

**Arturo Otto Villa**

*Departamento de Electricidad*  
Universidad Tecnológica Metropolitana  
aotto@utem.cl

# SISTEMAS DE EXCITACIÓN ESTÁTICA PARA GENERADORES SINCRÓNICOS

## RESUMEN

En este trabajo se presentan algunas recomendaciones para ser consideradas en la elaboración de las especificaciones técnicas de adquisición de sistemas de excitación estática asociados a generadores sincrónicos de eje vertical de potencias medias y superiores.

Además, se entregan recomendaciones a especialistas responsables de realizar una supervisión de pruebas en fábrica y de puesta en servicio de estos equipos.

## 1.- INTRODUCCIÓN

En el Sistema Interconectado nacional (SIC, SING y otros) se utilizan, principalmente en las centrales eléctricas, generadores que son del tipo “sincrónico” que requieren de un sistema de excitación. Por otra parte, los generadores del tipo “asincrónico” se utilizan en algunos casos en las centrales de generación eólicas y no requieren de un sistema de excitación.

El presente trabajo se refiere a los generadores sincrónicos de eje vertical que requieren de un sistema de excitación cuya función, entre otras, es la de alimentar con corriente continua el bobinado de campo y, además, regular la tensión en bornes del generador, tanto en régimen permanente como en régimen transiente.

Existen básicamente tres tipos de sistemas de excitación conocidos en el mercado:

- Sistema de excitación rotatorio (generador de corriente continua acoplado al eje del generador).
- Sistema tipo libre de escobillas (“Brush less”).
- Sistema de excitación estático con puentes de tiristores (full bridge) y anillos rosantes.

Los sistemas de excitación utilizados en la actualidad son el tipo “estático” y el tipo “brushless” (libre de escobillas).

Respecto a los tres sistemas mencionados, cabe destacar que el sistema de excitación tipo rota-

torio prácticamente ya no se fabrica porque es una tecnología que está en obsolescencia, por este motivo este tipo de sistema de excitación no se incluye en este trabajo.

El sistema “Brush less” se utiliza generalmente en generadores de eje horizontal y de alta velocidad de rotación (rpm), y no en máquinas de eje vertical que son normalmente más lentas.

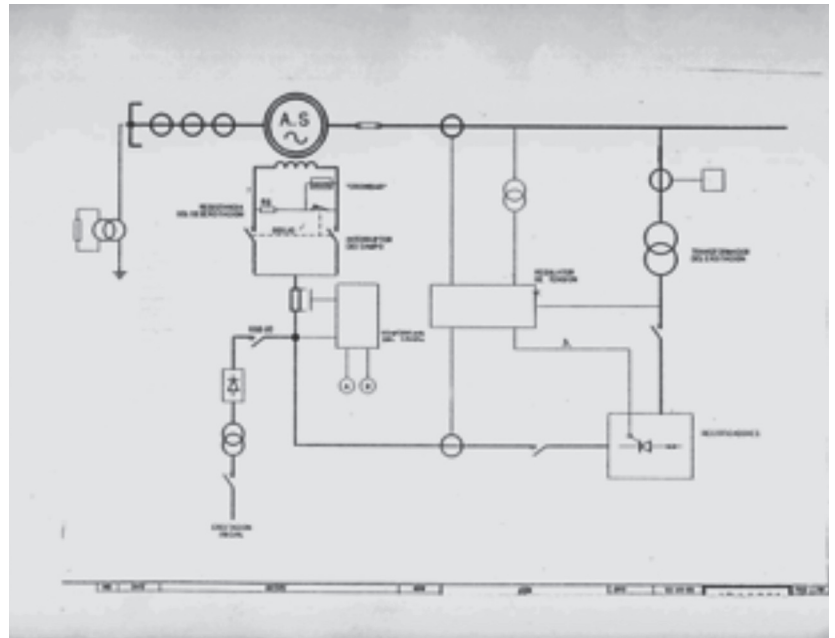
El presente trabajo se refiere solamente a generadores sincrónicos de eje vertical con sistemas de excitación del tipo estático. No se incluye el sistema “brushless” por considerarse motivo suficiente para un trabajo aparte.

## 2.- FUNCIONES Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO

Las funciones del sistema estático son las siguientes:

- Suministrar corriente continua variable entre 0 a 110% de  $I_{exc}$  al campo y tener capacidad de sobrecarga momentánea.
- Controlar la tensión de generación con exactitud entre un 90% a 110% de  $V_n$ .
- Garantizar una operación estable con la red.
- Mantener al generador dentro de los valores permitidos para operación (P-Q).
- Contribuir a la estabilidad transitoria en caso de falla (cortocircuito).
- Comunicar información al control SCADA.

En el esquema 1 se puede observar un diagrama unilineal típico que muestra la interconexión de los componentes mayores correspondientes a un sistema de excitación del tipo estático. El sistema funciona en “lazo cerrado” con control normalmente del tipo PID.



ESQUEMA N°1 UNILINEAL DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN ESTÁTICO.

Estos componentes o equipos están montados en celdas metálicas y son básicamente los siguientes:

puentes de tiristores (full bridge), equipos del Sistema de Excitación Inicial, regulador automático de voltaje, protecciones, control y medidas, sistema de desexcitación y “crow bar”, interruptor de campo y resistencia de desexcitación.

Además, forman parte del sistema de excitación los siguientes componentes ubicados fuera de las celdas metálicas de excitación: anillos rosantes y carbones para paso de corriente continua, caja de inversión de polaridad, transformador de excitación y celda de protección.

Todo el sistema de excitación es controlado mediante un software de aplicación, cuya licencia pertenece al fabricante de estos equipos.

### 3.- RECOMENDACIONES TÉCNICAS

Es necesario comprender básicamente las características técnicas y el funcionamiento de un sistema de excitación estático para entender las recomendaciones técnicas que se detallan en los puntos siguientes (3.1 al 3.8), que son:

- Celdas metálicas del sistema de excitación estática.
- Celdas puentes de tiristores
- Sistema de excitación inicial.
- Sistema regulador automático de voltaje, protecciones y control.
- Sistema de desexcitación.
- Sistema anillos rosantes y porta carbones y caja inversión polaridad.
- Transformador de excitación y celda de protección.
- Celda interruptor de campo y resistencia de desexcitación.

A continuación se presentan las recomendaciones que se estiman más relevantes para ser consideradas en las especificaciones de adquisición de un sistema de excitación estática, incluidas las celdas metálicas, sistemas y componentes mayores entre otros.

#### 3.1.- Celdas metálicas del sistema de excitación estática

**3.1.1-** Cada generador debe estar equipado con un sistema de excitación estática montado en celdas metálicas del tipo auto soportantes, ancladas directamente al piso. Las celdas metálicas y sus componentes interiores deben cumplir con la norma de diseño antisísmico ETG 1.020, indicada en la NT de Seguridad y Calidad de Servicio de la CNE (2014).

Este sistema debe estar basado en la rectificación de corriente alterna mediante puentes de tiristores. La alimentación del sistema debe

originarse directamente en los bornes del generador a través de un transformador de excitación, tal como se muestra en el Esquema 1.

**3.1.2.-** De acuerdo con lo señalado en la NT de Seguridad y Calidad de Servicio de la CNE (2014), el factor techo (K) del sistema de excitación debe ser igual a 2 o mayor. El factor techo define a la tensión techo ( $V_t$ ) y a la corriente techo ( $I_t$ ).

$$V_t = K V_{exo} \quad (1)$$

$$I_t = V_t / R_c \quad (2)$$

Donde:

$V_{exo}$ = Tensión de excitación en vacío

$R_c$ = Resistencia de campo (ohm)

El factor K es una característica importante del sistema porque asegura la estabilidad del generador frente a fenómenos transitorios.

Todos los componentes mayores del sistema de excitación deben estar diseñados para cumplir satisfactoriamente con el factor K especificado.

**3.1.3.-** Las características técnicas de los componentes mayores deben ser por lo menos un 10% mayores que las corrientes y tensiones requeridas al trabajar el generador con potencia nominal. Esto aplica al transformador de excitación, barrajes y cableados. Lo anterior debido al fuerte contenido de armónicas que producen los puentes de tiristores (carga no lineal).

**3.1.4.-** Las exigencias y características comunes de las celdas deben ser las siguientes.

- Cumplir con grado de protección igual o mejor que IP-42 según normas IEC.
- Cumplir con las exigencias de diseño sísmico según ETG 1.020.
- Cumplir con un recubrimiento aislante en las barras de C.A y C.C. para 1.000 V.
- Cumplir con un plateado electrolítico en todas las uniones emprenadas de barras.

- Cumplir con la instrumentación necesaria (Voltmetros, ampermetros, etc.).
- Cumplir con señalética y nombres de planchuelas.
- Cumplir con normativas internacionales (IEC, IEEE...).
- Cumplir con NT de Seguridad y Calidad de Servicio (2014).
- Cumplir con nivel de ruido acústico.
- Cumplir con puestas a tierra.

**3.1.5.-** El sistema de excitación debe tener redundancias (n-1) y estar compuesto como mínimo por dos puentes rectificadores totalmente independientes. Esto implica que, estando la unidad funcionando a potencia nominal, solo el 50% de la capacidad de la excitación debe estar utilizada, quedando un margen de un 50% como reserva inmediata (hot stand by).

Interesa que el generador se mantenga en servicio aunque falle uno de los puentes de tiristores o uno de sus tiristores.

### **3.2.- Celdas puentes de tiristores**

**3.2.1.-** Los puentes rectificadores deben estar compuestos por tiristores de potencia conectados en configuración “full bridge” (2).

**3.2.2.-** Cada puente debe estar montado en una celda metálica independiente.

Cada puente rectificador debe estar montado en un compartimiento sellado a la propagación de eventuales arcos eléctricos y a la propagación del fuego.

**3.2.3.-** Se preferirá una ejecución con tres puentes de tiristores de tal forma que si uno de ellos falla los otros dos puentes sean capaces de entregar la corriente de excitación para potencia nominal del generador, sin sobrepasar sus límites térmicos.

Interesa privilegiar que la unidad de generación (grupo turbina/generador) no salga de servicio por falla de un tiristor objeto para no perder generación, ya que el costo por pérdida de generación resulta siempre alto, más aún si el tiempo de recuperación del equipo fallado es prolongado.

**3.2.4.-** En caso que los puentes de tiristores tengan ventilación forzada de aire, entonces deben tener un ventilador de respaldo.

**3.2.5.-** Los puentes de tiristores deben tener como mínimo el siguiente monitoreo:

- Monitoreo y alarma por falla de tiristor.
- Monitoreo de desbalances de corriente por ramas.
- Monitoreo temperatura de trabajo tiristores (detectada en el disipador de calor).

**3.2.6.-** El dimensionamiento de los elementos semiconductores debe ser un 20% mayor al valor nominal de corriente y voltaje determinado según memoria de cálculo.

**3.2.7.-** Cada elemento semiconductor debe estar protegido con fusibles adecuados a sus características nominales (diodos, tiristores, etc.).

### **3.3.- Sistema de excitación inicial**

**3.3.1.-** El sistema de excitación inicial del generador debe alimentarse preferentemente desde un Banco de Baterías (ej: 110 Vcc) o desde una barra segura de servicios auxiliares en 380 V. Este sistema debe proporcionar inicialmente una corriente de excitación baja que permita obtener un voltaje en bornes del generador lo suficientemente alto como para energizar el transformador de excitación y los puentes de tiristores respectivos, todo bajo el control del AVR (Automatic Voltaje Regulador).

**3.3.2.-** La excitación inicial debe estar diseñada para que el generador llegue a generar en bornes una tensión entre un 10% a un 20% de su tensión nominal, en un lapso de 15 segundos o menor. La conexión y desconexión del sistema de excitación inicial debe ser en forma automática. A este sistema se le conoce como “Field Flashing”.

### **3.4.- Regulador automático de voltaje, protecciones y control**

**3.4.1.-** El sistema de excitación de cada generador debe incluir un Regulador Automático de Tensión. El regulador debe ser del tipo digital y preferentemente del tipo PID. Se le conoce como AVR (Automatic Voltaje Regulador).

**3.4.2.-** Debe tener facilidades para verificar su correcto funcionamiento y sus ajustes.

**3.4.3.-** Se debe alimentar desde un transformador de potencial (tensión en bornes del generador) y desde un transformador de corriente (corriente de línea del generador) con valores nominales, según características del generador.

**3.4.4.-** El regulador debe tener un canal manual y uno automático, ambos independientes. El canal manual debe regular entre 0-110% del voltaje nominal y su aplicación es para puestas en servicio, mantenimiento y como respaldo del modo automático. El canal o modo automático debe regular el voltaje de generación conforme a un ajuste (setting) en una banda de un 90% a 110% del voltaje nominal.

**3.4.5.-** El AVR debe tener un interruptor de transferencia manual-automático y un indicador de concordancia de posiciones.

**3.4.6.-** En caso de falla del canal automático se debe producir una transferencia de la regulación automática a manual, con señalización de falla.

**3.4.7.-** El sistema de transferencia debe tener un dispositivo “Follow up” o “Balance Meter”, con el objeto de prevenir y evitar saltos bruscos de tensión.

**3.4.8.-** El AVR debe tener medios para regular la tensión en bornes del generador con elementos para operación en paralelo de dos o más generadores. Debe tener una compensación ajustable de operación en paralelo que asegure una repartición definida de la carga reactiva entre los generadores cuando las unidades generadoras, con sus respectivos reguladores, estén conectadas en paralelo. Cada generador debe tener un AVR. En algunos proyectos se recomienda tener un AVR de respaldo por máquina.

**3.4.9.-** El AVR debe asegurar una operación estable cuando, debido a un rechazo de carga repentino, el generador es sometido a una brusca variación de carga desde potencia nominal a cero.

**3.4.10.-** Además, el AVR debe limitar la sobretensión en bornes del generador a un valor no mayor que un 15% (Over shoot).

**3.4.11.-** El AVR debe poder forzar la tensión de excitación como contra-excitación negativa rápida durante una perturbación de la red, variaciones repentinas de carga, cortocircuitos y otras condiciones anormales del sistema.

**3.4.12.-** El sistema de excitación en coordinación con el regulador de velocidad de la turbina y el AVR debe incluir un dispositivo PSS (Power System Stabilizer). Este dispositivo debe amortiguar las eventuales oscilaciones de potencia activa (penduleos de potencia) originados por tomas de carga o variaciones de carga en el sistema, y estabilizar la potencia generada en el tiempo más breve posible.

### 3.5.- Sistema de desexcitación

**3.5.1.-** En caso de fallas internas del generador o de detención de emergencia de la Unidad de Generación (turbina/generador), la desexcitación del generador debe ser lo más rápida posible, para esto debe abrir el interruptor de campo y evitar así la circulación de corriente por el enrollado de campo.

El tiempo para desexcitar el generador desde tensión nominal hasta tensión remanente (5% de la tensión nominal) no debe exceder los 5 segundos.

**3.5.2.-** Durante la desexcitación, la máxima tensión inducida en el enrollado de campo debe permanecer por debajo de la tensión de prueba, con un margen de seguridad de un 25%.

**3.5.3.-** El circuito de desexcitación debe incluir una resistencia de descarga ajustable (taps). El ajuste debe permitir modificar el tiempo de desexcitación, esto implica modificar el valor de la constante de tiempo R/L (campo). La resistencia debe diseñarse con un margen de seguridad de un 25%.

Se puede especificar una resistencia de descarga del tipo no lineal, con el objeto de acortar y optimizar los tiempos de desexcitación. Estas resistencias son de mayor costo que las convencionales.

En la figura 2 se muestra una curva típica de desexcitación, (1), (4):

### 3.6.- Anillos rozantes y porta carbones y caja de inversión de polaridad

Los anillos rozantes y el sistema porta escobillas con carbones se encuentran ubicados en el domo del generador y tienen por objeto conducir la corriente de excitación hasta el bobinado de

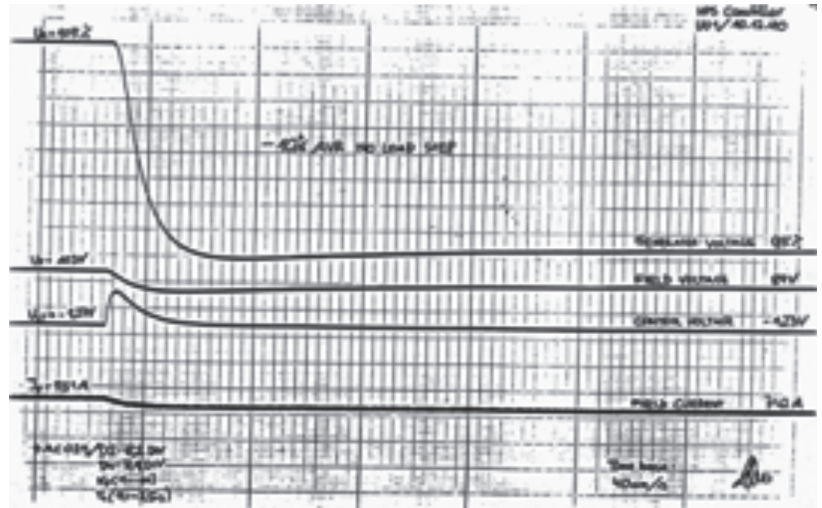


FIGURA 2 CURVA DESEXCITACIÓN.

campo del generador (polos), ubicado en el rotor, que es la parte rotatoria de la máquina.

La caja de inversión de polaridad de los anillos rozantes va normalmente ubicada a la salida de la corriente continua de las celdas de excitación o próxima al foso del generador, y permite uniformar el desgaste de los anillos, realizando una inversión de polaridad de los anillos cada 8 a 10 meses.

Los anillos rozantes del campo deben cumplir los siguientes requisitos:

**3.6.1.-** Permitir una fácil inspección.

**3.6.2.-** Permitir un fácil recambio de carbones.

**3.6.3.-** Deben poseer estrías que permitan un mejor enfriamiento de los anillos.

**3.6.4.-** El porta escobillas debe permitir mantener una presión constante de apriete (roce) de la escobilla dentro de los límites de uso que el fabricante recomiende. Interesa que el desgaste de carbones sea el mínimo.



**3.6.5.-** La elevación de temperatura de los anillos rozantes, trabajando a potencia nominal, no debe exceder los 75 K.

**3.6.6.-** El sistema debe permitir invertir periódicamente la polaridad de los anillos rozantes, de manera que su desgaste sea uniforme en el tiempo. Esto se logra incluyendo en el sistema de excitación una caja de inversión de polaridad, diseñada en base a “puentes” (links) o un switch selector de polaridad.

Se recomienda ubicar esta caja a la salida de CC, entre las celdas de excitación y el foso del generador.

### **3.7.- Transformador de excitación y celda de protección**

**3.7.1.-** El transformador de excitación debe ser del tipo seco encapsulado clase H (6) montado en el interior de una celda metálica con grado de protección IP-33 según normas IEC (6), separada de las celdas del sistema de excitación.

**3.7.2.-** La elevación de temperatura media de los enrollados no debe exceder los 80K (6).

**3.7.3.-** El transformador debe ser del tipo rectificador y debe considerar una mayor potencia de un 10% por contenido de armónicas originadas por una carga no lineal (puente de tiristores).

**3.7.4.-** El transformador debe incluir un sistema de medición y monitoreo de temperatura de sus enrollados con posibilidad de dar alarma por sobre temperatura y dar una orden posterior de desconexión del transformador por alta temperatura de operación.

**3.7.5.-** El transformador y la celda metálica debe cumplir con la ETG 1.020 de diseño sísmico.

**3.7.6.-** Se recomienda especificar un grupo vectorial delta/estrella para evitar la circulación

de las corrientes armónicas hacia el sistema.

**3.7.7.-** Se debe especificar un factor techo (2 a 4) para ser tomado en cuenta en el diseño del transformador. A mayor factor techo, mayor es la potencia nominal requerida por el transformador. Se debe exigir la entrega de una memoria de cálculo de dimensionamiento del transformador de excitación (potencia nominal y tensión secundaria). El valor de la tensión primaria la fija el voltaje de generación.

La determinación de la potencia nominal del transformador ( $P_n$ ) depende, entre otros factores, del valor ( $K$ ), tal como se muestra en la siguiente expresión de cálculo:

$$P_n = 3 \cdot (K \cdot V_{exo}) \cdot I_{ex} \cdot F_v \cdot F_i \cdot K_s \cdot K_p \cdot 10^{-3} \text{ kVA}$$

(4)

Donde:

- a)  $P_n$  = Potencia nominal kVA
- b)  $I_{ex}$  = Corriente de excitación máxima permanente (Acc).
- c)  $K$  = Factor techo.
- d)  $V_{exo}$  = Tensión de excitación en vacío ( $V_{cc}$ ).
- e)  $V_t$  = Tensión Techo =  $K \times V_{exo}$ . ( $V_{cc}$ )
- f)  $F_v$  = Factor conversión voltaje puente CC/CA (full bridge alfa  $60^\circ$ ) = 0,85
- g)  $F_i$  = Factor conversión corrientes puente CC/CA (full bridge alfa  $60^\circ$ ) = 0,47
- h)  $K_p$  = Factor de pérdidas en puentes, ( $^\circ/1$ ).
- i)  $K_s$  = Factor de sobredimensionamiento del transformador por armónicas (10%).

### **3.8.- Celda interruptor de campo y resistencia de desexcitación**

**3.8.1.-** El interruptor de campo debe ser adecuado para operar en corriente continua e interrumpir sin daños en sus contactos la corriente de desexcitación del generador.

**3.8.2.-** El interruptor debe interrumpir mediante un juego de contactos principales la corriente de desexcitación abriendo el polo positivo y el polo negativo y, además, debe poseer un contacto en oposición a los principales para conectar la resistencia de descarga  $R_c$  y permitir la descarga de energía del campo a través de  $R_c$ .

**3.8.3.-** El traslapo entre los contactos principales y el de conexión de la resistencia de descarga debe ser de 1 a 2 ms como máximo.

**3.8.4.-** La resistencia de descarga deberá tener tomas (taps) para modificar la constante de tiempo  $R/L$  (curva de desexcitación).

**3.8.5.-** El diseño del interruptor de campo es de aplicación específica para sistemas de excitación. Su diseño es muy diferente al de un interruptor de baja tensión convencional, por lo que se deben aplicar normativas particulares de interruptores de campo en corriente continua.

**3.8.6.-** Cabe señalar que existen fabricantes que ofrecen interruptores de campo instalados en el lado de corriente alterna. Para este caso, se incluye el diseño de una electrónica de potencia que permite desexcitar el generador en forma rápida y descargar la energía del campo a través de un circuito compuesto por semiconductores (multi pulse generator, thyristor switch, discharge resistor). El puente de rectificador (tiristores) se encuentra electrónicamente enclavado con el interruptor CA. La ventaja de este sistema es que no se requiere de un traslapo mecánico de 1 a 2 ms para descargar el campo vía  $R_c$ , (el ajuste es electrónico).

#### **4.- Pruebas recomendadas para el sistema de excitación**

En este punto, se mencionan las pruebas que se recomienda especificar y realizar en un sistema de excitación del tipo estático.

Se debe diferenciar entre pruebas en fábrica (FAT) y Pruebas en Sitio (SAT), donde:

FAT= Factory Assembled Tests.

SAT= Site Assembled Tests.

En ambos casos, se debe exigir la entrega de un plan de pruebas en fábrica y un plan de pruebas en sitio.

Durante el desarrollo de las pruebas FAT, se debe simular el comportamiento del bobinado de campo del generador mediante una carga resistiva, esto para verificar el aspecto funcional del sistema. Cabe recordarse que normalmente el fabricante del sistema de excitación es diferente al fabricante del generador, por lo que los equipos se fabrican en lugares diferentes y distantes y las pruebas FAT se realizan en cada fábrica de origen. Por este motivo, no se tiene el generador disponible como para probarlo con el sistema de excitación en fábrica.

Además, en fábrica se realizan las pruebas de tensión aplicada a 50 Hz durante un minuto a los componentes primarios (prueba Hipot).

Durante las pruebas SAT, se prueba inicialmente el sistema de excitación en forma separada del generador (pruebas en seco) y posteriormente se conecta al sistema de excitación el bobinado de campo de la máquina (pruebas en giro). En el caso de las pruebas en giro de la máquina, se diferencian dos tipos de pruebas:

- Las pruebas en vacío (sin carga).
- Las pruebas con carga (generador sincronizado con la red).

A continuación se resumen las pruebas, mediciones y verificaciones que se recomiendan realizar en fábrica y/o en sitio, según corresponda, en el sistema de excitación (3):



- 4.1.-** Medida de la resistencia de aislación de las celdas.
- 4.2.-** Medida de la elevación de temperatura de cada puente en régimen de operación normal y régimen (n-1); es decir, con un puente fuera de servicio.
- 4.3.-** Verificación de la distribución de corrientes por rama de cada puente.
- 4.4.-** Verificación de operación de los tiristores en función del ángulo de disparo.
- 4.5.-** Verificación de control y ajustes del regulador automático de voltaje y respaldo.
- 4.6.-** Verificación de la transferencia automática desde el canal automático al canal manual, (circuito follow-up) y viceversa.
- 4.7.-** Verificación de protecciones:
- Límite excitación mínima (sub. excitación).
  - Límite sobre excitación.
  - Límite temperatura campo (rotor).
  - Falla a tierra.
- 4.8.-** Verificaciones operación del interruptor de campo y del tiempo de traslapo.
- 4.9.-** Verificaciones circuito crow-bar (protección de sobretension).
- 4.10.-** Verificación de sobretensiones y de los tiempos de desexcitación para distintas condiciones de rechazo de carga y toma de carga repentina:
- Primer rechazo:.....25% Pn
  - Segundo rechazo:....50% Pn
  - Tercer rechazo:.....75% Pn.
  - Cuarto rechazo:.....100% Pn.
- 4.11.-** Verificación corriente techo y voltaje techo según IEEE Std.421.2-1990 párrafo 6.3.3.
- 4.12.-** Verificación y ajustes del PSS.
- 4.13.-** Verificación operación automatismo de la redundancia del sistema de excitación y sistema ventilación aire forzado,(hot stand by).
- 4.14.-** Verificación del diagrama P-Q y curvas en vacío y cortocircuito del generador.
- 4.15.-** Medida ruido acústico de las celdas de excitación a potencia nominal.
- 4.16.-** Verificación de operación del sistema de excitación inicial (field flashing).
- 4.17.-** Verificación de la caja inversión de polaridad de los anillos rozantes (mediante “links”) o switch selector.
- 4.18.-** Verificación de la resistencia de descarga.
- 4.19.-** Verificación del software del sistema de excitación.
- 4.20.-** Verificación funcionamiento del Transformador de Excitación (elevaciones de temperatura y vibraciones).
- 4.21.-** Ajustes finales de los parámetros del sistema de excitación (ganancias, constantes de tiempo, etc.).
- 4.22.-** Verificación de los carbones y su presión de trabajo.
- 4.23.-** Inspección visual de todos los componentes y cumplimiento de diseño conforme a planos aprobados del sistema de excitación (planos “As Build”).
- 4.24.-** Verificación de las puestas a tierra.

## 5.- CONCLUSIONES

La adquisición de un generador sincrónico y de su equipo de excitación asociado requiere de especificaciones técnicas claras que aseguren un suministro adecuado a las normativas y las exigencias del proyecto.

Para el caso del sistema de excitación, las especificaciones deben incluir como mínimo los requerimientos técnicos para cada componente mayor y, además, se deben precisar las pruebas en fábrica y en sitio que el equipo debe cumplir, todo lo anterior con el propósito de asegurar un correcto funcionamiento de la unidad y de evitar una eventual salida de servicio originada por algún mal funcionamiento o falla de diseño de algún componente del sistema de excitación.

Los equipos deben cumplir con las normativas exigidas en la NT de Seguridad y Calidad de Servicio (2014), situación que es verificada por la autoridad nacional previamente a la conexión de la central al sistema eléctrico nacional.

**[5] IEEE Std.115.** Guide, Test Procedures for Synchronous Machines.

**[6] IEC-60076.** Power Transformers (Dry Type part).

## BIBLIOGRAFÍA

**[1] Normas IEEE Std. 421.2-1990.** Standard Criteria and Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machine.

**[2] Normas ANSI C 34.2.** Practice and Requirements for semiconductor Power Rectifiers –1988.

**[3] Normas ANSI C 37.20.** Switchgears Assemblies. 1990.

**[4] IEEE Std.421. A.** Guide for Identification, testing and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems.