



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021  
TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE N° 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

## NORMA OPERATIVA N° 30

### REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES

#### 1. OBJETIVO

Establecer lineamientos técnicos mínimos para el diseño de nuevos proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional y detectar oportunamente las modificaciones requeridas en instalaciones existentes o reemplazo de equipos que resulten de su incorporación.

#### 2. ANTECEDENTES

Los proyectos de Generación, Transmisión y Grandes Consumidores que sean incorporados al Sistema Interconectado Nacional, además de ser diseñados y construidos siguiendo los lineamientos técnicos de normas internacionales, deben cumplir requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema, con el fin de no afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro. Estos requerimientos deben ser conocidos por las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar nuevos proyectos o modificar instalaciones existentes. Solamente los proyectos que tengan las características técnicas que se establecen en esta Norma podrán ser propuestas a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

Los requerimientos técnicos y estudios solicitados por el CNDC según la Norma Operativa N° 11, son relevantes pero no definitivos, dicha norma no libera a las Empresas propietarias de nuevas instalaciones, de la responsabilidad de una adecuada concepción y ejecución de sus proyectos, cumpliendo los requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema.

Los proyectos de Generación y Transmisión que cumplen los requerimientos técnicos y operativos mínimos para operar en el Sistema y que se establece en esta Norma, pueden ser propuestos a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) para la obtención de la Licencia de Operación correspondiente.

Para proyectos de expansión del Sistema Troncal de Interconexión, el Reglamento de Precios y Tarifas, artículo 8 inciso b), establece que: *"El Comité revisará el estudio presentado por el agente solicitante y elevará a la Superintendencia el informe técnico que deberá considerar, analizar y evaluar la necesidad de expansión sobre la base de un procedimiento específico..."*. Además, el procedimiento específico para evaluación de expansiones de transporte, señala que la solicitud de expansión a ser presentada al CNDC debe contener, la identificación del problema que pretende resolver la expansión solicitada, el análisis general de posibles soluciones al problema, la justificación de la alternativa elegida y el detalle técnico-económico del proyecto elegido.



Anexo a la Resolución AETN N° 670/2021, Página 1 de 11



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021  
TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2  
CIAE N° 0104-0000-0000-0001  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

### 3. DEFINICIONES:

**Sistema Eléctrico:** Es el conjunto de las instalaciones para la Generación, Transmisión y Distribución de electricidad.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el Sistema Eléctrico Interconectado que abastece de electricidad a los Departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Beni, Tarija y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.

**Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS):** Es el equipo que permite realizar control y amortiguamiento del sistema eléctrico, frente a oscilaciones de potencia en el SIN.

**Arranque negro:** Característica del diseño interno de una unidad de generación, que incluye equipamiento necesario para permitir el arranque de la unidad por sus propios medios, es decir sin energía externa a la central.

**Huaco de Tensión:** Variación de la magnitud r.m.s. (valor eficaz) de la tensión entre el 10% y 90% del valor de la tensión nominal con una duración entre medio ciclo a un minuto.

**Mercado Eléctrico Mayorista (MEM):** Es el Mercado integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra-venta y transporte de electricidad en el SIN.

**Alta Tensión:** Nivel de tensión igual o superior a 69 kV (sesenta y nueve kilovoltios).

**Suministro en Alta Tensión:** Se considera suministro en alta tensión cuando el consumidor está conectado directamente a la red de Alta Tensión del SIN.

**Grandes Demandas:** Consumidores conectados en Baja, Media o Alta Tensión, cuya potencia máxima, es superior a 50 kW.

**Grandes Consumidores:** Son Consumidores (de las actividades industrial, general u otros, como ser minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas; los cuales requieren conectarse a la red de Alta Tensión del SIN, con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA o que por el numeral de suministro y sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro.

### 4. INICIO DE TRAMITE

Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar proyectos deben presentar:

- La memoria del proyecto con el diagrama unifilar de conexión al SIN
- Los análisis realizados para determinar la factibilidad técnica. Para el caso de proyectos de transmisión que se desee incorporar al STI, incluir la estimación

Anexo a la Resolución AETN N° 670/2021, Página 2 de 11





**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

de los costos del proyecto.

Una vez revisada la información, el CNDC convocará al interesado a una reunión técnica para analizar el proyecto y definir los escenarios para la realización de los estudios eléctricos. Posteriormente el CNDC comunicará formalmente al interesado que puede proseguir con el proceso establecido en esta Norma Operativa.

## **5. RESPONSABILIDADES**

- 5.1.** Las Empresas Eléctricas interesadas en ejecutar proyectos de generación y transmisión en el Sistema Interconectado Nacional, deben demostrar al CNDC que los mismos tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del proyecto.
- 5.2.** Los Grandes Consumidores, deben demostrar al agente Distribuidor o Transmisor, que las instalaciones tienen las características técnicas mínimas señaladas en esta Norma, las cuales serán revisadas por el CNDC. La seguridad de las instalaciones a implementarse, es responsabilidad del propietario del proyecto.

Los Operadores de las nuevas instalaciones, o los Distribuidores a los que se hubiese presentado el proyecto o solicitado la conexión de Grandes Consumidores, deben informar oportunamente al CNDC en caso de que la ejecución de los proyectos en el Sistema Interconectado Nacional implique modificaciones o reemplazo de equipos o instalaciones que se encuentren en operación.

- 5.3.** El CNDC dentro del plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la recepción de proyectos, revisará los mismos para verificar el cumplimiento de esta Norma y emitirá el informe correspondiente a la AETN para fines de otorgar la licencia respectiva.

## **6. ALCANCE**

El cumplimiento de las especificaciones técnicas mínimas de esta Norma es obligatorio para todas las unidades o centrales de generación, con capacidad efectiva en el sitio superior a 1.0 MW.

Igualmente, comprende a proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con tensiones iguales o superiores a 69 kV y todas las instalaciones y equipos asociados con dichos proyectos.

Consumidores (de las actividades industrial, general u otros, como ser minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Consumidores.





## 7. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MÍNIMAS

### 7.1. INSTALACIONES DE GENERACIÓN

- 7.1.1. Las centrales termoeléctricas deben contar con un sistema de arranque negro (o arranque autónomo). Para centrales con más de tres unidades el sistema de arranque negro debe permitir arrancar al menos dos turbinas a gas.
- 7.1.2. En centrales hidroeléctricas, todas las unidades con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con arranque negro.
- 7.1.3. Todas las unidades generadoras con capacidad igual o mayor a 10 MW deben contar con equipos estabilizadores PSS.
- 7.1.4. Las unidades hidroeléctricas, con potencias superiores a 10 MW, deberán tener una Constante de Inercia (H) global igual o superior a 2 MW- seg./MVA.
- 7.1.5. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW, deberán contar con reguladores de voltaje y velocidad adecuados y compatibles con las características de las máquinas motrices y con los utilizados en las unidades en actual operación. Deben poder operar en regulación de voltaje y regulación de velocidad cuando se encuentren conectadas al SIN.
- 7.1.6. Las características de los reguladores de voltaje y velocidad deben ser compatibles con las definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- 7.1.7. El factor de potencia de los generadores, no deberá ser superior a 0.85.
- 7.1.8. Las unidades generadoras de centrales no convencionales (eólica o solar) deberán tener capacidad de:
- Controlar la potencia activa y reactiva total inyectada en el numeral de conexión
  - Operar entregando o absorbiendo reactivos en un rango de factor de potencia de 0.95 capacitivo a 0.95 inductivo.
  - Permanecer en servicio ante variaciones de tensión (huecos de tensión) en el numeral de conexión a consecuencia de corto circuitos en el sistema.
  - Cumplir los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.
- 7.1.9. Las unidades generadoras con potencias efectivas mayores a 3 MW deberán contar con un sistema de registro de la potencia eléctrica y la frecuencia, que cumplan las siguientes características:



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

- a) Arranque automático por frecuencia fuera del rango: 49.75 y 50.25 Hz.
- b) Registro mínimo de una muestra por ciclo.
- c) Almacenamiento de los eventos, 30 segundos Pre-falla y 120 segundos Post-falla, por al menos 30 días.
- d) Facilidades de exportación en formato COMTRADE o Excel.
- e) Sincronización con reloj satelital (GPS) para la estampa de tiempo.

**7.1.10.** Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde van a conectarse.

**7.1.11.** Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17 "Protecciones" y en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

**7.1.12.** Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11 "Condiciones Técnicas para la incorporación de nuevas instalaciones al SIN".

## **7.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

**7.2.1.** Las capacidades térmicas de líneas de transmisión en corriente alterna deberán ser calculadas en base a la última versión de la norma IEEE 738 (Standard for Calculating the Current – Temperature of Bare Overhead Conductors). La temperatura de flechado debe ser igual al límite térmico de los conductores de fase de 75 °C, para velocidades de viento de 0 m/s y 0,6 m/s.

Se deberá informar para las líneas de transmisión la capacidad operativa y las capacidades de sobrecarga temporal de 15 y 30 minutos para la operación en condiciones de emergencia. La empresa propietaria de la línea deberá presentar la memoria de cálculo correspondiente.

**7.2.2.** Uno de los cables de guarda será con fibras ópticas - OPGW (mínimo de 24 fibras monomodo), que permita la comunicación entre subestaciones y la protección diferencial de la línea.

**7.2.3.** La instalación de reactores de línea y su ubicación deberán permitir la energización de la línea desde ambos extremos (excepto cuando en uno de ellos la potencia de cortocircuito sea insuficiente) y ser determinados en base a estudios eléctricos con un horizonte de al menos 4 años. Estos equipos deberán ser dimensionados con un grado de compensación que tenga en cuenta los niveles de tensión admisibles en instalaciones adyacentes del área de influencia.

**7.2.4.** Las líneas con tensiones iguales o mayores a 230 kV, deberán poder operar con reconexión monofásica. En base a estudios eléctricos será determinada la necesidad de instalar reactores de línea y reactor de neutro, en cuyo caso los reactores de línea deberán ser monofásicos con



una unidad de reserva.

En las subestaciones donde ya hubiese una unidad monofásica de reserva, no será necesario disponer de una unidad adicional, siempre que tengan las mismas características técnicas.

- 7.2.5.** Los valores de resistencia de pie de torre de las estructuras de las líneas de transmisión no deberán ser superiores a 20 Ohmios, medidos en época seca. Para el caso de tramos de línea que pasan por zonas de alto nivel isoceraúnico mayor a 120 días-tormentas/año, deben tener valores de resistencia de pie de torre menor o igual a 15 Ohmios.
- 7.2.6.** Las líneas de transmisión en condiciones normales de operación, deben garantizar un desbalance de tensiones que no supere los siguientes límites: a) inferior al 1% para líneas de tensión nominal superior a 230 kV, b) inferior al 1.5% para líneas de tensión nominales iguales o menores a 230 kV. De no cumplir los límites señalados, las líneas deben contar con ciclos de transposiciones.
- 7.2.7.** Para extensiones radiales del SIN en tensiones superiores o iguales a 69 kV, o proyectos de interconexión del SIN con áreas deficitarias de potencia, se deberá demostrar la operación del área de influencia del proyecto dentro de los márgenes establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo para el primer y cuarto año de operación del proyecto.
- 7.2.8.** Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse.
- 7.2.9.** Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 7.2.10.** Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

### **7.3. TRANSFORMADORES Y REACTORES**

- 7.3.1.** Los Transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben tener regulación bajo carga con un margen mínimo de +/-10%, en pasos no mayores a 1.0%.

Cuando se tengan que instalar transformadores en paralelo a otros existentes, los conmutadores de posiciones no requieren cumplir con la recomendación del párrafo anterior y deberán ser similares a los existentes.

- 7.3.2.** Los transformadores y/o Autotransformadores para transmisión deben contar con servicios auxiliares de emergencia para hacer posible el cambio de taps en condiciones de colapso.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

- 7.3.3.** Los transformadores y/o Autotransformadores con capacidad de 100 MVA o más, deben estar constituidos por unidades monofásicas y contar con una unidad de reserva.

Para capacidades menores a 100 MVA, los transformadores podrán ser monofásicos o trifásicos.

En función a la importancia que el equipo tenga para la continuidad del suministro eléctrico, en especial para extensiones radiales del sistema, o interconexiones del SIN con áreas deficitarias de potencia, todos los transformadores (trifásicos o monofásicos) deberán contar con una unidad de reserva.

Los bancos de transformadores o reactores compuestos por unidades monofásicas y los transformadores trifásicos, deberán contar con medios de intercambiabilidad rápida de reemplazo por la unidad de reserva, en alta y baja tensión como en la parte de circuitos de control y protección, sin el movimiento físico de las unidades.

- 7.3.4.** Para el caso de transformadores adyacentes, se deberán construir muros cortafuego a fin de proteger las unidades entre sí, en caso de falla de una de ellas.
- 7.3.5.** Los equipos de maniobra deben ser compatibles con los diseños aplicados en las subestaciones donde vayan a conectarse. Los transformadores con capacidades iguales o superiores a 75 MVA y reactores maniobrables, deberán tener interruptores con un sistema de mando sincronizado para la energización del transformador y desenergización de los reactores.
- 7.3.6.** Las características de los sistemas de protección deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.
- 7.3.7.** Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

**7.4. GRANDES CONSUMIDORES**

Deberán informar al Agente (Distribuidor o Transmisor) y al CNDC lo siguiente:

- 7.4.1.** El consumo de energía y potencia, previstos para el primer y cuarto año de operación en periodos mensuales.
- 7.4.2.** Las características de las curvas de carga típicas.
- 7.4.3.** La potencia de cortocircuito requerida en el numeral de conexión.
- 7.4.4.** Las características generales de la carga a instalarse (tipo de motores, tecnología de hornos de fundición, etc.)





**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

7.4.5. Que equipos de compensación de potencia reactiva, filtros de armónicas u otros serán implementados en el proyecto.

Así También:

7.4.6. Deberá Instalar equipos de medición de armónicas y flicker en el numeral de conexión.

7.4.7. Deberá prever la instalación de equipamientos y automatismos suficiente para participar en el EDAC de acuerdo a los niveles establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

7.4.8. El factor de potencia de la carga deberá cumplir lo señalado en las Condiciones de desempeño Mínimo del SIN para cada bloque de demanda.

7.4.9. Deberá garantizar que el desbalance de fases introducido por la carga cumpla con los requerimientos de la Norma IEC 61000.

7.4.10. La instalación de equipos de Medición Comercial deberán cumplir las especificaciones señaladas en la Norma Operativa N° 8, cuando corresponda.

7.4.11. Las instalaciones deberán enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

7.4.12. Las características de los sistemas de protección deberán tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.

**7.5. AISLAMIENTO EXTERNO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES**

El aislamiento de los equipos de subestaciones, interruptores, seccionadores, transformadores de medida, transformadores de potencia y reactores, deberán tener un Nivel Básico de Aislación (BIL), adecuado a la altura de instalación sobre el nivel del mar donde serán instalados.

7.5.1. Los niveles de aislamiento para nuevas subestaciones o nuevos niveles de tensión en subestaciones existentes deberán ser determinados en base a un estudio de coordinación de aislamiento.

7.5.2. Los equipamientos nuevos a ser instalados en subestaciones existentes deberán tener niveles de aislamiento iguales o superiores a los valores referenciales publicados en el sitio web del CNDC. El Propietario de la nueva instalación podrá presentar un estudio de coordinación de aislamiento que respalde otros valores inferiores.

7.5.3. Los estudios de coordinación de aislamiento, deberán ser realizados según lo establecido en la Norma IEC 60071.

Anexo a la Resolución AETN N° 670/2021, Página 8 de 11.





**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

7.5.4. Los niveles de aislamiento interno para transformadores y reactores deberán ser:

Tensión Nominal (kV)	Aislamiento Bobinas (kVp)
230	950
115	550
69	325

**7.6. CONTROL PROTECCIÓN Y TELECOMUNICACIONES**

7.6.1. Para líneas de transmisión, se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal y secundario en simultáneo y no excluyentes, que garantice una operación confiable del sistema de protecciones y que permita la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones; basado en fibra óptica, onda portadora y/o satelital.

7.6.2. En subestaciones de alta tensión, se deberán instalar registradores de eventos digitales (osciloperturbógrafos), con las siguientes características técnicas mínimas:

- a) Entradas analógicas/digitales para los circuitos importantes y la barra
- b) Entradas de corriente y voltaje con precisión de 0.1% de plena escala
- c) Tasa de registro:

Transitorio: Hasta 256 muestras por ciclo (12.8 kHz)  
Disturbio: 1 muestra por ciclo (50 Hz)  
Permanente:  $\frac{1}{2} \times F_n$  (25 Hz)

- d) Arranque automático de registros
- e) Medios de comunicación: Red satelital TCP-IP o disponible
- f) Capacidad de almacenamiento de eventos, por dos semanas

7.6.3. Las características de los sistemas de protección de líneas, transformadores y reactores, deben tomar en cuenta lo especificado en la Norma Operativa N° 17.

7.6.4. Las instalaciones deben enviar señales al sistema SCADA operado por el CNDC, según lo especificado en la Norma Operativa N° 11.

**7.7. SERVICIOS AUXILIARES**

7.7.1. Los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna en subestaciones, deberán contar como mínimo con lo siguiente:





**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

- Una fuente de alimentación principal, proveniente del terciario de los transformadores de potencia o de una red de distribución externa, y
- Una fuente de alimentación de respaldo mediante un generador de emergencia.

**7.7.2.** Los Servicios Auxiliares de Corriente Continua de las subestaciones, estarán compuestos como mínimo con lo siguiente:

- Un banco de baterías con dos cargadores (rectificadores) de baterías, donde los dos cargadores operarán bajo un esquema redundante.

## **8. PROCEDIMIENTO PARA LA REVISIÓN DE PROYECTOS**

**8.1.** Los proyectos de Generación, Transmisión y de Grandes Consumidores, deben ser presentados al CNDC con copia a la AETN, con el siguiente detalle:

- a) Características técnicas generales.
- b) Características técnicas mínimas señaladas en esta Norma.
- c) Plazos y condiciones para su ejecución.
- d) Estado actual del proyecto.
- e) Estudios eléctricos que demuestren la compatibilidad del proyecto con los equipos e instalaciones existentes del SIN.
  - e.1) Flujos de potencia para el primer año de operación del proyecto y un año adicional a ser definido en coordinación con el CNDC, para los bloques de demanda máxima, media y mínima de los periodos seco y lluvioso. El análisis de los escenarios mencionados no es limitativo y, según las características del proyecto, los estudios deben considerar escenarios operativos complementarios que permitan identificar problemas en el área de influencia del proyecto.
  - e.2) Cálculo de cortocircuito, para los años de operación definidos en el numeral e.1), para los escenarios que permitan determinar la máxima y mínima potencia de cortocircuito.
  - e.3) Realizar análisis de contingencias (n-1), para identificar si existen restricciones de transmisión en el área de influencia, para los años de operación definidos en el numeral e.1).
  - e.4) Realizar estudios de transitorios electromagnéticos para instalaciones de transmisión con tensiones mayores a 230 kV, que permitan verificar las características técnicas informadas en el numeral 7.
  - e.5) Realizar estudios de estabilidad para los escenarios críticos identificados en los análisis de contingencias.

Adicionalmente, los proyectos de Grandes Consumidores deberán presentar lo siguiente:

- e.6) El cálculo de la potencia de corto circuito trifásica en la barra de conexión al SIN para los años de operación definidos en el numeral e.1) (bloques alto, medio y bajo de los periodos seco y lluvioso).





**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 670/2021**  
**TRÁMITE N° 2021-45066-53-0-0-0-DOCP2**  
**CIAE N° 0104-0000-0000-0001**  
La Paz, 08 de noviembre de 2021

- e.7) Estudios de flicker y generación de armónicas, verificando el cumplimiento de los requerimientos de calidad definidos en las Normas IEC o IEEE para la limitación de emisión de armónicos y flicker en la red.

En base a los resultados de los estudios anteriores, el Propietario deberá incorporar los equipamientos necesarios que permitan asegurar el cumplimiento de las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN.

A solicitud fundamentada y dependiendo de las características del proyecto, el CNDC podrá requerir la realización de estudios adicionales.

- f) Necesidades de modificaciones o reemplazo de equipos en instalaciones en operación.

## **9. EMISION Y ENVIO DEL INFORME**

- 9.1. El CNDC, en un plazo de 30 días hábiles administrativos computables a partir de la fecha de presentación, emitirá un informe sobre el proyecto en general y sobre el cumplimiento de las características mínimas señaladas en esta Norma Operativa, mismo que será puesto a consideración del Comité de Representantes para su aprobación. Posteriormente, el informe será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- 9.2. Para proyectos de expansión de transmisión que se desee incorporar en el STI, el informe de evaluación económica aprobado por el Comité de representantes, será puesto en conocimiento de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear de forma conjunta al informe citado en el numeral anterior.

## **10. VIGENCIA**

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

## **11. MODIFICACIONES**

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

