

TRÁMITE: Aprobación de modificaciones a la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" y sus Anexos 1, 2, 3 y 4 presentada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", y sus Anexos 1, 2, 3 y 4, presentados por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), y dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 123/2001 de 02 de agosto de 2001.

VISTOS:

La Resolución SSDE N° 123/2001 de 02 de agosto de 2001; la nota con Registro N° 8405 recepcionada el 1° de julio de 2016; el Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016; todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución SSDE N° 123/2001 de 02 de agosto de 2001, la extinta Superintendencia de Electricidad, aprobó las modificaciones de la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" y sus Anexos 1, 2, 3 y 4.

Que en Sesión Ordinaria N° 362 de 29 de junio de 2016, el Comité de Representantes del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aprobó mediante Resolución CNDC 362/2016-11, las modificaciones de la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" y sus Anexos 1, 2, 3 y 4".

Que mediante nota recepcionada en la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) con Registro N° 8405 de 1° de julio de 2016, el CNDC remitió la propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" aprobada en la Sesión Ordinaria N° 362 por el Comité de Representantes al CNDC, mediante Resolución CNDC 362/2016-11.

Que mediante Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2), luego del análisis desarrollado, concluyó que corresponde aprobar la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" y sus Anexos 1, 2, 3 y 4, para su aplicación por el CNDC y dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 123/2001 de 02 de agosto de 2001.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002 (LPA), establece que la aceptación de informes o dictámenes servirá de fundamentación a la resolución cuando se incorporen al texto de ella.

Que el inciso h) del artículo 3 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del CNDC aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008,

señalan que además de las funciones establecidas en la Ley de Electricidad, el CNDC, entre otras, tiene la función de elaborar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del mismo.

Que el artículo 4 del ROME, modificado mediante el artículo 2 del Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, establece el procedimiento para la elaboración y aprobación de Normas Operativas, señalando: *“Las Normas Operativas que este Reglamento u otro Reglamento de la Ley de Electricidad definan como de elaboración obligatoria por el Comité dentro de los principios y criterios establecidos en el marco legal correspondiente, deberán cumplir el siguiente procedimiento para su aprobación:*

- a) *El Comité elaborará el proyecto de Normas Operativas y lo elevará al Organismo Regulador con copia al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas para su conocimiento.*
- b) *El Organismo Regulador aprobará el proyecto de norma remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga, dentro de un plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, previo análisis y pudiendo incorporar modificaciones.*
- c) *Las actuaciones citadas se remitirán al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.”*

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que mediante Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016, la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) estableció lo siguiente:

“(…) 3.1. MODIFICACIONES DE LA NORMA OPERATIVA N° 11

3.1.1. Modificación del Punto 1.

Tabla 1. Modificación del Punto 1 “Objetivo”

<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
<p>1. OBJETIVO</p> <p><i>Definir las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones.</i></p>	<p>1. OBJETIVO</p> <p><i>Definir las condiciones que deben cumplir las empresas eléctricas y consumidores no regulados para que el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) autorice la incorporación al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operación comercial de nuevas instalaciones. La incorporación de las nuevas instalaciones no debe afectar negativamente la seguridad y confiabilidad del SIN.</i></p>

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la modificación del Punto 1, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente la complementación de la misma.



3.1.2. Modificación del Punto 2 “Antecedentes”.

Tabla 2. Modificación del Punto 2 “Antecedentes”

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

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la modificación este punto, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente la complementación de la misma.

3.1.3. Modificación en el Punto 3. “Requerimientos para la Autorización de Conexión al SIN”.

Tabla 3. Modificación del Punto 3 “Requerimientos para la Autorización de Conexión al SIN”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SIN</p> <p>Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a ésta Norma, deberán realizar para poder conectar sus instalaciones al SIN. La presentación de la información y estudios, deberá cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC.</p> <p>La conexión y la operación comercial de</p>	<p>3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SIN</p> <p>Los propietarios de nuevas instalaciones mediante nota deben solicitar al CNDC, la información, estudios y requisitos que, de acuerdo a ésta Norma, deberán realizar y cumplir para poder conectar sus instalaciones al SIN. Cuando sea necesario el propietario podrá solicitar una reunión para intercambiar la información técnica del proyecto y su área de influencia en el SIN. La presentación de la información y estudios, deberán cumplir con los plazos señalados más adelante y será de su</p>



Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:</p> <p>3.1. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de ésta Norma.</p> <p>3.2. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo a detalle señalado en Anexo 2 a esta Norma.</p> <p>3.3. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de la protección y de los reguladores de frecuencia y tensión, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que hayan sido coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".</p> <p>3.4. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para registrar y enviar datos de operación en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC para la</p>	<p>responsabilidad que estos sean satisfactorios y suficientes para el CNDC. La conexión de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación:</p> <p>3.1 Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar los estudios eléctricos y la documentación (en formato impreso y en medio digital) que demuestre la compatibilidad de las nuevas instalaciones con el SIN y que su operación no afectará negativamente a los niveles de seguridad y confiabilidad del SIN existentes antes de la conexión de las instalaciones. El alcance de la documentación se señala en el Anexo 1 de esta Norma.</p> <p>Una vez concluidos los estudios eléctricos, los Agentes entregarán al CNDC las bases de datos de los mismos, incluyendo los modelos matemáticos de los nuevos componentes.</p> <p>3.2 Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, suministrar la información básica de las instalaciones nuevas, de acuerdo a detalle señalado en Anexo 2 de esta Norma.</p> <p>3.3 Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de las protecciones, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que deben ser coordinados con los propietarios de instalaciones</p>

<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
<p><i>coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 a ésta Norma.</i></p> <p>3.5. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial". Estos equipos deberán ser contrastados con participación de la Unidad Operativa del CNDC.</p> <p>En el caso de componentes de</p>	<p><i>existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los Agentes involucrados tienen la obligación de participar en la coordinación y de implementar los ajustes obtenidos en sus propias instalaciones. Los Agentes involucrados deberán informar al CNDC los cambios realizados en los ajustes de sus protecciones, a más tardar en un plazo de 15 días, de la entrada en servicio de las nuevas instalaciones, situación que será informada por escrito por el propietario del proyecto.</i></p> <p><i>Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".</i></p> <p>3.4 Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de los reguladores de velocidad, reguladores de voltaje y estabilizadores de potencia (PSS) de las unidades generadoras, incluyendo las características técnicas y sus valores de ajustes, así como los efectos sobre el sistema.</p> <p>3.5 Hasta 15 días antes de la primera conexión, presentar la documentación relativa a la Medición Comercial, incluyendo todas las especificaciones definidas en las Normas Operativas N° 8 "Sistema de Medición Comercial" y N° 10 "Transacciones económicas de Agentes del MEM que operan fuera del STI", según corresponda.</p> <p>3.6 Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos</p>



<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
<p>transmisión, presentar límites de comportamiento exigidos y autorizados aprobados por la Superintendencia.</p> <p>3.6. Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, presentar a la Unidad Operativa del CNDC, los programas de pruebas de recepción para efectos de coordinación en tiempo real y la respectiva supervisión.</p> <p>3.7. Hasta 2 días antes del inicio de operación comercial, presentar el informe final de pruebas de recepción de equipos y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.</p> <p>Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa, mediante resolución, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su operación comercial en el Mercado.</p> <p>(...)</p>	<p>de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".</p> <p>3.7 Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para el registro y envío de datos de operación en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 de esta Norma.</p> <p>3.8 Antes del inicio de pruebas y como mínimo 5 días antes de la primera conexión (dependiendo del programa definido), presentar al CNDC los programas de pruebas, especificando: instalación, tipo de pruebas, día y hora, para fines de la respectiva supervisión y coordinación en tiempo real. En Anexo 4 están detalladas las pruebas obligatorias que tienen por objeto verificar el buen estado de funcionamiento de cada instalación para ser incorporada al SIN.</p> <p>Es responsabilidad del propietario de cada instalación la correcta ejecución de las pruebas del Anexo 4. El personal del CNDC es responsable de verificar que los resultados de las pruebas sean satisfactorias, ya sea a través de protocolos cuando se trate de equipos y/o con presencia física durante pruebas funcionales (a su criterio, según las características del proyecto); siendo las pruebas funcionales de las protecciones aplicadas las de mayor prioridad.</p> <p>3.9 En el caso de componentes de transmisión, hasta 5 días antes de</p>



<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
	<p><i>la primera conexión, presentar respaldo de la solicitud a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de los "Límites de comportamiento exigidos y autorizados", para su respectiva aprobación.</i></p> <p>3.10 Antes de la primera conexión o conforme se vayan obteniendo, presentar al CNDC los protocolos de pruebas de sus equipos de patio y relés de protección. En el caso del aceite de transformadores, autotransformadores y reactores, las pruebas del aceite no debe tener una antigüedad mayor a 90 días antes de la primera energización.</p> <p>3.11 Hasta 2 días para instalaciones de Generación y hasta 5 días para instalaciones de Transmisión y Distribución, después de finalizadas las pruebas, presentar al CNDC el informe final de pruebas de recepción de equipos y los parámetros finales de la instalación para fines de operación.</p> <p>3.12 Requerimientos para la autorización de conexión al SIN en condiciones de emergencia</p> <p>Los Agentes que requieran la incorporación de instalaciones en condiciones de emergencia para reemplazar equipos que se hayan dañado durante su operación (transformadores de potencia, interruptores, pararrayos, cables de potencia, transformadores de medida, relés de protección, etc.), deberán cumplir los siguientes requerimientos:</p> <p>a) Se informará por correo electrónico al CNDC, la</p>

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

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la modificación de este punto propuesto, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente la complementación de la misma.

3.1.4. Incorporación del Punto 4 “Requerimientos para la Autorización de la Operación Comercial”.

Tabla 4. Incorporación del Punto 4. “Requerimientos para la Autorización de la Operación Comercial”

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
<p>En la Norma Operativa N° 11 aprobada mediante Resolución SSDE N° 123/2001 de 2 de agosto de 2001, no se consignaba estas consideraciones técnicas.</p>	<p>4. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL</p> <p>La operación comercial de nuevas instalaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, serán autorizadas por el CNDC</p>

<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
	<p><i>una vez que las empresas propietarias de dichas instalaciones hayan cumplido las condiciones que se señalan a continuación, según corresponda:</i></p> <p>4.1 <i>Cumplimiento de los incisos 3.1 al 3.11 del punto 3.</i></p> <p>4.2 <i>Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) del Título Habilitante o autorización correspondiente.</i></p> <p><i>Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, las empresas propietarias deben presentar al CNDC la respectiva resolución emitida por la AE del Título Habilitante (Licencia o Área de Operación) o autorización correspondiente.</i></p> <p>4.3 <i>Resolución de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad con el valor STEA (Sistema Troncal Económicamente Adaptado)</i></p> <p><i>Hasta 5 días antes del inicio de pruebas, según corresponda, las empresas propietarias deben presentar al CNDC una copia de la respectiva Resolución emitida por la AE del valor STEA.</i></p> <p><i>Verificado el cumplimiento de las anteriores condiciones y con base en el informe de supervisión, el CNDC emitirá una autorización expresa mediante resolución en la próxima reunión del Comité, a la empresa propietaria de las nuevas instalaciones para el inicio de su Operación Comercial en el Mercado. Para el caso de Generadores la autorización será emitida hasta un día después, de forma provisional, de la recepción del informe final del Agente.</i></p>

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la adición de este Punto propuesto, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente la complementación de la misma. Sin embargo, considerando que el Ente Regulador tiene competencias y facultades para emitir Títulos Habilitantes, Licencias y Autorizaciones, corresponde incluir “autorización correspondiente” al final del segundo párrafo del numeral 4.2 para que la interpretación tenga relación con el primer párrafo del numeral 4.2.

3.1.5. Incorporación del Punto 5 “Disposición Transitoria”.

Tabla 5. Incorporación del Punto 5 “Disposición Transitoria”

<i>Norma Operativa Vigente</i>	<i>Propuesta de Modificación del CNDC</i>
En la Norma Operativa N° 11 aprobada mediante Resolución SSDE N° 123/2001 de 2 de agosto de 2001, no se consignaba estas consideraciones técnicas.	<p>5. DISPOSICIÓN TRANSITORIA</p> <p><i>La declaración de operación comercial de aquellos requerimientos de autorización de incorporación de nuevas instalaciones al SIN, iniciados antes de la entrada en vigencia de esta Norma Operativa y que se encuentren en trámite al momento de su aprobación, se hará efectiva desde la presentación del informe final de pruebas de puesta en servicio con resultados satisfactorios.</i></p>

Fuente: Propio del Informe

Con relación a la adición de este Punto propuesto, esta Autoridad no tiene observación a la misma y considera pertinente la complementación de la misma (...).”

Que por lo expuesto, se hace aceptación al análisis realizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) en el Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016, como fundamento de la presente Resolución, de acuerdo a los efectos señalados en el párrafo III del artículo 52 de la LPA.

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que por lo expuesto, en aplicación a la normativa vigente del sector eléctrico y en mérito a las consideraciones técnicas del Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016, corresponde aprobar la Norma Operativa N° 11 “Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN” y sus Anexos 1, 2, 3 y 4 y dejar sin efecto la Resolución SSDE N° 123/2001 de 2 de agosto de 2001.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la AE)

Que el artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894, de 7 de febrero de 2009, dispuso entre otros, la extinción de las Superintendencias Sectoriales, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de las mismas sean asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa.

Que en tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, en cuyo artículo 3 establece la creación de la AE, instituyendo en el artículo 4 que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Que mediante Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, se designó al ciudadano Richard César Alcócer Garnica como Director Ejecutivo de la AE, quien fue posesionado en el cargo el 2 de febrero de 2012.

Que mediante Resolución AE INTERNA N° 030/2012 de 5 de abril de 2012, se designó al ciudadano Daniel Alejandro Rocabado Pastrana, funcionario de libre nombramiento, como Director Legal de la AE, a partir del 09 de abril de 2012.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 7068 de 1° de febrero de 2012, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y demás disposiciones legales en vigencia y con base en el Informe AE-DOCP2 N° 1902/2016 de 07 de julio de 2016.

RESUELVE:

PRIMERA.- Aprobar la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN" y sus Anexos 1, 2, 3 y 4 que forman parte de la presente Resolución.

SEGUNDA.- Dejar sin efecto la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la Incorporación de Nuevas Instalaciones al SIN", aprobada mediante Resolución SSDE N° 123/2001 de 02 de agosto de 2001, a partir de la notificación con la presente Resolución.

TERCERA.- Disponer la remisión de una copia de los antecedentes que respaldan la emisión de la presente Resolución al Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) para su respectivo conocimiento.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Richard César Alcócer Garnica
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Daniel Alejandro Rocabado Pastrana
DIRECTOR LEGAL



NORMA OPERATIVA N° 11

CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SIN

1. OBJETIVO

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

2. BASE LEGAL

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

3. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN AL SIN

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

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

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

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

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

- 3.3. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de las protecciones, incluyendo las características técnicas de sus sistemas de protección y su efecto en los sistemas existentes, así como los valores de ajustes de sus relés que deben ser coordinados con los propietarios de instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones. Los Agentes involucrados tienen la obligación de participar en la coordinación y de implementar los ajustes obtenidos en sus propias instalaciones. Los Agentes involucrados deberán informar al CNDC los cambios realizados en los ajustes de sus protecciones, a más tardar en un plazo de 15 días, de la entrada en servicio de las nuevas instalaciones, situación que será informada por escrito por el propietario del proyecto.

Los ajustes deben ser presentados en los formularios definidos por la Norma Operativa N° 17 "Sistemas de Protecciones".

- 3.4. Hasta un mes antes de inicio de pruebas y primera conexión, presentar la documentación relativa a la coordinación de los reguladores de velocidad, reguladores de voltaje y estabilizadores de potencia (PSS) de las unidades generadoras, incluyendo las características técnicas y sus valores de ajustes, así como los efectos sobre el sistema.
- 3.5. Hasta 15 días antes de la primera conexión, presentar la documentación relativa a la Medición Comercial, incluyendo todas las especificaciones definidas en las Normas Operativas N° 8 "Sistema de Medición Comercial" y N° 10 "Transacciones económicas de Agentes del MEM que operan fuera del STI", según corresponda.
- 3.6. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar y probar los equipos de medición comercial de las inyecciones o retiros de energía, de acuerdo a lo especificado en la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".
- 3.7. Hasta 5 días antes de la primera conexión, instalar los medios necesarios para el registro y envío de datos de operación en tiempo real al sistema SCADA utilizado por el CNDC para la coordinación y supervisión del SIN. El alcance y condiciones se determinan en el Anexo 3 de esta Norma.
- 3.8. Antes del inicio de pruebas y como mínimo 5 días antes de la primera conexión (dependiendo del programa definido), presentar al CNDC los programas de pruebas, especificando: instalación, tipo de pruebas, día y hora, para fines de la respectiva supervisión y coordinación en tiempo real. En Anexo 4 están detalladas las pruebas obligatorias que tienen por objeto verificar el buen estado de funcionamiento de cada instalación para ser incorporada al SIN.

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

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

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

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

4. REQUERIMIENTOS PARA LA AUTORIZACIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL

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

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

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

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

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

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

5. DISPOSICIÓN TRANSITORIA

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

ANEXO N° 1

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

1. GENERAL

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

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

2. OBJETIVOS DE LOS ESTUDIOS

Los objetivos específicos de los estudios son los siguientes:

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

c1) Desempeño en Condiciones de Falla

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

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

c2) Evolución Dinámica de Tensión durante los Transitorios Electromecánicos

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

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

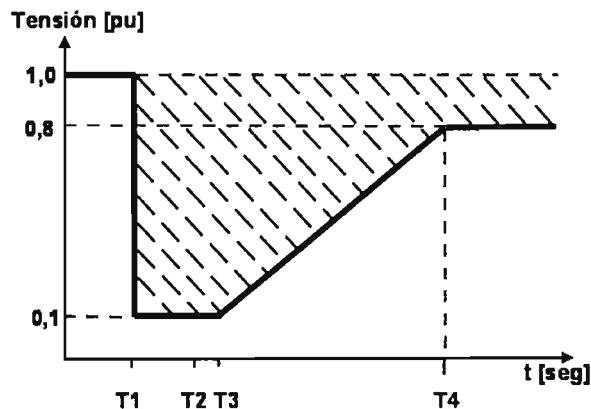
c3) Evolución Dinámica de la Frecuencia durante los Transitorios Electromecánicos

Los estudios deberán demostrar que las variaciones transitorias y temporarias de frecuencia no excederán de los siguientes límites:

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

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

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



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

c5) Modos de Oscilación entre Áreas

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

- Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en paralelo: 5%
 - Amortiguamiento mínimo en perturbaciones de elementos en serie: 3%
- d) Estudios de Transitorios Electromagnéticos: Determinar las necesidades de aislamiento de las nuevas instalaciones, restricciones operativas e influencia sobre instalaciones existentes en el área de influencia de las nuevas instalaciones.
- e) Estudios de Resonancia Subsincrónica: Determinar la influencia del SIN (en especial del Capacitor Serie), sobre las turbinas a vapor y/o gas.
- f) Estudio de Coordinación de la Protección: Determinar el despeje selectivo de las fallas en las nuevas instalaciones.
- g) Estudio de Reguladores de Frecuencia y Tensión: Determinar que los ajustes establecidos en los parámetros de desempeño mínimo de los sistemas de control mantienen la estabilidad transitoria y dinámica del SIN.
- h) Estudio de Generación de Armónicas: Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que no se introducirá armónicas al sistema que pueda causar interferencias en comunicaciones ni efectos negativos en otros componentes del SIN.

Los estudios deberán demostrar que los límites de contenido de armónicas, tanto en voltaje como en corriente, cumplen con lo establecido en las Normas Internacionales IEC1000-2-4 o IEEE519 ó alguna versión que las sustituya.

- i) Estudios de Efecto de Parpadeo (Flicker): Aplicable a instalaciones de consumidores, para verificar que durante su operación no producirá fluctuaciones de voltaje que afecten a otros consumidores en su área de influencia.
- Los estudios deberán demostrar que los límites del efecto Flicker cumplen con los establecidos en las Normas Internacionales IEC1000-4-15 o IEEE141 ó alguna versión que las sustituya.

3. ALCANCE DE LOS ESTUDIOS

Todas las instalaciones nuevas con capacidad menor a 5 MVA, requerirán estudios a ser definidos en cada caso por el CNDC.

Las instalaciones nuevas, con capacidad mayor o igual a 5 MVA, requerirán mínimamente los estudios que a continuación se señalan:

a) Instalaciones de generación:

Aplica a la unidad o grupo de unidades nuevas, con capacidad total mayor a 5 MVA

- a1) Flujos de potencia en máxima, media y mínima generación, para los dos primeros años de operación del proyecto en los periodos húmedo y/o seco. Realizar análisis de contingencias para los casos de flujos de carga.
- a2) Cortocircuitos (máxima generación)
- a3) Coordinación de la protección
- a4) Estabilidad transitoria y dinámica (para los casos críticos identificados en los estudios de flujos de potencia)
- a5) Coordinación de reguladores de frecuencia y tensión, determinación de los ajustes y verificación del desempeño de los reguladores y estabilizadores de potencia.

a6) Transitorios electromagnéticos (a partir de 230 kV)

b) Instalaciones de transmisión:

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

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

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

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

c) Instalaciones de distribución en alta y media tensión:

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

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

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

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

d) Instalaciones de Consumidores No Regulados:

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

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

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

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

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

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

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

- e) Instalaciones de Centrales de Generación Eólica y Solar:

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

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

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

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

ANEXO N° 2

INFORMACIÓN BÁSICA DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

1. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

1.1. Datos para cada Central

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

1.2. Datos por cada generador

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

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

Adjuntar los datos del fabricante.

1.3. Datos para cada unidad motriz

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

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

Adjuntar los datos del fabricante.

2. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

2.1. Datos de la(s) subestación(es)

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

2.2. Datos de líneas de transmisión

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

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

2.3. Datos de transformadores y autotransformadores

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

2.4. Datos transformadores de potencial (PT's)

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

2.5. Datos de transformadores de corriente (CT's)

- a) Ubicación

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

2.6. Compensadores (Reactores y Capacitores)

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

2.7. Interruptores

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

2.8. Seccionadores

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

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

2.9. Pararrayos

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

3. INFORMACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN EOLICA O SOLAR

3.1. Datos para cada Central

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

3.2. Datos para turbinas eólicas

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

- g) Sistema de control del ángulo de ataque de las palas.
- h) Sistema de control de velocidad del rotor.
- i) Sistema de control de tensión/factor de potencia/potencia reactiva.
- j) Sistema de control de potencia activa/frecuencia.
- k) Curva de potencia/velocidad.
- l) Valor de ajuste y rango de la rampa de potencia (%/min)

3.3. Datos para módulos fotovoltaicos

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

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

ANEXO N° 3

INFORMACIÓN PARA LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

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

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

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

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

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

1. Tipos de señales

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

1.1. Señales Analógicas o de Medida

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

1.2. Señales Discretas o de Estado

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

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

2. Detalle de Señales

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

a) Líneas en 230 kV, 115 kV y 69 kV

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por Interruptor
Potencia reactiva	Q	Medida	Por Interruptor
Voltaje	V	Medida	Por Interruptor
Seccionador aislamiento de barras	SB	Estado	Por equipo
Seccionador aislamiento de línea	SL/AL	Estado	Por equipo
Seccionador de Bypass	BP	Estado	Por equipo
Seccionador de Tierra	ST	Estado	Por equipo

b) Barra Simple

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

c) Barra de Transferencia o Doble Barra

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

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

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

e) Transformadores de unidades generadoras

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

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

f) Centrales de Generación

COMPONENTE	CODIGO	FUNCION	INFORMACIÓN
Interruptor	IN	Estado	Por equipo
Potencia activa	P	Medida	Por interruptor
Potencia reactiva	Q	Medida	Por interruptor
Voltaje en Bornes del generador	V	Medida	Por interruptor
Temperatura entrada al compresor (2)	T	Medida	Por unidad
Velocidad del viento (3)	v	Medida	Por unidad

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

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

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

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

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

ANEXO N° 4

PRUEBAS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES AL SIN

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

Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación

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

Tabla 1 - Pruebas a Instalaciones de Generación (Continúa)

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

Nota: Las pruebas listadas son obligatorias en las instalaciones que aplica.

Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución

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

Tabla 2 - Pruebas a Instalaciones de Distribución (Continúa)

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

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

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión

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

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

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

Tabla 3 - Pruebas a Instalaciones de Transmisión (continúa)

PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN					
FUNCIÓN	TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	NECESARIA		
DIFERENCIAL DE LÍNEA	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X		
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
DISTANCIA	ELÉCTRICA	Verificación de las zonas de operación	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
SOBRECORRIENTE RESIDUAL DIRECCIONAL	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
DIFERENCIAL DE TRANSFORMADOR O REACTOR	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X		
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
SOBRECORRIENTE DE FASES Y NEUTRO	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
DIFERENCIAL DE BARRAS	ELÉCTRICA	Verificación de la curva característica de operación	X		
		Verificación de Estabilidad para fallas pasantes	X		
		Verificación de los tiempos de operación	X		
FRECUENCIA O VOLTAJE	ELÉCTRICA	Verificación de los tiempos de operación	X		
		Verificación de niveles de arranque y reposición	X		
SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN	FUNCIONALES	Verificación de los ajustes de todos los relés de acuerdo a las planillas en formato del CNDC	X		
		Verificación de la correcta operación de los circuitos de disparo desde equipos de protección hacia interruptores, por bobina 1 y bobina 2	X		
		Verificación de la correcta operación del circuito de cierre	X		
		Verificación de la correcta operación del relé 86 de bloqueo, con enclavamiento al circuito de cierre	X		
		Verificación de los enclavamientos de los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores)	X		
		Verificación de la correcta operación de las protecciones mecánicas de transformador	X		
		Verificación del correcto envío de señales digitales (estados) al CDC.	X		
		Verificación del correcto envío de señales analógicas (medidas) al CDC.	X		
		RECIERRE			
		Verificación con operación real del interruptor de la función de recierre		X	
		SINCRONISMO			
		Verificación de comando remoto y local de cierre interruptor bajo cumplimiento de condiciones de sincronismo.		X	
		FALLO DE INTERRUPTOR Y DIFERENCIAL DE BARRAS			
		Verificación de apertura de interruptor(es) y actuación relé(s) 86.		X	
		Verificación de envío de transferencias de disparo		X	
		TELEPROTECCIÓN DE LÍNEAS			
		Verificar canales de fibra óptica/onda portadora		X	
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de impedancia (85-21)		X	
		Verificar disparos con teleprotección de elementos diferenciales de Línea (87L)		X	
		Verificar disparos con teleprotección de elementos de sobrecorriente direccional (85-67N)		X	