



NORMA OPERATIVA N° 00
CONDICIONES DE DESEMPEÑO MÍNIMO DEL SIN

1. **OBJETIVO**

1. Establecer los parámetros que describan el desempeño mínimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tanto en condiciones normales como en condiciones de emergencia, discriminando los requerimientos del sistema en su conjunto y los requerimientos para áreas particulares.

2. **ANTECEDENTES**

Ley N° 1604 de Electricidad, Reglamento de Calidad de Transmisión (RCT) aprobado mediante Decreto Supremo N° 24711, Decreto Supremo N° 29624; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) aprobado mediante el Decreto Supremo N° 26093, modificado con el Decreto Supremo N° 29549; Decreto Supremo N° 0071 y Decreto Supremo N° 3892.

3. **DEFINICIONES**

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para las Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN:

1. **Alta Tensión:** Son los niveles de tensión igual o superior a 69 kV (sesenta y nueve kilos voltios).
2. **Área de control:** Es una parte del área síncrona, demarcada físicamente por puntos de medición en líneas de interconexión con otras áreas de control, gestionada por un Operador de sistema. El SIN es el área de control boliviana gestionado por el CNDC.
3. **Área síncrona:** Es un área cubierta por operadores interconectados de forma síncrona.
4. **Agentes del Mercado:** Son los Distribuidores, Generadores, Transmisores y Consumidores No Regulados que operan en el Sistema Interconectado Nacional.
5. **Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN):** Es el organismo con jurisdicción nacional que cumple la función de Regulación de las actividades de la Industria Eléctrica.
6. **Contingencia:** Es la salida intempestiva de uno o más elementos del SIN (unidad de generación, elemento paralelo del SIN, elemento serie del SIN, entre otros).
7. **Desempeño Mínimo:** Es el conjunto de niveles de calidad técnica y confiabilidad operativa con los que el sistema eléctrico debe prestar el servicio dentro de los márgenes de seguridad de las instalaciones. Está definido por rangos de variación permitidos de parámetros representativos como tensión, frecuencia, seguridad de área y niveles de reserva.
8. **Desvío de frecuencia:** Es la diferencia, positiva o negativa, entre la frecuencia real y la frecuencia nominal del área síncrona.
9. **Desvío máximo de frecuencia en régimen permanente:** Es el desvío máximo de frecuencia previsto tras producirse un desequilibrio igual o inferior a la magnitud de la



reserva primaria requerida en el área síncrona, en el que se ha previsto que se establezca la frecuencia del sistema.

10. **Diagrama de Capacidad del Generador:** Diagrama P-Q que representa la zona de operación admisible del generador para el rango permitido de tensiones en bornes y considerando las restricciones de potencia motriz.
11. **Distribuidor:** Es la Empresa Eléctrica, titular de una Concesión de servicio público que ejerce la actividad de Distribución.
12. **Elemento Paralelo del SIN:** Componente del SIN que contribuye a mantener la operación del sistema dentro de los límites definidos en las CDM, como son los capacitores o reactores shunt, dispositivos FACTS, equipos BESS, entre otros.
13. **Elemento Serie del SIN:** Componente del SIN por el que fluye las corrientes destinadas a abastecer la demanda del sistema, como son las líneas de transmisión, transformadores de potencia, secciones de barras, capacitores o reactores serie.
14. **Empresa Eléctrica:** Es la persona colectiva, pública o privada, nacional, incluyendo las cooperativas, constituidas en el país, que han obtenido Concesión o Licencia para el ejercicio de actividades de la Industria Eléctrica.
15. **Frecuencia:** Es la frecuencia eléctrica de la red expresada en hertzios, que se puede medir en todas las partes del área síncrona. Su valor nominal es 50 Hz.
16. **Grandes Consumidores:** Son consumidores (de las actividades industrial, minería, siderúrgica, cementera, etc.), que se encuentran dentro de la definición de la categoría de Grandes Demandas con una potencia instalada mayor o igual a 5 MVA, los cuales requieren conectarse a la red de Media o Alta Tensión al SIN, y que por el punto de suministro y sus características técnicas puedan afectar a la operación del sistema y/o la calidad de suministro. Los Grandes consumidores pueden ser consumidores no regulados o consumidores regulados.
17. **Parámetro corto plazo (Pst):** Se obtiene un valor por cada período de diez (10) minutos.
18. **Parámetro largo plazo (Plt):** Se obtiene un valor por cada período de dos (02) horas.
19. **Parpadeo:** Es una impresión de inestabilidad de la sensación visual, también llamada "flicker", inducida por un estímulo luminoso cuya luminancia o distribución espectral fluctúa con el tiempo. Los criterios de calidad de la tensión relacionados con el parpadeo se expresan generalmente en términos de Pst y/o Plt, derivándose típicamente Plt de grupos de 12 valores Pst consecutivos.
20. **Punto común de conexión (PCC):** Es el punto del sistema eléctrico donde la empresa de generación o Gran Consumidor se conecta con la red de transmisión o de distribución, el cual puede ser accesible para conexión de otros usuarios de la red. Por convención, los requisitos de calidad deben medirse en dicho punto.
21. **Punto de conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos agentes del sector eléctrico, la cual separa la propiedad de los activos.



22. **Rango de Frecuencias Normal:** En un intervalo simétrico definido en torno a la frecuencia nominal, dentro del cual se supone que debe mantenerse la frecuencia del SIN en estado operativo normal.
23. **Seguridad de la operación:** Es la capacidad del SIN para mantener o para recuperar lo antes posible un Estado operativo normal, y que se caracteriza por límites de seguridad de la operación, incluye en particular la seguridad estática (sobrecargas, altos/bajos voltajes, etc.) como la dinámica (estabilidad angular, voltaje, frecuencia);
24. **Sistema Eléctrico:** Es el conjunto de las instalaciones para la generación, transmisión y distribución de electricidad.
25. **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el Sistema Eléctrico interconectado que, a la fecha de promulgación de la presente norma operativa, abastece de electricidad en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, Chuquisaca, Potosí, Tarija y Beni y los Sistemas Eléctricos que en el futuro se interconecten con éste.
26. **Tiempo de recuperación de la frecuencia:** Es el tiempo máximo después de producirse un desequilibrio instantáneo de potencia, en el que la frecuencia del sistema vuelve a situarse en el Rango de Frecuencias normal, en el caso de un área síncrona con un solo área de control, y, en el caso de un área síncrona con más de un área de control, el tiempo máximo después de producirse un desequilibrio instantáneo de potencia, en el que se compensa el desequilibrio.
27. **Transmisor:** Es la empresa eléctrica titular de una Licencia que ejerce la actividad de transmisión.
28. **Unidad de generación de electricidad:** Es el conjunto de equipos y sistemas que permiten transformar la energía proveniente de una fuente primaria, en energía eléctrica. Puede ser una unidad de generación de electricidad síncrona o una unidad de parque eléctrico.
29. **Unidad de parque eléctrico:** Una unidad o un conjunto de unidades de Generación Renovable No Convencional que genera electricidad, mismo que está conectado de forma no síncrona a la red o que está conectada mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo punto de conexión a una red de transmisión o una red de distribución.
30. **Respuesta Dinámica:** Evolución respecto al tiempo de variables del sistema, ante perturbaciones hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio (Ejm.: Tensión, Frecuencia, Potencia, etc.).

4. ALCANCE

Los requisitos previstos en esta Norma Operativa se aplicarán al CNDC, a los Transmisores, los Distribuidores, los Consumidores No Regulados y a los Generadores, según corresponda.

5. ESTADOS OPERATIVOS Y LÍMITES DE SEGURIDAD

5.1 Clasificación de los estados operativos de la red

1. El SIN estará en el Estado Operativo Normal cuando se cumplan todas las condiciones siguientes:



- a) Los flujos de potencia se sitúen dentro de los límites de seguridad de la operación de acuerdo con el punto 5.2;
 - b) La frecuencia del sistema se encuentra en el rango de frecuencia normal, de acuerdo con el punto 6.2;
 - c) Las carga máxima es en todas las barras del SIN se encuentren dentro del rango definido para el Estado Normal, de acuerdo con el punto 6.3;
 - d) Las reservas de potencia activa y reactiva sean suficientes para soportar las contingencias del análisis de seguridad del sistema.
 - e) El SIN se mantenga operando dentro de los límites de Seguridad de la operación después de la activación de medidas correctivas tras producirse una contingencia.
2. El SIN se encontrará en Estado Operativo de Emergencia cuando experimenta una de las condiciones siguientes:
- a) Se haya producido, como mínimo, una vulneración de los Límites de Seguridad de la operación definidos de acuerdo con el punto 5.2;
 - b) La Frecuencia no cumpla los criterios relativos al Estado Operativo Normal; Dentro de este estado se diferenciarán 2 condiciones: 1) Estados de Emergencia Inmediatamente Posterior a una Contingencia, que puede durar hasta 15 minutos de iniciada la contingencia y 2) Estado de Emergencia Posterior a una Contingencia, que puede durar hasta la total reposición de la contingencia.
3. El SIN se encontrará en Estado Operativo de Restitución cuando se produce un colapso total o parcial, en el cual se inician medidas del plan de restitución.

5.2 Límites de Seguridad de la operación de los elementos de la red de transmisión

1. El CNDC establecerá periódicamente los límites de Seguridad de la operación para cada elemento de la red de transmisión, teniendo en cuenta, como mínimo, las siguientes características físicas:
 - a) Los límites de tensión exigidos, de conformidad con el punto 6.3;
 - b) Los límites de corriente de cortocircuito;
 - c) Los límites de corriente en términos de capacidad térmica, incluidas las sobrecargas transitorias admisibles de conformidad con el punto 7;
 - d) Los límites de seguridad dinámica.
2. En caso de que se produzcan modificaciones en uno de los elementos de la red de transmisión, el CNDC validará los límites de Seguridad de la operación y, cuando resulte necesario, los actualizará.
3. Respecto a las líneas de interconexión internacional, el CNDC acordará con los otros Operadores de sistema de su Zona síncrona límites comunes de Seguridad de la operación.

6. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO DEL SIN

1. El CNDC será responsable de mantener la calidad del servicio del SIN dentro los límites definidos en esta Norma Operativa.
2. Los Generadores, Transmisores, Distribuidores o Consumidores No Regulados serán responsables de los efectos en las condiciones de desempeño del SIN que resulten de las fallas u operación de sus instalaciones.



6.1 Calidad de Servicio del SIN

1. La Calidad del Servicio del SIN será determinado conjuntamente por la Calidad de la Frecuencia del SIN, la Calidad de la Tensión del SIN y Calidad del Servicio de Transmisión.
2. La calidad de la Frecuencia en el SIN, se evaluará considerando los parámetros siguientes:
 - a) La frecuencia nominal;
 - b) El rango de frecuencias de Operación Normal;
 - c) El desvío máximo de frecuencia;
 - d) El desvío máximo de frecuencia en régimen permanente;
 - e) El rango máximo de frecuencias (para eventos excepcionales);
 - f) El tiempo de recuperación de la frecuencia;
3. La calidad de la Tensión en el SIN, se evaluarán considerando los parámetros siguientes:
 - a) El nivel de tensión;
 - b) La severidad del parpadeo;
 - c) El contenido armónico de tensión;
 - d) El desbalance de tensión;
4. La calidad del servicio de transmisión, se evaluarán considerando los parámetros siguientes:
 - a) Duración de las interrupciones;
 - b) Energía No Suministrada (ENS);
 - c) Frecuencia de interrupciones;

6.2 Calidad de la Frecuencia

1. Los valores por defecto de los parámetros que definen la calidad de la Frecuencia del SIN figuran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Parámetros de definición de la Calidad de la Frecuencia del SIN

Rango de frecuencias de operación normal	49,75 – 50,25 Hz
Desvío máximo de frecuencia tras producirse un desequilibrio igual o inferior a la magnitud de la reserva primaria requerida en el área síncrona	900 mHz
Rango máximo de frecuencias tras producirse un evento excepcional en el área síncrona como un desequilibrio superior a la magnitud de la Reserva primaria requerida o la separación fortuita del área síncrona en varias áreas aisladas	47,5 – 52 Hz
Desvío máximo de frecuencia en régimen permanente después de la actuación completa del control primario de frecuencia	49,5 – 50,5 Hz
Tiempo de contención de la frecuencia actuación del control primario de frecuencia	30 s (*)



Tiempo de recuperación de la frecuencia	15 minutos
---	------------

(*) Valor teórico referencial del tiempo de actuación del control primario de las unidades generadoras, que será evaluado considerando las características de las instalaciones existentes y futuras.

- El tiempo acumulado del sistema, por variaciones de Frecuencia, debe estar comprendido entre +30 segundos (adelanto) y -30 segundos (atraso) y debe ser corregido por el CNDC dentro de las 24 horas siguientes a su ocurrencia.
- Cuando la frecuencia supere estos límites, el CNDC deberá documentar las causas. Con este fin, los Transmisores, Distribuidores, Generadores y Consumidores No Regulados deberán estar en condiciones de informar al CNDC cualquier inconveniente en su área que influya en las variaciones de frecuencia.

6.3 Calidad de la tensión

- En los Estados Operativos Normal y Emergencia, los rangos de tensión en barras del SIN, en el Punto de conexión de alta tensión y en régimen permanente se encuentran dentro de los límites operativos especificados en la siguiente tabla:

Tabla 2. Rangos de tensión admisible en barras del SIN en los Estados Operativos Normal y Emergencia

Tensión nominal [kV]	Rango de tensión [p.u.]		
	Estado Normal	Estado de Emergencia	
		Inmediatamente posterior a la Contingencia	Posterior a la Contingencia
500	0.95 – 1.05	0.85 – 1.10	0.90 – 1.050
230	0.95 – 1.05	0.85 – 1.10	0.90 – 1.065
132	0.95 – 1.05	0.85 – 1.10	0.90 – 1.070
115	0.95 – 1.05	0.85 – 1.10	0.90 – 1.070
69	0.95 – 1.05	0.85 – 1.10	0.90 – 1.050

- El CNDC deberá poder proporcionar estadísticas de la variación de la tensión en el Punto de Conexión Común de los Generadores, Distribuidores y Consumidores No regulados conectados al SIN, en particular el tiempo transcurrido fuera de los rangos de operación normal.
- En los Estados Operativos Normal y Emergencia, los rangos de tensión en bornes de generador deberán encontrarse dentro de los límites operativos especificados en la siguiente tabla:



Tabla 3. Rangos de tensión en bornes de generador en los Estados Operativos Normal y Emergencia.

	Rango de tensión [p.u.]		
	Estado Normal	Estado de Emergencia	
		Inmediatamente posterior a la Contingencia	Posterior a la Contingencia
Tensión en bornes	0.95 – 1.05	-	0.95 – 1.05

6.4 Calidad de la onda de tensión

- Las perturbaciones deben cumplir con los límites establecidos a continuación:
 - Parpadeo (Flicker):** La severidad del Flicker (Plt y Pst), debe cumplir con los límites definidos en la Norma Internacional IEC 61000-4-15.
 - Desbalance de tensión:** En condiciones normales de funcionamiento, durante cada período de registro de medición de una semana o de siete días consecutivos, el valor de desbalance de la tensión debe cumplir los límites establecidos en la Norma Internacional IEC 61000-3-13.
 - Armónicos de tensión:** La contribución a la distorsión armónica de tensión deberá estar limitada a los rangos establecidos por la Norma IEEE 519-2014. La medición de los armónicos deberá ser realizada bajo las recomendaciones de la Norma IEC 61000-4-30. La siguiente tabla especifica los límites aplicables al SIN:

Tabla 4. Límites de la distorsión armónica individual y total (THD).

Tensión nominal [kV]	Armónicos Individuales [%]	THD Máximo [%]
500	1.0	1.5
230	1.0	1.5
132	1.5	2.5
115	1.5	2.5
69	3.0	5.0

7. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN

- Los Transmisores informaran al CNDC la capacidad de sobrecarga de sus componentes e instalaciones, acompañando, la justificación técnica que la avale.
- La carga máxima de componentes se define en la siguiente tabla:



Tabla 5. Carga máxima de componentes en Estado Normal y Contingencia.

Estado normal	Después de una Contingencia	
100% de la capacidad nominal	Sobrecarga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el Agente	Sobrecarga para periodos mayores a 15 minutos y menores a 30 minutos, informado por el Agente

8. PARÁMETROS DE GENERACIÓN

1. Los Generadores enviarán al CNDC el Diagrama de Capabilidad de sus unidades de generación.
2. La generación de potencia reactiva de las unidades de generación se define en la siguiente tabla:

Tabla 6. Potencia reactiva de las unidades de generación en Estado Normal y Contingencia.

Estado normal	Inmediatamente posterior a la Contingencia	Posterior a la Contingencia
90% de la capacidad máxima, determinado por el Diagrama de Capabilidad del Generador	Determinado por los límites de máxima y mínima excitación del generador	Determinado por el Diagrama de Capabilidad del generador para un periodo no superior a 30 minutos

3. La potencia mínima de generación será determinada por los Agentes Generadores en base a las características técnicas de cada unidad generadora. Los Generadores deberán proporcionar al CNDC la información técnica de respaldo.

9. PARÁMETROS DE DESEMPEÑO MÍNIMO PARA ÁREAS DEL SIN

9.1 Número Mínimo de Unidades para Regulación de Tensión

1. El número mínimo de unidades generadoras que se requieran para mantener los niveles de tensión dentro del margen definido en el punto 6.3, en el estado normal de operación de cada área del SIN, será determinado por el CNDC sobre la base de las unidades disponibles en el área, las curvas de capacidad de las mismas y la curva de carga del área respectiva.

9.2 Transferencia Máxima por Seguridad de Áreas

1. Las transferencias máximas de energía horaria a un área del SIN conectada mediante línea única:

$$T_{max.} = (a \cdot D + r \cdot G) / 1.20$$



MINISTERIO
DE HIDROCARBUROS
Y ENERGÍAS

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 337/2026
TRÁMITE N° 2026-66680-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 02 de junio de 2026

Donde:

Tmax. = Transferencia máxima al área importadora, en MW

a = Capacidad del Esquema de Alivio de Carga

r = Reserva Rotante Primaria

D = Demanda del área importadora, en MW

G = Capacidad efectiva de las unidades de generación despachadas en el área importadora, en MW.

10. INFORME ANUAL

1. El CNDC monitoreará los siguientes parámetros de forma anual o a requerimiento del sistema:
 - a) Energía No Suministrada (ENS);
 - b) Número de desconexiones;
 - c) Tiempo de desconexión;
 - d) Variación de la frecuencia;
 - e) Nivel de tensión fuera del rango permitido;
 - f) Desbalance de tensiones; y
 - g) Niveles de armónicos y flicker.
2. El CNDC publicará un informe anual del comportamiento del sistema, Transmisores, Generadores, Distribuidores y Consumidores No regulados, en base a los parámetros monitoreados y a los informes detallados que el CNDC pueda requerir de cualquier Agente involucrado relativo a una falla o desconexión en particular.

11. VIGENCIA

La presente Norma Operativa entrará en vigencia una vez que la apruebe la AETN, mediante Resolución expresa.

12. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta Norma Operativa será propuesta por el CNDC y aprobada por la AETN, en concordancia con el artículo 4 del ROME modificado con Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, el Decreto Supremo N° 0071 y el Decreto Supremo N° 3892.