) en el modelo de simulación de la operación de los embalses para mejorar la confiabilidad de suministro de algún área en particular, resulta fundamental; y en el corto plazo; por tanto, las mismas se adicionaron en el punto 6.2 de las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional".

En consecuencia, en mérito al análisis del la presente Resolución el proyecto "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional" y el uso de Curvas de Aversión al Riesgo (CAVER), cumplen con las disposiciones legales y reglamentarias vigentes del sector eléctrico; por tanto, corresponde aprobar las mismas, las cuales se encuentran detalladas en el Anexo a la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que en mérito a las consideraciones expuestas y en virtud a la normativa vigente del sector eléctrico, corresponde aprobar las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional", detalladas en el Anexo a la presente Resolución, las cuales entrarán en vigencia a partir del 1° de mayo de 2011.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60)



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ

PARA

roDu5

RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011

días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, que en su artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo Interino de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), de acuerdo a la designación contenida en la Resolución AE Interna N° 007/2011 de 13 de enero de 2011 así como la Resolución Ministerial N° 020/2011 de 14 de enero de 2011, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar las "Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional", detalladas en el Anexo a la presente Resolución.

SEGUNDA.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1° de mayo de 2011.

TERCERA.- Abrogar la Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004, a partir

Regístrese, cuese y archívese.

Mario Fernando G
DIRECTOR EJECUTIVO

Guerra Magnus

Es conform

Erika
DIRECTORA

S.N.Q.

de la vigencia de la presente Resolución.

ANEXO 1

Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN con vigencia a partir del 01 de mayo de 2011

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 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 core 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 reactor r Jie 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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

u. PARA r (DOS)

**ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

Regulación Primaria de Frecuencia (111'F).- 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>
Límites	de 49.75 a 50.25Hz	de 49.50 a 50.50 Hz



ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11 de marzo de 2011

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

Tensión Nominal	Estado normal	Estado de emergencia	
		Inmediatamente posterior a la contingencia	Posterior a la contingencia
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 pu	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

Tensión en bornes	Estado normal	Estado de emergencia	
		Inmediatamente posterior a la contingencia	Posterior a la contingencia
Tensión en bornes	de 0.95 a 1.05 pu		de 0.95 a 1.05 pu

pu = por unidad





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LO., PARA TODO,

ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N°110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11 de
marzo de 2011

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 1.1.

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 trazada y/o concentrada

4.1.2 Reserva Total Mínima del Sistema

La reserva total mínima del Sistema será igual a 17.5% 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

<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

unidad generadora no podrá ser superior a su potencia garantizada.

4.2 GENERACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

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 (Oramento de carga aplicado), luego de haberse aplicado un incremento de tensión en la referencia del regulador:



**ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011
TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG
CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11
de marzo de 2011**

<i>Unidad generadora</i>	<i>Tipo de excitatriz</i>	<i>T_r</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	5350ms
	Excitatriz con rectificadores rotantes	5550ms
	Excitatriz con rectificadores de puente	5850ms
Con licencia de generación otorgada posterior al 2001	Excitatriz estática	5250ms
	Otras excitatrices	5350ms

d) Tiempo Máximo de Establecimiento (T_s) para el rango ± 5 % del valor final del cambio en la tensión terminal:

<i>Unidad generadora</i>	<i>Tipo de excitatriz</i>	<i>T_s</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Excitatriz estática	53 seg.
	Otras excitatrices	55 seg.
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Cualquier tipo	52 seg.

d) 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:

<i>Unidad generadora</i>	<i>Valor del error</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	5_ 1%
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	5. 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: 0.00 Hz

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 %



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PAHA TODOS

**ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-
0-0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 11 de marzo de 2011**

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:

<i>Unidad generadora</i>	<i>Tipo de turbina</i>	<i>Tiempo</i>
Con licencia de generación otorgada antes del año 2001	Gas, Vapor	5 20 seg.
	Hidráulica	5 30 seg,
Con licencia de generación otorgada posterior al año 2001	Gas, Vapo,	5 15 seg.
	Hidráulica	5 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 1.2.

4.5 PROTECCIONES DEL GENERADOR

a) Limite mínimo de protección po 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 f,g antes 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:



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LIZ PARA TODOS

**ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

<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%

<i>Reté</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%	1 30%	6%

de las etapas de gradiente.

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



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LI2 PARA YODOS

**ANEXO 1 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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 y Control Social de Electricidad.



ANEXO 1.1

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA ROTANTE

1. DESCRIPCIÓN 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.

2. CÁLCULO 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. CÁLCULO DEL COSTO DE ENERGÍA 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.



**ANEXO 1.1 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011**

- 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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LL2

PARA

1 ADOE

**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

ANEXO 1.2

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 respuesta 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 (PC:0) 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:

$$(1) \quad 1111 \Delta P_t(t) \propto \Delta \omega(t)$$



donde b_p 1%1 es el estatismo de potencia; y tanto A_w como la respectiva A_{pt} se definen como cantidades por unidad. La ecuación (1) requiere que el estatismo b_p [%] 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 mayo' a 1-s 3 MW, existe una variedad de esquemas de control aceptables que deberwi 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:

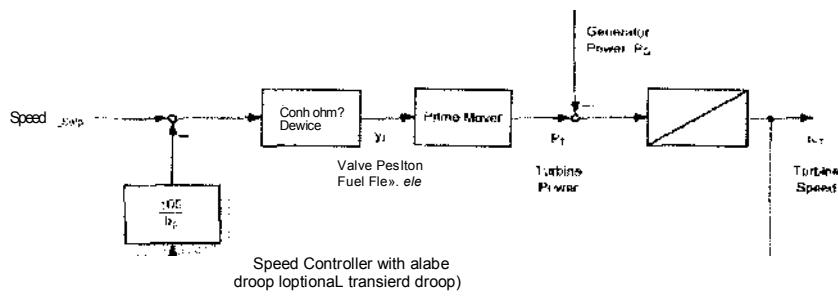


Fig. 2.1 Gobernador de velocidad de acción proporcional y estatismo ajustable

2.1. GOBERNADOR DE CARGA CON CONTROL 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:

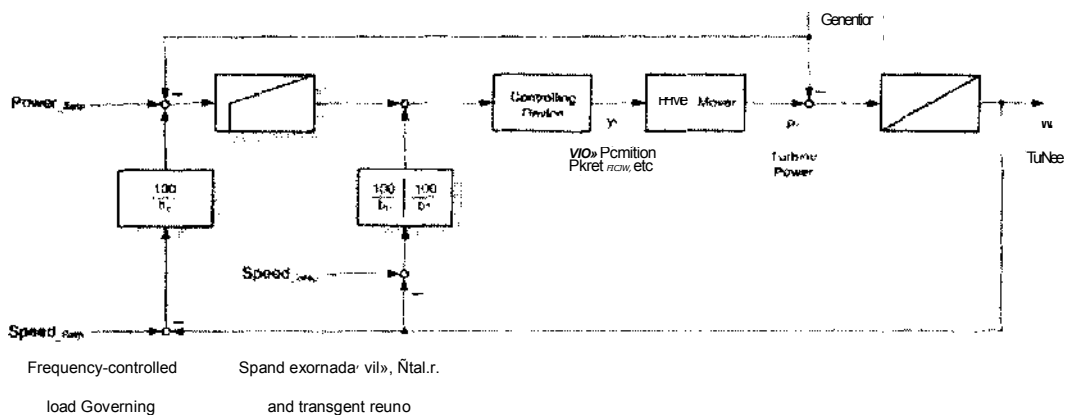


Fig. 2.2 Estructura de un gobernador de carga controlado por frecuencia

- i. El lazo interno establece un control de velocidad estándar con estadísticos 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 estadístico 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 estadístico b_t [%] dependerá del amortiguamiento alcanzable por el gobernador de carga para un dado estadístico de estado estacionario. Para unidades hidráulicas, el estadístico 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.



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

LO, PARA TO.

ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11 de marzo de 2011

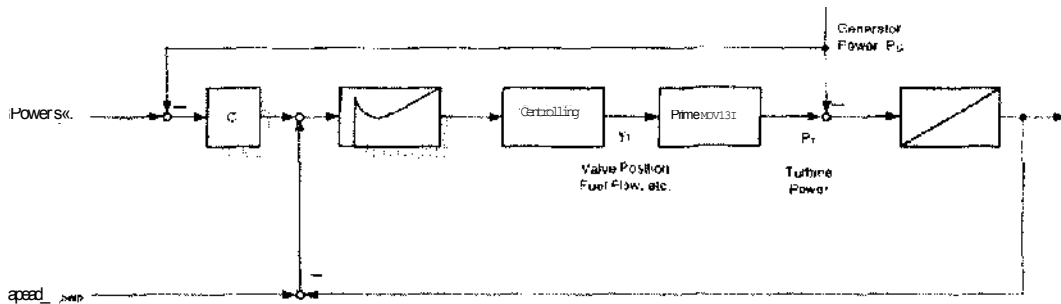
2.3. GOBERNADOR DE VELOCIDAD CONTROLADO POR POTENCIA

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 **c** e un controlador proporcional-integral (PI) o proporcional-integral-diferencial (PID), según el caso, garantizando así que en estado estacionario se cumpla la siguiente condición:

$$(wGset-wG) - pGo = 0 \text{ ó}$$

$$(pGset- pG)a+ (wGset-wG) = 0 \quad (2)$$

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.

Power-controlled Speed Governing

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 an la obligación de informar al CNDC todos los detalles técnicos relacionado: 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 representados 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:

ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011, 5 de 16



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:

$$^{(3)} \quad p_T(t) = p_G(t) \tau_a \cdot L^1$$

dt

Para evitar el deterioro de las p; estaciones 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:



**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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. La máxima tolerancia aceptable será de $\pm 20\%$

El estatismo estacionario de potencia deberá ajustarse 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 suministro aislado:

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

$$(4) \quad 0.5 < D < L$$

- 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 superpuestos (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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LJZ

PARA

ToDns

**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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.J, 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:



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

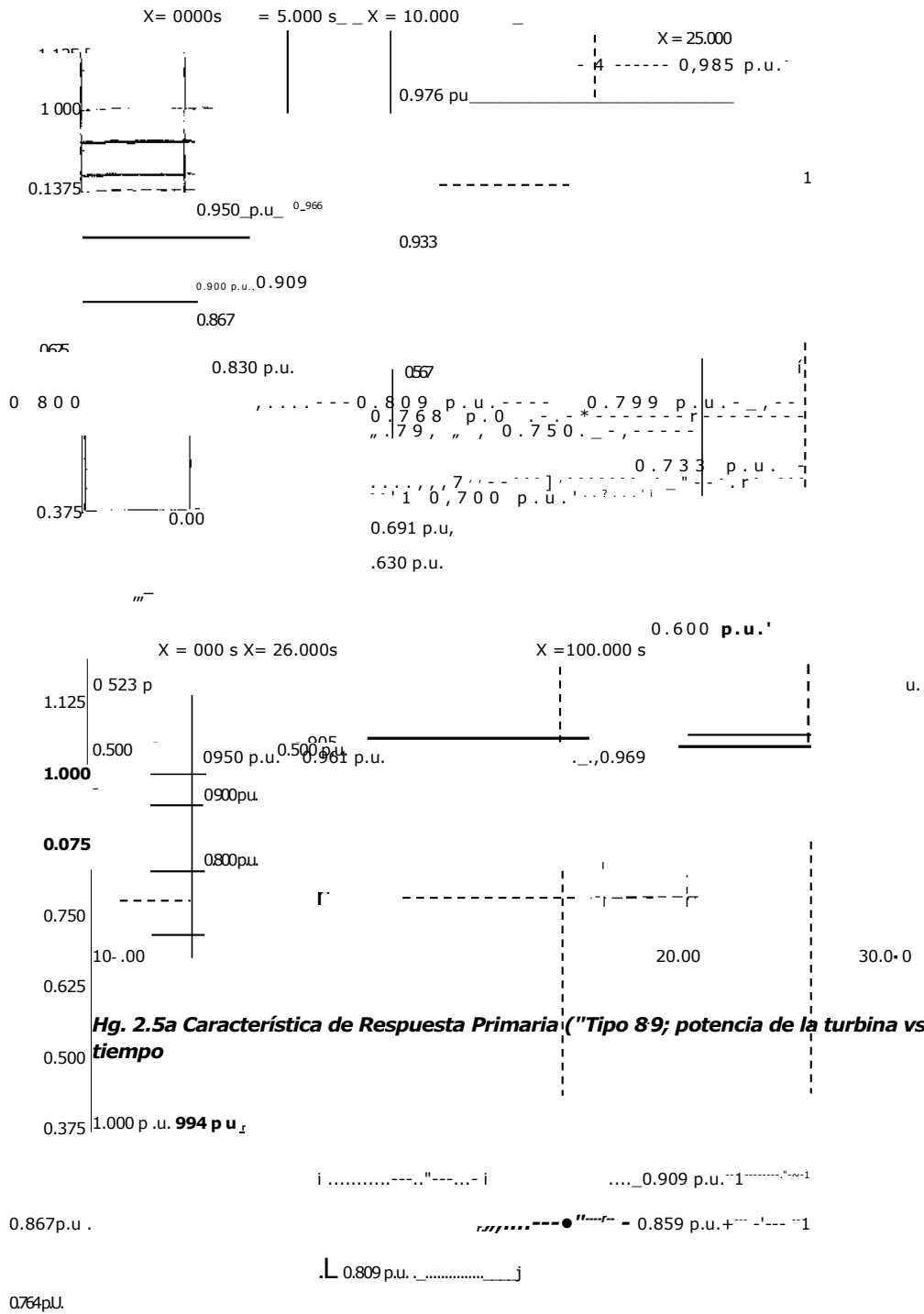
- i) Basándose en un modelo de simulación de planta comprobado, se elaborará un modelo específico para las pruebas de respuesta de las turbinas, el cual consistirá de una red integrada por una barra, una unidad de generación y una carga, y se considerará una inercia infinita (ej. $T_a=999999s$).
- ii) 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.



Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

LUZ PAHA LODOS

ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz, 11 de marzo de 2011

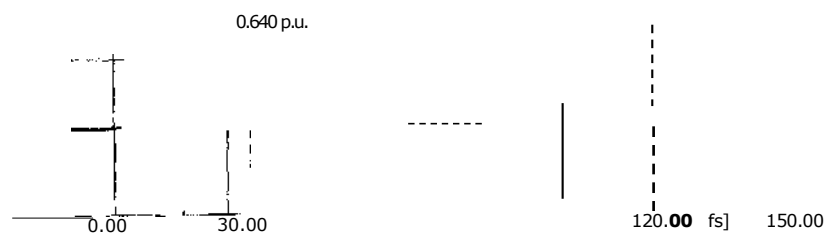


Hg. 2.5a Característica de Respuesta Primaria ("Tipo 89; potencia de la turbina vs tiempo)

— 1
60 0-0 90.00

Rg. 2.5b Característica de Respuesta Irradiada ("Tipo e"); potencia de la turbina vs tiempo

/ NEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N° 110/2011, 10 de 16





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 se realicen por diferentes unidades mayores, según las condiciones de cada caso particular.

Para que las unidades puedan realizar las 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:

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

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:



**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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-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:

Frecuencia compleja,

$$s = a \pm j\omega \quad (r/s)$$

a Amortiguamiento,



$a \quad n \quad (r/s)$

Relación de amortiguamiento,

$$\frac{-\sigma}{\sqrt{a^2 + (\sigma U)^2}}$$

w_n Frecuencia natural,

$$\sqrt{Vcr^2 + co^2} \quad (r/s)$$

f Frecuencia (o frecuencia amortiguada), (Hz)

$$= \frac{1}{27r}$$

Aquellos generadores que participen en oscilaciones, bien sea locales o inter-área, que tengan una relación de amortiguamiento 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 potencia blindada 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.

**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-
0-0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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 alta resolución con una precisión global del 1% o inferior con relación a la señal cubierta por una dada prueba. Requerimientos especiales serán pertinentes para variaciones 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 carga 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 momento de arranque 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



**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La
Paz, 11 de marzo de 2011**

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 plant i a ser desarrollado y validado sobre la base de las pruebas anteriormente del critas deberá incluir todas las no-linealidades de relevancia que puedan tener impacto sobre los estatismos 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 6-10% 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.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

LUZ PARA TODOS

**ANEXO 1.2 - RESOLUCIÓN AE N°
110/2011 TRÁMITE N° 2011-1169-41-0-0-
0-DLG CIAE 0104-0000-0000-0001 La Paz,
11 de marzo de 2011**

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%.



NORMA OPERATIVA N° 11

CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SIN

1. OBJETIVO

Definir las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones. La incorporación de las nuevas instalaciones no debe afectar negativamente la seguridad y confiabilidad del SIN.

2. BASE LEGAL

Ley de Electricidad, Artículos 2, 16 y 17; Decreto Supremo N° 29549; Decreto Supremo N° 29624; Decreto Supremo N° 0071; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3, 15, 18, 20 y 78; Reglamento de Concesiones y Licencias, Artículos 10, 11 y 13; Reglamento de Calidad de Transmisión, Artículo 10, 13 y 14; Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN y Norma Operativa N° 30.

3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SIN

Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a ésta Norma, deberán realizar y cumplir para poder conectar sus instalaciones al SIN. Cuando sea necesario el propietario podrá solicitar una reunión para intercambiar la información técnica del proyecto y su área de influencia en el SIN. La presentación de la información y estudios, deberán cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC.

La conexión de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:

3.1. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar los estudios eléctricos y la documentación (en formato impreso y en medio digital) que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de esta Norma.

Una vez concluidos los estudios eléctricos, los Agentes entregarán al CNDC las bases de datos de los mismos, incluyendo los modelos matemáticos de los nuevos componentes.

3.2. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo a detallé señalado en Anexo 2 de esta Norma.

ANEXO — RESOLUCIÓN AE N° 321/2016, 1 de 25

- 3.3.** Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de las protecciones, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en; los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que deben ser coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los Agentes involucrados tienen la obligación de participar en la coordinación y de implementar los ajustes obtenidos en sus propias instalaciones. Los Agentes involucrados deberán informar al CNDC los cambios realizados en los ajustes de sus protecciones, a más tardar en un plazo de 15 días, de la entrada en servicio de las nuevas instalaciones, situación que será informada por escrito por el propietario del proyecto.
Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".
- 3.4.** Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de los reguladores de velocidad, reguladores de voltaje y estabilizadores de potencia (PSS) de las unidades generadoras, incluyendo las características técnicas y sus valores de ajustes, así como los efectos sobre el sistema.
- 3.5.** Hasta 15 días antes de la primera conexión, presentar la documentación relativa a la Medición Comercial, incluyendo todas las especificaciones definidas en las Normas Operativas N° 8 "Sistema de Medición Comercial" y N° 10 "Transacciones económicas de Agentes del MEM que operan fuera del STI", según corresponda.
- 3.6.** Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".
- 3.7.** Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para el registro y envío de datos de operación en tiempo real al sistema SCÁDA utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 de esta Norma.
- 3.8.** Antes del inicio de pruebas y como mínimo 5 días antes de la primera conexión (dependiendo del programa definido), presentar al CNDC los programas de pruebas, especificando: instalación, tipo de pruebas, día y hora, para fines de la respectiva supervisión y coordinación en tiempo real. En Anexo 4 están detalladas las pruebas obligatorias que tienen por objeto verificar el buen estado de funcionamiento de cada instalación para ser incorporada al SIN.

Es responsabilidad del propietario de cada instalación la correcta ejecución de las pruebas del Anexo 4. El personal del CNDC es responsable de verificar que los resultados de las pruebas sean satisfactorias, ya sea a través de protocolos cuando se trate de equipos y/o con presencia física durante pruebas funcionales (a su criterio, según las características del proyecto); siendo las pruebas funcionales de las protecciones aplicadas las de mayor prioridad.



- 3.9.** En el caso de componentes de transmisión, hasta 5 días antes de la primera conexión, presentar respaldo de la solicitud a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de los "Límites de comportamiento exigidos y 'autorizados", para su respectiva aprobación.
- 3.10.** Antes de la primera conexión o conforme se vayan obteniendo, presentar al CNDC los protocolos de pruebas de sus equipos de patio y relés de protección. En el caso del aceite de transformadores, autotransformadores y reactores, las pruebas del aceite no debe tener una antigüedad mayor a 90 días antes de la primera energización.
- 3.11.** Hasta 2 días para instalaciones de Generación y hasta 5 días para instalaciones de Transmisión y Distribución, después de finalizadas las pruebas, presentar al CNDC el informe final de pruebas de recepción de equipos y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.
- 3.12.** Requerimientos para la autorización de conexión al SIN en condiciones de emergencia

Los Agentes que requieran la incorporación de instalaciones en condiciones de emergencia para reemplazar equipos que se hayan dañado durante su operación (transformadores de potencia, interruptores, pararrayos, cables de potencia, transformadores de medida, relés de protección, etc.), deberán cumplir los siguientes requerimientos:

- a) Se informará por correo electrónico al CNDC, la emergencia presentada y las necesidades de reemplazo indicando las características del equipo a instalarse y la fecha de su conexión.
- b) En caso de que el componente de reemplazo requiera cambio de ajuste de protecciones se debe enviar al CNDC los nuevos ajustes.
- c) En forma previa a la conexión de los equipos señalados se debe enviar por correo electrónico al CNDC los resultados de las pruebas en sitio para su verificación y conformidad.
- d) En caso de transformadores de capacidad diferente, si el Agente define que el reemplazo será definitivo, deberá complementar los requisitos de instalación nueva. En caso de que el nuevo transformador sea de características similares no será necesaria la realización de los estudios.

4. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL

La operación comercial de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación, según corresponda:

- 4.1.** Cumplimiento de los incisos 3.1 al 3.11 del punto 3.
- 4.2.** Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) del Título Habilitante o autorización correspondiente.



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de electricidad

TODOS:

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 321/2016
TRÁMITE N° 2016-16120-53-0-0-0—DOCP2**

CIAE 0104-0000-0000-0001

Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, las empresas propietarias deben presentar al CNDC la respectiva resolución emitida por la AE del Título Habilitante (Licencia o Área de Operación) o autorización correspondiente.

4.3. Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad con el valor STEA (Sistema Troncal Económicamente Adaptado)

Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, según corresponda, las empresas propietarias deben presentar al CNDC una copia de la respectiva Resolución emitida por la AE del valor STEA.

Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa mediante resolución en la próxima reunión del Comité, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su Operación Comercial en el Mercado. Para el caso de Generadores la autorización será emitida hasta un día después, de forma provisional, de la recepción del informe final del Agente.

5. DISPOSICIÓN TRANSITORIA

La declaración de operación comercial de aquellos requerimientos de autorización de incorporación de nuevas instalaciones al SIN, iniciados antes de la entrada en vigencia de esta Norma Operativa y que se encuentren en trámite al momento de su aprobación, se hará efectiva desde la presentación del informe final de pruebas de puesta en servicio con resultados satisfactorios.

ANEXO N° 1

ALCANCE DE LA DOCUMENTACIÓN SOBRE EL EFECTO DE LAS NUEVAS INSTALACIONES EN EL SIN

1. GENERAL

Toda nueva instalación electromecánica de generadores, transmisores, distribuidores y consumidores no regulados, debe ser compatible con las instalaciones del SIN que estén comprendidas en el área de influencia de la nueva instalación. Esta compatibilidad debe ser demostrada por los propietarios de las instalaciones mediante estudios, análisis y/o pruebas específicas.

Los estudios eléctricos y análisis deberán ser realizados utilizando modelos de simulación apropiados; la base de datos de las instalaciones en servicio deberá ser solicitada al CNDC. En caso de requerirse información o datos adicionales, estos deben ser solicitados directamente a los Agentes involucrados.

2. OBJETIVOS DE LOS ESTUDIOS

Los objetivos específicos de los estudios son los siguientes:

- a) Estudios de Flujos de Potencia: Determinar el estado de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) considerando a las nuevas instalaciones en especial en su área de influencia, verificando los flujos de potencia en líneas y transformadores, regulación de tensión, pérdidas, etc.
- b) Estudios de Cortocircuitos: Determinar los niveles de cortocircuito en el sitio de conexión de las nuevas instalaciones y su área de influencia en el SIN.
- c) Estudios de Estabilidad: Determinar la influencia en la estabilidad transitoria y dinámica de las nuevas instalaciones en el SIN.

c1) Desempeño en Condiciones de Falla

Para demostrar el efecto de una nueva instalación de transmisión en el sistema, deben incluirse análisis de estabilidad con las siguientes hipótesis de falla:

- Hipótesis de Falla 1: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase fallada y posterior recierre monofásico exitoso luego de un tiempo muerto definido.
- Hipótesis de Falla 2: Falla monofásica sin impedancia de falla, con apertura de la fase afectada y posterior recierre sobre falla con desconexión definitiva, o falla trifásica franca con disparo definitivo de la línea afectada. No hay pérdida de vínculo entre áreas.
- Hipótesis de Falla 3: 'dem 2, pero se produce pérdida de vínculo entre áreas.

c2) Evolución Dinámica de Tensión durante los Transitorios Electromecánicos



Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de tensión en las barras de 230, 115 y 69 kV no excederán de los siguientes límites:

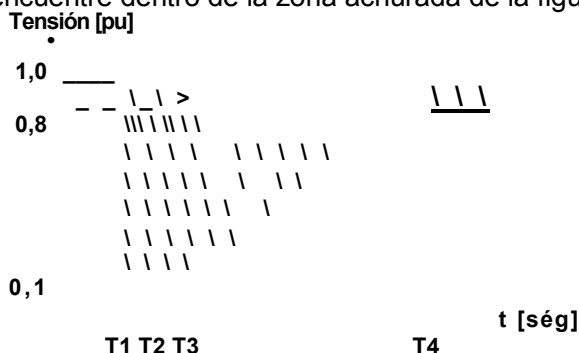
Tensión Mínima durante el estado posterior a la falla:	0.70 p.u.
Tensión Mínima por más de 1seg.	0.80 p.u.
Tensión Mínima por más de 2 seg.	0.85 p.u.
Tensión Máxima transitoria	1.20 p.u.

c3) Evolución Dinámica de la Frecuencia durante los Transitorios Electromecánicos
Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de frecuencia no excederán de los siguientes límites:

- Valores admisibles luego de una perturbación: 47.5 Hz f 52 Hz
- Tiempos máximos de frecuencia temporal:
 - 10 seg. entre 51.5 y 52.0 Hz
 - 20 seg. entre 47.5 y 48.0 Hz
 - 20 seg. entre 48.0 y 49.0 Hz
- Frecuencia admisible luego de 20 seg., entre 49.0 y 51.0 Hz

c4) Respuesta dinámica de las Centrales de Generación Eólica y Solar durante huecos de tensión

Los estudios deberán demostrar que las unidades de Generación se mantienen en servicio, cuando la tensión fase-tierra de cualquiera de las fases falladas en el Punto de Conexión, se encuentre dentro de la zona achurada de la figura.



Siendo: T1=0 [ms], tiempo de inicio de la falla. T2=Tiempo máximo de despeje de falla (zona 1) establecido según el nivel de tensión del punto 'de conexión. T3=T2+20 [ms] y T4=1000 [ms].

c5) Modos de Oscilación entre Áreas

Los estudios deberán demostrar que luego de perturbaciones, el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, no excederá de los siguientes límites:

- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en paralelo: 5%
 - Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en serie: 3%
- d) Estudios de Transitorios Electromagnéticos: Determinar las necesidades de aislamiento de las nuevas instalaciones, restricciones operativas e influencia sobre instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones.
- e) Estudios de Resonancia Subsincrónica: Determinar la influencia del SIN (en especial del Capacitor Serie), sobre las turbinas a vapor y/o gas.
- f) Estudio de Coordinación de la Protección: Determinar el despeje selectivo de las fallas en las nuevas instalaciones.
- g) Estudio de Reguladores de Frecuencia y Tensión: Determinar que los ajustes establecidos en los parámetros de desempeño mínimo de los sistemas de control mantienen la estabilidad transitoria y dinámica del SIN.
- h) Estudio de Generación de Armónicas: Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que no se introducirá armónicas al sistema que pueda causar interferencias en comunicaciones ni efectos negativos en otros componentes del SIN.
Los estudios deberán demostrar que los límites de contenido de armónicas, tanto en voltaje como en corriente, cumplen con lo establecido en las Normas Internacionales IEC1000-2-4 o IEEE519 ó alguna versión que las sustituya.
- i) Estudios de Efecto de Parpadeo (Flicker): Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que durante su operación no producirá fluctuaciones de voltaje que afecten a otros consumidores en su área de influencia.
Los estudios deberán demostrar que los límites del efecto Flicker cumplen con los establecidos en las Normas Internacionales IEC1000-4-15 o IEEE141 ó alguna versión que las sustituya.
3. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS
Todas las instalaciones nuevas con capacidad menor a 5 MVA, requerirán estudios a ser definidos en cada caso por el CNDC.
Las instalaciones nuevas, con capacidad mayor o igual a 5 MVA, requerirán mínimamente los estudios que a continuación se señalan:
- a) Instalaciones de generación:
Aplica a la unidad o grupo de unidades nuevas, con capacidad total mayor a 5 MVA
- al) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco.
Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga.
- a2) Cortocircuitos (máxima generación)
- a3) Coordinación de la protección

- a4) Estabilidad transitoria y dinámica (para los casos críticos identificados en los estudios de flujos de potencia)
- a5) Coordinación de reguladores de frecuencia y tensión, determinación de los ajustes y verificación del desempeño de los reguladores y estabilizadores de potencia.

ANEXO — RESOLUCIÓN AE N°
321/2016,

7 de 25

a6) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)

b) Instalaciones de transmisión:

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- b1) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco. Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga
- b2) Cortocircuitos (máxima generación).
- b3) Estabilidad transitoria y dinámica (casos críticos identificados en los estudios de flujos de potencia).
- b4) Coordinación de la protección.

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- b5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- b6) Resonancia subsincrónica

c) Instalaciones de distribución en alta y media tensión:

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- c1) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco. Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga
- c2) Cortocircuitos (máxima generación)
- c3) Coordinación de la protección

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- c4) Estabilidad transitoria y dinámica (casos críticos identificados en los estudios de flujos de potencia)
- c5) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- c6) Generación de Armónicas
- c7) Efecto de Parpadeo (Flicker)

d) Instalaciones de Consumidores No Regulados:

La compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

d1) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco. Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga

ANEXO — RESOLUCIÓN AE N° 321/2016, 8 de 25

Av. 16 de Julio 1 571 Pi1.5,20 del Orado - Zona CenL...i Cent+ -- 11 2 • _2 (12 • Fax.: (591) 2
aut.k3rid,ddecluL0i, idadri.acsob.be • WW4V...LC...:j0... U11,•1 800-10-2407



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 321/2016
TRÁMITE N° 2016-16120-53-0-0-0—DOCP2**

CIAE 0104-0000-0000-0001

- d2) Cortocircuitos (máxima generación)
- d3) Coordinación de la protección
- d4) Análisis de Armónicas

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- d5) Estabilidad transitoria y dinámica (casos críticos identificados en los estudios de flujos de potencia)
- d6) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)
- d7) Efecto de Parpadeo (Flicker)

Los Consumidores no Regulados, que se conecten a redes de media y baja tensión de empresas Distribuidoras, deberán efectuar los estudios señalados en coordinación con dichas empresas.

El CNDC determinará el alcance específico para cada estudio en función a la magnitud y características de la nueva instalación.

e) Instalaciones de Centrales de Generación Eólica y Solar:

La compatibilidad de las nuevas instalaciones de generación con el SIN debe demostrarse con los siguientes estudios:

- e1) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco.
Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga
- e2) Cortocircuitos (máxima generación).
- e3) Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- e4) Coordinación de la protección.
- e5) Análisis de Armónicos

A solicitud fundamentada, el CNDC podrá requerir la realización de los siguientes estudios adicionales:

- e6) Estabilidad de pequeña señal.
- e7) Estabilidad de Tensión.

ANEXO N° 2

INFORMACIÓN BÁSICA DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

1. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN 1.1.

Datos para cada Central

- a) Tipo de central.
- b) Características del sitio de instalación (altitud, temperatura media anual)
- c) Número de unidades generadoras.
- d) Potencia máxima generable de la central.
- e) Centrales hidroeléctricas: Potencia generable en condiciones hidrológicas de año seco.
- f) Centrales hidroeléctricas: Datos del embalse, normas de operación, requerimientos aguas abajo, precipitación en la cuenca, serie de afluencias históricas de los ríos, evaporación

1.2. Datos por cada generador

- a) Año de instalación.
- b) Potencia nominal y potencia efectiva
- c) Factor de potencia.
- d) Voltaje nominal.
- e) Velocidad de rotación.
- f) Límites de reactivo (Q_{min} , Q_{max}).
- g) Curva de cargabilidad de reactivo, tabla de valores discretos tanto para el lado inductivo como capacitivo (generación y absorción de reactivo).
- h) Parámetros eléctricos: Reactancias de secuencia positiva, negativa y cero en p.u.; constantes de tiempo, diagrama de bloques y modelos en formato IEEE ó DigSilent.
- i) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- j) Reguladores de tensión: Parámetros generales, ganancias y constantes de tiempo, tipo de regulador de tensión, diagrama de bloques y modelos en formato IEEE ó DigSilent. Tiempo máximo de crecimiento, tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación y error máximo de estado estacionario; según requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- k) Estabilizadores de potencia: Parámetros generales, ganancias y constantes de tiempo, diagrama de bloques y modelos en formato IEEE ó DigSilent; según requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- l) Limitadores de sobre y subexcitación: Parámetros generales, ganancias y constantes de tiempo, diagrama de bloques y modelos en formato IEEE ó DigSilent.

Los datos finales solicitados en los incisos i), j), k) y l) deben ser validados mediante pruebas en sitio.

Adjuntar los datos del fabricante.

1.3. Datos para cada unidad motriz

- a) Potencia nominal en condiciones ISO.
- b) Potencia efectiva en sitio
- c) Velocidad de rotación
- d) Reguladores de velocidad: Estatismo (permanente y transitorio), constantes de tiempo, velocidad de rotación de disparo por alta y baja velocidad, lazo de control de temperatura; diagrama de bloques y modelos en formato IEEE ó DigSilent). Tiempo máximo de establecimiento, sobreoscilación máxima, según requerimientos de las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- e) Para centrales térmicas: si tienen mecanismo de frenado de sobrevelocidad, y de ser así, a qué porcentaje de sobrevelocidad actúa y a qué porcentaje se repone.
- f) Constante de inercia y coeficiente de amortiguación.
- g) Unidades Térmicas: Consumo específico de combustible bruto ISO para distintos niveles de carga. El consumo de combustible para distintos niveles de carga para su ubicación en el sitio. La variación de la potencia generable y el consumo específico de combustible bruto para distintos rangos de temperatura. Poder calorífico del combustible.

Los datos finales solicitados en los incisos d) y f) deben ser validados mediante pruebas en sitio.

Adjuntar los datos del fabricante.

2. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN 2.1.

Datos de la(s) subestación(es)

Planos de planta y elevación de la subestación, diagrama unifilar de protecciones, en formato impreso y digital.

2.2. Datos de líneas de transmisión

- a) Barra de salida y barra de llegada.
- b) Tensión nominal.
- c) Longitud.
- d) Geometría básica de la estructura más representativa
- e) Numero de circuitos
- f) Número y tipo de transposiciones indicando su detalle.
- g) Tipo de conductor.
- h) Número de conductores por fase
- i) Resistencia de secuencia positiva (ohm/km).
- j) Reactancia de secuencia positiva (ohm /km).
- k) Susceptancia de secuencia positiva (10^{-6} / ohm km)
- l) Resistencia de secuencia cero (ohm /km).
- m) Reactancia de secuencia cero (ohm /km).



- n) Susceptancia de secuencia cero (10^{-6} / ohm km)
- o) Capacidad térmica (MVA) a 75° de temperatura del conductor.
- p) Capacidad operativa máxima (MW)
- q) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos.
- r) Potencia de reactor de línea (MVA_r)
- s) Cable(s) de guardia/Tipo:
- t) Tipo de reconexión automática (Trifásica, Monofásica, ninguna)
- u) Archivo Google Earth con las coordenadas UTM WGS 84 de las estructuras de la línea y subestaciones.

2.3. Datos de transformadores y autotransformadores

- a) Ubicación:
- b) Tipo
- c) Fabricante
- d) Año de fabricación
- e) Potencia nominal en (MVA).
- f) Relación de transformación y tensiones nominales.
- g) Niveles de aislación (interno y externo).
- h) Grupo de conexión
- i) Impedancia de puesta a tierra del neutro del transformador: (Franco a tierra, impedancia, aislado)
- j) Número de tomas (taps) del cambiador bajo carga.
- k) Incremento de relación por toma (tap).
- l) Para transformadores de regulación sin carga, la posición del cambiador.
- m) Para transformadores de regulación en carga, indicar la barra regulada.
- n) Perdidas en vacío.
- o) Perdidas en plena carga.
- p) Impedancia de secuencia positiva.
- q) Impedancia de secuencia cero.
- r) Sobrecarga de corta duración: para 15 y 30 minutos y para tres horas
- s) Curva característica de magnetización.

2.4. Datos transformadores de potencial (PT's)

- a) Ubicación
- b) Tipo
- c) Fabricante
- d) Año de fabricación
- e) Tensión nominal (primario/ secundario)
- f) Tensión máxima del equipo (kV)
- g) Niveles de aislación (kV)
- h) Núcleos de medida (Relación, clase)
- i) Núcleos de protección (Relación, clase)
- j) Capacidad (VA)

2.5. Datos de transformadores de corriente (CTS) a)

Ubicación



- b) Tipo
- c) Fabricante
- d) Año de fabricación
- e) Corriente nominal (primario/ secundario)
- f) Tensión máxima del equipo (kV)
- g) Niveles de aislación (kV)
- h) Núcleos de medida (Relación, clase precisión)
- i) Núcleos de protección (Relación, clase).
- j) Capacidad (VA)
- k) Capacidad térmica (1 seg).

2.6. Compensadores (Reactores y Capacitores)

- a) Barra de ubicación
- b) Fabricante
- c) Año de fabricación
- d) Potencia nominal
- e) Tensión nominal.
- f) Reactancia nominal y tipo de conexión
- g) Inductancia bobina de inserción
- h) Tipo de control (automático o manual).
- i) Niveles de aislación interno y externo de los Reactores.
- j) Factor de calidad para reactores (X/R).
- k) Curva característica de magnetización (para reactores).
- l) Equipo de mando sincronizado (si es que posee).
- m) Datos del reactor de neutro (reactancia y niveles de aislamiento).

2.7. Interruptores

- a) Ubicación
- b) Fabricante
- c) Año de fabricación
- d) Tensión nominal
- e) Niveles de aislación.
Capacidad de corriente de cortocircuito (poder de corte y poder de cierre).
- g) Tensión transitoria de recuperación (TRV).
- h) Resistencia de preinserción.
- i) Tipo de operación (monopolar o tripolar)
- j) Informar si cuenta con mando sincronizado.
- k) Factor de primer polo. l)
Secuencia de operación.
- m) Tiempo de operación (apertura y cierre)
- n) Identificación de los interruptores.

2.8. Seccionadores

- a) Ubicación
- b) Fabricante
- c) Año de fabricación



- d) Corriente nominal
- e) Corriente nominal de corta duración (1 s) (kA)
- f) Valor de Cresta de la corriente admisible (kA)
- g) Tensión máxima del equipo (kV)
- h) Niveles de aislamiento (kV)
- i) Tipo de mecanismo de operación (manual, motorizado)
- j) Identificación de los seccionadores

2.9. Pararrayos

- a) Ubicación
- b) Fabricante
- c) Año de fabricación
- d) Tensión nominal.
- e) Tensión de operación continua (COV ó MCOV).
- f) Sobretensión transitoria (TOV).
- g) Corriente de descarga (kA)
- h) Curva de la característica Tensión vs. Corriente.
- i) Tensión residual (impulso de maniobra, impulso de rayo).
- j) Capacidad de energía.
- k) Nivel de aislación externo

3. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN EOLICA O SOLAR

3.1. Datos para cada Central

- a) Ubicación geográfica de la instalación.
- b) Datos del punto de conexión.
- c) Potencia Aparente Bruta [MVA].
- d) Potencia Instalada Nominal de la central.
- e) Numero de turbinas eólicas del parque eólico o número de módulos del parque solar.
- f) Horas de utilización equivalente a plena potencia referida al periodo anual y mes a mes (% con respecto al año).
- g) Curvas del diagrama de generación para días típicos de cada mes en un año.
- h) Datos técnicos de la red de media tensión y subestación de transformación.
- i) Datos técnicos de la línea de evacuación.
- j) Datos de los ensayos y certificación de las turbinas eólicas o paneles solares.
- k) Sistema de control a nivel de la central (control de tensión y frecuencia).
 - l) Curva de potencia en el punto de conexión a red.
- m) Diagrama unifilar detallado de la instalación eólica o solar.

3.2. Datos para turbinas eólicas

- a) Modelo del generador eléctrico.
- b) Modelo aerodinámico del rotor de la turbina.
- c) Modelo mecánico del eje aerogenerador.
- d) Modelo del convertidor electrónico.
- e) Potencia Aparente Nominal [kVA]
- f) Potencia Activa Nominal [kW].

- g) Sistema de control del ángulo de ataque de las palas.
 - h) Sistema de control de velocidad del rotor.
 - i) Sistema de control de tensión/factor de potencia/potencia reactiva.
 - j) Sistema de control de potencia activa/frecuencia.
 - k) Curva de potencia/velocidad.
 - l) Valor de ajuste y rango de la rampa de potencia (%/min)
- 3.3. Datos para módulos fotovoltaicos
- a) Modelo del módulo fotovoltaico.
 - b) Modelo del inversor electrónico.
 - c) Tecnología de seguimiento de sol (fijos o móviles de un eje horizontal, de un eje inclinado o de dos ejes).
 - d) Angulo de inclinación si los paneles son fijos.
 - e) Potencia Aparente Nominal [kVA]
 - f) Potencia Activa Nominal [kW].
 - g) Sistema de control del inversor.
 - h) Sistema de control de tensión/factor de potencia/potencia reactiva.
 - i) Sistema de control de frecuencia.
 - j) Curva de Potencia/Irradiación.
 - k) Valor de ajuste y rango de la rampa de potencia (%/min)

En caso de empleo de otras tecnologías y modelos dinámicos adicionales a los anteriormente definidos, se deberá proporcionar en los estudios eléctricos toda la información necesaria para el correcto modelado de las instalaciones eólicas o solares.



ANEXO N° 3

INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

Para la operación en tiempo real, los propietarios de nuevas instalaciones de transmisión, generación y de consumo, deben instalar equipos y los medios necesarios para registrar y enviar datos de su operación en tiempo real, al sistema SCADA utilizado por el CNDC en formatos y protocolos compatibles.

Para el caso de unidades generadoras o grupo de unidades, con capacidad igual o superior a 3 MW, podrán agrupar las señales de estas unidades para su envío al sistema SCADA.

Los consumos con capacidad igual o superior a 5 MVA deben enviar las señales al sistema SCADA.

Los generadores o consumidores, con capacidad o demanda menor a los mínimos definidos, deben enviar datos de su producción o consumo en forma horaria, mediante teléfono dedicado.

Los datos a ser enviados en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC son los siguientes:

1. Tipos de señales

Para las tareas de supervisión en tiempo real y despacho de carga, se requieren dos tipos de señales: de medida y de estado.

1.1. Señales Analógicas o de Medida

Estas señales dan información sobre la potencia activa y reactiva, tensión, frecuencia y otros parámetros de medida. Su objeto es dar información sobre niveles de producción y demanda en tiempo real.

1.2. Señales Discretas o de Estado

Estas señales dan información sobre el estado de los interruptores, seccionadores, posición de Taps de transformadores y otros equipos de maniobra. Su objeto principal es informar la conexión o desconexión de los equipos, en tareas de coordinación de trabajos de mantenimientos, cortes programados y procesos de restitución del sistema.

Las señales de estado para la secuencia de eventos deben incluir su propio registro de tiempo y la transmisión de mensajes con estampa de tiempo deben tener una resolución en milisegundos.

2. Detalle de Señales

Cada una de las instalaciones de los Agentes debe enviar al CDC las siguientes señales para el SCADA del CNDC:



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 321/2016
TRÁMITE N° 2016-16120-53-0;0-0—DOCP2**

CIAE 0104-0000-0000-0001

a) Líneas en 230 kV, 115 kV y 69 kV

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por Interruptor
Potencia reactiva	O	Medida	Por Interruptor
Voltaje	V	Medida	Por Interruptor
Seccionador aislamiento de barras	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de linea	SUAL	Estado	Por equipo
Seccionador de Bypass	BP	Estado	Por equipo
Seccionador de Tierra	ST	Estado	Por equipo

b) Barra Simple

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Voltaje	V	Medida	De Barra
Frecuencia	Hz	Medida	De Barra

c) Barra de Transferencia o Doble Barra

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor de Transferencia	IN	Estado	Por equipo
Seccionador de barra	SB	Estado	Por equipo
Seccionador de Transferencia	SAC	Estado	Por equipo
Voltaje en Barra	V	Medida	Por barra
Potencia activa	P	Medida	Por
Potencia reactiva	O	Medida	Por
Frecuencia	Hz	Medida	Por barra

d) Transformador, nivel de alto y bajo voltaje (230 kV, 115kV y 69 kV)

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por interruptor
Potencia reactiva	O	Medida	Por interruptor
Voltaje	V	Medida	Por interruptor
Seccionador barras	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de máquina	AM	Estado	Por equipo
Posición de Tap	NT	Indicador	Por equipo

e) Transformadores de unidades generadoras

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por interruptor
Potencia reactiva	Q	Medida	Por interruptor
Voltaje	V	Medida	Por interruptor
Seccionador aislamiento de Barra	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de	AM	Estado	Por equipo
Posición de Tap (1)	NT	Indicador	Por equipo

Nota (1) La Posición del Tap debe ser incluida en la información que envió el Agente al Administrador del SCADA para la configuración de la nueva instalación, presentada como texto.

f) Centrales de Generación

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por interruptor
Potencia reactiva	O	Medida	Por interruptor
Voltaje en Bornes del generador	V	Medida	Por interruptor
Temperatura entrada al compresor	T	Medida	Por unidad
Velocidad del viento (3)	y	Medida	Por unidad

Nota: (2) centrales termoeléctricas, (3) centrales eólicas

Para los Agentes nuevos que ingresen al SIN y dispongan del Protocolo de comunicaciones ICCP para el intercambio de datos entre Centros de Control, debe solicitar al CNDC los requerimientos de implementación del Protocolo ICCP.

Para los Agentes que disponen del Protocolo de comunicaciones ICCP, por lo menos con anticipación de un mes, el Agente debe solicitar al CNDC las tablas. En caso de grandes consumos, las señales incorporaran datos de los alimentadores asociados a motores grandes (carga mayor a 3 MW) y elementos de compensación, los que serán definidos en común acuerdo entre el Agente y el CNDC.

Los Agentes nuevos por lo menos con anticipación de un mes, deben solicitar al CNDC la planilla de parámetros de las instalaciones nuevas que estén ingresando al SIN, y deben ser entregados al CNDC debidamente llenados con cinco días de anticipación antes de la puesta en servicio, para su actualización e implementación en la base de datos del sistema SCADA y las funciones EMS.

Para los Agentes que disponen de instalaciones en el SIN y necesitan la incorporación de nuevas instalaciones, deben enviar la planilla de parámetros debidamente llenada de las instalaciones nuevas, cinco días antes de la puesta en servicio.



ANEXO N° 4

PRUEBAS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES AL SIN

En las siguientes tablas se presentan el listado de pruebas que deben ser realizadas en instalaciones de generación, distribución o transmisión, antes de su conexión al SIN.

Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
GENERADOR ELÉCTRICO Y MAQUINA MOTRIZ	ELÉCTRICA	Resistencia de aislación del rotor y del estator
		Resistencia óhmica de los devanados del rotor y del estator
		Ensayos de vacío y de cortocircuito
	MECÁNICA	Verificación de torna y rechazo de carga a diferentes niveles de potencia
	CONTROL	Verificación y validación de modelos matemáticos del sistema de regulación de velocidad y voltaje (AVR) y del estabilizador de potencia (PSS).
	ELÉCTRICA-MECÁNICA	Prueba de potencia efectiva y Heat Rate
	PROTECCIONES	
	CONTROL	Revisión de ajustes de los relés de protección del Generador
	ELÉCTRICA	Prueba de protección diferencial, secuencia negativa, estator a tierra
		Prueba de protección de sobrecorriente de fases y sobrecorriente a tierra
		Prueba de protección de sobre y bajo voltaje
	CONTROL	Prueba de protección de sobre y baja frecuencia Revisión de ajustes de la protección de la Maquina Motriz
	ELÉCTRICA-MECÁNICA	Prueba de protección de sobrevelocidad
ELÉCTRICA	Prueba de protección de potencia inversa	
CONTROL	Verificación de la primera sincronización del Generador	
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento
		Medición de la corriente de excitación
		Medición de relación de transformación TTR
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados
LABORATORIO	Medición de la capacitancia y factor de potencia de bushings	
	Medición de la rigidez dieléctrica del aceite	
MECÁNICA	Pruebas de operación de protecciones propias del transformador (guardas) a niveles de alarma y disparo, con verificación de apertura de interruptores y operación de relé 86	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento
		Medición factor de potencia del aislamiento
		Medición de la resistencia óhmica de los contactos
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento
		Medición de la relación de transformación
		Determinación de curva de saturación
		Verificación de circuito secundario y relación de transformación por inyección de corriente primaria
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento
		Medición de factor de potencia y pérdidas del aislamiento Medición de
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	la resistencia de aislamiento
	MECÁNICA	Verificación del mecanismo de operación
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Resistencia de aislamiento por unidad
		Capacitancia por unidad



Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación (Continúa)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación Verificación de niveles de arranque y reposición Verificación de apertura de interruptor (es)
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de niveles de arranque y reposición
		Verificación de apertura de interruptor (es)
CONTROL		
RELÉ DE DISTANCIA	ELÉCTRICA	Verificación de las zonas de operación
		Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de la función de re cierre
		Verificación de apertura de interruptor (es)
RELÉ DIFERENCIAL	CONTROL	Verificación de ajustes asignados
	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de niveles de arranque y reposición
		Verificación de apertura de interruptores con operación de reté 86
CONTROL	Verificación de ajustes asi: ados	
RELÉ DE FRECUENCIA O VOLTAJE	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación
		Verificación de niveles de arranque y reposición
		Verificación de apertura de interruptor (es)
		Verificación de ajustes asignados
OTROS EQUIPOS Y/O SISTEMAS	FUNCIONALES	Verificación de la utilización de los núcleos de medición y protección de los PT's.
		Verificación de la utilización de los núcleos de protección medición y de los CT's.
		Verificación de la correcta operación de Tos circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores
		Verificación de los enclavamientos del sistema de protección Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC.
		Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC.
		RECIERRE
		Verificación de ajustes asignados y cierre de interruptor (si aplica)
		SINCRONISMO
		Verificación de ajustes asignados: tensión, ángulo, frecuencia.
		Verificación cierre interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo.
		FALLO DE INTERRUPTOR
		Verificación de ajustes asi: ados.
		Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86.
		TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS
		Verificar canales de fibra óptica/onda portadora
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (21/21N)
Verificar disparos con tele protección de elementos diferenciales de Linea (87L)		
Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (67/67N)		
TRANSFERENCIA DE DISPARO		
Verificación de transferencia de disparos en condición de seccionador bypass o interruptor de transferencia en servicio.		
que aplica.	



**utoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LUZ

..A1.1.A.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 321/2016
TRÁMITE N° 2016-16120-53-0-0-0-DOCP2**

CIAE 0104-0000-0000-0001

Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la corriente de excitación	
		Medición de relación de transformación TTR	
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	
		Medición de la respuesta en frecuencia	
		Medición de la capacitancia y factor de potencia de bushings	X
	LABORATORIO	Medición de la impedancia de corto circuito	
		Medición de la rigidez dielectrica del aceite	X
		Ensayos fisico químicos al aceite dielectrico	
MECÁNICA	Cromatografía de gas disueltos en el aceite		
	Pruebas de operación de protecciones propias del transformador (guardas) a niveles de alarma y disparo, con verificación de apertura de interruptores y operación de relé 86	X	
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	
		Medición factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la resistencia óhmica de los contactos	I
		Medición de la resistencia dinámica de los contactos	
	MECÁNICA	Medición de los tiempos de operación	
		Medición de los parámetros de movimiento.	
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Medición de la tensión mínima de apertura.	
		Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de la relación de transformación	X
		Verificación de la polaridad	X
		Determinación de curva de saturación	X
		Medición de la resistencia óhmica de los devanado	
		verificación de circuito secundario y relación de transformación por inyección de corriente primaria	X
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de la capacitancia y factor de potencia del aislamiento	X
		Medición de relación de transformación	
		Medición de la resistencia óhmica de los devanados	
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	X
		Medición de factor de potencia y pérdidas del aislamiento	X
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Medición de la resistencia de aislamiento	
		Medición de factor de potencia y pérdidas del aislamiento	
	MECÁNICA	Medición de la resistencia óhmica de los contactos	
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Verificación del mecanismo de operación	
		Resistencia de aislamiento por unidad	
		Capacitancia por unidad	
		Capacitancia por rama	



Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución (Continúa)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA		
RELÉ DE SOBRECORRIENTE	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación			
		Verificación de los tiempos de operación	X		
	CONTROL	Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
		Verificación de apertura de Interruptor (es)	X		
RELÉ SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación			
		Verificación de los tiempos de operación	X		
	CONTROL	Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
		Verificación de apertura de interruptor (es)	X		
RELÉ DE DISTANCIA	ELÉCTRICA	Verificación de las zonas de operación	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
	CONTROL	Verificación de la función de re cierre			
		Verificación de apertura de interruptor (es)	g		
RELÉ DIFERENCIAL	ELÉCTRICA	Verificación de ajustes asignados			
		Verificación de la curva característica de operación			
	CONTROL	Verificación de los tiempos de operación	X		
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
Rae DE FRECUENCIA O VOLTAJE	ELÉCTRICA	Verificación de zonas de arranque y bloqueo.			
		Verificación de apertura de interruptores con operación de recé 86	X		
	CONTROL	Verificación de ajustes asignados	X		
		Verificación de los tiempos de operación	x		
OTROS EQUIPOS Y/O SISTEMAS	FUNCIONALES	Verificación de niveles de arranque y reposición	x.		
		Verificación de apertura de interruptor (es)	X		
		Verificación de ajustes asignados	X		
		Verificación de la utilización de los núcleos de medición y protección de los PT's.	X		
		Verificación de la utilización de los ntitleos de protección medición y de los CT's.	x		
		Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores	X		
		Verificación de los enclavamientos del sistema de protección	X		
		Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador	X		
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC,	x		
		Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC.	X		
		RECIERRE			
		Verificación de ajustes asignados y cierre de Interruptor (si aplica)		X	
		SINCRONISMO			
		Verificación de ajustes asignados: tensión, ángulo, frecuencia.		x	
		Verificación cierre Interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo.		X	
		FALLO DE INTERRUPTOR			
		Verificación de ajustes asignados.			
		Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86.		x	
		TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS			
		Verificar canales de fibra óptica/onda portadora		X	
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (21/21N)		X	
		Verificar disparos con tele protección de elementos diferenciales de Línea (871)		X	
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (67/67N)		X	
		TRANSFERENCIA DR DISPARO			
Verificación de transferencia de disparos en condición de seccionador bypass o interruptor de transferencia en servicio.		X			

Las pruebas marcadas con X son obligatorias en las instalaciones que aplica.



Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión

PRUEBAS DE ACEPTACION EN EQUIPOS DE SUBESTACIONES		
EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Relación de transformación
		Resistencia óhmica de los devanados
		Corriente de excitación de los devanados
		Reactancia de fuga (Impedancia Corto Circuito)
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
		Análisis de respuesta de barrido en frecuencia
		Factor de potencia y capacitancia de los bushing's
		Relación de transformación y polaridad de CT'S
		Resistencia óhmica del devanado secundario de CT'S
		Punto de inflexión de CT'S (i -v de saturación)
		Resistencia de aislamiento de CT'S
		Resistencia óhmica del motor de mando del OLTC
		Resistencia de aislamiento del motor <i>de</i> mando del OLTC
	Resistencia óhmica de los motores ventiladores	
	Resistencia de aislamiento de los motores ventiladores	
	Potencia de pérdidas de los pararrayos	
Resistencia de aislamiento de los pararrayos		
LABORATORIO	Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico	
	Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico	
MECÁNICA	Inspección y verificación de las protecciones propias del transformador	
REACTOR	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica de los devanados
		Corriente de excitación de los devanados
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
		Análisis de respuesta de barrido en frecuencia
		Factor de potencia y capacitancia de los bushing's
		Relación de transformación y polaridad de CT'S
		Resistencia óhmica del devanado secundario de CT'S
		Punto de inflexión de CT'S (1 -V de saturación)
	Resistencia de aislamiento de CT'S	
	Potencia de pérdidas de los pararrayos	
	Resistencia de aislamiento de los pararrayos	
	LABORATORIO	Ensayos fisicoquímicos al aceite dieléctrico
Análisis de gases disueltos en el aceite dieléctrico		
MECÁNICA	Inspección y verificación de las protecciones propias del reactor	
TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	ELÉCTRICA	Relación de transformación
		Resistencia óhmica de los devanados
		Corriente de excitación de los devanados
		Reactancia de fuga (impedancia de corto circuito)
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
		Factor de potencia y capacitancia de los bushing's
		Potencia de pérdidas de los pararrayos
Resistencia de aislamiento de los pararrayos		

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

EQUIPO	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN
INTERRUPTOR DE POTENCIA	ELÉCTRICA	Factor de potencia de cámara y soporte
		Resistencia de aislamiento de cámara y soporte
		Resistencia óhmica estática de los contactos principales (SRM)
		Resistencia óhmica dinámica de los contactos principales (DRM)
		Resistencia óhmica de las bobinas de disparo y cierre
		Corriente máxima de bobinas de disparo y cierre
		Tensión mínima de bobinas de disparo y cierre
		Corriente máxima del motor de carga de resortes
		Resistencia de aislamiento del motor de carga de resortes
	MECÁNICA	Tiempos de operación de disparo y cierre
		Curva de desplazamiento de disparo y cierre
		Distancias de penetración
		Velocidad de operación de disparo y cierre
		Recorrido
Sobrecorrido para la operación de cierre		
Tiempo de carga de resortes		
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	ELÉCTRICA	Relación de transformación y polaridad (serie-paralelo)
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios
		Punto de inflexión (i -v de saturación)
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO CAPACITIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
		Capacitancias C1, C2 y C1+C2
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO INDUCTIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
		Resistencia de aislamiento de los devanados
TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO RESISTIVO	ELÉCTRICA	Relación de transformación
		Resistencia óhmica del resistor de a.t.
		Resistencia óhmica de los devanados secundarios
		Factor de potencia y capacitancia de los devanados
PARARRAYOS	ELÉCTRICA	Potencia de pérdidas
		Resistencia de aislamiento
SECCIONADORES	ELÉCTRICA	Resistencia óhmica de los contactos
		Resistencia de aislamiento de los aisladores soporte
	MECÁNICA	Corriente máxima del motor de accionamiento
BANCO DE CAPACITORES	ELÉCTRICA	Tiempo de operación de apertura y cierre
		Capacitancia por rama
		Capacitancia por unidad
MALLA DE TIERRA	ELÉCTRICA	Resistencia de aislamiento por unidad
		Tensiones de paso y contacto
		Resistencia óhmica de la malla de tierra

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN			
FUNCIÓN	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA
DIFERENCIAL DE LINEA	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	7
		Verificación de los tiempos de operación	
DISTANCIA	ELÉCTRICA	Verificación de las zonas de operación	
		Verificación de los tiempos de operación	
SOBRECORRIENTE RESIDUAL DIRECCIONAL	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	
		Verificación de los tiempos de operación	
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR O REACTOR	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	X
		Verificación de los tiempos de operación	
SOBRECORRIENTE DE FASES Y NEUTRO	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	
		Verificación de los tiempos de operación	
		Verificación de niveles de arranque y reposición	
DIFERENCIAL DE BARRAS	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	
		Verificación de los tiempos de operación	X
FRECUENCIA O VOLTAJE	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación	X
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X
SISTEMA DE CONTROL PROTECCIÓN	FUNCIONALES	Verificación de los ajustes de todos los relés de acuerdo a las planillas en formato del CNDC	X
		Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores, por bobina 1 y bobina 2	X
		Verificación de la correcta operación del circuito de cierre	X
		Verificación de la correcta operación del relé 86 de bloqueo, con enclavamiento al circuito de cierre	X
		Verificación de los enclavamientos de los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores)	X
		Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador)1
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC	
		Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC.	
		RECIERRE	
		Verificación con operación real del interruptor de la función de recierre	
		SINCRONISMO	
		Verificación de comando remoto y local de cierre interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo.	X
		FALLO DE INTERRUPTOR Y DIFERENCIAL DE BARRAS	
		Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86.	X
		Verificación de envío de transferencias de disparo	X
		TELEPROTECCIÓN DE LINEAS	
		Verificar canales de fibra óptica/onda portadora	
Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (115-21)	X		
Verificar disparos con teleprotección de elementos diferenciales de Línea (871.)	X		
Verificar disparos con teleprotección de elementos de sol, ecorriente direccional (85-67N)	X		