SUBANEXO II

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA DEMANDAS EXTRATENDENCIALES (XDEM)

Tabla de contenido

1. GLOSARIO 3
2. REQUISITOS DE ACCESO Y CONEXIÓN AL SADI. ESTUDIOS ELÉCTRICOS REQUERIDOS. 6
2.1. ETAPA 1 – ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE Y AMPLIACIONES 6
2.2. ETAPA 2 FASE 1– DISEÑO TÉCNICO DE DETALLE 8
2.3. ETAPA 2 FASE 2 – ESTUDIOS DE OPERACIÓN 10
2.4. ETAPA 3 – ENSAYOS, AJUSTE EN CAMPO Y VALIDACIÓN 11
2.5. OTRAS CONSIDERACIONES PARTICULARES 11
2.6. INFORMACIÓN OPERATIVA Y PREVISIONES DE DEMANDA 12
3. REQUERIMIENTOS DE DESEMPEÑO PARA XDEM 13
3.1. CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA. 13
3.2. REQUERIMIENTOS DE RAMPAS DE POTENCIA ACTIVA 14
3.3. REQUERIMIENTOS SOBRE VARIABILIDAD Y OSCILACIONES 14
3.4. DESEMPEÑO ANTE PERTURBACIONES DE TENSIÓN (PERMANENCIA EN SERVICIO) 16
3.5. REQUERIMIENTOS DE RECUPERACIÓN DE POTENCIA ACTIVA POSTERIOR A DISTURBIOS, INCLUYENDO TIEMPOS Y NIVELES MÍNIMOS DE RECUPERACIÓN. 17
3.6. REQUERIMIENTOS DE DESEMPEÑO ANTE PERTURBACIONES DE FRECUENCIA 17
3.7. REQUERIMIENTOS DE DESEMPEÑO EN CUANTO A INTERACCIONES DE CONTROL. 18
3.8. SALTOS DE FASE 20
3.9. CALIDAD DE ENERGÍA 20
3.9.1. NIVELES DE FLICKER Y VARIACIONES RÁPIDAS DE TENSIÓN 20
3.9.2. NIVELES DE ARMÓNICOS 20
3.9.3. EQUIPO DE MONITOREO 20
3.9.4. DESEQUILIBRIO DE TENSIONES 21
3.9.5. IMPLEMENTACIÓN Y VERIFICACIÓN 21
3.10. SISTEMAS DE AUTOMATISMOS Y PROTECCIÓN. 21
3.11. ALIVIO DE CARGA POR SUBFRECUENCIA 22

3.12. REQUERIMIENTOS DE TELECOMUNICACIONES, SUPERVISIÓN Y MONITOREO. 23
3.12.1. SUPERVISIÓN EN TIEMPO REAL 23
3.12.2. REGISTRO DE PERTURBACIONES 24
3.12.3. DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN 24
3.12.4. IMPLEMENTACIÓN Y VERIFICACIÓN 24
3.13. CONDICIONES ESPECIALES SEGÚN TIPOLOGÍA DE LA DEMANDA 24
3.14. ENSAYOS PREVIOS A LA HABILITACIÓN COMERCIAL 25
3.14.1. ENSAYOS EN FÁBRICA (FAT) 25
3.14.2. ENSAYOS EN SITIO PREVIOS A LA HABILITACIÓN COMERCIAL 25
3.15. MODELOS ENTREGABLES DE SIMULACIÓN 27
3.15.1. MODELOS RMS (PSS®E) 27
3.15.2. MODELOS EMT (PSCAD) 28
3.16. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC) 29

1. Glosario

AGENTE: Persona jurídica habilitada para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en alguna de las categorías previstas en la normativa vigente.

BESS (Battery Energy Storage System): Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías, incluyendo convertidores, transformadores, controles, protecciones y sistemas auxiliares asociados.

CAPABILIDAD P-Q: Capacidad de una instalación para intercambiar potencia activa y reactiva en el punto de conexión dentro de una envolvente operacional determinada.

CCA (Centro de Control de Área): Centro responsable de la supervisión y coordinación operativa de una determinada área o región del SADI.

CENTRO DE DATOS (DATA CENTER): Instalación destinada al alojamiento y operación de equipos informáticos y sistemas de procesamiento de datos con elevados requerimientos de suministro eléctrico.

CIT (Control Integral de Tensión): Modo de control de tensión en lazo cerrado sin estatismo ("droop"), destinado a mantener una tensión objetivo en el punto controlado.

CPT (Control Proporcional de Tensión): Modo de regulación tensión-reactivo con estatismo ("droop"), mediante el cual la potencia reactiva se ajusta automáticamente frente a variaciones de tensión.

CURVA V-T: Curva tensión-tiempo que define las condiciones mínimas de permanencia en servicio ante perturbaciones de tensión.

DAG (Desconexión Automática de Generación o Carga): Esquema automático destinado a preservar la seguridad del sistema mediante la desconexión parcial o total de generación o demanda bajo condiciones predeterminadas.

DROOP: Relación funcional utilizada en determinados sistemas de control para modificar la respuesta de potencia activa o reactiva ante variaciones de frecuencia o tensión.

EMT (Electromagnetic Transients): Modelos y estudios de transitorios electromagnéticos que permiten representar fenómenos eléctricos rápidos y el comportamiento detallado de convertidores y controles.

FAT (Factory Acceptance Test): Ensayos realizados en fábrica para verificar el cumplimiento de las especificaciones técnicas de los equipos.

FIDVR (Fault Induced Delayed Voltage Recovery): Fenómeno caracterizado por una recuperación lenta de la tensión luego de una perturbación, asociado típicamente a elevadas demandas de potencia reactiva.

FLICKER: Fenómeno de fluctuación de tensión que produce variaciones perceptibles en la intensidad luminosa de las cargas de iluminación.

FORTALEZA DE RED (GRID STRENGTH): Capacidad del sistema eléctrico para mantener condiciones estables frente a perturbaciones, variaciones operativas o interacción con dispositivos basados en electrónica de potencia.

FRECUENCIA NOMINAL: Frecuencia de referencia del SADI igual a 50 Hz.

GRID FORMING: Capacidad de determinados convertidores de establecer y sostener referencias de tensión y frecuencia contribuyendo al soporte dinámico del sistema eléctrico.

GRID FOLLOWING: Modo de operación de convertidores que sincronizan su funcionamiento siguiendo la tensión y frecuencia de la red existente.

HVRT (High Voltage Ride Through): Capacidad de una instalación para permanecer conectada durante sobretensiones temporarias.

ICCP (Inter Control Center Communications Protocol): Protocolo de intercambio de información en tiempo real entre centros de control, normalizado por IEC 60870-6/TASE.2.

INTERACCIONES DE CONTROL: Fenómenos dinámicos producidos por la interacción entre sistemas de control de una instalación y la red eléctrica o entre múltiples convertidores.

LVRT (Low Voltage Ride Through): Capacidad de una instalación para permanecer conectada durante huecos de tensión.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina.

MODO PF: Modo de control basado en un valor objetivo de factor de potencia.

MODO Q: Modo de control basado en una referencia de potencia reactiva.

MODO V: Modo de control basado en una referencia de tensión.

OED (Organismo Encargado del Despacho): CAMMESA en su función de programación, coordinación y despacho del SADI.

OSCILACIÓN FORZADA: Oscilación sostenida causada por una excitación periódica externa al sistema eléctrico.

OVERSHOOT: Sobreimpulso máximo que experimenta una variable durante una transición dinámica respecto de su valor final.

PAFTT: Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte.

PCC (Point of Common Coupling): Punto de conexión entre una instalación y la red eléctrica.

PDC (Phasor Data Concentrator): Sistema encargado de concentrar y procesar mediciones fasoriales provenientes de múltiples PMU.

PEA (Plan Especial de Abastecimiento): Plan mediante el cual el solicitante define las fuentes de energía y potencia previstas para abastecer su demanda.

PLL (Phase Locked Loop): Sistema de sincronización utilizado por convertidores para estimar la fase y frecuencia de la tensión de red.

PMU (Phasor Measurement Unit): Equipo de medición sincronizada capaz de registrar magnitudes fasoriales de tensión y corriente.

POTENCIA ACTIVA: Potencia eléctrica efectivamente convertida en trabajo útil, expresada en MW.

POTENCIA REACTIVA: Potencia asociada al intercambio de energía electromagnética necesaria para el funcionamiento de determinados equipos eléctricos, expresada en MVAr.

PPC (Power Plant Controller): Sistema de control centralizado encargado de coordinar la operación eléctrica de una instalación.

PUNTO DE CONEXIÓN: Nodo de vinculación eléctrica entre la instalación del AGENTE y el SADI.

RoCoF (Rate of Change of Frequency): Tasa de variación temporal de la frecuencia eléctrica, expresada en Hz/s.

RMS (Root Mean Square): Modelos y estudios dinámicos de estabilidad electromecánica basados en valores eficaces.

SAT (Site Acceptance Test): Ensayos realizados en sitio para verificar el desempeño de la instalación previo a su habilitación comercial.

SCR (Short Circuit Ratio): Indicador utilizado para caracterizar la fortaleza eléctrica de una red en el punto de conexión de una instalación basada en convertidores.

SADI: Sistema Argentino de Interconexión.

SMEC: Sistema de Medición Comercial utilizado para la liquidación de transacciones económicas del MEM.

SOTR: Sistema de Operación en Tiempo Real.

STATCOM (Static Synchronous Compensator): Equipo de compensación dinámica de potencia reactiva basado en electrónica de potencia.

THD (Total Harmonic Distortion): Indicador del contenido armónico total presente en una señal eléctrica.

UPS (Uninterruptible Power Supply): Sistema de alimentación ininterrumpida destinado a mantener el suministro eléctrico ante perturbaciones o interrupciones.

VARIABILIDAD DE DEMANDA: Cambios de potencia demandada en distintas escalas temporales que pueden afectar la operación del sistema eléctrico.

XDEM: Demanda Extratendencial conforme a la definición establecida en la normativa.

2. Requisitos de acceso y conexión al SADI. Estudios eléctricos requeridos.

En los siguientes apartados se detallan los estudios requeridos en las distintas etapas del proceso de acceso.

2.1. Etapa 1 – Acceso a la capacidad de transporte y ampliaciones

La Etapa 1 es la requerida para autorizar el acceso a la capacidad de transporte existente o su ampliación.

El **objetivo** de los estudios es **garantizar que el sistema eléctrico pueda absorber la demanda en términos de su comportamiento eléctrico en el punto de conexión**, asumiendo que la nueva demanda cumple con los requerimientos de desempeño técnico establecidos para ese tipo de demanda. A tal efecto, en la Etapa 1 la demanda deberá representarse mediante una caracterización equivalente basada en su comportamiento eléctrico esperado. El diseño final de la instalación no será requerido en la Etapa 1; no obstante, deberán quedar definidos en esta etapa:

- la potencia máxima a demandar, y su evolución prevista en el tiempo, incluyendo el cronograma de incorporación de carga por etapas,
- su localización,
- el punto de conexión al sistema,
- y el Plan Especial de Abastecimiento (PEA)

Para la evaluación del acceso, deberán presentarse como mínimo los siguientes estudios:

- análisis de flujos de carga,
- estudios de cortocircuito,
- estudios de estabilidad transitoria, utilizando modelos representativos o genéricos de la demanda,
- verificación de los requerimientos del sistema de transporte.

La evaluación deberá realizarse considerando escenarios representativos del comportamiento de la demanda, incluyendo:

- condiciones operativas normales,
- contingencias de alto impacto sobre el sistema,
- contingencias relevantes que afecten la vinculación eléctrica entre las fuentes de generación definidas en el plan de abastecimiento y la XDEM.
- escenarios críticos desde el punto de vista de:
    - estabilidad,
    - control de tensión,
    - control de sobrecargas,
    - fortaleza de red.

Asimismo, deberán analizarse:

- Escenarios correspondientes a las distintas etapas de ingreso del proyecto. Los escenarios deben reflejar condiciones operativas extremas en los corredores de transporte involucrados en la vinculación eléctrica entre las fuentes de generación definidas en el plan de abastecimiento y la XDEM.
- Al menos un escenario horizonte consistente con la Guía de Referencia aplicable.

Los resultados de los estudios deberán demostrar que, para los casos analizados, la demanda puede ser abastecida de acuerdo con el plan de abastecimiento propuesto, sin que se verifiquen restricciones de capacidad de transporte que limiten la entrega efectiva de la energía en el punto de consumo.

Cualquier modificación relevante en el plan de abastecimiento declarado, incluyendo cambios en la potencia comprometida, fuentes de abastecimiento, condiciones contractuales o su vinculación con el sistema eléctrico, deberá ser informada al OED y a la Transportista. En tales casos, el OED podrá requerir la revisión o repetición de los estudios de la Etapa 1, en la medida en que dichas modificaciones puedan afectar las condiciones de evaluación del acceso al sistema.

El diseño técnico de detalle necesario para cumplir los requerimientos de desempeño deberá ser definido en la Etapa 2. Dichos requerimientos serán de cumplimiento obligatorio, y su verificación, así como la aprobación de los estudios de Etapa 2 por parte de la Transportista y el OED, constituirán criterios de aceptación para la conexión al sistema. Los eventuales equipamientos adicionales que surjan como consecuencia de los estudios de diseño deberán ser instalados dentro de la instalación, aguas abajo del Punto de Conexión.

2.2. Etapa 2 Fase 1– Diseño técnico de detalle

El **objetivo** de los estudios de la Etapa 2 Fase 1 es **la aprobación del diseño técnico por parte de la Transportista y del OED**, lo cual constituirá uno de los criterios de aceptación para la conexión al sistema. Los estudios de Etapa 2 Fase 1 deberán permitir tanto (i) la evaluación detallada del impacto sistémico de la instalación como (ii) la definición de las soluciones técnicas necesarias dentro de la propia instalación.

Los estudios de esta etapa deberán realizarse inmediatamente después de la aprobación del acceso y previamente a la adquisición de equipamiento, de modo de permitir que sus resultados condicionen el diseño final de la instalación.

En el inicio de la Etapa 2 Fase1 debe estar establecido:

- el tipo de demanda (por ejemplo: data center de IA, cloud, minería, u otros),
- la arquitectura interna de la carga,

Los estudios deberán ser los necesarios para definir en detalle el equipamiento a instalar, los sistemas de protección, control y maniobra, y para establecer:

- la incorporación de sistemas de almacenamiento o respaldo (BESS, UPS u otros),
- la necesidad y tipo de compensación reactiva (estática y/o dinámica),
- los sistemas de protección,
- los automatismos y lógicas de actuación (incluyendo desconexión, reconexión y reducción de carga),
- la integración con esquemas automáticos del sistema, incluyendo esquemas de desconexión automática de generación o carga del área,
- las restricciones operativas, incluyendo límites de rampa de potencia y condiciones de operación ante contingencias.

Las decisiones de diseño vinculadas a la configuración técnica de la instalación, incluyendo la selección de equipamiento - tales como sistemas de compensación

reactiva, almacenamiento de energía, filtros y sistemas de control -, deberán adoptarse en esta etapa sobre la base de los resultados de los estudios eléctricos requeridos.

Los estudios eléctricos deberán acreditar el cumplimiento de los criterios de desempeño establecidos en el punto 2 del presente Anexo, y ser los necesarios para sustentar las decisiones de diseño, pudiendo incluir, entre otros:

- análisis de flujos de carga,
- estudios de estabilidad transitoria en dominio RMS con modelos detallados de fabricante,
- estudios de transitorios electromagnéticos (EMT) con modelos específicos de fabricante,
- estudios de interacción de control y comportamiento colectivo de cargas electrónicas, incluyendo:
    - interacción entre convertidores,
    - interacción con el sistema eléctrico,
    - efectos agregados de múltiples instalaciones,
- estudios de calidad de energía, incluyendo armónicos,
- cualquier otro estudio necesario para la correcta definición del equipamiento y su desempeño.

La evaluación se realizará considerando escenarios representativos del comportamiento de la demanda, incluyendo:

- condiciones operativas normales,
- contingencias de alto impacto sobre el sistema,
- escenarios críticos desde el punto de vista de:
    - estabilidad,
    - control de tensión,
    - control de sobrecargas.
    - fortaleza de red

Cuando la XDEM incluya almacenamiento, BESS u otros recursos capaces de modificar la demanda neta en el punto de conexión, en los Estudios de Etapa 2 deberán declararse sus modos de operación, capacidades, restricciones, lógicas de transferencia, posibilidad de paralelismo con la red y disponibilidad esperada. El OED podrá definir para los

estudios escenarios particulares con diferentes combinaciones operativas de los recursos.

2.3. Etapa 2 Fase 2 – Estudios de Operación

La Etapa 2 Fase 2 deberá realizarse con una anticipación mayor a 5 meses y menor a 7 meses respecto de la fecha de puesta en servicio de la instalación. El objetivo de esta etapa es **ajustar y optimizar el desempeño de la instalación**, considerando su configuración definitiva y condiciones actualizadas del sistema eléctrico.

Los estudios deberán orientarse al ajuste y verificación de:

- sistemas de control,
- sistemas de compensación reactiva,
- limitación de perturbaciones de tensión,
- variaciones bruscas de carga,
- reguladores y controles asociados,
- parámetros de las lógicas de los automatismos definidos en la Etapa 2 Fase 1.

El comportamiento de la instalación deberá validarse en escenarios operativos representativos, considerando:

- condiciones actualizadas del sistema,
- la configuración definitiva de la instalación,
- y su interacción con el resto del sistema eléctrico.

Asimismo, deberá verificarse el cumplimiento de los requerimientos técnicos definidos en etapas previas y asegurarse la adecuada coordinación con los sistemas de control y operación del sistema eléctrico.

Los estudios a realizar deberán incluir, como mínimo:

- análisis de flujos de carga,
- estudios de estabilidad transitoria en dominio RMS con modelos detallados de fabricante,
- estudios de transitorios electromagnéticos (EMT) con modelos de fabricante, cuando corresponda.
- Estudio de coordinación de protecciones

Se podrán requerir estudios adicionales cuando resulten necesarios para asegurar el correcto desempeño operativo de la instalación.

Los estudios de la Etapa 2 Fase 2 deberán ser aprobados por la Transportista y por el OED, constituyendo un requisito previo a la puesta en servicio de la instalación.

2.4. Etapa 3 – Ensayos, ajuste en campo y validación

En esta etapa se deberán realizar (i) los ensayos necesarios para verificar el comportamiento de la instalación en condiciones reales de operación, así como (ii) el ajuste final de los sistemas de control y protección.

Previamente a la Habilitación Comercial, el AGENTE deberá presentar un informe de ensayos que documente el comportamiento de la instalación y permita validar su desempeño respecto de los requerimientos establecidos.

Dentro de los sesenta (60) días posteriores a la Habilitación Comercial, el AGENTE deberá presentar el informe final de estudios, correspondiente a la Etapa 3 del Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA, que deberá incluir:

- la homologación de los modelos eléctricos,
- la presentación completa y actualizada de los datos de la instalación,
- la consistencia entre los modelos utilizados y el comportamiento observado en campo.

En caso de que los modelos o los datos finales difieran significativamente respecto de los utilizados en las etapas previas, el OED deberá evaluar el impacto de dichas diferencias sobre los resultados de los estudios de la Etapa 2 Fase 2, y podrá requerir al AGENTE la realización de estudios complementarios para actualizar los resultados bajo las condiciones que se consideren críticas.

2.5. Otras consideraciones particulares

Cualquier modificación significativa en la potencia máxima, cronograma de entrada, punto de conexión, tecnología principal, arquitectura interna, presencia de BESS, dispositivos de compensación, sistemas de control, protecciones, automatismos o modelos eléctricos deberá ser informada al OED y a la Transportista. El OED y/o la Transportista podrán requerir la actualización de modelos y la repetición parcial o total de estudios cuando dichas modificaciones puedan afectar los resultados previamente aprobados.

Cuando existan múltiples solicitudes de grandes demandas en una misma área eléctrica o con fechas de entrada cercanas, el OED y/o la Transportista podrán requerir estudios conjuntos o coordinados que evalúen el impacto agregado de dichas instalaciones sobre la red, la estabilidad, la capacidad de transporte, la regulación de frecuencia y la necesidad de refuerzos o restricciones operativas.

2.6. Información operativa y previsiones de demanda

El solicitante deberá presentar información técnica suficiente para caracterizar el comportamiento operativo de la Demanda Extratendencial (XDEM), con el objeto de permitir la adecuada evaluación de su impacto sobre la operación del SADI y la planificación de la operación futura.

Como mínimo, deberá remitirse la siguiente información:

- Caracterización detallada de la demanda, incluyendo su variabilidad temporal, comportamiento dinámico, patrones de consumo esperados y cualquier otra característica relevante para su representación en los estudios eléctricos y operativos.
- Descripción de las características de operación de la instalación, incluyendo previsiones de potencia y energía demandada, cronograma de incorporación de carga y perfil típico de consumo para los primeros cinco (5) años de operación.
- Identificación de eventuales variaciones estacionales, diarias u horarias de la demanda, así como de las condiciones operativas que puedan producir cambios significativos en su consumo eléctrico.
- Presentación de las previsiones de demanda requeridas por LOS PROCEDIMIENTOS, conforme a los formatos, plazos y contenidos establecidos en el ANEXO 2: Base de Datos Estacional, ANEXO 9: Base de Datos Semanal y ANEXO 10: Base de Datos Diaria, incluyendo sus futuras actualizaciones y revisiones.
- Toda otra información que el OED requiera para la adecuada programación de la operación, evaluación de la seguridad del sistema y análisis de abastecimiento de la demanda.

La información precedente deberá mantenerse actualizada durante todas las etapas del proyecto, debiendo el solicitante informar al OED cualquier modificación significativa en las previsiones de potencia, energía o perfil de consumo originalmente declaradas.

3. Requerimientos de Desempeño para XDEM

Las grandes demandas extratendenciales (XDEM) deberán cumplir con un conjunto de requerimientos de desempeño técnico predefinidos en el punto de conexión, establecidos con el objeto de garantizar la seguridad, estabilidad y calidad del sistema eléctrico.

Dichos requerimientos no dependen del diseño particular de la instalación, constituyen condiciones exigibles de desempeño en el punto de conexión, y deberán ser considerados como condiciones de diseño obligatorias del proyecto.

En la Etapa 1 del proceso de acceso se asumirá que la demanda cumple con estos requerimientos de desempeño, evaluándose su impacto en el sistema bajo dicha hipótesis.

En la Etapa 2, el diseño técnico de la instalación deberá garantizar el cumplimiento efectivo de dichos requerimientos, mediante la incorporación de los equipamientos, sistemas de control y configuraciones que resulten necesarios.

3.1. Control de tensión y potencia reactiva.

La instalación deberá contar con capacidad de control de tensión en el punto de conexión, mediante la provisión y gestión adecuada de potencia reactiva, de modo de no degradar el desempeño del sistema eléctrico.

La instalación deberá operar dentro de una envolvente admisible de intercambio de potencia reactiva en el plano P-Q, la cual deberá ser consistente, como mínimo, con una capacidad de operación equivalente a un factor de potencia de 0,95 en el punto de conexión (curva de capabilidad P-Q de tipo triangular). En caso de que los estudios correspondientes a la Etapa 1 o a la Etapa 2 Fase 1 demuestren que la incorporación de la demanda provoca un deterioro de los perfiles de tensión o una reducción del margen de estabilidad de tensión en el área de influencia, tanto en condiciones N como N-1, podrá requerirse una extensión del rango de regulación reactiva en el punto de conexión al sistema. El alcance de dicha ampliación de la capabilidad deberá determinarse en función de los resultados de los estudios eléctricos realizados.

A los efectos de garantizar el cumplimiento de los requerimientos anteriores, la instalación deberá contar con capacidad de operación en distintos modos de control de potencia reactiva y tensión, incluyendo:

- Modo factor de potencia (PF): operación con factor de potencia objetivo definido en el punto de conexión.
- Modo potencia reactiva (Q): control directo del intercambio de potencia reactiva en el punto de conexión.

- Modo control de tensión (V): regulación automática de la tensión en el punto de conexión
    - Modo CIT: Control Integral de tensión (lazo cerrado – sin “droop”)
    - Modo CPT: Control Proporcional de tensión Q/V (con “droop”)

La selección del modo de control aplicable, así como sus parámetros de ajuste, serán definidos en la Etapa 2 en función de los estudios eléctricos correspondientes. La instalación deberá ser capaz de operar en forma estable en cualquiera de los modos requeridos, incluyendo condiciones de red débil o contingencias.

Los dispositivos de compensación requeridos para cumplir con el control de la potencia reactiva podrán ser bancos de compensación mecánicos o equipos capaces de proveer un control dinámico de potencia reactiva. La elección de un equipo por sobre otro dependerá de las características del punto de conexión y comportamiento de la demanda, y la elección del mismo quedará definido durante estudios de Etapa 2 Parte 1.

3.2. Requerimientos de rampas de potencia activa

La instalación deberá cumplir con el menor de los siguientes límites de variación de potencia activa (rampas), tanto en incremento como en reducción de carga:

- 30 MW/min
- 10 %/min

Este requisito debe cumplimentarse para los intercambios de potencia activa en el punto de conexión de la red, pudiendo incorporar equipamiento adicional de almacenamiento para tal fin.

Sin detrimento de lo anterior los requisitos de rampas de potencia activa podrán ser configurables para responder a requerimientos del operador.

3.3. Requerimientos sobre variabilidad y oscilaciones

La instalación deberá limitar la variabilidad de su demanda en escalas:

- minuto a minuto,
- segundo a segundo,
- e intra-segundo cuando corresponda.

La operación de la instalación deberá limitar fluctuaciones de potencia que puedan afectar:

- la regulación de frecuencia,

- el control de tensión,
- o la estabilidad del sistema, no introducir oscilaciones forzadas cerca de los modos electromecánicos dominantes.

Las oscilaciones de tensión deberán permanecer dentro de los límites admisibles para todo el rango de frecuencias de oscilación, definidos como el menor valor entre los límites establecidos por la IEC 61000-2-2 y una amplitud máxima del 1 %.

La Tabla 1 presenta, a título ilustrativo, los límites de amplitud de oscilación equivalentes a un nivel de severidad de Flicker Pst=1. En el rango de bajas frecuencias, el criterio de amplitud máxima del 1 % constituye generalmente la condición más exigente.

Tabla 1. Límites de valores frecuencia-amplitud para Pst = 1

Frecuencia de modulación (Hz)	**ΔV/V para Pst≈1 (%)**
0.5	~2.0
1	~1.2
8.8	~0.25
15	~0.35
25	~0.6
40	~0.9

La conexión o desconexión de bloques de demanda deberá limitarse de manera de garantizar que las variaciones de tensión inducidas en la red no superen ±1 % en el sistema de 500 kV y 220 kV ni ±2 % en el sistema de 132 kV, evaluadas en los nodos del sistema eléctricamente influenciados por la instalación.

El cumplimiento de estos criterios deberá verificarse mediante los estudios correspondientes a la Etapa 2 – Fase 1, considerando escenarios operativos representativos y de máxima exigencia, tanto en condición N como N-1.

Asimismo, no deberán producirse oscilaciones de tensión atribuibles a la instalación que excedan los límites de amplitud establecidos en el presente Anexo. En caso de identificarse oscilaciones o verificarse incumplimientos de las bandas de tensión definidas, deberán implementarse las medidas correctivas necesarias en el diseño de la instalación, las cuales deberán quedar debidamente justificadas mediante los estudios de la Etapa 2 – Fase 1.

3.4. Desempeño ante perturbaciones de tensión (Permanencia en servicio)

Las instalaciones deberán mantener su conexión al sistema eléctrico ante perturbaciones de tensión en el punto de conexión, de modo de no comprometer la estabilidad ni la seguridad del sistema.

La instalación deberá permanecer conectada ante variaciones de tensión dentro de curvas definidas de tensión-tiempo (V-t), considerando tanto:

- huecos de tensión (LVRT),
- como sobretensiones (HVRT).

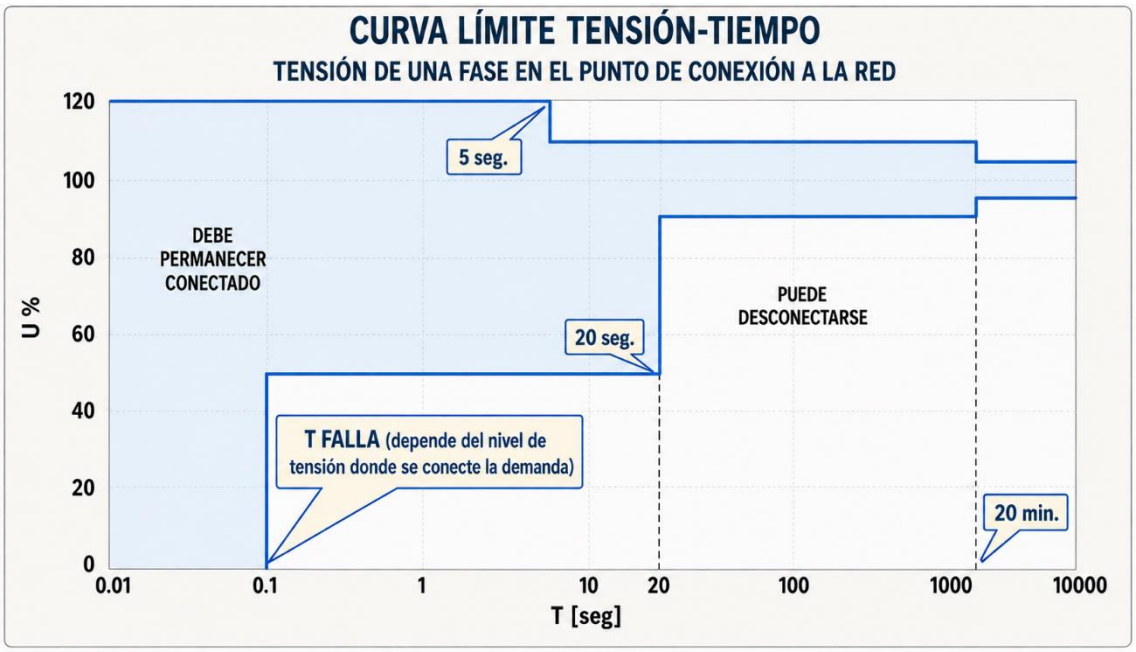


Figura 2. Curva límite Tensión - Tiempo

En la zona de la característica de desempeño correspondiente a tensiones en el punto de conexión comprendidas entre 0,5 pu y 0,9 pu, la instalación podrá reducir su consumo de potencia activa en la medida necesaria para respetar las limitaciones de corriente admisible de sus equipos e instalaciones. No obstante, bajo estas condiciones la demanda no deberá desconectarse del sistema y deberá mantener su contribución al control de tensión mediante los recursos de regulación reactiva disponibles.

Este requisito resulta especialmente relevante durante eventos de recuperación lenta de tensión (FIDVR, Fault-Induced Delayed Voltage Recovery), asociados al elevado consumo de potencia reactiva de cargas de aire acondicionado durante condiciones estivales de alta demanda. En tales situaciones, la instalación deberá permanecer conectada y contribuir a la recuperación de los perfiles de tensión del sistema. La

restitución de la potencia activa demandada deberá cumplir los requisitos de desempeño establecidos en el punto siguiente.

El cumplimiento de estos requerimientos deberá verificarse mediante estudios eléctricos en la Etapa 2 con los modelos proporcionados por el fabricante y diseñarse las medidas de compensación necesarias para poder cumplir.

La instalación deberá mantener su conexión ante la ocurrencia de múltiples perturbaciones consecutivas. No deberán implementarse lógicas de desconexión automática basadas en contadores de perturbaciones, salvo que estén debidamente justificadas y coordinadas con las protecciones y automatismos del sistema eléctrico.

3.5. Requerimientos de recuperación de potencia activa posterior a disturbios, incluyendo tiempos y niveles mínimos de recuperación.

La recuperación de potencia activa deberá producirse en tiempos compatibles con la estabilidad del sistema eléctrico. En particular, la instalación deberá evitar:

- recuperaciones excesivamente rápidas que puedan generar perturbaciones adicionales,
- recuperaciones excesivamente lentas que afecten el balance del sistema.

La instalación debe ser capaz de recuperar un 90% el nivel de potencia activa en 1 segundo cuando la tensión supere los 0.9 pu luego de una perturbación. En caso de que los estudios de Etapa 2 indiquen la necesidad de una recuperación más lenta, deberá poder ser capaz de cambiar la tasa de recuperación de potencia activa.

No deberán producirse sobreimpulsos de potencia (overshoot) mayores a 10% en la potencia activa, ni cambios bruscos que puedan comprometer la estabilidad del sistema. Lo cual podrá requerir estrategias de reconexión escalonada o controlada que se verificarán en la Etapa 2 de Estudios Eléctricos.

El cumplimiento de estos requerimientos deberá definirse y verificarse mediante estudios eléctricos en la Etapa 2 donde podrían surgir equipos de compensación adicionales para poder cumplir un desempeño adecuado del sistema.

3.6. Requerimientos de desempeño ante perturbaciones de frecuencia

Las instalaciones deberán mantener su operación y conexión al sistema eléctrico ante variaciones de frecuencia, de modo de no comprometer la estabilidad ni la seguridad del sistema.

Soportabilidad ante desviaciones de frecuencia

La instalación (con excepción de aquella porción afectada al esquema de alivio de carga por subfrecuencia) deberá permanecer conectada para variaciones de frecuencia en el punto de conexión dentro de los siguientes rangos:

- Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 seg. entre 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51, y 51,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 seg. entre 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 seg. entre 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47,5 Hz y 52,5 Hz.

Soportabilidad ante tasas de cambio de frecuencia (RoCoF)

La instalación deberá ser capaz de soportar tasas de cambio de frecuencia de al menos ±2 Hz/s, sin desconectarse ni modificar abruptamente su comportamiento.

No deberán implementarse protecciones o lógicas de control que provoquen la desconexión dentro de dichos valores.

El cumplimiento de estos requerimientos deberá verificarse mediante estudios en la Etapa 2.

3.7. Requerimientos de desempeño en cuanto a Interacciones de control.

La verificación de los requerimientos de desempeño ante interacciones de control deberá realizarse mediante estudios electromagnéticos (EMT), incluyendo análisis en el dominio del tiempo y en el dominio de la frecuencia.

Mediante estudios electromagnéticos (EMT) deberá demostrarse que:

- La instalación presenta comportamiento estable ante perturbaciones del sistema eléctrico, sin divergencias ni oscilaciones crecientes.
- No se verifican modos inestables asociados a los sistemas de control de los convertidores.
- No se producen oscilaciones sostenidas, resonancias, ni fenómenos de acoplamiento inestable entre convertidores de la misma instalación.

- Los sistemas de control internos (incluyendo PLL, control de corriente y regulación de tensión) operan de forma coordinada y estable en todo el rango operativo.
- La instalación opera de forma estable en el punto de conexión, incluyendo condiciones de red débil (incluyendo condiciones de red N-1). No se observan fenómenos de inestabilidad asociados a la interacción entre los controles de la instalación y la red.
- La instalación no amplifica perturbaciones del sistema ni introduce resonancias o respuestas oscilatorias adversas.
- La respuesta de la instalación ante fallas y eventos de conmutación no genera oscilaciones no amortiguadas ni interacciones adversas.
- La recuperación post-falla es estable y no induce fenómenos dinámicos indeseables.

Adicionalmente a las simulaciones EMT temporales, deberán realizarse estudios de barrido de impedancias (impedance scans) con el objeto de evaluar la interacción entre la instalación y el sistema eléctrico. A tal efecto, deberá demostrarse que:

- no existen resonancias en el rango relevante de frecuencias que puedan comprometer la estabilidad,
- la interacción entre la impedancia equivalente de la instalación y la del sistema no conduce a condiciones de inestabilidad,
- no se verifican condiciones de acoplamiento dinámico adverso entre convertidores o con la red.

La evaluación de estos requerimientos deberá realizarse en la Etapa 2 del proceso de acceso, utilizando estudios electromagnéticos (EMT) con modelos de fabricante representativos de la instalación.

En caso de que los estudios identifiquen riesgos de inestabilidad o interacciones adversas, deberán definirse e implementarse medidas de mitigación como parte del diseño técnico de la instalación.

Dichas medidas deberán formar parte del diseño aprobado en la Etapa 2 y podrán incluir, entre otras:

- ajustes en los sistemas de control,
- incorporación de compensación dinámica,
- modificaciones en la arquitectura de la instalación.

3.8. Saltos de Fase

Ante la ocurrencia de un salto en el ángulo de fase de la tensión de hasta ±25 grados medido en el punto de conexión, la instalación deberá permanecer conectada al sistema eléctrico.

3.9. Calidad de Energía

Los requerimientos indicados en esta sección son aplicables a instalaciones cuyo punto de conexión se realice en un punto de conexión menor o igual a 220 kV.

Las instalaciones deberán operar de modo tal que no degraden la calidad de energía en el punto de conexión ni afecten el suministro a otros usuarios del sistema eléctrico.

3.9.1. Niveles de Flicker y variaciones rápidas de tensión

El flicker transitorio de corto plazo (Pst95%), nivel medido en un lapso de 10 minutos que puede ser excedido como máximo un 5% del tiempo durante 24h, no deberá exceder, según normas internacionales y Res. ENRE N° 184/2000, el valor Pst95% = 1, en el rango de 1 kV ≤ U ≤ 220 kV.

3.9.2. Niveles de Armónicos

La demanda debe cumplir con la normativa vigente en cuanto a niveles máximos de inyección de corrientes armónicas (Resolución del ENRE N° 99/1997) y verificar que la onda de tensión en el punto de conexión cumpla con lo establecido en la Res. ENRE N° 184/2000.

Para ello, el agente debe instalar, en el punto de conexión, el equipamiento necesario para recolectar, almacenar, procesar estadísticamente y visualizar las mediciones realizadas para un posterior análisis a realizar por el OED, la Transportista o el PAFTT, conducente a posibles adecuaciones en los filtros y/o automatismos de la red.

3.9.3. Equipo de monitoreo

Se deberá instalar en el punto de conexión un equipo registrador para medición de las variables eléctricas de la red con funcionalidad de medición fasorial y capacidad de:

- Registro de oscilografias (formas de onda) con frecuencia de muestreo mayor o igual a 128 muestras/ciclo (6,4 kHz). Según norma IEEE C37.111 Compatible COMTRADE.
- Registro de RMS con frecuencia de muestreo mayor o igual a 1 muestra/ciclo (50 Hz). Según norma IEEE C37.111 Compatible COMTRADE.
- Registros de calidad de energía (medición de todas las armónicas hasta la 50, flickers, distorsión armónica THD, etc.). Según norma IEC 61000-4-30 tipo Clase A.

- Medición fasorial (PMU, Phasor Measurement Unit) con frecuencia mayor o igual a 1 muestra/ciclo (50 Hz). Según normas IEEE C37.118 y IEC 61850 90-5.
- El equipo deberá poseer sincronización horaria local vía GPS con una resolución igual o inferior a 100 nano segundos a 1 pulso por segundo (pps).

Respecto a los registros, se deberá disponer de una estación de trabajo propia, con el software provisto por el fabricante del equipo, para: recolectar, almacenar y visualizar los registros (RMS y oscilografías). Se deberá medir en forma continua variaciones y perturbaciones de la tensión (nivel de tensión, huecos de tensión, corrientes, potencias, etc.). Obtener registros continuos de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, corriente y tensión para análisis estadísticos de la demanda. Se requiere que dichos registros estén a disposición del Centro de Control de Área y del OED para un posterior análisis que pudiera conducir a posibles adecuaciones necesarias en la central.

Acerca de las mediciones fasoriales se deberá establecer el vínculo de comunicaciones entre la función PMU y el concentrador de datos (PDC, Phasor Data Concentrator) del OED, según norma IEEE C37.118, a fin de incorporar dichas mediciones al sistema de monitoreo centralizado. El vínculo de comunicaciones será el enlace de datos con el OED descripto en el punto 3.12.1 de este documento.

3.9.4. Desequilibrio de tensiones

La instalación deberá operar de modo que no introduzca desequilibrios de la tensión en el punto de conexión mayor al 1%.

3.9.5. Implementación y verificación

El cumplimiento de estos requerimientos deberá verificarse mediante estudios eléctricos en la Etapa 2 del proceso de acceso. En caso de identificarse incumplimientos, deberán implementarse medidas de mitigación como parte del diseño de la instalación.

La verificación final, con el objetivo de determinar si la fuente del contenido armónico es interior o exterior a la instalación de la demanda, deberá realizarse mediante mediciones en la Etapa 3.

3.10. Sistemas de automatismos y protección.

Las instalaciones deberán contar con sistemas de protección y automatismos cuyo diseño sea consistente con los requerimientos de desempeño técnico establecidos, de modo de no comprometer la estabilidad ni la seguridad del sistema eléctrico.

Las protecciones deberán coordinarse adecuadamente con los sistemas de protección de la red, y los criterios operativos definidos por la Transportista y el OED. Como parte de los Estudios de Etapa 2 deberá presentarse el informe de coordinación de protecciones.

En función de los resultados de los estudios eléctricos de Etapa 1 y Etapa 2, podrá requerirse la implementación de automatismos específicos ante contingencias del sistema eléctrico o vinculación a automatismos preexistentes en el área de influencia (DAG regionales o locales). Dichos automatismos podrán incluir, entre otros:

- reducción controlada de carga,
- desconexión parcial o escalonada de la demanda,
- transferencia a sistemas de respaldo,
- limitación dinámica de potencia activa.

La necesidad, lógica de actuación y parámetros de estos automatismos deberán definirse en la Etapa 2, como parte del diseño técnico de la instalación. Estos automatismos deberán:

- operar de forma coordinada con los esquemas del sistema eléctrico,
- evitar acciones simultáneas no controladas,
- y contribuir a la estabilidad del sistema ante contingencias severas.

3.11. Alivio de carga por Subfrecuencia

La instalación deberá disponer de esquemas de reducción de la demanda ante disminuciones de frecuencia, que participe junto con el esquema de alivio de carga por subfrecuencia aplicable en el SADI.

Para tal fin, se podrá implementar un control de potencia activa – frecuencia P-f, con una banda muerta y estatismo configurable de manera tal que la reducción de demanda sea igual o mayor que la demanda equivalente a establecida por el esquema de alivio de carga aplicable.

Tabla 2. Reducción acumulada de demanda según el esquema de alivio de carga por subfrecuencia del SADI

Escalón	Frecuencia [Hz]	Reducción acumulada de carga
1	49.0	3.0
2	48.9	7.0
3	48.8	13.0
4	48.7	19.5
5	48.6	28.5

6	48.5	37.0
7	48.4	42.0

3.12. Requerimientos de telecomunicaciones, supervisión y monitoreo.

Telecomunicaciones, supervisión y monitoreo

Deberán contar a definición del OED o CCA con un Centro Operativo, con los sistemas de telecomunicaciones, supervisión y monitoreo que permitan la adecuada comunicación, observabilidad, análisis y control de su comportamiento, en forma consistente con los servicios requeridos por el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Operación de Tiempo Real (SOTR).

3.12.1. Supervisión en tiempo real

La instalación deberá integrarse a los sistemas de supervisión del OED y CCA proporcionando información en tiempo real del punto de conexión, mediante enlace de datos de tiempo real implementando mediante protocolo ICCP (IEC 60870-6/TASE.2) incluyendo en el mismo las mediciones, estados, alarmas, envío/recepción de textos operativos y demás información operativa hacia el OED, así como la recepción de información o señales de datos desde el OED.

Como mínimo, deberán medirse y transmitirse:

- potencia activa (P),
- potencia reactiva (Q),
- tensión (V),
- corriente (A),
- frecuencia local,
- estado de conexión de la instalación,
- estado de los principales equipos (interruptores, transformadores, compensación, etc.).

El detalle de toda la información requerida para la operación del SADI se publica en el sitio web de CAMMESA:https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Sotr/Listado%20de%20Se%C3%B1ales%20para%20SOTR.pdf

3.12.2. Registro de perturbaciones

La instalación deberá contar con sistemas de registro de eventos y perturbaciones que permitan analizar su comportamiento ante disturbios del sistema eléctrico, en línea con lo detallado en el apartado 2.9.3 **Equipo de monitoreo**.

Dichos sistemas deberán:

- registrar variables eléctricas relevantes,
- contar con sincronización temporal adecuada,
- almacenar información de eventos significativos.

3.12.3. Disponibilidad de información

La información requerida deberá estar disponible para el OED tanto en tiempo real como para análisis posterior.

3.12.4. Implementación y verificación

Los sistemas de telecomunicaciones y monitoreo, así como las señales necesarias, deberán definirse en la Etapa 2 del proceso de acceso.

Su funcionamiento deberá verificarse en la Etapa 3 mediante ensayos y validación operativa.

3.13. Condiciones especiales según tipología de la demanda

Los requerimientos de desempeño técnico establecidos en el presente capítulo serán de aplicación general para todas las grandes demandas extratendenciales (XDEM).

No obstante, en función de las características tecnológicas y del comportamiento eléctrico específico de la instalación, podrán requerirse condiciones adicionales o más exigentes.

En función de los resultados de los estudios eléctricos de Etapa 1 y de la información técnica disponible al momento del inicio de la Etapa 2, el OED o la Transportista podrán establecer requerimientos particulares para determinadas tipologías de carga, incluyendo, entre otras:

- centros de datos y cargas de alta densidad electrónica,
- instalaciones de inteligencia artificial,
- minería de criptomonedas,
- procesos de electrólisis (hidrógeno),
- instalaciones LNG,

- grandes procesos industriales.

Estos requerimientos adicionales deberán definirse con anterioridad al inicio de los estudios de la Etapa 2, a fin de que el diseño técnico de la instalación contemple adecuadamente su cumplimiento.

3.14. Ensayos previos a la Habilitación Comercial

Los ensayos deberán tener por objeto verificar, previo a la Habilitación Comercial, el cumplimiento de los requerimientos de desempeño técnico establecidos en el presente capítulo, así como validar la adecuación del diseño y de los sistemas implementados en la instalación.

La verificación del cumplimiento deberá realizarse mediante:

- ensayos en fábrica de los principales equipos (Factory Acceptance Tests – FAT), cuando corresponda,
- ensayos en sitio previos a la habilitación comercial

La combinación de estos ensayos deberá ser suficiente para demostrar el cumplimiento de los requerimientos de desempeño en condiciones representativas de operación.

3.14.1. Ensayos en fábrica (FAT)

Cuando corresponda, deberán realizarse ensayos en fábrica sobre los equipos críticos de la instalación, incluyendo sistemas de conversión de potencia, sistemas BESS, STATCOM u otros dispositivos relevantes.

Estos ensayos deberán permitir verificar:

- capacidades declaradas de operación,
- comportamiento ante variaciones de tensión y frecuencia, cuando resulte aplicable,
- funcionamiento de los sistemas de control y protección asociados,
- cumplimiento de especificaciones técnicas relevantes para el desempeño requerido.

Los resultados de los ensayos de fábrica deberán documentarse y formar parte de la evidencia de cumplimiento.

3.14.2. Ensayos en sitio previos a la habilitación comercial

Previo a la puesta en servicio, deberán realizarse ensayos en sitio que permitan verificar el comportamiento de la instalación en condiciones reales de operación.

Los ensayos en sitio (SAT) deberán contemplar tanto la verificación individual de los principales equipos como la verificación del comportamiento integrado de la instalación en su conjunto.

La verificación a nivel de equipos tendrá por objeto validar el correcto funcionamiento de cada subsistema, mientras que la verificación a nivel de instalación deberá asegurar el comportamiento coordinado de la totalidad de los sistemas y su respuesta en el punto de conexión.

En particular, deberá verificarse:

- la correcta interacción entre sistemas de control,
- la coordinación de protecciones,
- el funcionamiento de automatismos,
- la operación de lógicas de transferencia a sistemas de respaldo,
- la capacidad de operación estable en distintas condiciones operativas.

Estas pruebas deberán demostrar que el comportamiento integrado de la instalación es consistente con los requerimientos de desempeño en el punto de conexión y deberán incluir, como mínimo, la verificación de:

- variaciones controladas de potencia activa (rampas),
- operación en distintos modos de control (tensión, potencia reactiva, factor de potencia),
- funcionamiento de sistemas de compensación reactiva,
- comportamiento ante cambios operativos internos de la instalación.

Los ensayos deberán realizarse en condiciones seguras para el sistema eléctrico y en coordinación con el OED y la Transportista.

Cuando no sea posible reproducir determinadas perturbaciones en campo, el cumplimiento deberá sustentarse en:

- resultados de ensayos de fábrica,
- simulaciones eléctricas mediante modelos EMT validados y proporcionados por el fabricante.

Los ensayos deberán ser debidamente documentados, incluyendo: condiciones de ensayo, variables medidas, resultados obtenidos, y comparación con los requerimientos aplicables.

La información deberá ser presentada al OED y a la Transportista como parte del proceso de habilitación correspondiente a los ensayos definidos en el Procedimiento Técnico N° 4 de CAMMESA.

El procedimiento detallado de ensayos para cada caso particular se definirá en función de las características específicas de la instalación, sobre la base de los resultados de los Estudios de Etapa 2.

3.15. Modelos entregables de simulación

En los estudios correspondientes a la Etapa 1, la instalación podrá ser representada mediante un modelo equivalente simplificado que refleje la tecnología considerada y su comportamiento esperado. No obstante, para la realización de los estudios de la Etapa 2, deberán disponerse modelos eléctricos detallados y adecuadamente validados, capaces de representar el comportamiento de la instalación con el grado de precisión requerido para evaluar su desempeño en el sistema eléctrico y verificar el cumplimiento de los criterios y requisitos establecidos en el presente Anexo.

El solicitante deberá entregar modelos eléctricos en los siguientes dominios:

- Modelos para flujos de carga y cortocircuito (PSS®E),
- Modelos dinámicos en dominio RMS (PSS®E),
- Modelos en dominio electromagnético EMT (PSCAD), cuando corresponda.

Previamente al inicio de los estudios de la Etapa 2, se entregará al solicitante un documento actualizado que contendrá los requisitos particulares aplicables a los modelos RMS y EMT requeridos para la evaluación de la instalación.

A continuación, se describen, a título ilustrativo, los lineamientos y características generales que deberán satisfacer los modelos RMS y EMT. Los modelos deberán ser coherentes entre sí y permitir una representación consistente del comportamiento de la instalación.

3.15.1. Modelos RMS (PSS®E)

La demanda deberá representarse mediante una desagregación que distinga los componentes relevantes de la instalación.

Se deberán incluir Incluyendo:

- Modelo detallado de la instalación basado en modelos de fabricante de los dispositivos presentes en la instalación,
- Modelo basado en componentes librería del PSSE.

Estos modelos deberán permitir simular:

- dinámica de control (P, Q, V, frecuencia),
- limitaciones operativas,
- lógicas de protección,
- comportamiento ante perturbaciones.

3.15.2. Modelos EMT (PSCAD)

Deberán incluir:

- representación adecuada de convertidores,
- controles internos de dispositivos basados en inversores (incluyendo lazos PLL, control de corriente, etc.),
- control de planta (PPC),
- limitaciones dinámicas y protecciones,

El modelo EMT deberá ser representativo del comportamiento real del sistema y permitir el análisis de:

- interacciones de control subsincrónicas,
- estabilidad en redes débiles,
- eventos rápidos y transitorios no capturables en RMS.

Los modelos deberán representar, como mínimo:

- sistemas de conversión de potencia,
- sistemas de almacenamiento (BESS), UPS u otros,
- sistemas de compensación reactiva,
- sistemas de control de planta,
- automatismos relevantes,
- protecciones que afecten el comportamiento dinámico o la conexión.

Se deberán entregar modelos ejecutables, documentación técnica completa, casos de prueba reproducibles, archivos necesarios para ejecutar simulaciones, manual de usuario y parámetros. La entrega deberá permitir la reproducción independiente de los estudios por parte del OED.

Los modelos EMT provistos por fabricantes deberán estar validados mediante un reporte de validación mediante comparación con ensayos de fábrica (FAT), para modelos individuales de cada dispositivo relevante. La validación deberá demostrar que

el modelo reproduce adecuadamente magnitudes dinámicas, tiempos de respuesta, comportamiento ante perturbaciones.

3.16. Sistema de Medición Comercial (SMEC)

El Agente deberá instalar el Sistema de Medición Comercial (SMEC) conforme al Anexo 24 de Los Procedimientos y a los documentos técnicos normativos emitidos por CAMMESA.

Los puntos de interconexión de las XDEM deberán contar con SMEC conforme los requisitos aplicables a GUMA y con las clases de exactitud establecidas seguidamente, con independencia del nivel de tensión efectivo del punto de conexión. Es decir:

Puntos de Interconexión XDEM

Transformadores de corriente: clase 0,2s

Transformadores de tensión: clase 0,2

Medidores Principal y Control: clase 0,2s

República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
Año de la Grandeza Argentina

Hoja Adicional de Firmas
Anexo

Número: IF-2026-93217708-APN-DNRYDSE#MEC

CIUDAD DE BUENOS AIRES
Jueves 24 de Septiembre de 2026

Referencia: SUBANEXO II

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 29 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2026.09.24 10:38:55 -03:00

Marcelo Daniel Positino
Director Nacional
Dirección Nacional de Regulación y Desarrollo del Sector Eléctrico
Ministerio de Economía

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE
Date: 2026.09.24 10:38:55 -03:00