

# Procedimiento Interno

## Modelación y Homologación de Instalaciones del SEN

Versión 1

8 de marzo de 2022

Gerencia de Operación

## 1 CONTENIDO

1	CONTENIDO.....	2
2	Abreviaturas, Acrónimos y Definiciones .....	5
2.1	Abreviaturas y Acrónimos .....	5
2.2	Definiciones .....	8
3	Objetivo y alcance.....	12
4	Aspectos Normativos .....	13
5	Guía de Modelación .....	13
5.1	Aspectos Generales para la Implementación de Modelos de Instalaciones.....	14
5.1.1	Tipos y clases de modelos .....	14
5.1.2	Modelos para entregar de acuerdo con la etapa de desarrollo del proyecto.....	15
5.1.3	Agregación y escalamiento .....	16
5.1.4	Exigencias de exactitud y precisión del comportamiento de los modelos .....	17
5.1.5	Validación de los modelos.....	19
5.1.6	Actualización de los modelos .....	20
5.1.7	Software de Modelación.....	21
5.1.8	Documentación .....	21
5.2	Requerimientos de Modelación para Estudios RMS y EMT.....	22
5.2.1	Requerimientos generales .....	22
5.2.2	Requerimientos específicos de modelación RMS.....	26
5.2.3	Requerimientos específicos de modelación EMT .....	28
6	Guía de Ensayos para la Homologación de Modelos de Instalaciones.....	29
6.1	Unidades sincrónicas .....	30
6.1.1	Ensayos al generador .....	30

6.1.2	Ensayos al sistema de excitación.....	31
6.1.3	Ensayos al control de carga/velocidad .....	33
6.2	Plantas fotovoltaicas y parques eólicos .....	34
6.2.1	Verificación Diagrama PQ .....	34
6.2.2	Ensayos al control de potencia activa .....	34
6.2.3	Ensayos al control de potencia reactiva / tensión .....	35
6.2.4	Otros .....	35
6.3	Equipos de compensación de Energía Reactiva .....	36
6.3.1	Verificación de la curva V-Q .....	36
6.3.2	Ensayos al control de potencia reactiva / tensión .....	36
6.3.3	Transitorios ante perturbaciones en la red .....	36
6.4	Equipos de almacenamiento de Energía Activa .....	36
6.4.1	Ensayos al control de potencia activa / frecuencia .....	37
6.5	Sistemas HVDC .....	37
7	Requisitos del proceso de Homologación de modelos .....	37
7.1	Ensayos .....	38
7.2	Desarrollo de modelos matemáticos .....	39
7.3	Implementación del Modelo.....	39
8	Entregables del proceso de Homologación de modelos .....	39
8.1	Informe.....	39
8.1.1	Ejecución de ensayos .....	40
8.1.2	Desarrollo de modelos matemáticos .....	41
8.1.3	Homologación de los modelos .....	42
8.1.4	Análisis de los modelos RMS Y EMT .....	42

8.2	Bases de datos DIgSILENT Power Factory y EMTP®.....	44
8.2.1	Base de datos de prueba .....	44
8.2.2	Base de datos del SEN .....	45
8.3	Registros de Ensayos .....	45
9	Vigencia .....	46
10	Bibliografía .....	46

## 2 ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

### 2.1 ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

<b>AVR:</b>	Regulador automático de tensión ( <i>Automatic Voltage Regulator</i> )
<b>BESS:</b>	Sistema de almacenamiento de energía en baterías ( <i>Battery Energy Storage System</i> )
<b>EMT:</b>	Transitorios electromagnéticos ( <i>Electromagnetic Transients</i> )
<b>EMTP®:</b>	Herramienta de simulación de transitorios electromagnéticos ( <i>Electromagnetic Transients Program</i> )
<b>ESCR:</b>	Relación o razón de cortocircuito equivalente (Equivalent Short Circuito Ratio)
<b>DlgSILENT®:</b>	Herramienta de simulación para análisis eléctricos estáticos y dinámicos de redes eléctricas ( <i>Digital SimuLation of Electrical NeTworks</i> )
<b>DLL:</b>	<i>Dynamic Link Library</i>
<b>FRT:</b>	Soporte ante fallas ( <i>Fault Ride-Through</i> )
<b>GFM:</b>	Formadores de red (Grid-Forming)
<b>HFRT:</b>	Soporte ante fenómenos de sobrefrecuencia ( <i>High Frequency RideThrough</i> )
<b>HIL:</b>	Hardware in the Loop. Las pruebas HIL se realizan en un simulador de tiempo real e implican conectar dispositivos de control o protecciones a la red simulada en lazo cerrado.
<b>HVRT:</b>	Soporte ante fenómenos de sobretensión ( <i>High Voltage Ride Through</i> )
<b>HVDC:</b>	Corriente continua de alta tensión ( <i>High Voltage Direct Current</i> )
<b>HRSG:</b>	Generador de vapor con recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator )
<b>IBR:</b>	Generación basada en inversores (Inverter Based Resources)
<b>IEC:</b>	<i>International Electrotechnical Commission</i>
<b>IEEE:</b>	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<b>LCC:</b>	Line-commutated Converter

<b>LVRT:</b>	Soporte ante fenómenos de baja tensión/huecos de tensión ( <i>Low Voltage Ride Through</i> )
<b>NTSyCS:</b>	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
<b>OEL:</b>	Limitador de sobre excitación ( <i>Over Excitation Limiter</i> )
<b>PLC:</b>	Controlador lógico programable ( <i>Programmable Logic Controller</i> )
<b>PSCAD™:</b>	Power Systems Computer Aided Design
<b>PSS:</b>	Estabilizador de sistemas de potencia ( <i>Power System Stibilizer</i> )
<b>PSS®E:</b>	Power System Simulator for Engineering
<b>RMS:</b>	Valor eficaz o valor cuadrático medio (Root Mean Square)
<b>RMSE:</b>	Error cuadrático medio (Root Mean Square Error)
<b>RST:</b>	Simulación en tiempo real ( <i>Real Time Simulation</i> )
<b>SCADA:</b>	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos ( <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> )
<b>SCL:</b>	Limitador de corriente de estator ( <i>Stator Current Limiter</i> )
<b>SCR:</b>	Relación o razón de cortocircuito ( <i>Short Circuito Ratio</i> )
<b>SEN:</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SI:</b>	Sistema Interconectado
<b>Simulink:</b>	Entorno de diagramas de bloques para diseño, simulación e implementación de sistemas, de MathWorks Inc.
<b>SoC:</b>	Estado de carga ( <i>State of Charge</i> )
<b>SSCC:</b>	Servicios Complementarios (de acuerdo con Res. Ext. CNE N°442 de 2020)
<b>ST:</b>	Sistema de Transmisión
<b>STATCOM:</b>	Compensador sincrónico estático de reactivos ( <i>Static Synchronous Compensator</i> )
<b>SVC:</b>	Compensador estático de reactivos - CER ( <i>Static Var Compensator</i> )
<b>UEL:</b>	Limitador de subexcitación ( <i>Under Excitation Limiter</i> )

**VHz:** Limitador de sobreflujo magnético (*Volts per Hertz Limiter*)

**VSC:** Voltage Source converter

**WECC:** *Western Electricity Coordinating Council*

## 2.2 DEFINICIONES

Para la aplicación de este procedimiento, se consideran las siguientes definiciones:

**Carga baja:** Despacho de la unidad generadora a mínimo técnico, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la mínima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea variable, y sus controles puedan funcionar sin la disponibilidad del recurso primario, se debe adicionar este estado de carga para la realización de los ensayos.

**Carga media:** Despacho de la unidad generadora en un valor intermedio entre el mínimo técnico y la potencia máxima.

**Carga alta:** Despacho de la unidad generadora entre un 90% y 100% de la potencia máxima, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la máxima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea renovable variable, se debe buscar en el pronóstico de la semana dentro del periodo de la puesta en servicio en la cual se harán los ensayos, el día y hora de mayor disponibilidad del recurso.

**Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

**Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.

**Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.

**Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

**Diagrama PQ:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de tensiones en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

En el caso de parques eólicos o fotovoltaicos, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible del parque en su conjunto, incluida la compensación reactiva disponible, medido en el Punto de Conexión al ST para tensión nominal y en condiciones permanentes.

**Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la frecuencia.

**Equipo de Compensación de Potencia Reactiva:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar o absorber potencia reactiva hacia o desde la red en forma rápida y sostenerla en forma permanente, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la tensión.

**Estatismo:** es el cociente entre el cambio de frecuencia eléctrica en el sistema y el cambio de potencia activa relativo que este provoca en la central generadora. En el caso del control de tensión es el cociente entre el cambio de tensión en el punto de conexión y el cambio de potencia reactiva relativo que este provoca en la central generadora.

**Factor de amortiguamiento:** factor que mide el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa, a través de los máximos correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente, mediante la siguiente fórmula:

$$\zeta = -\frac{\log R_A}{2\pi\sqrt{\left(1 + \frac{(\log R_A)^2}{4\pi^2}\right)}}$$

Donde  $R_A = \frac{A_2}{A_1}$ .

**Fortaleza de la red:** es una característica de un sistema eléctrico de potencia relacionada con la magnitud del cambio en la tensión luego de una falla o perturbación. Es la habilidad del sistema de potencia para mantener y controlar la forma de onda de la tensión tanto en condiciones de estado estacionario como luego de una perturbación [4].

**Mínimo Técnico:** potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua. El valor del mínimo técnico de una unidad generadora se determina de acuerdo con el Anexo Técnico: Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras de la NTSyCS.

**Modelo Dinámico RMS:** es un modelo en el dominio del tiempo que representa a la red eléctrica definida por sus valores a la frecuencia fundamental, donde cada solución de las ecuaciones de la red eléctrica está basada en cálculos fasoriales.

**Modelo Dinámico EMT:** es un modelo en el dominio del tiempo que representa a la red eléctrica definida por sus valores de voltajes y corrientes instantáneos trifásicos, donde la solución de la red eléctrica se hace directamente en el dominio del tiempo mediante la integración de las ecuaciones diferenciales correspondientes.

**Potencia Máxima:** máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las configuraciones de operación. El valor de la potencia máxima de una unidad generadora se determina de acuerdo con el Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras de la NTSyCS.

**Print out:** copia digital o captura de pantalla obtenida directamente desde el dispositivo de control o protecciones con los ajustes y parametrización de este.

**Punto de Conexión:** barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones. El Punto de Conexión de una central generadora al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder.

**SCR:** razón de cortocircuito (*Short Circuit Ratio*) definida como la potencia de cortocircuito trifásico sincrónico (en MVA) dividida por la potencia nominal de una instalación de generación basada en inversores (en MW o MVA), medida en el punto de conexión de la instalación.

**Sobreoscilación:** diferencia del máximo valor de la respuesta al escalón y el valor de régimen estacionario relativa al valor del escalón aplicado (en %).

**Tasa de toma y bajada de carga:** cociente entre el cambio de potencia activa entre el 10 y el 90 % del escalón solicitado y el tiempo transcurrido entre esos eventos.

**Tiempo de crecimiento:** es el intervalo de tiempo que demora una variable para pasar del 10% al 90% de su valor final.

**Tiempo de establecimiento:** es aquel donde la variable se encuentra dentro de una banda de  $\pm 5\%$  en torno a su valor final o de régimen en el caso de control de tensión y dentro de una banda de  $\pm 10\%$  en torno a su valor final o de régimen en el caso de control de frecuencia.

**Tiempo de retardo:** tiempo que transcurre desde que se emite la señal de control hasta que la unidad generadora o equipo de compensación reacciona.

**Unidad Generadora:** equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.

### 3 OBJETIVO Y ALCANCE

El objetivo de este Procedimiento es especificar los requerimientos de detalle de información y modelación relacionados con el proceso de validación de modelos estáticos y dinámicos de instalaciones de generación, de compensación de energía activa y de compensación de potencia reactiva que ya estén conectados o se vayan a conectar al SEN, con el fin de facilitar la verificación del cumplimiento de lo establecido en la NTSyCS.

Los requerimientos solicitados en este procedimiento aplican para equipamientos e instalaciones nuevas que deseen interconectarse al sistema interconectado, así como para equipamientos e instalaciones existentes.

Lo anterior permitirá disponer de bases de datos para estudios RMS y EMT completas y precisas, con modelos matemáticamente estables y representativos del comportamiento de las unidades generadoras y los equipos de compensación de energía activa y potencia reactiva del SEN. Los estudios recién mencionados incluyen, entre otros: los estudios de conexión de instalaciones al SEN, los estudios operacionales para la seguridad y la calidad del servicio, los estudios de planificación del SEN y cualquier otro estudio que el Coordinador solicite.

De acuerdo con lo indicado, estos modelos deberán ser aptos para realizar una variedad de análisis y estudios eléctricos estáticos y dinámicos tales como: flujos de carga, cálculo de cortocircuitos, transitorios electromecánicos, transitorios electromagnéticos, y análisis modal, entre otros, en cualquier condición de operación factible, tanto de ciertas instalaciones en estudio como de todo el SEN. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Coordinador, en el cumplimiento de sus funciones, requiera realizar análisis con mayor profundidad o de otro tipo de fenómenos, se solicitarán modelos cuyos requerimientos de información y modelación específicos serán los que permitan cumplir con los objetivos de tales análisis.

El proceso de validación de modelos y los requisitos mínimos de diseños para las instalaciones se abordan en la NTSyCS y sus respectivos Anexos Técnicos.

Este Procedimiento actualiza y reemplaza a la Guía Técnica: “Homologación de modelos dinámicos”, versión 3, publicada por el Coordinador en agosto de 2019.

## 4 ASPECTOS NORMATIVOS

Según lo dispuesto en el artículo 72°-8 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador es el responsable de verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información, entre ellos, la información técnica de las empresas coordinadas.

Parte de esta información técnica son los modelos estáticos y dinámicos de las instalaciones que se interconectan al SEN, cuyo alcance se encuentra definido en los Títulos 6-2 y 6-3 de la NTSyCS, en particular en los Artículos 6-6 y 6-21 al 6-24, y en los Anexos Técnicos de “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” e “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

## 5 GUÍA DE MODELACIÓN

A continuación, se presentan lineamientos generales para la modelación eléctrica de instalaciones del SEN con el objeto de evaluar los modelos estáticos y dinámicos que deberán desarrollar y entregar los Coordinados. Estos modelos se emplean tanto en los estudios eléctricos del Coordinador como en los que deban realizar los Coordinados.

Las instalaciones sujetas a evaluación según los lineamientos de este procedimiento son:

1. Unidades generadoras sincrónicas (hidráulicas, térmicas, geotérmicas y de concentración solar).
2. Unidades generadoras asincrónicas (parques eólicos).
3. Unidades generadoras que utilizan convertidores de electrónica de potencia (parques eólicos y fotovoltaicos).
4. Equipos de compensación de Potencia reactiva (SVC, STATCOM, etc.).
5. Equipos de compensación/almacenamiento de Energía Activa (BESS, entre otros).
6. Sistemas HVDC tipo LCC y VSC.

Los requerimientos de modelación y aplicabilidad a las referidas instalaciones se detallan en las secciones 5.1 y 5.2 del presente procedimiento.

Los lineamientos y exigencias mínimas de modelación detallados en este procedimiento no pretenden cubrir todos y cada uno de los aspectos relacionados con la implementación, comportamiento y validación del modelo. Por tanto, será responsabilidad de la respectiva empresa coordinada que el modelo de su instalación, para los distintos tipos de estudios requeridos, sea

desarrollado y validado de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería y estado del arte en la materia, y en cumplimiento de la normativa vigente.

Por otra parte, la modelación detallada en este procedimiento tiene por objetivo validar que dicho modelo permita reproducir el comportamiento que tienen cada una de las instalaciones mencionadas anteriormente, siendo responsabilidad de la empresa coordinada titular de la instalación cumplir con las exigencias normativas vigentes. En este sentido, la aprobación del modelo de una instalación por parte del Coordinador no altera ni reemplaza la responsabilidad individual de las empresas coordinadas por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley, el reglamento, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.

## 5.1 ASPECTOS GENERALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MODELOS DE INSTALACIONES

A continuación, se detallan los principales aspectos para tener en cuenta en la implementación del modelo de la instalación.

### 5.1.1 Tipos y clases de modelos

Dependiendo del tipo de instalación y su impacto en el sistema, según lo establecido más adelante, se deberán desarrollar y entregar dos tipos de modelos, uno adaptado para estudios y simulaciones del tipo **RMS** y otro adaptado para estudios y simulaciones del tipo **EMT**.

Para el tipo de modelo RMS se deberán desarrollar y entregar dos clases de modelos:

1. Un **modelo completo y detallado** de la instalación, apto para los estudios específicos de conexión de la instalación y enfocados a analizar el comportamiento de este y su impacto en el sistema.
2. Un **modelo equivalente estándar o genérico** de la instalación, de acuerdo con modelos estándar y de uso público (por ejemplo: modelos de librería IEEE, IEC, WECC, etc.). Esta clase de modelo, no obstante ser una versión estándar o genérica del modelo detallado, deberá demostrar una respuesta y comportamiento eléctrico preciso y acorde con la respuesta y comportamiento real de la instalación.

Para el tipo de modelo EMT se deberá desarrollar y entregar la siguiente clase de modelo:

- Un **modelo trifásico completo y detallado** de la instalación, apto para los estudios específicos de conexión de la instalación y enfocados a analizar el comportamiento de este y su impacto en el sistema.

### 5.1.2 Modelos para entregar de acuerdo con la etapa de desarrollo del proyecto

Según la etapa de desarrollo del proyecto de la instalación, a que hace referencia el Anexo Técnico “Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI”, las empresas coordinadas deben proporcionar al Coordinador los siguientes modelos:

#### a) Etapa de estudios previos a la Puesta en Servicio

Para esta etapa se deberá entregar el modelo completo y detallado de la instalación, tanto para estudios de tipo RMS como EMT, derivados del diseño de la instalación y de las pruebas en fábrica o laboratorio. Estos modelos son los que deben emplearse para el desarrollo de los estudios de conexión exigidos por el Coordinador en las Cartas de Escenarios Mínimos.

El modelo completo y detallado recién mencionado podrá contener partes encriptadas o con bloques tipo caja negra, compiladas como archivos .DLL, especialmente aquellas partes o bloques que los propietarios o fabricantes consideren sensibles desde el punto de vista comercial o de derechos intelectuales (copyright). Los modelos compilados tipo caja negra deberán permitir el acceso a los parámetros claves de control y protección de la instalación a fin de posibilitar la realización de ajustes a los mismos.

Además, en los casos que lo requieran (parques eólicos, plantas fotovoltaicas, etc.), el modelo deberá ser un modelo agregado y escalable, tal como se señala más adelante en este procedimiento.

Es deseable, pero no obligatorio, que en esta etapa se entreguen también los modelos estándar o simplificados derivados del diseño de la instalación y de las pruebas en fábrica o laboratorio.

En los casos de validación tanto en fábrica como laboratorio, se recomienda realizar los ensayos y validaciones de los equipos de control y protección mediante simulación en tiempo real del tipo Hardware In the Loop (HIL), y adjuntar el informe correspondiente.

## b) Etapa de Puesta en Servicio y homologación del modelo en terreno

Para esta etapa, correspondiente a la de homologación y calibración propiamente tal de la instalación en terreno, se deberán entregar:

### i. **El modelo completo y detallado para estudios de tipo RMS y EMT.**

Los **modelos RMS** y **modelos EMT** podrán contener partes encriptadas o con bloques tipo caja negra, compiladas como archivos .DLL, especialmente aquellas partes o bloques que los propietarios o fabricantes consideren sensibles desde el punto de vista comercial o de derechos intelectuales (copyright). Los modelos compilados tipo caja negra, deberán permitir el acceso a los parámetros claves de control y protección de la instalación a fin de posibilitar la realización de ajustes a los mismos.

Además, tanto para los modelos RMS como EMT, en los casos que lo requieran (parques eólicos, plantas fotovoltaicas, etc.), deberán ser modelos agregados y escalables, tal como se señala más adelante en este procedimiento.

### ii. **El modelo estándar o genérico para estudios de tipo RMS.** Se entiende que esta clase de modelo es no-encriptado, agregado y escalable.

Cabe recalcar que de acuerdo con el Art. 6-24 de la NTSyCS, los modelos de la instalación deben ser publicados en un formato tal que cualquier usuario pueda modelarlo en una herramienta distinta a la empleada por el Coordinador. Para tal efecto, se utilizarán los modelos estándares genéricos de los modelos RMS, los que deberán estar cargados en la base de datos Infotecnica junto a toda la documentación que los describa de forma completa.

### 5.1.3 Agregación y escalamiento

Para aquellas instalaciones compuestas de múltiples unidades de generación de menor capacidad (por ejemplo: los aerogeneradores de los parques eólicos) o múltiples bloques de generación (por ejemplo, los arreglos de inversores de las plantas fotovoltaicas), el modelo deberá agregarse en una unidad equivalente o bloque por cada tipo de generación, para optimizar el tiempo de simulación de los diferentes estudios a realizarse con el modelo. Se recalca que la agregación deberá hacerse para unidades o bloques de generación de similar tipo y no podrá emplearse para combinar unidades o elementos de distintos tipos. La respuesta dinámica del modelo agregado equivalente deberá ser similar a la respuesta del parque considerando unidades desagregadas.

Asimismo, el modelo de la planta deberá ser escalable, esto es, deberá ser posible modificar el tamaño y generación de la planta de forma coherente con el método de agregación empleado, sin perder precisión. Lo anterior con el fin de estudiar condiciones de operación donde partes o bloques de generación estén fuera de servicio o realizar estudios de planificación que requieran modelar la eventual expansión de la instalación.

Las exigencias de agregación y escalamiento de las instalaciones que lo requieran se aplican a todos los tipos y clases de modelos descritos anteriormente (esto es, modelos completos o detallados y modelos estándar o genéricos).

#### **5.1.4 Exigencias de exactitud y precisión del comportamiento de los modelos**

La exactitud y precisión del modelo debe ser demostrada por las empresas coordinadas responsables del modelo considerando todos los componentes que conforman la instalación y que impactan de forma relevante el comportamiento dinámico del SEN.

Asimismo, la exactitud y precisión del modelo debe ser demostrada a nivel de:

- a) Punto de conexión al SEN o lado de alta tensión del transformador de baja/media a alta tensión de la instalación, según corresponda.
- b) A nivel de la barra o barras del sistema colector al que se conectan las unidades o bloques de generación de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas.
- c) A nivel de las unidades o bloques de generación mismos que conforman la planta.
- d) A nivel de los terminales de los equipos de compensación reactiva y activa que se conecten al SEN en forma individual o que formen parte del soporte de una planta en particular.
- e) A nivel de cada uno de los controladores centralizados de las plantas.
- f) A nivel de barra de corriente alterna de los terminales rectificador e inversor en sistemas HVDC.

Para evaluar la exactitud y precisión del comportamiento del modelo el coordinado deberá comparar la respuesta de distintas variables para simulaciones de tipo RMS y EMT ante perturbaciones y pruebas realizadas con el modelo versus los registros de los ensayos de fábrica, laboratorio o terreno correspondientes a las perturbaciones y pruebas simuladas. Se deberá comparar, en un mismo gráfico, las respuestas de las variables de las simulaciones y los registros de las pruebas asociadas, los que deberán mostrar un comportamiento similar. El grado de similitud deberá ser evaluado con un criterio experto de ingeniería, el que deberá tener en cuenta las tolerancias de los equipos, las

condiciones de operación, las tolerancias de los modelos y cualquier otra fuente potencial de errores menores. Estos errores o pequeños desajustes son esperables ya que los modelos pueden representar la forma característica de la respuesta, pero es probable que no coincidan de forma idéntica. Este Procedimiento no exige el cumplimiento taxativo de niveles aceptables de desajuste, ya que debe aplicarse ante todo un criterio experto de ingeniería dependiendo de las variables, los eventos y las ventanas de tiempo analizadas. En este sentido, la comparación entre la respuesta simulada y los registros de la prueba deberán verificar coincidencia en, al menos, lo siguiente:

- a) Forma general de las curvas, incluyendo la magnitud, fase, o valores instantáneos según corresponda, y velocidad de la respuesta ante la perturbación.
- b) Tiempos de subida, bajada, sobre oscilaciones, cantidad de oscilaciones, amortiguamiento, etc.
- c) Bandas muertas y retardos.
- d) Valores iniciales y finales.

No obstante lo anterior, el grado de exactitud o precisión deberá ser corroborado con el cálculo de las siguientes métricas, al menos para las variables de frecuencia, tensión, corriente, potencia activa y potencia reactiva. En caso de que los valores de estas métricas no se cumplan, se deberán justificar las razones de ello:

- a) Indicador del error cuadrático medio (RMSE), el cual no deberá ser mayor a un 2% para el período transitorio y no deberá mayor a 1% para el período de régimen permanente.
- b) Índice de Correlación ( $iC$ ) y de Esfuerzo ( $iE$ ) de las curvas simulada y registros de ensayos, debiéndose cumplir que:

$$iC \geq 90\%$$
$$90\% \leq iE \leq 120\%$$

El índice o coeficiente de correlación lineal ( $iC$ ) entre la medición y la simulación ofrece una idea de la proporcionalidad que hay entre ambas variables. La fórmula es:

$$iC = \frac{C_{xy}}{C_{xx} * C_{yy}} * 100$$

Donde:

$C_{xy}$  : representa la covarianza entre las variables x, y

$C_{xx}$  : representa la varianza de x

$C_{yy}$  : representa la varianza de y

Siendo “x” la variable medida e “y” la variable simulada.

El índice de esfuerzo ( $iE$ ) corresponde a la relación existente entre el esfuerzo de regulación hecho por la máquina “real” respecto al calculado por el modelo simulado. La fórmula es:

$$iE = \frac{E_{X_{medida}}}{E_{X_{simulada}}} * 100$$

Donde:

$$E_x = \int_{t=0 \text{ min}}^{5 \text{ min}} |X(t) - \bar{X}| dt$$

$$\bar{X} = \text{Valor medio de } X(t)$$

La cantidad mínima, el tipo y clase de perturbaciones a comparar, para la etapa de homologación de la instalación en terreno, deberán considerar lo señalado en el capítulo 6 de este procedimiento, donde se detallan los ensayos que se deben realizar para homologar el modelo de la instalación.

### 5.1.5 Validación de los modelos

Sin perjuicio que, conforme al artículo 27 del Anexo Técnico “Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI”, la validación de los modelos es parte del proceso de revisión final de la información técnica de cada proyecto, es necesario apoyar tanto la validación como su posterior confirmación empírica, con el objetivo de garantizar que cumplen con las exigencias mínimas de exactitud y precisión de comportamiento especificados en este procedimiento. En este contexto, el tipo de pruebas de validación del modelo aplicable dependerá de la etapa de desarrollo del proyecto, a saber:

#### a) Etapa de estudios previos a la puesta en servicio

Para esta etapa se requiere que los estudios dinámicos tanto RMS como EMT presentados al Coordinador, sean realizados con el modelo dinámico de la instalación previamente validado mediante pruebas de fábrica o laboratorio (se recomienda el desarrollo de pruebas tipo HIL). En esta

etapa de desarrollo de la instalación, se espera que el modelo sea derivado a partir de información correspondiente al diseño final que tendrá la instalación a conectarse al SEN.

Para el caso de aquellas instalaciones que, como parques eólicos o solares, están compuestas por múltiples y similares componentes que agregados conformarán la instalación final en terreno, el modelo podrá derivarse y validarse con pruebas en fábrica o laboratorio de aquellos componentes individuales similares.

#### **b) Etapa de Puesta en Servicio y Homologación del modelo dinámico en terreno**

Para esta etapa, realizada durante el período de puesta en servicio, se requiere que el modelo dinámico de la instalación, tanto para estudios RMS como para estudios EMT, sea homologado y validado mediante pruebas y ensayos en terreno. Las pruebas y ensayos de este proceso de homologación se detallan más adelante en este procedimiento (ver capítulo 6).

#### **5.1.6 Actualización de los modelos**

En el caso que en cualquier momento luego de su puesta en servicio la instalación experimente cambios o actualizaciones significativas en su diseño (hardware o software/firmware), parámetros o ajustes de control que alteren su comportamiento y operación, el modelo dinámico deberá ser revisado, actualizado y entregado al Coordinador para su evaluación.

Asimismo, en el caso que el modelo dinámico se haya actualizado debido una mejora u optimización relevante en la implementación del modelo en el software de simulación, o que se adapte a nuevas versiones del software, el modelo actualizado deberá ser entregado al Coordinador para su evaluación.

Con posterioridad a la puesta en servicio, en caso de que el Coordinador constate desviaciones importantes de la respuesta del modelo validado en relación con registros reales, podrá requerir en cualquier momento al Coordinado propietario de la instalación una nueva homologación del modelo.

Una vez que los modelos han sido actualizados y evaluados por el Coordinador, la empresa Coordinada debe actualizar la información asociada a los modelos del proyecto correspondiente, junto a la aprobación de modificación del Coordinador, en la Base de Datos Infotecnica.

### 5.1.7 Software de Modelación

Los modelos entregados al Coordinador, tanto el modelo completo y detallado como el modelo estándar o genérico, deberán estar implementados en los siguientes softwares de simulación y compatibles con las versiones definidas por el Coordinador:

- **DlgSILENT Power Factory**: para los modelos de tipo RMS.
- **EMTP®**: para los modelos de tipo EMT.

El Coordinador podrá requerir adicionalmente, de ser necesario, el modelo estándar o genérico de la instalación para el siguiente software de simulación y compatible con la versión actualizada del mismo:

- **PSS®E**: para los modelos de tipo RMS.
- **PSCAD™** para los modelos de tipo EMT.

Opcionalmente, y sujeto a la aprobación del Coordinador, el modelo completo y detallado para sistemas de control y protección podrá ser entregado en la herramienta Simulink de Mathworks en la medida que este pueda ser convertido de manera automática a código y compilado como archivo .DLL desde Simulink para posteriormente ser incorporado en **EMTP®**.

Finalmente, en los casos que se requiera hacer pruebas de nuevas tecnologías o equipamientos existentes o nuevos (GFM, BESS, IBR, HVDC, protecciones y automatismos) o se deban realizar análisis eléctricos detallados en alguna plataforma de simulación en tiempo real (RTS), el Coordinador podrá requerir modelos EMT detallados y adaptados para esa clase de análisis específicos.

### 5.1.8 Documentación

La entrega de los modelos de la instalación por parte de la empresa coordinada debe venir acompañada con la documentación de apoyo y respaldo necesaria para poder evaluar el modelo, cargarlo y ejecutarlo en los softwares de simulación RMS y EMT requeridos en este procedimiento, así como estar habilitados para poder efectuar modificaciones en sus parámetros.

Para la etapa de estudios previos a la conexión al SEN esta información deberá venir contenida en un informe o reporte asociado al modelo dinámico. Para la etapa de pruebas de homologación en terreno, esta documentación deberá ceñirse a lo indicado en el capítulo 8 de este procedimiento.

A continuación, se presenta un listado de los requerimientos mínimos generales de documentación asociados a los modelos, tanto para los de tipo RMS como EMT:

1. Descripción de todos los componentes del modelo y supuestos de modelación, incluyendo los diagramas de bloques, funciones de transferencias, parámetros asociados, ajustes, etc. Esta descripción deberá permitir, tal como lo exige la NTSyCS, que cualquier usuario que tenga una herramienta de modelación distinta a la del Coordinador, pueda hacer la modelación.
2. Explicación de cómo efectuar cambios en los parámetros del modelo, cómo cargar el modelo en el software de simulación RMS y EMT, y cómo ejecutar los escenarios o casos en el software.
3. Definir explícitamente cualquier límite de uso del modelo, especialmente aquellos referidos a los rangos de frecuencia y de SCR, así como razón X/R de la red.
4. Explicar cómo realizar el escalamiento de la instalación.
5. Resultados de las simulaciones de respuesta a perturbaciones (cambios de consigna de tensión, escalones de frecuencia, “*Fault Ride Through*”, etc.), comparados con las mediciones asociadas de las pruebas de fábrica o laboratorio para la etapa previa a la conexión, o de terreno para la etapa de homologación (puesta en servicio de la instalación).

## **5.2 REQUERIMIENTOS DE MODELACIÓN PARA ESTUDIOS RMS Y EMT**

### **5.2.1 Requerimientos generales**

Los modelos RMS deberán ser proporcionados para todo equipamiento o instalación que se conecta al sistema de transmisión del SEN.

Los modelos EMT deberán ser proporcionados para todo equipamiento o instalación, sea existente o nueva, que se conectan directamente, o a través de sistemas de transmisión de tensión igual o superior a 220 kV, al sistema de transmisión nacional. Adicionalmente, se deberán proporcionar los modelos EMT para las siguientes instalaciones, sean existentes o nuevas, conectadas al resto del sistema de transmisión:

1. Unidades generadoras sincrónicas (hidráulicas, térmicas, geotérmicas y de concentración solar) en donde la capacidad total de la planta medida en el punto de conexión es igual superior a 20 MVA.

2. Unidades generadoras asincrónicas (parques eólicos) en donde la capacidad total de la planta medida en el punto de conexión es igual superior a 20 MVA.
3. Unidades generadoras que utilizan convertidores de electrónica de potencia (parques eólicos y fotovoltaicos) en donde la capacidad total de la planta medida en el punto de conexión es igual o superior a 20 MVA.
4. Equipos de compensación de Potencia reactiva (SVC, STATCOM, etc.) cuya capacidad total en el punto de conexión es igual superior a 20 MVAR.
5. Equipos de compensación/almacenamiento de Energía Activa (BESS, entre otros) cuya capacidad total en el punto de conexión es igual o superior a 20 MW.
6. Sistemas HVDC tipo LCC y VSC, independiente de su capacidad.

En el caso de equipamiento o instalaciones nuevas, los modelos RMS y EMT deberán ser entregados durante el proceso de conexiones, según se establece en la NTSyCS y en su Anexo Técnico de “Requisitos técnicos mínimos de instalaciones que se interconectan al SI”. En el caso de los modelos EMT correspondientes a equipamiento o instalaciones existentes, estos deberán ser entregados cuando y en los plazos que el Coordinador lo requiera.

#### **5.2.1.1 Características, rangos de operación y validez de los modelos**

A continuación, se señalan aquellos requerimientos generales aplicables tanto a la modelación para estudios de tipo RMS como EMT, en lo relacionado con sus características principales y rangos de operación y validez:

1. El modelo deberá reflejar las características específicas del sitio o punto de conexión y de control de la instalación tal como se conectará finalmente al SEN.
2. El modelo deberá representar con precisión la respuesta de la instalación en todo el rango de funcionamiento previsto para la misma, incluyendo:
  - Rango de variaciones de la potencia activa y reactiva.
  - Rango de niveles de fortaleza de la red. Se entiende que el modelo deberá abarcar todo el rango de niveles de SCR y razón X/R para los cuales la instalación está diseñada para operar.
  - Rango de disponibilidad de la fuente de energía primaria.
  - Rango de frecuencias

3. El modelo deberá representar el funcionamiento y respuesta de la instalación tanto en estado estacionario como ante perturbaciones. Entre las perturbaciones se deberán considerar, al menos, las siguientes:
  - Cambios de referencia en variables como la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva, el factor de potencia, la frecuencia, etc.
  - Fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, balanceadas y desbalanceadas, con y sin impedancia de falla.
4. El modelo deberá incluir cualquier no linealidad relevante: límites, funciones aritméticas o matemáticas, bandas muertas o saturación, etc.
5. El modelo deberá representar los retardos entre los elementos de la instalación que tengan un impacto relevante en el comportamiento de esta, por ejemplo: retardos en la comunicación del SCADA, del PLC, del controlador del parque, etc.
6. El modelo deberá ser autocontenido, por lo que no deben existir referencias ni la necesidad de usar bases de datos o archivos externos.
7. Cualquier modo de control que disponga el modelo debe poder ser activado/desactivado con un flag simple, no se aceptan modelos en que se deban realizar cambios manuales de parámetros para efectos de activar un modo de control específico.

#### 5.2.1.2 Equipamiento

El modelo deberá incorporar, como mínimo, la representación de todo el equipamiento relevante, y dependiendo del tipo de instalación y tecnología, al menos los siguientes:

1. Transformador elevador AT/MT, indicando el tipo de cambiador de posiciones, el rango de posiciones disponibles y la posición de operación vigente.
2. Generador sincrónico.
3. Aerogenerador.
4. Inversores de los paneles fotovoltaicos de las plantas solares o eólicas, cuando corresponda.
5. Sistema colector de media tensión de parques eólicos y plantas fotovoltaicas.
6. Equipos de compensación de potencia reactiva (SVC, STATCOM, etc.).
7. Equipos de compensación/almacenamiento de energía (BESS, entre otros.).
8. Filtros asociados a las instalaciones.

9. Para el caso de los aerogeneradores se debe considerar el modelo de la turbina, el control de torque, control de la resistencia del rotor, el control de pitch, y el control de inercia sintética, cuando aplique.
10. Para el caso de las unidades hidráulicas debe considerarse el efecto de acoplamiento hidráulico de unidades de una misma planta.
11. Para el caso de ciclos combinados se debe modelar y calcular los parámetros del HRSG.
12. Componentes principales de sistemas HVDC, tales como: transformadores, filtros AC/DC, convertoras, línea DC, etc., según corresponda.

### 5.2.1.3 Modos de Operación, Control, Protecciones

El modelo deberá incorporar todos los modos de operación y control relevantes asociados a la instalación, considerando al menos, y dependiendo del tipo de instalación y tecnología, los siguientes:

1. Control de tensión, potencia reactiva y factor de potencia en bornes de la planta y en el punto de conexión.
2. Control de carga/velocidad o frecuencia/potencia, donde corresponda.
3. En las instalaciones con tecnologías basadas en inversores (plantas fotovoltaicas, parques eólicos, etc.) los modelos deben incluir los controles tanto a nivel de planta como a nivel de inversores.
4. El control de corriente de los inversores deberá incluir tanto los lazos de control externo como internos.
5. En las instalaciones con tecnologías basadas en inversores se deben considerar las lógicas de FRT (LVRT, HVRT, etc.). Estas lógicas deben ser posibles de desactivar dentro del modelo general, de ser necesario.
6. Para todos los modos de control (FRT, control de frecuencia, etc.) la conmutación entre los modos de control activos deberá producirse automáticamente, tal como sucede en el dispositivo real.
7. El modelo deberá incorporar todas las protecciones eléctricas que puedan operar ante perturbaciones, como por ejemplo las de frecuencia, sobre velocidad, tensión, sistema de excitación, protecciones del transformador de interconexión, etc.
8. El modelo del sistema de protecciones deberá ser posible de desactivar dentro del modelo general, de ser necesario.

9. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, se deberá informar si es posible realizar compensación de potencia reactiva sin recurso primario, lo que debe estar implementado en el modelo.
10. En el caso de los parques eólicos y fotovoltaicos, y sistemas BESS con características formadores de red o “Grid-Forming”, el modelo deberá contener el equipamiento, los lazos y modos de control, así como los parámetros necesarios para proveer inercia sintética y/o control de tensión-frecuencia.

#### 5.2.1.4 Exigencias de estabilidad numérica y de simulación

Junto con ser compatible con los softwares de simulación mencionados en los puntos precedentes, el modelo deberá tener las siguientes características:

1. El modelo deberá ser numéricamente estable para un tiempo de simulación de hasta cinco minutos, demostrando que las magnitudes de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva se mantengan constantes durante una simulación dinámica sin perturbaciones.
2. El modelo no deberá aumentar sustancialmente los tiempos de convergencia y simulación de las bases de datos completas del SEN que dispone el Coordinador.
3. El modelo deberá ser numéricamente estable para todo su rango de funcionamiento según diseño, incluyendo un amplio rango de niveles de frecuencia, SCR y de razón de falla X/R en el punto de conexión. Cualquier limitación numérica o de modelación producto de los niveles de fortaleza de la red (baja razón ESCR) deberá ser claramente identificada y definida.
4. No mostrar características que no estén presentes en la respuesta real de la planta.

#### 5.2.2 Requerimientos específicos de modelación RMS

A continuación, se señalan algunos requerimientos específicos de modelación de la instalación para estudios del tipo RMS con el software DlgSILENT PowerFactory:

1. La implementación del modelo dinámico debe realizarse en el software DlgSILENT PowerFactory en la misma versión que requiera el Coordinador a la fecha de la entrega del modelo. El Coordinado a cargo de la modelación deberá consultar al Coordinador cuál es la versión en uso.
2. La inicialización del modelo para distintas condiciones operativas dentro de los límites establecidos en la modelación estática del elemento no debe arrojar advertencias ni errores.

3. El modelo debe funcionar de manera óptima para pasos de integración de 2 ms. Se deberán justificar técnicamente los casos que requieran pasos de integración menores a 2 ms, pero en caso de que se pueda, se recomienda simplificar los procesos que requieran de constantes de tiempo menores a 2 ms.
4. Una simulación de hasta 5 minutos y sin eventos no debe provocar variaciones de variables eléctricas más allá de la tolerancia propia del software.
5. Durante la simulación del periodo transitorio y la recuperación dinámica del sistema eléctrico ante una perturbación originada por una contingencia simple, el modelo no debe arrojar mensajes de advertencias ni de errores de convergencia, salvo en el caso de que se desconecte parte o la totalidad de la instalación principal, lo que se debe indicar mediante un mensaje de la protección (frecuencia, tensión, sobre velocidad, etc.) que provocó el desenganche.
6. Cada controlador, limitador o componente es modelado en un slot independiente y se engloban en un marco (*frame*).
7. En los slots se debe usar el filtro para los nombres de clase ("Filter for ->Class Name").
8. Las entradas y salidas de los slots deben estar en por unidad (p.u.) y se debe priorizar el uso de las señales provenientes desde el elemento principal, salvo que exista un control de subestación que utilice medidas desde otro punto.
9. Las funciones matemáticas utilizadas en los bloques deben permitir evaluar las constantes de tiempo (u otras) solo en la condición inicial (*selfix*, *limfix*, etc.) y aseguran la convergencia numérica del modelo dinámico para distintas condiciones operativas y distintos eventos de simulación.
10. La representación gráfica de los modelos debe ser prolija. Esto implica que, por ejemplo, los diagramas no deben contener puntos o líneas sueltas y slots no utilizados; la ubicación, orientación y conexión de los bloques deben ser adecuados, entre otros.
11. La nomenclatura de parámetros en la información de fabricante y en los modelos implementados debe mantener en la medida de lo posible una correspondencia clara.

12. La estructura de la base de datos es la sugerida por DlgSILENT en su documentación y todos los bloques utilizados en la construcción del modelo se deben encontrar en una sola librería cuyo nombre sea el oficial la unidad, eliminando los que no son usados.
13. Los nombres de los elementos de red y los modelos deben ser consistentes con los informados en los formularios de información técnica presentados al Coordinador y con los nombres utilizados en la base de datos del SEN. Además, en el campo “*serial number*” se deberá incluir el ID de la instalación de acuerdo con Infotécnica.
14. El generador sincrónico (ElmSym) o estático (ElmGenstat) debe tener incorporados los límites de potencia activa y reactiva de régimen permanente de la instalación. Además, debe tener incorporada la curva de capacidad (*capability curve*).
15. En caso de existir un controlador de planta o subestación (ElmStactrl), este debe poseer los puntos de control, los valores de referencia y el estatismo (y la base con el que se calcula).
16. Para el caso de parques que posean más de un transformador elevador y un control conjunto para toda la planta, el modelo debe funcionar adecuadamente considerando que uno de los bloques de transformación está fuera de servicio.
17. El modelo debe estar adecuadamente acondicionado para realizar simulaciones y análisis de pequeña señal (estabilidad permanente, según la NTSyCS).

### 5.2.3 Requerimientos específicos de modelación EMT

A continuación, se señalan algunos requerimientos específicos de modelación de la instalación para estudios del tipo EMT con el software EMTP®:

1. La implementación del modelo dinámico trifásico debe realizarse en el software EMTP® en la misma versión que esté usando el Coordinador a la fecha de la entrega del modelo. El Coordinado a cargo de la modelación deberá consultar al Coordinador cuál es la versión en uso.
2. Según corresponda, el controlador del inversor podrá ser modelado como una caja negra compilada en archivo .DLL.
3. El modelo debe participar en el flujo de carga trifásico EMTP® e inicializarse en el dominio del tiempo automáticamente.

4. El usuario debe poder cambiar entre el modelo detallado (modelo de conmutación) y el modelo de valor medio (AVM) del inversor.
5. El modelo (dependiendo de si es detallado o AVM) debería poder ejecutarse con cualquier paso de tiempo en el rango de  $1\mu\text{s}$ - $50\mu\text{s}$ .
6. Los puntos de referencia (por ejemplo: potencia, tensión, factor de potencia) y los niveles de energía de la fuente primaria (irradiancia, velocidad del viento) deben estar disponibles para el usuario, así como la elección de los modos de control que estarán disponibles.
7. Los parámetros de medición, control y protección específicos de la instalación deben estar disponibles (editables) por el usuario, incluyendo entre otros las ganancias de control (proporcional integral) del lazo de corriente interno (inner loop) y del lazo externo (outer loop), las ganancias del PLL, las tasas de rampas, las ganancias de control de la planta, diversos umbrales y límites de control y protección, bandas muertas, constantes de tiempo, parámetros de filtros de mediciones, etc.
8. Deberán estar disponibles las variables internas (para una planta fotovoltaica, por ejemplo: flags de protección, modos de operación, puntos de referencia, corriente, etc.) y de salida más importantes (potencia, tensión, corriente, frecuencia, etc.).
9. El modelo debe tener una representación que permita realizar análisis de armónicos (de ser necesario) asociados a los algoritmos de switching de su equipamiento.

## 6 GUÍA DE ENSAYOS PARA LA HOMOLOGACIÓN DE MODELOS DE INSTALACIONES

A continuación, se presenta una guía de ensayos referencial para la realización de las pruebas necesarias con el fin de obtener los modelos homologados de los siguientes tipos de instalaciones que se interconectan al SI:

1. Unidades generadoras sincrónicas (hidráulicas, térmicas, geotérmicas y de concentración solar) .
2. Unidades generadoras asincrónicas (parques eólicos).
3. Unidades generadoras que utilizan convertidores de electrónica de potencia (parques eólicos y fotovoltaicos).
4. Equipos de compensación de potencia reactiva (SVC, STATCOM y Condensadores sincrónicos).
5. Equipos de compensación/almacenamiento de energía activa (BESS, entre otros).
6. Sistemas HVDC tipo LCC y VSC.

El medio para realizar los ensayos en cada instalación dependerá de las características de esta y se deberá detallar en los protocolos específicos que las empresas coordinadas presenten al Coordinador. Es conveniente indicar que los ensayos deberán realizarse cuando la instalación esté completamente en servicio y sus sistemas de control se encuentren con los ajustes definitivos.

La coordinación de los ensayos se realizará a través de solicitudes de trabajo de curso normal, donde se especificará que las pruebas se relacionan con los ensayos asociados al proceso de homologación de modelos. Además, se indicará el perfil horario de potencia activa y reactiva y las condiciones de operación sistémicas o maniobras operativas en instalaciones aledañas que sean necesarias para su correcta ejecución.

Durante la ejecución de los ensayos es recomendable que se cuente con la participación del fabricante de los sistemas de control para apoyar al consultor y, eventualmente, solucionar de forma inmediata cualquier problema que pueda surgir.

En el caso de ensayos que no se puedan realizar o no puedan efectuarse acorde con lo requerido en esta guía, la empresa coordinada deberá presentar la justificación correspondiente, junto con las medidas alternativas tomadas para poder cumplir con el objetivo de la prueba. En estas circunstancias, de ser conveniente, se pueden utilizar registros de la operación real, especialmente de perturbaciones que permitan validar el comportamiento de la planta, siempre y cuando los equipos registradores utilizados tengan la resolución suficiente de acuerdo con lo indicado en el numeral 7.1 de este procedimiento.

## **6.1 UNIDADES SINCRÓNICAS**

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad calcular los parámetros del generador sincrónico y de los sistemas de control (sistema de excitación, estabilizador de sistema de potencia y control de carga/velocidad) para homologar un modelo matemático que represente el comportamiento dinámico de la central generadora.

### **6.1.1 Ensayos al generador**

#### **6.1.1.1 Verificación de la curva de saturación**

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal, se registran la tensión en bornes del generador (U), tensión de excitación (EFD) y la corriente de excitación (IFD) a medida que se varía la consigna de esta última.

### 6.1.1.2 Verificación de los puntos de operación

Con el generador operando sincronizado a la red, se registran los valores de tensión en bornes del generador (U), potencia activa (P) y reactiva (Q), variándose la consigna de tensión (U) / potencia reactiva (Q).

### 6.1.1.3 Determinación de la constante de inercia del conjunto turbina-generador (H)

Se realiza mediante un rechazo de carga del 30% de la potencia nominal de la unidad. Se registra la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) o velocidad de giro (n).

## 6.1.2 Ensayos al sistema de excitación

Se registran los valores de la tensión en bornes del generador (U), la corriente de excitación (IFD) y la tensión de excitación (EFD).

### 6.1.2.1 Techos de excitación

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal, se registran las variables medidas variando la consigna de la referencia de tensión (VREF).

### 6.1.2.2 Respuesta temporal del AVR

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal, se verifican los parámetros de desempeño del AVR, registrando las variables medidas al aplicarle una variación tipo “escalón” a la consigna de la referencia de tensión (VREF).

Se repite el mismo ensayo con el generador operando sincronizado a la red para distintos niveles de carga, dependiendo del tamaño de la unidad:

1. Para unidades de hasta 10 MW: nivel de carga alta.
2. Para unidades de entre 10 y 20 MW: nivel de carga media y alta.
3. Para unidades de más de 20 MW: nivel de carga baja, media y alta.

### 6.1.2.3 Limitadores

Para no llevar el funcionamiento del generador a condiciones extremas, la empresa coordinada podrá gestionar con el Coordinador la modificación momentánea de los ajustes de los limitadores a objeto de poder corroborar el correcto desempeño de:

- **Limitador de flujo magnético (V/Hz):** ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia del regulador se excite el limitador.
- **Limitador de sobreexcitación (OEL):** ensayo con la unidad operando sincronizada a la red en niveles de carga baja, media y alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia del regulador se excite el limitador.
- **Limitador de subexcitación (UEL):** ensayo con la unidad operando sincronizada a la red en niveles de carga baja, media y alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón negativo en la referencia del regulador se excite el limitador.
- **Limitador de corriente de estator (IGLIM):** ensayo con la unidad operando sincronizada a la red en niveles de carga baja, media y alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo/negativo en la referencia del regulador se excite el limitador.
- **Limitador de corriente de excitación (IFLIM):** ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia del regulador se excite el limitador.

#### 6.1.2.4 PSS

- **Ensayo de Oscilación Modo local:** con la unidad despachada a carga alta y diferentes niveles de potencia reactiva, con y sin el PSS en servicio para verificar su contribución al amortiguamiento, se aplica un escalón entre el 2% y 5% a la consigna de la referencia de tensión (VREF) que permita excitar de modo apreciable el modo local de oscilación. Se registra la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f).
- **Ganancia Máxima del PSS:** con la unidad despachada a carga alta se aumenta progresivamente la ganancia hasta observar inestabilidad en las variables eléctricas de la unidad generadora. Luego se restablece el valor original.
- **Reducción rápida de la potencia mecánica:** con la unidad despachada a carga alta, se reduce la consigna de potencia activa, con el estabilizador conectado y desconectado respectivamente, para verificar el filtro rastreador de rampa.

### 6.1.3 Ensayos al control de carga/velocidad

- **Ensayos de respuesta temporal:** Se determina el tiempo de establecimiento con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales. Se registra la velocidad de giro ( $n$ ). Se repite el ensayo con la unidad operando sincronizada a la red y niveles de carga bajo, medio y alto, inyectando un escalón en la referencia de frecuencia de al menos  $\pm 200$  mHz. Se registra la tensión en bornes del generador ( $U$ ), la potencia activa ( $P$ ), la potencia reactiva ( $Q$ ) y la frecuencia ( $F$ ). En el caso de las unidades con turbina a vapor o gas, se debe registrar la potencia durante el tiempo máximo en el que se puede sostener el aporte de potencia activa. No obstante, para la homologación del modelo serán suficientes los registros de potencia para un minuto.
- **Operación de la unidad en control de frecuencia:** con la unidad operando sincronizada a la red en modo control de frecuencia y para niveles de carga baja, media y alta, se obtienen los registros para la medición de la banda muerta y el estatismo del control de carga/velocidad. Se registra la tensión en bornes del generador ( $U$ ), la potencia activa ( $P$ ), la potencia reactiva ( $Q$ ) y la frecuencia ( $f$ ).
- **Determinación la tasa de toma y bajada de carga:** Con la unidad operando sincronizada a la red se aumenta/reduce la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. Se registra la posición de válvulas y potencia generada por la unidad para determinar el gradiente MW/minutos de toma de carga de la unidad.

#### 6.1.3.1 Centrales hidroeléctricas

- **Determinación de la constante de tiempo del agua o de la tubería ( $T_w$ ):** El parámetro puede estimarse mediante su cálculo directo en función de la geometría de la presa/tuberías. Para su determinación experimental, se produce un escalón en la referencia de la apertura del distribuidor y se registra la potencia suministrada por las unidades, evidenciándose el efecto de respuesta transitoria inversa.

#### 6.1.3.2 Centrales térmicas, geotérmicas y de concentración solar

- **Verificación de la operación de los limitadores de potencia:** Estando la unidad operando sincronizada a la red se aumenta/reduce la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. De esta manera se busca activar la operación de los

limitadores de potencia por control de presión de vapor vivo (en el caso de turbinas a vapor) o por control de temperatura, admisión de aire (IGV) (en el caso de turbinas a gas).

## 6.2 PLANTAS FOTOVOLTAICAS Y PARQUES EÓLICOS

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad homologar la respuesta de los sistemas de control implementados en las centrales generadoras eólicas y fotovoltaicas en un modelo matemático equivalente que represente el comportamiento dinámico de estas.

### 6.2.1 Verificación Diagrama PQ

Se varía el punto de operación del parque fotovoltaico o eólico para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el Punto de Conexión al ST en todo el rango exigido por la NT. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (F).

### 6.2.2 Ensayos al control de potencia activa

Estos ensayos permiten verificar la capacidad de la central fotovoltaica o eólica para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada. Estos son los siguientes:

- **Medición de tasa de toma y bajada de carga:** operando la central con carga reducida, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control para evaluar su tasa en [MW/min]. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (F) en el Punto de Conexión al ST.
- **Reducción controlada de potencia (o evaluación del HFRT):** operando la central con carga normal se debe inyectar una señal de escalón de frecuencia que permita verificar las frecuencias de activación y desactivación del control, las limitaciones de rampa y los tiempos de retardo, crecimientos y establecimientos correspondientes. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (F) en el Punto de Conexión al ST o en bornes de los inversores/aerogeneradores en el caso de que este control esté implementado a nivel local de estos equipos.
- **Ensayos de respuesta temporal de la planta operando en control de frecuencia (con estatismo):** En caso de que la planta disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo, se realiza este ensayo mediante la inyección de una señal de escalón de frecuencia para la medición del tiempo de retardo, crecimiento y establecimiento,

considerando, al menos, condiciones de carga baja, media y alta. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el Punto de Conexión al ST.

- **Operación de la unidad en control de frecuencia (con estatismo):** En caso de que la planta disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo, con la planta operando en modo control de frecuencia y para niveles de carga baja, media y alta, se obtienen los registros para la medición de la banda muerta y el estatismo del control de frecuencia/potencia. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el Punto de Conexión al ST.

### 6.2.3 Ensayos al control de potencia reactiva / tensión

Estos ensayos permiten verificar el desempeño del control de reactivos de la central generadora para distintas condiciones de disponibilidad del recurso primario, considerando, al menos, condiciones de carga baja, media y alta. Estos consisten en lo siguiente:

- Aplicar en el control central de la planta un escalón del  $\pm 3\%$  en la consigna de tensión, un escalón de  $\pm 10\%$  Pn en la consigna de potencia reactiva y un escalón en la consigna de factor de potencia que produzca una variación del  $\pm 10\%$  Pn en la potencia reactiva, con la central generadora operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el Punto de Conexión al ST.
- Aplicar en al menos uno de los inversores o aerogeneradores más cercanos y en uno de los más lejanos a la subestación elevadora un escalón del  $\pm 3\%$  en la consigna de tensión, un escalón de  $\pm 10\%$  Pn en la consigna de potencia reactiva y un escalón en la consigna de factor de potencia que produzca una variación del  $\pm 10\%$  Pn en la potencia reactiva. Se registra la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q), tanto en bornes del inversor o aerogenerador como en el Punto de Conexión al ST.

### 6.2.4 Otros

En el caso de que no se pudiera efectuar algún ensayo al control de reactivos, el Coordinado deberá presentar la justificación correspondiente y se podrá medir el desempeño de la central ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como los siguientes:

- Maniobras de conexión/desconexión de convertidores o ramas colectoras.

- Desconexión de un banco de capacitores shunt instalados en la red o de propiedad del Generador (cuando aplique).
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas.

### 6.3 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo homologado del sistema de control de los equipos de compensación reactiva como los CER, SVC, STATCOM, etc., que represente el comportamiento dinámico de estos.

#### 6.3.1 Verificación de la curva V-Q

Se varía el punto de operación del compensador estático para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente en función de la tensión en el punto de conexión del compensador con la red de transmisión. Se registra la potencia reactiva (Q) y la tensión (U) en el punto de interconexión al ST.

#### 6.3.2 Ensayos al control de potencia reactiva / tensión

Se verifican los parámetros de desempeño del control de tensión mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna de tensión y/o potencia reactiva con la unidad operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registra la potencia reactiva (Q) y la tensión (U) en el punto de interconexión al ST.

#### 6.3.3 Transitorios ante perturbaciones en la red

Se registrará el desempeño de la unidad ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como ser:

- Escalones de tensión en la referencia del control de tensión de instalaciones aledañas.
- Desconexión de un banco de capacitores shunt instalados en la red.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas.

### 6.4 EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo homologado del sistema de control de los equipos de compensación de energía activa, como los BESS, que represente el comportamiento dinámico de estos.

#### 6.4.1 Ensayos al control de potencia activa / frecuencia

Los ensayos para la verificación del desempeño y validación del modelo del control de frecuencia/potencia presentan los siguientes requerimientos:

- **Ensayos al control de frecuencia:** operando el BESS con carga nula se inyecta una señal de escalón de frecuencia, tanto positiva como negativa, para la medición de la frecuencia de activación y desactivación y el estatismo permanente. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de interconexión al ST.
- **Ensayos al control de potencia:** operando el BESS con carga nula, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control para evaluar su tasa en [MW/min]. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el Punto de Conexión al ST.
- **Ensayo de carga y descarga:** operando el BESS con un nivel de carga máxima y con un SoC cercano al 100% se deja conectado a la red hasta que se comienza a descargar y llega a un SoC de 0%. Una vez descargado, se carga el BESS hasta que llega a un SoC del 100%. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de interconexión al ST.

#### 6.5 SISTEMAS HVDC

Los ensayos para sistemas HVDC tipo LCC y VSC necesarios para la verificación de modelos serán especificadas de acuerdo con lo establecido en las bases de licitación de cada proyecto y deberán incorporar pruebas FAT en ambiente de simulación en tiempo real RTS (tipo RTDS).

### 7 REQUISITOS DEL PROCESO DE HOMOLOGACIÓN DE MODELOS

El proceso de homologación de modelos considera las siguientes tres etapas:

- Ejecución de los ensayos propuestos en el protocolo específico.
- Desarrollo de modelos matemáticos basados en la documentación de respaldo o en supuestos debidamente justificados.
- Implementación de estos modelos en el software DiGSILENT PowerFactory para el modelo RMS y el software EMTP® para el modelo EMT.

A continuación, se detallan los requisitos de cada uno de los aspectos indicados.

## 7.1 ENSAYOS

Con respecto a la ejecución de los ensayos, se requiere lo siguiente:

- Los ensayos deben considerar, al menos, los descritos en el capítulo 6 y cualquier otro ensayo necesario para validar la representatividad de los modelos.
- Equipamiento utilizado para el registro de los ensayos. Este debe ser capaz de lo siguiente:
  - Registrar las variables eléctricas y señales de control asociadas a la tensión (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y frecuencia eléctrica (f). Para los ensayos al sistema de excitación de las unidades sincrónicas se deben agregar la tensión de excitación (EFD), corriente de excitación (IFD) y señal de control del PSS y los limitadores. Para los ensayos al control de carga/velocidad de las unidades sincrónicas se debe agregar la velocidad de la turbina (n), y dependiendo de la tecnología se recomienda agregar caudal, posición del distribuidor, presión de la tubería, apertura o posición de válvulas, temperatura y presión ambiente o temperatura y presión del vapor, otros.
  - Para el registro de la respuesta dinámica de los inversores o aerogeneradores o del sistema de excitación del generador sincrónico se requiere de una frecuencia de muestro de al menos 100 muestras por segundo, mientras que el registro de la respuesta dinámica del control centralizado de una planta o del control de frecuencia /potencia o carga/velocidad de una unidad generadora sincrónica requiere de una frecuencia de muestro acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores.
  - Para los ensayos cuyo fin es calcular parámetros o construir curvas de régimen permanente (diagrama P-Q, curva f-P, curva V-I, etc.), se puede usar una frecuencia de muestro de una muestra por segundo.
  - Poseer una resolución mayor a 12 bits.
  - En los casos en los que los sistemas de control sean de tecnología digital, se podrán utilizar los registros tomados directamente desde estos, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestro y la resolución con que se almacenan los valores estén de acuerdo con lo indicado en este ítem.
- Para el caso de las instalaciones basadas en tecnologías de inversores, la validación de las lógicas de LVRT y HVRT se podrá realizar adjuntando los ensayos de fábrica para huecos de

tensión balanceados y desbalanceados, en donde se deben mostrar claramente los valores de tensión, potencia y corriente activa<sup>1</sup> y reactiva, y tiempos de desconexión de los inversores/aerogeneradores. Además, se solicita la entrega de los *Print out* con los ajustes de LVRT, HVRT, HFRT y protecciones de tensión y frecuencia de los inversores/aerogeneradores instalados.

## 7.2 DESARROLLO DE MODELOS MATEMÁTICOS

El desarrollo de los modelos matemáticos deberá realizarse de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería, tal que permitan describir completamente el modelo e implementarlo con herramientas de software para estudios de tipo RMS y EMT.

## 7.3 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO

La implementación del modelo debe seguir las directrices y lineamientos señalados en el capítulo 5 de este procedimiento interno.

## 8 ENTREGABLES DEL PROCESO DE HOMOLOGACIÓN DE MODELOS

Como resultado del proceso de homologación de modelos, las empresas coordinadas deberán entregar al Coordinador lo siguiente:

1. Un informe de homologación de modelos.
2. Bases de datos DlgSILENT Power Factory y EMTP®
3. Los registros de los ensayos realizados.

A continuación, se detalla el contenido de cada uno de los entregables indicados.

### 8.1 INFORME

El informe de homologación de modelos se presenta en formato PDF y debe abordar, al menos, los aspectos principales de este proceso: ejecución de ensayos, desarrollo de modelos matemáticos, la homologación de estos modelos, los modelos estáticos y dinámicos y parámetros requeridos para los distintos tipos de análisis.

---

<sup>1</sup> Es de particular interés conocer la recuperación de la potencia activa después de despejada una falla.

El informe debe partir con una descripción general de la instalación y de su ubicación dentro del SEN. Además, se deben indicar el tipo de máquina<sup>2</sup> o equipo de compensación<sup>3</sup> y las principales características técnicas (potencia nominal aparente, factor de potencia nominal, velocidad nominal en [rpm], potencia nominal, potencia máxima, mínimo técnico, tensión nominal, etc.).

Para el desarrollo se deben presentar los ensayos y verificaciones en el mismo orden en el que se presentan a continuación.

Finalmente, se debe concluir al respecto del cumplimiento de los requerimientos de diseño que se encuentran en la NTSyCS y con los requerimientos para poder suministrar algún SSCC en caso de que la instalación haya sido instruida para aquello.

### 8.1.1 Ejecución de ensayos

En este capítulo se abordan los resultados de los ensayos y debe contener al menos los siguientes puntos:

- Día y hora en que fueron realizados los ensayos.
- Descripción del equipamiento utilizado para el registro de los ensayos.
- El detalle de cada una de las maniobras realizadas, indicando explícitamente los montos porcentuales o absolutos de los escalones aplicados, los cambios de consignas o valores de referencia, las modificaciones en los ajustes que se tuvieron que realizar, las conexiones/desconexiones de instalaciones, etc.
- El resultado de los ensayos, mostrando las variables eléctricas y señales de control e indicando los puntos representativos que permitan recalcular los indicadores de desempeño y contrastar los registros con las simulaciones al modelo dinámico homologado. Todas las gráficas deben tener un título claro, etiquetas en los ejes y unidades de medida y una escala apropiada en ambos ejes.

---

<sup>2</sup> Turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, parque fotovoltaico, eólico (DFIG o Full Converter), etc. Si corresponde indicar el combustible primario utilizado.

<sup>3</sup> Tanto de energía activa como reactiva. Por ej. BESS, SVC, STATCOM, etc.

- Para los ensayos del control de potencia activa se deben calcular al menos los siguientes indicadores: tiempo de retardo, crecimiento y establecimiento, frecuencias de activación y desactivación, tasa de toma y bajada de carga y estatismo.
- Para los ensayos del control de potencia reactiva/tensión se deben calcular al menos los siguientes indicadores: tiempo de retardo, crecimiento y establecimiento, sobreoscilación, bandas muertas y estatismo de potencia reactiva.

### 8.1.2 Desarrollo de modelos matemáticos

En este capítulo se debe abordar el desarrollo de los modelos matemáticos que permiten tener una adecuada representación tanto estática como dinámica de la instalación. Además de regirse por los lineamientos señalados en el capítulo 5 de este Procedimiento, el capítulo debe contener al menos los siguientes puntos:

- Aspectos generales de la instalación:
  - Modelo, marca y hoja de datos de los principales equipos.
  - Diagramas de bloques funcionales de los sistemas de control.
  - Ajustes de las protecciones que puedan operar ante perturbaciones en el SI, como lo son las de tensión y frecuencia, pérdida de sincronismo, etc.
  - Planos de disposición de la planta (para verificar, por ejemplo, cantidad y largo de los alimentadores del sistema colector, cantidad de unidades o bloques de generación, etc.).
  - Documentación del fabricante utilizada para la modelación.
- Descripción de cada modo de control disponible, indicando las limitaciones operacionales<sup>4</sup>.
- Indicar los parámetros ajustables por el operador, especificando los rangos de ajuste.
- Incorporación de información suficiente que permita validar el modelo implementado. En el caso de utilizar supuestos estos deben estar justificados.

---

<sup>4</sup> Es de particular interés indicar si existen limitaciones en el aporte de potencia activa que realiza el control de carga/velocidad o frecuencia/potencia.

### 8.1.3 Homologación de los modelos

En este capítulo se abordan la implementación del modelo dinámico RMS en DIgSILENT Power Factory y del modelo dinámico EMT en EMTP®. Además de regirse por los lineamientos señalados en el capítulo 5 de este Procedimiento, se debe incluir, al menos, los siguientes aspectos en lo relacionado con el software DIgSILENT Power Factory:

- El marco (o *frame*) que conecta los diagramas de bloques, medidores y elementos de red de la instalación.
- Los diagramas de bloques (BlkDef) de cada controlador con una tabla que contenga los parámetros del modelo dinámico junto con una descripción, el valor final y las unidades de medida de cada uno de estos. Con respecto al valor final, se debe indicar si fue homologado, estimado en base a la experiencia, calculado teóricamente, provisto por el fabricante o es ajustable por el operador.
- En el caso de que un sistema de control disponga más de un modo de operación, indicar los parámetros del modelo dinámico, y sus posibles valores, que deben modificarse para activar, desactivar y/o cambiar cada modo.
- Comparación de los registros de los ensayos con la respuesta del modelo para cada una de las pruebas realizadas.
- Métricas de comparación entre el registro del ensayo y la respuesta del modelo.
- Valores de normalización de las unidades físicas por unidad, tanto de las señales de entrada como las de salida de los diagramas de bloques. Los valores indicados tanto en la modelación estática, como en los modelos dinámicos y medidores deben ser concordantes entre sí.
- Rango de validez del modelo y sus límites. En caso de existir rutinas de cálculo (por ej. DPL) para ajustar parámetros del modelo, se debe explicar su funcionamiento.

### 8.1.4 Análisis de los modelos RMS Y EMT

Una vez que se tienen los modelos RMS y EMT homologados en base a los ensayos requeridos, se deben realizar los siguientes análisis al comportamiento de estos.

#### 8.1.4.1 Controlador de tensión y limitadores

- En la base de datos de pruebas con el modelo dinámico homologado y con la unidad operando a potencia máxima y factor de potencia nominal se calcula el valor de tensión de excitación nominal (EFD<sub>nom</sub>) y con el techo de excitación positivo obtenido de los ensayos, se calcula la relación EFD<sub>max</sub>/EFD<sub>nom</sub>.
- En la base de datos de pruebas con el modelo dinámico homologado y con la unidad operando a potencia máxima y factor de potencia nominal, se realiza un cortocircuito que produzca una depresión de al menos un 50% del valor de la tensión nominal en bornes del generador y se calcula el tiempo que le toma a la tensión de excitación a llegar a su máximo.
- Con la curva de capacidad de la instalación provista por el fabricante, los modelos homologados de los limitadores (UEL, OEL, SCL, etc.) y el reporte de ajuste de protecciones, se solicita construir el diagrama PQ sobre la curva de capacidad, en donde se aprecie claramente la curva límite de cada limitador y protección<sup>5</sup> y que esta vaya desde mínimo técnico hasta la potencia máxima para una tensión en bornes de 1 p.u.

#### 8.1.4.2 Controlador de carga/velocidad o de frecuencia/potencia

En la base de datos de prueba a que se hace referencia en el numeral 8.2.1, se solicita simular la inyección de señales de escalón de frecuencia de  $\pm 200$  mHz y  $\pm 700$  mHz al sistema de control de carga/velocidad para niveles de carga baja, media y alta por al menos 1 minuto o hasta 10 s después que la potencia activa alcanza su valor de régimen permanente. Para cada una de las simulaciones se debe registrar el aporte a los 10 s, el tiempo de establecimiento y el aporte a 1 minuto<sup>6</sup>.

#### 8.1.4.3 Respuesta del PSS ante modo interáreas de oscilación

Para los casos en que se haya detectado que la instalación en estudio participa en los modos de oscilación inter-área, y debido a la dificultad práctica de excitar este tipo de modos, se solicita simular en la base de datos de prueba solicitada en el numeral 8.2.1 un escalón de entre el 2% y 5% en la referencia de tensión, con la unidad generadora en potencia máxima y sub-excitada, considerando una reactancia equivalente del sistema que permita excitar un modo inter-área de 0,2 Hz, con y sin

---

<sup>5</sup> Se espera que las protecciones estén coordinadas con los limitadores y nunca operen antes, para lo cual se debe dejar un margen de seguridad razonable.

<sup>6</sup> Se considera 1 minuto debido a que este es el tiempo en que la frecuencia alcanza su valor de régimen permanente en las simulaciones de desconexión de grandes generadores.

PSS. Con estos resultados, concluir con respecto a la estabilidad y amortiguamiento de la señal de potencia activa en ambos casos.

#### 8.1.4.4 Perturbación en el SEN

Para cada uno de los casos de estudios solicitados en el numeral 8.2.2 para la base de datos del SEN que incluye el modelo dinámico en estudio, se debe realizar un análisis de la respuesta en potencia activa y reactiva del modelo dinámico, en los modos de control en los que se espera que opere la instalación la mayor parte del tiempo. Además, se debe concluir sobre la estabilidad numérica del modelo dinámico, así como verificar que este actúa de acuerdo con lo esperado.

### 8.2 BASES DE DATOS DIGSILENT POWER FACTORY Y EMTP®

Se entregan dos bases de datos: una de pruebas con el modelo de la central generadora en estudio y otra con el modelo de la central incorporada a la base de datos del SEN. A continuación, se detalla lo que se requiere de cada una.

#### 8.2.1 Base de datos de prueba

Esta base de datos contiene solo el modelo en estudio y un elemento equivalente para representar el resto del sistema. Para el modelo dinámico RMS y el software DIGSILENT Power Factory la base de datos debe contener los siguientes casos de estudios (“Study Case”):

- Cada ensayo realizado debe modelarse en un caso de estudio independiente, en los cuales se recreen, mediante eventos de simulación, las condiciones operacionales y las pruebas realizadas, para todos los niveles de carga. Para comparar la respuesta del modelo dinámico con los registros de ensayos, se deberán usar los elementos de red ElmFile<sup>7</sup>.
- Cortocircuitos en la barra de AT del transformador elevador para diferentes tensiones de operación (ej. 0.95 a 1.05pu), despejados en 200 ms.

La base de datos de prueba para el modelo EMT debe estar implementada en el software EMTP® y la respuesta del modelo EMT debe ser similar a la del modelo RMS para todos los ensayos realizados.

---

<sup>7</sup> Para más detalles revisar la referencia técnica del software asociada al elemento ElmFile.

### 8.2.2 Base de datos del SEN

Esta base de datos corresponde a la base de datos de Operación en formato DIgSILENT Power Factory publicada por el Coordinador en su sitio WEB<sup>8</sup> con el nuevo modelo dinámico RMS incorporado. Esta debe considerar a la instalación en estudio en su nivel esperado o más exigente de operación (carga alta en caso de unidades generadoras) y contener los siguientes casos de estudios (“Study Case”):

- Cortocircuitos despejados en el tiempo máximo de despeje que establece la NTSyCS en líneas y/o barras cercanas a la instalación o el tiempo determinado en el respectivo Estudio de Coordinación y Ajuste de Protecciones (ECAP) en el caso de proyectos en proceso de conexión.
- Desconexiones intempestivas de consumos, unidades generadoras o elementos de compensación reactiva cercanas a la central generadora, que permitan apreciar la respuesta dinámica de la instalación en estudio.
- La mayor desconexión intempestiva de consumo y/o generación que puede ocurrir en el SEN y que permitan apreciar la respuesta dinámica de la instalación en estudio.

### 8.3 REGISTROS DE ENSAYOS

Los archivos con los registros de ensayos utilizados para la homologación de los modelos deben ser adaptados para que su estructura y formato sean aptos para ser leídos por el software DIgSILENT Power Factory y el software EMTP®. Además, para poder comparar fácilmente los resultados de las simulaciones dinámicas con los registros de los ensayos, se solicita indicar las variables eléctricas o señales de control que representan cada una de las columnas de los archivos en los encabezados de estos o indicarlos en un archivo anexo.

Aunque los casos de estudio requeridos para la base de pruebas sean solo los relacionados con los ensayos en carga alta, se requiere que todos los registros de ensayos en todos los niveles de carga sean entregados en el mismo formato.

---

<sup>8</sup> La más actualizada hasta hace un mes de la primera entrega del Informe

## 9 VIGENCIA

Este procedimiento entrará en vigor una vez que sea publicado en su versión definitiva, en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

## 10 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Comisión Nacional de Energía, septiembre 2020.
- [2] Guía Técnica Homologación de modelos dinámicos, del Coordinador, agosto 2019.
- [3] Power System Model Guidelines, de AEMO (Australian Energy Market Operator), julio 2018.
- [4] System Strength in the NEM Explained, de AEMO (Australian Energy Market Operator), marzo 2020.
- [5] System Strength Impact Assessment Guidelines de AEMO (Australian Energy Market Operator), Junio 2018.
- [6] Reliability Guideline. Power Plant Verification for Inverter-Based Resources, September 2018, de la NERC (North American Electric Reliability Corporation).
- [7] Reliability Guideline. Improvement to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources, September 2019, de la NERC (North American Electric Reliability Corporation).
- [8] Reliability Guideline. Power Plant Dynamic Model Verification using PMUs, September 2016, de la NERC (North American Electric Reliability Corporation).
- [9] Modelling of Inverter-Based Generation for Power System Dynamic Studies. Joint Working Group C4/C6.35/CIREN. Mayo 2018. Cigré-Cired.
- [10] Technical Requirements for the Connection of Generating Stations to the Hydro-Québec Transmission System. Hydro-Québec. TransÉnergie. Enero 2019.
- [11] DIgSILENT Power Factory Version 2021 User Manual.
- [12] EMTP-RV User Manual Version 4.0