

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

TRÁMITE: Aprobación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", para su aplicación por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008; Revocar las Resoluciones AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprobaron la anterior versión de la norma mencionada.

VISTOS:

La Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017; la Resolución AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018; la nota con Registro N° 19478 de 03 de diciembre de 2024; el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025; todo lo que convino ver, se tuvo presente y:

CONSIDERANDO: (Ámbito de Competencia de la AETN)

Que mediante Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, se establece la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), instituyendo 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 (CPE).

Que mediante Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, se modificó el artículo 3 y el Título VII del Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, otorgando nuevas atribuciones y cambio de denominación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), como Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), entidad que cumple la función de regulación de los sectores de Electricidad y Tecnología Nuclear.

Que mediante Resolución Suprema N° 30700 de 03 de enero de 2025, se designó al ciudadano Mario Antonio Puca Valenzuela como Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), quien tomó posesión del cargo el día Lunes 06 de enero de 2025.

Que mediante Resolución AETN-INTERNA N° 63/2024 de 15 de julio de 2024, se designó a la ciudadana Cinthya Claudia López Videla Villanueva como Directora Legal Titular de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

//...

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 1 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resoluciones AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), aprobó la Norma Operativa N° 6 "*Restitución del Sistema Interconectado Nacional*" y los Instructivos de Restitución.

Que mediante nota recibida en la AETN con Registro N° 19478 de 03 de diciembre de 2024, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) presentó la propuesta de la Norma Operativa N° 6 con la denominación "*Restitución del Sistema Interconectado Nacional*", aprobada en la Sesión Ordinaria N° 493 por el Comité de Representantes al CNDC, mediante Resolución CNDC 493/2024-1 de 26 de junio de 2024, a efectos de la aprobación por parte de la Autoridad Reguladora.

Que el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025, recomendó la aprobación de la Norma Operativa N° 6 "*Restitución del Sistema Interconectado Nacional*", para su aplicación por parte del CNDC; asimismo, revocar la Resolución AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el párrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, 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 marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, concordante con el inciso n) del artículo 14 del Reglamento de Funciones y Organización del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), aprobado mediante Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008, dispone que además de las funciones establecidas en la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el CNDC 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.

"(PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DE NORMAS OPERATIVAS). 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.



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

- 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 Energías”.

Que el artículo 7 del ROME establece: “Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.

La Superintendencia en conocimiento de la impugnación, correrá en traslado al Comité, quién deberá responder dentro el plazo de veinte (20) días hábiles administrativos desde su notificación.

Con respuesta o sin ella, la Superintendencia dentro del plazo de cuarenta (40) días hábiles administrativos, computables desde la fecha de la impugnación, emitirá Resolución rechazando la impugnación, revisando la decisión del Comité o sancionando al Comité”.

Que mediante Resolución AE N° 101/2017 de fecha 21 de febrero de 2017, se aprobó la Norma Operativa N° 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que el documento de modificación de la Norma Operativa N° 6 con la denominación “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”, remitido por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota con Registro N° 19478 de 03 de diciembre de 2024, fue analizado por la Dirección de Control de Operaciones, Calidad y Protección al Consumidor Área 2 (DOCP2) de la AETN, emitiendo el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025, el cual estableció lo siguiente:

“(…) 3. ANÁLISIS

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante nota CNDC 2108-24 recibida en la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) con Registro N° 19478 de 03 de diciembre de 2024, remitió una copia del Informe N° CNDC 23/24 “Actualización norma operativa N° 6 - Restitución del Sistema Interconectado Nacional y los Instructivos de Restitución” de 19 de junio de 2024, aprobado en la Sesión Ordinaria N° 493 de 26 de junio de 2024, mediante las Resoluciones CNDC N° 493/2024-1 y CNDC N° 493/2024-2 de la misma fecha, solicitando la aprobación de dicha Norma Operativa por parte de la Autoridad Reguladora, señalando los siguientes antecedentes:

- En este Informe, se presenta la propuesta de Norma Operativa N° 6 “Restitución del Sistema Interconectado Nacional”, donde se definen los objetivos, el alcance

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 3 de 26

“2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA”



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

y los conceptos generales para la restitución del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- Los principales cambios considerados en los proyectos de Norma Operativa N° 6 e Instructivos de Restitución son:
 - ✓ La responsabilidad en el proceso de restitución es atribución del CDC del CNDC.
 - ✓ Para la restitución se considera la incorporación de las nuevas tecnologías de generación solar y eólica, Hornos de Arco Eléctrico y otros.
 - ✓ Se incluye las instalaciones de Generación, Transmisión, Distribución y/o Consumidores No Regulados incorporadas desde el año 2019.

El Proyecto de Actualización de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" aprobado con la Resolución CNDC 493/2024-1 de 26 de junio de 2024, fue notificado el 30 de septiembre de 2024, por correo electrónico institucional a todos los agentes, en cumplimiento de las Resoluciones CNDC N°497/2024-3 numeral II y la Resolución AETN N° 338/2024 de 17 de junio de 2024, siendo posteriormente puesto en conocimiento de la AETN para su aprobación.

Al respecto, revisado el Proyecto se verifican que se realizaron cambios en la estructura de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" en actual vigencia. Dichos cambios se muestran a continuación:

3.1. Modificación del numeral 1. OBJETIVO

En la propuesta se modifica el numeral 1 "Objetivo" por el numeral 1 "Aspectos generales", conforme se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla N° 1

Modificación del numeral 1 "Objetivo" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación del CNDC
1. OBJETIVO (...)	ASPECTOS GENERALES Introducción La restitución del sistema, después de un colapso es una tarea compleja que requiere coordinación, comunicación, intercambio de información y toma de decisiones efectivas de los diferentes centros de control involucrados en el proceso, en situaciones donde la configuración de la red o las condiciones operativas son diferentes a las normales, dado que muchos eventos o perturbaciones se presentan cuando se tienen configuraciones de red y condiciones operativas diferentes a las de la operación en condiciones normales. Cada perturbación es exclusiva de las condiciones particulares del sistema previas a la misma y de la

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 4 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

	causa raíz de evento. Después de una perturbación, no es posible prever un evento; identificar exactamente cómo responderá el sistema o la magnitud del colapso. Por tanto, la Norma Operativa – Restitución de Sistema Interconectado Nacional (SIN) proporciona el marco de acciones conjuntas entre el CDC y los Centros de Control de los Agentes (CCA), para recuperar los efectos del evento en el SIN. Asimismo, proporciona la estrategia general, los objetivos, las prioridades, los lineamientos para la elaboración de los instructivos de restitución y las responsabilidades de los involucrados, al mismo tiempo, que da la flexibilidad necesaria para atender situaciones particulares de cualquier colapso parcial o total. Además de proporcionar un marco de actuación, la Norma define: Los protocolos de comunicación entre los participantes del proceso. Los procedimientos para que los participantes de la restitución envíen y mantengan información esencial relacionada con la restitución. El entrenamiento de los encargados de todos los centros de control: • Procedimiento de actualización regular de la Norma con el ingreso o salida de nuevas instalaciones.
--	--

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la modificación en el numeral 1 “Objetivo” por el numeral 1 “Aspectos generales”, esta Autoridad Reguladora no tiene observaciones, toda vez que la propuesta realiza una descripción de la restitución del Sistema, después de un colapso y una introducción sobre el marco de actuación de la Norma Operativa N° 6.

3.2. Reubicación del numeral 2. BASE LEGAL, 10. VIGENCIA Y 11. MODIFICACION

En la propuesta, se trasladan los numerales: 2 “Base Legal”, 10 “Vigencia” y 11 “Modificación” al numeral 1 “Aspecto Generales” de la Propuesta del CNDC, de acuerdo al siguiente detalle.

//...

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 5 de 26

“2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA”



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Tabla N° 2

Reubicación del numeral 2 "Base Legal", 10 "Vigencia" y 11 "Modificación" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
2. BASE LEGAL (...)	1.2 Marco legal Ley de Electricidad N°1604, Artículo 30 inciso g). Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b). Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004 y Resolución SSDE N° 181/2006 de 10 de julio de 2006. Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51). Decreto supremo 3892 del 1 de mayo de 2019 que modifica el decreto supremo N° 0071.
10. VIGENCIA (...)	1.3. Vigencia La presente Norma entrará en vigor a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante Resolución expresa.
11. MODIFICACIONES (...)	1.4. Modificaciones Cualquier modificación a la presente Norma Operativa, será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la AETN de acuerdo a procedimiento vigente.

Fuente: Elaboración propia.

Con relación a la reubicación de los numerales 2, 10 y 11 de la actual Norma Operativa, esta Autoridad Reguladora considera pertinente el traslado al numeral 1 "Aspectos Generales" de forma general.

Sin perjuicio de lo señalado, corresponde realizar algunos cambios o ajustes en la redacción, como se observa en la siguiente Tabla.

Tabla N° 3

Modificación del numeral 1.2 y 1.3 propuesto por el CNDC por parte la AETN

Norma Operativa propuesta por el CNDC	Propuesta de Modificación de la AETN
1.3 Marco legal Ley de Electricidad N°1604, Artículo 30 inciso g). Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b). Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004 y Resolución SSDE N° 181/2006 de 10 de julio de 2006. Decreto	1.2. Marco legal <u>Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994</u> , Artículo 30 inciso g). Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico <u>aprobado con el Decreto N° 26093 de 02 de marzo de 2001</u> , Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b), Decreto Supremo N° 29549 <u>de 08 de</u>

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 6 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51). Decreto supremo 3892 del 1 de mayo de 2019 que modifica el decreto supremo N° 0071.

1.4. Vigencia

La presente Norma entrará en vigor a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante Resolución expresa.

mayo de 2008, Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51) de 09 de abril de 2009. Decreto supremo 3892 del 1 de mayo de 2019 que modifica el decreto supremo N° 0071.

1.3. Vigencia

La presente Norma entrará en vigencia a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante Resolución expresa.

Fuente: Elaboración propia

3.3. Reubicación del numeral 3. DEFINICIONES

En la propuesta se traslada todo el contenido del numeral 3 "Definiciones", al Anexo N° 1 como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla N° 4

Modificación del numeral 3 "Definiciones" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
3. DEFINICIONES ANEXO N° 2 TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN PROCESOS DE RESTITUCIÓN (...)	ANEXO N° 1 GLOSARIO DE TÉRMINOS (...)

Fuente: Elaboración propia.

Con relación al traslado del numeral 3 "Definiciones", al Anexo N° 1 de la Norma Operativa propuesta, esta Autoridad Reguladora considera pertinente dicho cambio de acuerdo a la nueva estructura y objetivo de la Norma. Asimismo, se evidencia que las definiciones son concordantes con la normativa vigente y a la nueva estructura prevista, no existiendo observaciones.

3.4. Reubicación y modificación del numeral 5. RESPONSABILIDADES

En la propuesta se traslada y modifica el numeral 5 "Responsabilidades", de acuerdo al siguiente detalle:

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Tabla N° 5

Reubicación y modificación del numeral 5 "Responsabilidades" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
5. RESPONSABILIDADES (...)	2. AGENTES Y OBLIGACIONES 2.1 Criterios <i>El CDC del CNDC, es la encargada de coordinar las tareas de operación y restitución del SIN.</i> <i>Todos los Transmisores deben participar en la restitución por ser los operadores responsables de las instalaciones que forman la red del SIN.</i> <i>Los Generadores participan del proceso de restitución y cumplen con uno o ambos de los siguientes criterios:</i> • <i>Cuentan con la capacidad de arranque en negro y de operar en forma aislada de la red, para atender en una "isla eléctrica" cargas prioritarias;</i> • <i>Están conectados directamente a la red y tienen la capacidad de conectarse en paralelo con uno o más circuitos del sistema de transmisión o generadores que no tengan la capacidad de arranque en negro a los cuales se les pueda suministrar rápidamente energía para que alimenten sus servicios auxiliares, arranquen y ayuden con el control de la frecuencia y el voltaje de la red que se vaya recuperando.</i> <i>Los Distribuidores son los encargados de definir las cargas prioritarias en el proceso de restitución y de ejecutar las acciones que permitan ajustar los bloques de demanda a recuperar que garanticen un balance adecuado entre la generación y la demanda con la que cuenta el sistema restituido, así como del control local del voltaje.</i> <i>Los Consumidores No Regulados son usualmente Grandes Consumidores que tienen la capacidad de operar en una red aislada y pueden suministrar parte o el total de su carga para ayudar en el proceso de restitución. Adicionalmente, considerar las características especiales que tienen estas instalaciones en los procesos de restitución.</i> 2.2 Responsabilidades <i>De acuerdo con la Ley N° 1604 de Electricidad y sus Reglamentos, entre otras funciones del CNDC, está la de coordinar la operación del SIN y por ende la de liderar y coordinar el proceso de restitución a través del CDC. Dado lo anterior, sus obligaciones son las de dirigir la restitución de la red colapsada y de interconectar las redes que hayan podido quedar aisladas; coordinar las acciones establecidas en los</i>

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 8 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

	instructivos de restitución y responsabilizarse del manejo de la información sobre el colapso y el procedimiento de restitución. Asimismo, los Agentes a través de sus CCA tienen la responsabilidad de cumplir con los Instructivos de Restitución y seguir las instrucciones que le sean dadas por el CDC. Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de tener pleno conocimiento y comprensión de los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.
--	--

Fuente: Elaboración propia

Con relación a la reubicación y modificación estructural del numeral 5 "Responsabilidades", la AETN considera pertinente dicha modificación a la nueva estructura de la Norma Operativa Propuesta en el numeral 2.1 y 2.2, toda vez que la propuesta se basa en los criterios que deben tomar en cuenta tanto el CDC del CNDC como los Agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y/o Consumidores No regulados para el proceso de restitución ante un colapso del Sistema. Además, establecer sus responsabilidades durante el proceso de restitución a través del CDC, por lo que no se tienen observaciones sobre la redacción de los numerales 2.1 y 2.2 de la propuesta de la Norma Operativa N° 6.

3.5. Reubicación y modificación del numeral 5.1 RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DEL CDC

En la nueva estructura, se traslada y modifica el numeral 5.1 "Responsabilidades y Obligaciones del CDC" al numeral 2.2.1 de la Norma Operativa Propuesta, como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla N° 6

Reubicación y modificación del numeral 5.1 "Responsabilidades y Obligaciones del CDC" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
	2.2.1 Responsabilidades y obligaciones del CDC a) El CDC tiene la responsabilidad de evaluar el grado de la falla en el menor tiempo posible y comunicar a los CCA sus conclusiones, así como de dar instrucciones para el proceso de restitución, de acuerdo con los Instructivos de Restitución que correspondan. b) El CDC es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación.

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 9 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

**5.1. RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES
DEL CDC**

(...)

c) Una vez concluida la restitución aislada de un área, el CDC coordinará la sincronización con el resto del SIN; esta sincronización podrá ser efectuada aún en una etapa primaria de la restitución, con el propósito de brindar apoyo de un área a otra.

d) En caso necesario y según corresponda, el CDC podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.

e) En todo proceso de restitución, el CDC podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.

f) En casos de fallas y/o desconexiones que afecten solamente a una parte de un área o a algunos componentes del SIN, el CDC coordinará la restitución de los componentes en falla con el CCA que corresponda, aplicando el procedimiento que el caso determine.

g) Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte de los Agentes a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.

h) Realizar la actualización de los Instructivos de Restitución toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos y aprobarlos mediante una Resolución expresa por los miembros del Comité de Representantes al CNDC para su puesta en vigencia.

Fuente: Elaboración propia

Con relación a la reubicación y modificación del numeral 5.1 de la Norma Operativa vigente, la AETN considera pertinente la misma, toda vez que el CDC es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación en todos los procesos.

Asimismo, se incluye en el inciso h) la responsabilidad del CDC del CNDC de realizar la actualización de los Instructivos de Restitución, toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos y que sea aprobada mediante una Resolución expresa por los miembros del Comité de Representantes al CNDC para su puesta en vigencia.

Al respecto, las funciones del CNDC se establecen en el Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008: inciso i) Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo las disposiciones de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, Sus Reglamentos y la Norma Operativa N° 6; inciso n) Elaborar Norma Operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determine procedimientos y las Metodologías para Operar en el SIN; inciso z) Emitir y suscribir Resoluciones del

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 10 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 (591-2) 2312393

COCHABAMBA: Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) (591-4) 4142100 (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo (591-3) 3111291

aetn@aetn.gob.bo Línea Gratuita: 800-10-2407

www.aetn.gob.bo



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

CNDC y las Actas de sesión y; el inciso aa) Otras que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se creó el CNDC.

En este sentido, esta Autoridad Reguladora de acuerdo a las funciones del CNDC considera pertinente que de forma periódica y oportuna, debido a la incorporación de nuevos componentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Generación, Transmisión, Distribución y/o Consumidores No Regulados), los Instructivos de Restitución sean actualizados con el ingreso y salida de Componentes de las instalaciones del SIN y sean aprobados con una Resolución expresa por los miembros del Comité de Representantes al CNDC para su puesta en vigencia y aplicación, con el fin de que el CDC del CNDC y los Agentes puedan proceder de manera segura en la restitución del Sistema, ante la ocurrencia de algún evento que ocasione colapso parcial o total del SIN, sin la modificación de la Norma Operativa N° 6.

3.6. Reubicación y modificación del numeral 5.2 RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

En la nueva estructura se traslada y modifica el numeral 5.2 "Responsabilidades y Obligaciones de los Agentes" al numeral 2.2.2 de la Norma Operativa Propuesta, como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla N° 7

Reubicación y modificación del numeral 5.2 "Responsabilidades y Obligaciones de los Agentes" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
5.2 RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES (...)	2.2.2 Responsabilidades y obligaciones de los Agentes Todos los Agentes Generadores, Transmisoras, Distribuidores y Consumidores No Regulados que forman parte del SIN a través de sus CCA, están obligados a operar sus instalaciones de forma diligente y a suministrar la información necesaria para coordinar la restitución del sistema en la oportunidad, manera y forma que señale la normativa vigente. a) Cumplir con las disposiciones del CDC y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones e intercambiar información con el CDC. b) Para llevar a cabo el intercambio de información, los CCA de los Agentes deben mantener enlazados sus respectivos centros de control a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el Centro de Despacho de Carga (CDC) del CNDC.



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

- c) Una vez registrada una falla, desconexión o anomalía, los CCA de los Agentes involucrados en la misma, tienen la responsabilidad de informar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando, de ser posible, la causa de la falla y/o las características de la anomalía además la disponibilidad de sus instalaciones para la restitución.
- d) En todo el proceso de restitución, los CCA tienen la responsabilidad de acatar las instrucciones que el CDC les especifique. Si a criterio del CCA alguna instrucción del CDC implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, el CCA podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida comunicando al CDC en el menor tiempo posible la razón de ese incumplimiento.
- El CDC aceptará dicha decisión y el Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.
- e) Los CCA tienen la responsabilidad de realizar los mayores esfuerzos y todas las acciones necesarias para la normalización de sus instalaciones en el menor tiempo posible.
- f) Los Agentes del MEM tienen la obligación de informar al CDC sobre su organización y nómina de personas que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones. La información mencionada deberá ser actualizada por los Agentes toda vez que sea modificada e informar sobre las mismas al CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- g) Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte del CDC a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- h) Posterior a la falla y adicionalmente al SISFALLA una vez detectadas anomalías y/u observaciones por parte del CNDC a la información presentada por los Agentes, deberá elaborar un informe de diagnóstico de las perturbaciones y presentar las observaciones pertinentes mediante informe al CNDC con copia a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear adjuntando los registros de los parámetros más importantes.

Fuente: Elaboración propia

Con relación a la reubicación y modificación del numeral 5.2 de la Norma Operativa vigente a la nueva estructura, la AETN considera pertinente la misma, toda vez que el

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 12 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

numeral 2.2.2 de la Norma Operativa propuesta establece las responsabilidades y obligaciones de los Agentes en el proceso de restitución hasta su culminación.

3.7. Reubicación del ANEXO N° 1 "BASES CONCEPTUALES PARA LA RESTITUCIÓN DEL SIN" al Numeral 3, de la Norma operativa Propuesta.

En el Numeral 3 de la Norma Operativa propuesta por el CNDC, se incluye el objetivo y toda la base conceptual del proceso de Restitución de Sistema Interconectado Nacional (SIN) de la Norma Operativa vigente, de acuerdo al siguiente detalle.

Tabla N° 8

Reubicación del Anexo 1, por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
ANEXO N° 1 BASES CONCEPTUALES PARA LA RESTITUCIÓN DEL SIN (...)	3.OBJETIVOS Y ESTRATEGIA 3.1. Objetivo 3.2 Estrategia 3.2.1. Estabilizar la red 3.2.2. Estado de funcionamiento de los equipos del sistema. 3.2.3. Estrategia de maniobra de interruptores. 3.2.4. Secuencia óptima de arranque de unidades de generación. 3.2.5. Consideraciones del sistema de potencia 3.2.6. Sobrevoltajes durante la restitución 3.2.6.1. Sobrevoltajes sostenidos 3.2.6.2. Sobrevoltajes transitorios 3.2.6.3 Sobrevoltajes producidos por resonancia de armónicas 3.2.7. Limitaciones en los equipos del sistema de transmisión 3.2.8. Control de sobrevoltajes 3.2.8.1. Sobrevoltajes sostenidos 3.2.8.2. Sobrevoltajes transitorios 3.2.8.3. Resonancia de Armónicas (...)

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 13 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

3.2.9. Consideraciones para nuevas tecnologías (Plantas solares y eólicas).

Las instalaciones de generación eólica y solar pueden conectarse a la red de Transmisión y por ende tener la supervisión del CDC, en otros casos, estos recursos de generación están integrados a los sistemas de distribución, por lo cual el CDC tiene un control limitado sobre esta generación. Sin embargo, es necesario que el operador del sistema tenga total conocimiento del impacto que tienen estas tecnologías dentro del Sistema Interconectado Nacional boliviano.

Normalmente, los controles automáticos, dentro de este tipo de generadores, varían su potencia de salida en función de la velocidad del viento o la radiación solar, de acuerdo con su capacidad instalada y, el programa de generación. La variabilidad de su respuesta no es un factor de preocupación para los operadores cuando el sistema está en estado normal, pero puede ser problemático durante las primeras etapas de un proceso de restitución, particularmente cuando se trata de estabilizar o sincronizar porciones de red aisladas de después de un colapso.

Por lo anterior, el CDC y los CCA tendrán en cuenta las siguientes pautas para el tratamiento de este tipo de generación durante un proceso de restitución:

- Desconectar la generación eólica y solar si la variación de su potencia causa desviaciones de voltaje o frecuencia inaceptables.
- Desconectar la generación eólica y solar en bloques. Compensar con otra generación o desconectar carga para mantener la frecuencia.
- En el caso en que los generadores eólicos y solares estén desconectados o se haya apagado con el colapso, se deben dejar fuera de servicio hasta las últimas etapas del proceso de restitución; cuando se tenga un sistema más estable.

3.2.10. Reserva rotante durante la restitución

Durante el proceso de restitución, esta reserva va a depender de la magnitud del colapso que se haya presentado ya que de materializarse un colapso total del sistema o de apagarse totalmente un área, el proceso de recuperación inicia con el arranque de las unidades con capacidad de arranque en negro y la reserva dependerá únicamente de la capacidad de las unidades que hayan podido arrancar en las primeras etapas del proceso.

En gran medida la estabilidad del sistema depende de la inercia proporcionada por las unidades de generación, la acción del regulador de estas, el comportamiento de la carga y los esquemas automáticos de desconexión de carga por baja frecuencia. La seguridad del sistema o de la porción

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 14 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

de red aislada mejora en gran medida cuando hay suficiente reserva para cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande. Por lo anterior la estrategia es la de ir recuperando el mayor número de unidades posible.

Durante el proceso de restitución del sistema, cada área debe contar con una reserva suficiente para cubrir la contingencia del generador más grande que se haya podido recuperar en cada área aislada.

De acuerdo con lo anterior, en el proceso de restitución se pueden identificar 2 tipos de reservas: la primera es la reserva en giro o caliente la cual es básicamente, está definida a partir de los excedentes de potencia activa que puedan tener los generadores en línea y que, por sus características, (velocidad de toma de carga) pueden entregar esta energía adicional en menos de diez minutos, esta reserva facilita la restitución del sistema o la porción de este que haya colapsado, llevándola al estado precontingencia ya permite regular el intercambio de potencia activa por las líneas que enlazan porciones aisladas del sistema o la restitución ordenada de carga. Por lo anterior, se debe tener la precaución de que la carga no se restituya a una velocidad superior a la cual responde la reserva que el sistema podría volver a colapsar. Los CCA de los Agentes Consumidores (Consumidores No Regulados y Distribuidores) deben tener precisión en el tipo de carga que incorporaran al sistema, y el CDC debe tener precisión en la cantidad de reserva que disponga el Sistema.

Mientras que la segunda es la reserva dinámica, que se define como la cantidad de potencia disponible para preservar el sistema durante una perturbación que afecta la frecuencia, esta provisión de potencia está destinada a cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema o de la porción de este que haya quedado aislada. Esta reserva puede complementarse con la carga conectada a los relés de alivio de carga por subfrecuencia que se haya podido recuperar durante el proceso de restitución y la respuesta en regulación primaria de los generadores que se encuentren en línea.

Por lo anterior, en las primeras etapas de proceso de restitución, los Agentes Consumidores deben tener prevista, dentro de su secuencia de restitución, la reconexión de cargas que estén dentro del esquema EDAC por baja frecuencia.

3.2.11. Consideraciones con los Hornos de Arco Eléctrico -HAE- durante la restitución

Los hornos de arco eléctrico se consideran como cargas especiales dentro del sistema eléctrico de potencia y su operación obliga a mantener un monitoreo muy riguroso de cada una de las variables del sistema (Potencia, Voltaje y frecuencia) ya que en su funcionamiento estos hornos generan entre otros fenómenos como:

- Grandes fluctuaciones de voltaje.

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 15 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

	• Armónicos. • Operación con un bajo factor de potencia. • Desbalance entre fases. A diferencia de otras cargas no lineales basadas en electrónica de potencia, los hornos de arco eléctrico son menos predecibles en su operación, por lo cual es recomendable que durante un proceso de restitución del sistema después de un colapso parcial o total se tenga especial cuidado con su funcionamiento. Si el horno de arco ha quedado en servicio después de un evento de gran magnitud sobre el sistema, se debe coordinar con los operadores del mismo las condiciones bajo las cuales seguirá conectado a la red, buscando minimizar sus fluctuaciones de carga y voltaje, para evitar que estas lleven a ocasionar un evento mayor al presentado inicialmente. En casos críticos puede ser, inclusive necesario su desconexión del sistema. Por otra parte, si el horno de arco eléctrico quedó fuera de servicio después del colapso se recomienda que su reconexión durante las últimas etapas del proceso de restitución ya que por sus características este tipo de cargas pueden generar inestabilidades en la frecuencia del sistema por sus fluctuaciones de carga y voltaje. Sin embargo, se debe procurar alimentar los servicios auxiliares de estas instalaciones tan pronto como sea posible.
--	--

Fuente: Elaboración propia

Con relación a la reubicación del Anexo N°1, al numeral 3 "Objetivos y Estrategia" de la propuesta del CNDC, la misma en la nueva estructura rescata toda la información contenida de la Norma Operativa Vigente en lo que respecta al objetivo y estrategia del proceso restitución, que son considerados en los numerales del 3.2.1 al 3.2.8, con toda la información que contenía el Anexo N° 1 "Bases conceptuales para la restitución del SIN" de la Norma Operativa Vigente, sobre el cual no se tienen observaciones.

Así también, se incluye nuevos conceptos en el proceso de restitución referente a nuevas tecnologías (Plantas solares y eólicas), la Reserva Rotante durante la restitución y las consideraciones que se debe tomar con los Hornos de Arco Eléctrico-HAE durante la restitución, mejorando la estrategia la Norma Operativa ante este tipo de eventualidades que son consideradas en el proceso de restitución, a los cuales esta Autoridad Reguladora no tiene observaciones

3.8. Reubicación y modificación del numeral 7. PROCESO DE RESTITUCIÓN

En la propuesta se reubica y modifica el numeral 7 "Proceso de restitución", de acuerdo al siguiente detalle.

//...



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Tabla N° 9

Reubicación y modificación del numeral 7 "Proceso de restitución" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
7 PROCESO DE RESTITUCIÓN (...)	4. PROCESO DE RESTITUCIÓN Dentro de las primeras acciones que debe realizar el CDC, después de un colapso parcial o total, es la de evaluar la magnitud del evento ocurrido, con base en la información obtenida del SCADA y la proporcionadas por los agentes. De acuerdo con esta evaluación, el CDC comunicará a los CCA la magnitud del colapso e instruirá el inicio de proceso de restitución de acuerdo con los instructivos que apliquen. Para informar la posible causa de la falla y la disponibilidad de sus instalaciones, los CCA deberán considerar lo siguiente: 4.1. Fase de Reconocimiento Luego de producido el colapso, cada CCA debe iniciar las acciones de reconocimiento e identificación de las causas que provocaron el mismo, basado en la determinación de los siguientes datos: - Estado Pre y Post falla – El CCA registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación, procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos, y la configuración pre y post falla para confirmar la disponibilidad de estos. - Determinar la causa probable de la contingencia, para lo cual los CCA deberán recolectar la siguiente información de sus instalaciones: - Actuación de los sistemas de protección y apertura de los interruptores. - Señalización y alarmas. - Condiciones climáticas (siempre que sea posible). - Lectura de los registradores de falla. - Probables causas de la falla del o de los Componentes origen (falta de mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.). - Los CCA de los Agentes comunicarán al CDC la relación de equipos o componentes afectados a consecuencia de la falla.

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 17 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

4.2. Fase de restitución

El proceso de restitución está a cargo del CDC y los CCA de los Agentes, como ejecutores. El proceso general es el siguiente:

- a) *Producida una falla, los CCA deben informar al CDC inmediatamente este hecho mediante teléfono, señalando de ser posible la causa y la disponibilidad de sus instalaciones de acuerdo a lo establecido anteriormente, para el proceso de restitución. Así mismo, deben quedar permanentemente atentos a las instrucciones del CDC.*
- b) *Con la información del SCADA y de los CCA, el CDC evaluará el alcance y la gravedad de la falla en el plazo más breve posible e informará a los CCA sobre el alcance de la falla y la situación del sistema e instruirá el procedimiento preestablecido que se debe aplicar, si corresponde, o emitirá las instrucciones exactas para cada CCA, si los eventos no se encuentran contemplados en los instructivos preestablecidos. En el proceso de restitución los equipos, causantes probables de la falla, serán evaluados antes de su energización.*
- c) *Si la falla afecta solamente a una parte de un área o a pocos componentes del SIN, el CDC coordinará con los respectivos CCA la restitución de los componentes involucrados en la falla.*
- d) *Si la falla ocasiona un colapso parcial en una o más áreas del SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA respectivos y coordinará la reposición del sistema.*
- e) *Si la falla ocasiona un colapso total en dos o más áreas o en todo el SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA y coordinará la reposición del sistema.*
- f) *En cualquier momento del proceso de restitución, los CCA deberán informar al CDC la disponibilidad de sus equipos e instalaciones afectados por la falla que hayan requerido alguna acción de reparación para su habilitación.*
- g) *Una vez restituido el sistema, el CDC deberá proceder a optimizar el despacho económico. Cuando no sea posible restituir las mismas unidades, el CDC deberá efectuar un redespacho en línea.*
- h) *En todo proceso de restitución los operadores del CDC y CCA(s) deben utilizar el protocolo de comunicaciones y Terminología descrita en el Glosario de Definiciones de la presente Norma.*

4.3. Alternativas de Restitución

En caso de colapso, la restitución de las áreas y/o subáreas se iniciará mediante el arranque en negro

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 18 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

	de las unidades generadoras locales o mediante las líneas de transmisión que hubiesen quedado disponibles, según lo señalado en los procedimientos de restitución respectivos. El CDC comunicará telefónicamente a los CCA, la alternativa a seguir. Según las condiciones de las subáreas colapsadas y la disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, el CDC podrá pasar de uno a otro Procedimiento de Restitución. Asimismo, en casos de que se aborte un proceso de restitución, el CDC iniciará un nuevo proceso de restitución. En ambos casos el CDC comunicará oportunamente a los CCA respectivos.
--	--

Fuente: Elaboración propia

Con relación a la propuesta de modificación del numeral 7 "Proceso de restitución", la misma se encuentra plasmada o transcrita en el numeral 4 de la Norma Operativa Propuesta por el CNDC.

Asimismo, se incluye el numeral 4.3 "Alternativas de Restitución", que evalúa la posibilidad de restituir el sistema en caso de colapso, la restitución de las áreas y/o subáreas, mediante el arranque en negro de las Unidades Generadoras locales o mediante las Líneas de Transmisión que hubiesen quedado disponibles, Al respecto, esta Autoridad Reguladora considera permitente la adición correspondiente.

3.9. Reubicación y modificación del numeral 8 COMUNICACIONES

En la propuesta se traslada y modifica, el numeral 8 "Comunicaciones", de acuerdo al siguiente detalle.

Tabla N° 10

Reubicación y modificación del numeral 8 "Comunicaciones" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
8. COMUNICACIONES (...)	5. PROTOCOLO DE COMUNICACIONES Durante la restitución del sistema, las comunicaciones juegan un rol esencial, por lo cual es indispensable establecer y seguir los protocolos que garanticen comunicaciones efectivas entre el personal del Centro de Despacho de Carga (CDC) de la Unidad Operativa del CNDC y el personal de los Centros de Control (CCA) de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). • Es fundamental que todos los operadores del sistema (CDC y CCA de los Agentes) tengan muy claro cómo se deben realizar las comunicaciones operativas, para no incurrir en errores que provocarían perjuicio para la

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 19 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

correcta operación del SIN.

- Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con instrucciones, informaciones, eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación del SIN.
- Por su naturaleza, las comunicaciones operativas son de importancia nacional e internacional y tienen un tratamiento especial.

Cualquier comunicación entre el personal del CDC, y los demás agentes del SIN debe contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) El nombre de la persona que emite la comunicación,
- b) La identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas,
- c) La instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente. A continuación, se ilustra un ejemplo práctico donde el CDC genera una comunicación con un CCA.

Está expresamente prohibido:

- La utilización del sistema telefónico con fines ajenos a la operación.
- La utilización del sistema por personas ajenas a la operación.
- El uso de sobrenombres o apodos.
- El uso de lenguaje impropio con palabras vulgares y/o de excesiva confianza.
- El uso de comentarios mal intencionados o bromas.
- Conferencias de índole privada.
- Uso indebido para crear interferencias.

En los casos que amerite, los CCA de los Agentes deben comunicar al CDC problemas presentados en sus sistemas de comunicaciones y los medios alternos que se usarán en tanto se restituya el sistema principal.

A continuación, se establecen otros lineamientos en comunicaciones a ser tenidos en cuenta durante el proceso de restitución:

- a) Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real (De acuerdo a Norma

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 20 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Operativa N° 4), consistentes en:

- Teléfono directo y selectivo por carrier.
 - Sistema telefónico fijo asignado a la operación del sistema.
 - Teléfonos celulares asignados a la operación del sistema.
- b) En la restitución, estos sistemas de comunicación serán utilizados exclusivamente para la comunicación entre los CCA y el CDC con el propósito de entregar y recibir información relativa a la falla y del estado de los componentes de generación y transmisión y/o emitir y recibir instrucciones.
- c) Para las comunicaciones internas con sus propias centrales o subestaciones, los Agentes deberán utilizar otros medios de comunicación independientes de los definidos para la operación en tiempo real.
- d) Los CCA que no estén directamente involucrados en la falla o en el proceso de restitución deben abstenerse de efectuar llamadas telefónicas al CDC con fines informativos, mientras dure el proceso de restitución.
- e) Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- f) Ocurrido el colapso y concluida la evaluación preliminar de la falla y sus efectos, el Jefe de División del Centro de Despacho de Carga informará, a la brevedad posible, al Gerente de Operaciones del SIN, a la Presidencia del CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear las condiciones del sistema.
- g) Una vez concluida la restitución del sistema luego de un colapso, el CDC enviará dentro de las siguientes tres (3) horas siguientes a la restitución, por correo electrónico, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, a los Representantes del Comité y a todos los Agentes del MEM un Informe Preliminar de la Falla.
- h) Para la elaboración de los informes Preliminares y/o Finales de Falla, los Agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados enviarán en medio magnético y por correo electrónico los registros de frecuencia, voltaje, potencias de las instalaciones donde tengan disponible esta información proveniente de registradores de eventos.

Los Agentes del MEM tienen la obligación de actualizar oportunamente la información de los teléfonos de personal de operaciones de su

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 21 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

	organización y de la nómina de personas con las que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones. Asimismo, es totalmente obligatorio, durante el proceso de restitución, cumplir con las directrices establecidas por el CNDC en el documento "Protocolo de Comunicaciones Para Centros de Control" o, en aquel que lo sustituya o modifique
--	---

Fuente: Elaboración propia

Con relación de la reubicación y modificación del Numeral 8 descrita con precedencia, la AETN considera pertinente la nueva estructura de la misma, toda vez que la Norma Operativa propuesta respecto al protocolo de comunicaciones, establece lineamientos de comunicación y recomienda seguir los protocolos que garanticen una comunicación efectiva entre el personal del Centro de Despacho de Carga (CDC) de la Unidad Operativa del CNDC y el personal de los Centros de Control (CCA) de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de forma clara y segura.

3.10. Reubicación y modificación del numeral 9 INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN

En la propuesta se reubica y modifica el numeral 9 "Instructivos de restitución", de acuerdo al siguiente detalle.

Tabla N° 11

Modificación del numeral 9 "Instructivos de restitución" por parte del CNDC

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
9. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN (...)	6. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN Los procedimientos específicos para el proceso de restitución se describen en los "Instructivos de Restitución". El CNDC es responsable de realizar su actualización, considerando el ingreso o retiro de componentes en el SIN, el cual, para su aplicación deberá ser aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante una Resolución expresa.

Fuente: Elaboración propia

Con relación de la modificación descrita con precedencia, la AETN considera pertinente la misma, toda vez que se encuentra acorde a las funciones del CNDC establecidas en el Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 20028: inciso i) Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo las disposiciones de la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, sus Reglamentos y la Norma Operativa N° 6; inciso n) Elaborar Norma Operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determine procedimientos y las Metodologías para Operar en el SIN,

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 22 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

inciso; z) Emitir y suscribir Resoluciones del CNDC y las Actas de sesión y; el inciso aa) Otras que sean necesarias para cumplir la finalidad para la cual se creó el CNDC.

En este sentido, esta Autoridad Reguladora de acuerdo a las funciones del CNDC considera pertinente que de forma periódica y oportuna, debido a la incorporación de nuevos componentes al SIN (Generación, Transmisión, Distribución y/o Consumidores No Regulados), los Instructivos de Restitución sean actualizados con el ingreso y salida de Componentes de las instalaciones del SIN y sean aprobados con una Resolución expresa por los miembros del Comité de Representantes al CNDC para su puesta en vigencia y aplicación.

Con el fin de que el CDC del CNDC y los Agentes puedan proceder de manera segura en la restitución del sistema, ante la ocurrencia de algún evento que ocasione colapso parcial o total del SIN, sin la modificación de la Norma Operativa N° 6.

Sin perjuicio de lo señalado, corresponde realizar algunos cambios o ajustes en la redacción, como se observa en la siguiente Tabla.

Tabla N° 12

Modificación del 6 "Descripción técnica de la Conexión" por parte de la AETN

Norma Operativa Vigente	Propuesta de Modificación CNDC
6. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN Los procedimientos específicos para el proceso de restitución se describen en los "Instructivos de Restitución". El CNDC es responsable de realizar su actualización, considerando el ingreso o retiro de componentes en el SIN, el cual, para su aplicación deberá ser aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante una Resolución expresa.	6. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN Los procedimientos específicos para el proceso de restitución se describen en los "Instructivos de Restitución". El CNDC es responsable de realizar su actualización, considerando el ingreso o retiro de componentes en el SIN, el cual, para su aplicación deberá ser aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante una Resolución expresa, <u>recomendado su aplicación y cumplimiento con la Resolución emitida por la AETN, que aprueba la Norma Operativa N° 6 vigente.</u>

Fuente: Elaboración propia

3.11. De la impugnación a la Resolución CNDC 493/2024-1 de 26 de junio de 2024

De la revisión a los registros que cursan en la AETN, se establece la inexistencia de impugnación alguna contra la Resolución por la cual se aprobó en instancia del CNDC la "Propuesta de Norma Operativa N° 6 - Restitución del Sistema Interconectado Nacional", dentro del plazo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, que dispone:



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

"Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. **La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de los cuarenta (40) días hábiles de emitida la Resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.**" (Las negrillas son nuestras).

El CNDC en cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución AETN N° 338/2024 de 17 de junio de 2024, ha procedido con la notificación de la "Propuesta de Norma Operativa N° 6 - Restitución del Sistema Interconectado Nacional", a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEN), en fecha 30 de septiembre de 2024, es decir, el plazo para cualquier impugnación vencía el 25 de noviembre de 2024 (cuarenta días) y la propuesta fue remitida mediante nota con Registro N° 19478 de 03 de diciembre de 2024.

Por lo que, al haber concluido el plazo para la presentación de impugnaciones y al no existir solicitud de revisión u observación a la citada propuesta, corresponde a esta Autoridad Reguladora proceder con la aprobación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional" conforme el análisis realizado en el presente Informe, en cumplimiento al procedimiento establecido en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008.

4. CONCLUSIONES

4.1 La propuesta de modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", aprobada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) mediante Resolución CNDC 493/2024-1 de 26 de junio de 2024, contiene observaciones de forma y redacción, las cuales en virtud de lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, fueron subsanadas por esta Autoridad Reguladora, no existiendo mayor observación.

4.2 Cumplido el plazo de impugnación establecido en el artículo 7 del ROME (40 días de emitida la Resolución del CNDC), se verifica que esta Autoridad Reguladora no recibió impugnación alguna contra la Resolución CNDC N° 493/2024-1 de 26 de junio de 2024, que aprueba la modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", por lo que, corresponde aprobar la misma mediante Resolución y revocar la Resolución AE N° 101/2017 de fecha 21 de febrero de 2017, que aprobó la versión en actual vigencia.

5. RECOMENDACIONES

Con base a las conclusiones arribadas, se recomienda lo siguiente:



RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

- 5.1. Aprobar la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", que en Anexo forma parte del presente Informe, para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).
- 5.2. Revocar las Resoluciones AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprobaron la versión en actual vigencia, a partir de la publicación con la Resolución que emerja del presente Informe.
- 5.3. Disponer la publicación de la Resolución que emerja del presente Informe, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional, en aplicación del artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo.
- 5.4. Una vez publicada Resolución Administrativa que apruebe la modificación de la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", remitir una copia de la citada Resolución al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), de acuerdo a lo dispuesto en el inciso c) artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 marzo de 2001, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008".

Que por lo expuesto, en atención a lo dispuesto por el parágrafo III del artículo 52 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, se acepta el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025, como fundamento de la presente Resolución.

CONSIDERANDO: (Conclusión)

Que por el análisis realizado en el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025, en aplicación de la normativa vigente del sector eléctrico, se concluye que corresponde Aprobar la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema Interconectado Nacional", para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008; asimismo, Revocar las Resoluciones AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y AE N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprobaron la anterior versión de la norma mencionada.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), conforme a designación contenida en la Resolución Suprema N° 30700 de 03 de enero de 2025, en uso de las funciones y atribuciones conferidas por la Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, el Decreto Supremo N° 0071 de 09 de abril de 2009, el Decreto Supremo N° 3892 de 1° de mayo de 2019, y demás disposiciones legales en vigencia; y en consideración al análisis efectuado en el Informe AETN-DOCP2 N° 115/2025 de 15 de enero de 2025;

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 25 de 26

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la Norma Operativa N° 6 “*Restitución del Sistema Interconectado Nacional*”, que en Anexo forma parte integrante de la presente Resolución, para su aplicación por parte del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo dispuesto en el inciso b) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008.

SEGUNDO.- Revocar las Resoluciones AE N° 101/2017 de 21 de febrero de 2017 y AETN N° 924/2018 de 21 de diciembre de 2018, que aprobaron la anterior versión de la Norma Operativa N° 6 con la denominación “*Restitución del Sistema Interconectado Nacional*” y los Instructivos de Restitución, a partir de la publicación con la presente Resolución.

TERCERO.- Disponer la publicación de la presente Resolución, por una sola vez en un órgano de prensa de circulación nacional a través de su edición impresa y/o de su edición digital, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley N° 2341 de 23 de abril de 2002, Ley de Procedimiento Administrativo, concordante con el párrafo I del artículo 9 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE (RLPA-SIRESE), aprobado mediante Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003, modificado por el Decreto Supremo N° 5003 de 16 de agosto de 2023 y en la página web <https://www.aetn.gob.bo> de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN).

CUARTO.- Disponer la remisión de una copia de la presente Resolución y su Anexo, además de los antecedentes que respaldan su emisión, al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables (VMEER), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) para su conocimiento y fines consiguientes, en cumplimiento a lo dispuesto en el inciso c) del artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 02 de marzo de 2001, modificado por el Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Es conforme:

Mario Antonio Puga Valenzuela
DIRECTOR EJECUTIVO
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

Luis Fernando Mejía Uria
ABOGADO
R.P.A. 6660680LFMU
AUTORIDAD DE FISCALIZACIÓN DE
ELECTRICIDAD Y TECNOLOGÍA NUCLEAR

NMM

RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 26 de 26

“2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA”



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCION DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. Introducción

La restitución del sistema, después de un colapso es una tarea compleja que requiere coordinación, comunicación, intercambio de información y toma de decisiones efectivas de los diferentes centros de control involucrados en el proceso, en situaciones donde la configuración de la red o las condiciones operativas son diferentes a las normales, dado que muchos eventos o perturbaciones se presentan cuando se tienen configuraciones de red y condiciones operativas diferentes a las de la operación en condiciones normales. Cada perturbación es exclusiva de las condiciones particulares del sistema previas a la misma y de la causa raíz de evento.

Después de una perturbación, no es posible prever un evento; identificar exactamente cómo responderá el sistema o la magnitud del colapso. Por tanto, la Norma Operativa – Restitución de Sistema Interconectado Nacional (SIN) proporciona el marco de acciones conjuntas entre el CDC y los Centros de Control de los Agentes (CCA), para recuperar los efectos del evento en el SIN. Asimismo, proporciona la estrategia general, los objetivos, las prioridades, los lineamientos para la elaboración de los instructivos de restitución y las responsabilidades de los involucrados, al mismo tiempo, que da la flexibilidad necesaria para atender situaciones particulares de cualquier colapso parcial o total.

Además de proporcionar un marco de actuación, la Norma define:

- Los protocolos de comunicación entre los participantes del proceso.
- Los procedimientos para que los participantes de la restitución envíen y mantengan información esencial relacionada con la restitución.
- El entrenamiento de los encargados de todos los centros de control.
- Procedimiento de actualización regular de la Norma con el ingreso o salida de nuevas instalaciones.

1.2. Marco legal

Ley N° 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994, Artículo 30 inciso g). Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado con el Decreto N° 26093 de 02 de marzo de 2001, Artículos 3 inciso h), 15, 18 inciso m), 19 inciso a), 22 inciso b).. Decreto Supremo N° 29549 de 08 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 29624 de 02 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51) de 09 de abril de 2009.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 1 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Decreto supremo 3892 del 1 de mayo de 2019 que modifica el decreto supremo N° 0071.

1.3. Vigencia

La presente Norma entrará en vigencia a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, mediante Resolución expresa.

1.4. Modificaciones

Cualquier modificación a la presente Norma Operativa, será propuesta por el CNDC, para su posterior aprobación por la AETN de acuerdo a procedimiento vigente.

2. AGENTES Y OBLIGACIONES

2.1. Criterios

El CDC del CNDC, es la encargada de coordinar las tareas de operación y restitución del SIN.

Todos los Transmisores deben participar en la restitución por ser los operadores responsables de las instalaciones que forman la red del SIN.

Los Generadores participan del proceso de restitución y cumplen con uno o ambos de los siguientes criterios:

- Cuentan con la capacidad de arranque en negro y de operar en forma aislada de la red, para atender en una "isla eléctrica" cargas prioritarias;
- Están conectados directamente a la red y tienen la capacidad de conectarse en paralelo con uno o más circuitos del sistema de transmisión o generadores que no tengan la capacidad de arranque en negro a los cuales se les pueda suministrar rápidamente energía para que alimenten sus servicios auxiliares, arranquen y ayuden con el control de la frecuencia y el voltaje de la red que se vaya recuperando.

Los Distribuidores son los encargados de definir las cargas prioritarias en el proceso de restitución y de ejecutar las acciones que permitan ajustar los bloques de demanda a recuperar que garanticen un balance adecuado entre la generación y la demanda con la que cuenta el sistema restituido, así como del control local del voltaje.

Los Consumidores No Regulados son usualmente Grandes Consumidores que tienen la capacidad de operar en una red aislada y pueden suministrar parte o el total de su carga para ayudar en el proceso de restitución. Adicionalmente, considerar las características especiales que tienen estas instalaciones en los procesos de restitución.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 2 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

2.2. Responsabilidades

De acuerdo con la Ley N° 1604 de Electricidad y sus Reglamentos, entre otras funciones del CNDC, está la de coordinar la operación del SIN y por ende la de liderar y coordinar el proceso de restitución a través del CDC. Dado lo anterior, sus obligaciones son las de dirigir la restitución de la red colapsada y de interconectar las redes que hayan podido quedar aisladas; coordinar las acciones establecidas en los instructivos de restitución y responsabilizarse del manejo de la información sobre el colapso y el procedimiento de restitución.

Asimismo, los Agentes a través de sus CCA tienen la responsabilidad de cumplir con los Instructivos de Restitución y seguir las instrucciones que le sean dadas por el CDC. Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de tener pleno conocimiento y comprensión de los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.

2.2.1. Responsabilidades y obligaciones del CDC

- El CDC tiene la responsabilidad de evaluar el grado de la falla en el menor tiempo posible y comunicar a los CCA sus conclusiones, así como de dar instrucciones para el proceso de restitución, de acuerdo con los Instructivos de Restitución que correspondan.
- El CDC es el responsable de coordinar la ejecución de las acciones del proceso de restitución hasta su culminación.
- Una vez concluida la restitución aislada de un área, el CDC coordinará la sincronización con el resto del SIN; esta sincronización podrá ser efectuada aún en una etapa primaria de la restitución, con el propósito de brindar apoyo de un área a otra.
- En caso necesario y según corresponda, el CDC podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.
- En todo proceso de restitución, el CDC podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- En casos de fallas y/o desconexiones que afecten solamente a una parte de un área o a algunos componentes del SIN, el CDC coordinará la restitución de los componentes en falla con el CCA que corresponda, aplicando el procedimiento que el caso determine.
- Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte de los Agentes a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- Realizar la actualización de los Instructivos de Restitución toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos y aprobarlos mediante una Resolución expresa por los miembros del Comité de Representantes al CNDC para su puesta en vigencia.

//....



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 3 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

2.2.2. Responsabilidades y obligaciones de los Agentes

Todos los Agentes Generadores, Transmisoras, Distribuidores y Consumidores No Regulados que forman parte del SIN a través de sus CCA, están obligados a operar sus instalaciones de forma diligente y a suministrar la información necesaria para coordinar la restitución del sistema en la oportunidad, manera y forma que señale la normativa vigente.

- Cumplir con las disposiciones del CDC y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones e intercambiar información con el CDC.
- Para llevar a cabo el intercambio de información, los CCA de los Agentes deben mantener enlazados sus respectivos centros de control a través de un sistema de comunicaciones confiable y compatible con el Centro de Despacho de Carga (CDC) del CNDC.
- Una vez registrada una falla, desconexión o anomalía, los CCA de los Agentes involucrados en la misma, tienen la responsabilidad de informar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando, de ser posible, la causa de la falla y/o las características de la anomalía además la disponibilidad de sus instalaciones para la restitución.
- En todo el proceso de restitución, los CCA tienen la responsabilidad de acatar las instrucciones que el CDC les especifique. Si a criterio del CCA alguna instrucción del CDC implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, el CCA podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida comunicando al CDC en el menor tiempo posible la razón de ese incumplimiento.
- El CDC aceptará dicha decisión y el Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.
- Los CCA tienen la responsabilidad de realizar los mayores esfuerzos y todas las acciones necesarias para la normalización de sus instalaciones en el menor tiempo posible.
- Los Agentes del MEM tienen la obligación de informar al CDC sobre su organización y nómina de personas que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones. La información mencionada deberá ser actualizada por los Agentes toda vez que sea modificada e informar sobre las mismas al CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- Informar por escrito los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte del CDC a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear.
- Posterior a la falla y adicionalmente al SISFALLA una vez detectadas anomalías y/u observaciones por parte del CNDC a la información presentada por los Agentes, deberá elaborar un informe de diagnóstico de las perturbaciones y presentar las observaciones pertinentes mediante informe al CNDC con copia a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear adjuntando los registros de los parámetros más importantes.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 4 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

3. OBJETIVOS Y ESTRATEGIA

3.1. Objetivo

- Establecer la responsabilidad del CNDC y de los Agentes del MEM en el proceso de restitución del SIN a las condiciones normales de operación, luego de un colapso total o parcial.
- Establecer los procedimientos generales para restituir la demanda de energía desconectada y restituir al servicio a las instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución que hayan sufrido desconexiones por efecto de fallas y/o perturbaciones que afecten en forma parcial o total a la operación normal del SIN.

3.2. Estrategia.

El principal objetivo del proceso de restitución es restituir el servicio y el sistema a su estado normal en la forma más segura y tan rápidamente como sea posible. Una adecuada coordinación y completa organización de diferentes aspectos del proceso de restitución determinan en gran manera la efectividad de la restitución y la rapidez de su desarrollo y ejecución.

El proceso de restitución consiste en ejecutar secuencialmente los siguientes pasos:

- Estabilizar la red que haya quedado energizada
- Realizar el análisis de criticidad de la situación, con la información en tiempo real, disponible a través de los Agentes y del sistema SCADA, a objeto de conocer la extensión y severidad de la falla.
- Determinar el/las Área(s) y/o subáreas Colapsadas e informar a todos los CCA de Agentes afectados los alcances de las instalaciones afectadas.
- Efectuar la apertura de interruptores en el área colapsada de acuerdo a su instructivo de restitución, en preparación para la ejecución del procedimiento de restitución.
- Abrir por alta y baja tensión todos los transformadores 500/230 kV, 230/115 kV, 230/69 kV y 115/69 kV.
- Llevar los cambiadores de toma bajo carga (tap) de los transformadores del SIN a la posición nominal o central, tanto de distribución como transmisión.
- Efectuar la desconexión de los bancos de capacitores y la conexión de los bancos de reactores
- Efectuar la desconexión de los SVC hasta que se haya restituido todo el Sistema Interconectado Nacional
- La generación de las centrales eólicas y solares serán restituidas una vez que todo el Sistema haya sido restituido.
- Arrancar en negro unidades hidráulicas o turbinas a gas en él o las áreas colapsadas.
- Realizar la energización de un camino en el sistema de transmisión, desde las unidades con arranque negro hacia las unidades o centrales que no disponen de



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 5 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

arranque negro para proporcionarles servicio local, arrancar estas unidades y resincronizarlas.

12. Incrementar la generación en forma gradual y tomar carga también en forma gradual, incorporar nuevas unidades, tomar carga adicional, etc.
13. Controlar continuamente la frecuencia, los voltajes y el balance de potencia activa y reactiva entre la generación y la carga.
14. Cuando sea apropiado, resincronizar el área afectada con el resto del sistema.
15. Repetir los pasos anteriores hasta que todas las unidades generadoras requeridas sean repuestas al servicio y toda la carga haya sido restituida y el sistema haya retornado a la condición normal de operación.

En los procesos de restitución, los operadores del CDC toman la responsabilidad de coordinar e instruir la restitución y los CCA de ejecutarla, lo que debe efectuarse paso por paso. Sus decisiones son basadas en los instructivos de restitución respectivos, que todos deben haber estudiado como parte de su entrenamiento y por lo tanto se espera les sean muy familiares.

3.2.1. Estabilizar la red

La porción de red que haya quedado en servicio o aislada del sistema, después de un colapso, a menudo, experimenta rangos anormales de frecuencia y voltaje. Por tanto, se deben tomar medidas inmediatas para estabilizar su operación dentro de las tolerancias indicadas en las "condiciones de Desempeño Mínimo" para la frecuencia y voltaje, a partir de los recursos disponibles, lo cual implica entre otras acciones:

- Ajustar los recursos de potencia reactiva, tanto discretos como dinámicos con que se cuente (compensaciones y generadores).
- De ser necesario, modificar el programa de despacho de algunos generadores para disminuir flujos de intercambio o disminuir posibles sobrecargas de equipos.
- Desconexión controlada de carga en caso de requerirse.

3.2.2. Estado de funcionamiento de los equipos del sistema

Una de las primeras tareas en el proceso de restitución del SIN es conocer el estado de operación de sus componentes. Es muy difícil reconstruir la secuencia de eventos que han llevado al sistema a un colapso parcial o total y establecer exactamente que equipamientos están en servicio u operables y cuales fuera de servicio o no operables. La revisión inicial del estado del sistema puede no mostrar, al operador del sistema, con la exactitud deseada el estado de cada componente. Durante el curso de los eventos que han conducido al colapso del sistema, muchas líneas pueden haber disparado debido a la operación de relés a causa de oscilaciones de potencia o porque momentáneamente han aumentado las flechas de sus conductores y provocado fallas no permanentes, estas líneas estarán en condiciones de seguir operando y disponibles para el proceso de restitución.

Si el inicio de los eventos fue debido a condiciones climáticas, equipos que al operador le pueden parecer en buen estado de funcionamiento, por ejemplo, interruptores



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

cerrados, pueden en realidad estar fallados como consecuencia de las condiciones climáticas adversas durante el proceso de caída del sistema, tales posibilidades significan que el operador del sistema no siempre puede usar la indicación de estado de los interruptores luego de un colapso como una indicación de operabilidad. El esfuerzo por conseguir esta información, finalmente, puede ir en contra de los propósitos de la actividad de restitución como son la minimización de los tiempos de interrupción, sin embargo, cualquier falla positivamente verificada debe ser considerada en la restitución.

Por lo tanto, los CCA deben informar al CDC en el plazo más corto la disponibilidad de cada componente de sus instalaciones.

3.2.3. Estrategia de maniobra de interruptores

Para el proceso de restitución del SIN aplica la estrategia de maniobra de interruptores "Todo Abierto" la que será realizada en forma local por los operadores, o a través de los sistemas SCADA de los Agentes por control remoto de interruptores, abriendo en general todos los interruptores de las subestaciones, de acuerdo con los programas de preselección establecidos en los instructivos de restitución o establecidos por el o los encargados de coordinar el proceso.

La ventaja de la estrategia todo abierto es que es más clara y más directa en la selección de la configuración del sistema, en la primera parte del proceso el CDC solo tiene que determinar que interruptores cerrar, y no debe preocuparse por interruptores cerrados previamente. La desventaja de esta estrategia es que casi todos los interruptores tienen que ser abiertos creando un mayor consumo de la energía almacenada y del sistema de baterías y el hecho de que varios interruptores permanecerán abiertos por periodos de tiempo prolongados.

Existe entonces una gran cantidad de órdenes de maniobras verbales a los operadores de las subestaciones o a través de los sistemas SCADA.

El proceso de restitución depende enormemente de los sistemas de adquisición de datos y control remoto, en condiciones de colapso y durante el proceso de restitución es extremadamente importante que las Unidades Terminales Remotas y los sistemas de comunicación asociados permanezcan en servicio.

3.2.4. Secuencia óptima de arranque de unidades de generación

Dependiendo de la hora y estado de carga del SIN, probablemente se tendrán más unidades disponibles que las realmente necesarias para satisfacer la carga, sin embargo, el objetivo inicial será proveer de servicio local a tantas centrales como sea posible, tanto como medida de protección, como para la preparación para su arranque.

El procedimiento para determinar la secuencia de arranque de unidades de generación debe ser establecido en los instructivos de restitución teniendo en cuenta las



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 7 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

facilidades de arranque negro con que cuentan algunas unidades generadoras en forma antelada a la ocurrencia de una emergencia real del sistema.

La secuencia por seguir dependerá de la situación particular existente a tiempo de ejecutar el proceso de restitución, pero el procedimiento para determinar la secuencia debería incluir ciertos pasos claves. El procedimiento para cada sistema debe considerar su configuración, pero también los siguientes pasos:

1. Tomar conocimiento de la disponibilidad de cada central para re-arrancar unidades que hayan disparado, este proceso debería considerar cualquier problema especial y fallas que pueden haber ocurrido durante la parada de las máquinas.
2. Verificar las centrales disponibles con la base de datos, especialmente los máximos tiempos de parada y que fuente de servicio local existe disponible o cómo se puede hacer disponible este servicio a cada unidad.
3. Efectuar una estimación o proyección del balance carga - generación, así mismo una proyección del balance de carga - generación de potencia reactiva.
4. Planificar la restitución de la transmisión para la provisión de servicio local y carga del área que debe ser conectada para retornar las unidades al servicio.
5. Determinar cuáles de las unidades que podrían ser re-arrancadas en forma rápida aumentarían las medidas de seguridad en el proceso de restitución.

Algunas centrales, la mayoría de las hidroeléctricas y algunas unidades térmicas cuentan con facilidades para efectuar arranque negro, mientras que otras dependen del sistema de transmisión que les provee de potencia para el arranque, por lo tanto, una parte del procedimiento de restitución debe concentrarse en restituir suficiente transmisión para proveer servicio local para el arranque de unidades de generación.

Los requerimientos de carga reactiva y la cargabilidad de reactivo de las máquinas puede ser aún más crítico, sobre todo cuando se está trabajando con pequeñas áreas durante la restitución del sistema, las excursiones de voltaje en el sistema de transmisión ponen en riesgo la operación de relés que han sido ajustados considerando una operación integrada del sistema. Las oscilaciones de reactivo y las excursiones de voltaje impuestas sobre los generadores pueden producir el disparo de estos y consecuentemente la actuación del esquema de alivio de carga.

3.2.5. Consideraciones del sistema de potencia

Una consideración importante durante el proceso de restitución del sistema de transmisión está asociada a la energización de los cables de poder y las líneas de transmisión, así como la habilidad de las unidades generadoras para absorber la potencia reactiva producida por el cable o la línea en su energización. Debe haber suficiente generación conectada, primero, para absorber la potencia reactiva y segundo para mantener los voltajes lo suficientemente bajos para evitar sobrevoltajes en el extremo abierto de la línea o del cable.

Para poder manejar el primer aspecto, el CDC y CCA respectivo deben conocer los MVAr capacitivos producidos por cada cable o línea a ser energizada y deberían estar

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 8 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"

LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

provistos con documentos que muestren la cantidad de reactivo que puede producir cada línea a voltaje nominal. Para determinar si la capacidad de absorber reactivo de los generadores en línea es suficiente, el CDC debe tener las curvas de cargabilidad o una tabulación equivalente para cada generador que muestren la máxima capacidad de absorber reactivo, considerando el límite por estabilidad estática.

3.2.6. Sobrevoltajes durante la restitución

La restitución del SIN enfrenta a los operadores con desafíos únicos que no son normalmente encontrados en la operación diaria, la topología inicial e incluso la encontrada en una etapa intermedia del proceso de restitución es muy diferente a cuando el sistema se encuentra totalmente integrado. Existen varios problemas que son propios de estas topologías intermedias que el operador debe poder manejar, uno de estos problemas son los sobrevoltajes.

Durante las primeras etapas de la restitución de líneas aéreas y cables subterráneos se presentan sobrevoltajes en los tres campos siguientes: sobrevoltajes sostenidos a frecuencia industrial, sobrevoltajes transitorios o de maniobra, y sobrevoltajes por resonancia debido a la presencia de armónicas.

3.2.6.1. Sobrevoltajes sostenidos

Los sobrevoltajes sostenidos son causados por las corrientes capacitivas de líneas descargadas o pobremente cargadas, si estas son excesivas pueden causar subexcitación y aún autoexcitación de los generadores e inestabilidad. Los sobrevoltajes sostenidos también causan sobreflujo en los núcleos de los transformadores de potencia y la generación de armónicas ocasionando sobrecalentamiento de transformadores.

3.2.6.2. Sobrevoltajes transitorios

Los sobrevoltajes transitorios o de maniobra son causados por la energización de tramos largos de líneas de transmisión o por maniobra de capacitores. Los sobrevoltajes transitorios son usualmente muy amortiguados y de corta duración, sin embargo, sumados a los sobrevoltajes sostenidos pueden producir daño permanente de pararrayos. Estos sobrevoltajes no son generalmente un factor significativo en voltajes de transmisión por debajo de los 100 kV, a voltajes mayores los sobrevoltajes causados por maniobra de interruptores pueden tornarse significativos y puesto que los voltajes de operación de los pararrayos son relativamente próximos a los voltajes nominales del sistema estos pueden tener problemas, ya que líneas relativamente largas pueden almacenar una cantidad de energía muy grande. En la mayoría de los casos, sin ondas viajeras transitorias, los pararrayos tienen suficiente capacidad de absorción de energía para mantener los sobrevoltajes peligrosos dentro de niveles seguros, sin sufrir daño permanente.

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

3.2.6.3. Sobrevoltajes producidos por resonancia de armónicas

Los sobrevoltajes transitorios producidos por resonancia de armónicas no son amortiguados o son débilmente amortiguados y de larga duración. Estos se originan durante operaciones de energización de equipos con características no lineales y resultan de varios factores, que son comunes en la red durante la etapa de restitución: la corriente de magnetización causada por la energización de transformadores produce muchas armónicas, durante la primera parte de la restitución las líneas están muy poco cargadas, por lo tanto el fenómeno de resonancia es muy poco amortiguado, lo cual a su vez significa que los voltajes a consecuencia de la resonancia pueden ser muy altos. Si los transformadores tienen sobreflujo debido a los sobrevoltajes sostenidos, los sobrevoltajes producidos por la resonancia de alguna armónica pueden ser sostenidos o aún crecer.

3.2.7. Limitaciones en los equipos del sistema de transmisión

Los transformadores, los pararrayos y los interruptores son los equipos que más rápidamente se ven afectados por los sobrevoltajes. En sistemas sólidamente aterrados, un transformador de potencia puede resistir un sobrevoltaje de 1.2 p.u. por solo un minuto, transformadores y pararrayos pueden soportar sobrevoltajes de 1.4 p.u. por solo 10 segundos, por arriba de 1.4 p.u. los pararrayos entrarán en falla antes de que se dañe el transformador.

Cualquier voltaje arriba de 1.1 p.u. saturará el núcleo de los transformadores, produciendo fuerte calentamiento de estos y una copiosa generación de armónicas. Nótese que el voltaje base para calcular los voltajes p.u., es el voltaje particular para el tap en el cual esta energizado el transformador.

Los interruptores requeridos a operar durante periodos de alto voltaje tendrán muy reducida su capacidad de interrupción (o ninguna), a ciertos voltajes incluso su habilidad para interrumpir corrientes capacitivas se puede perder, esto varía en función del diseño del interruptor.

A la luz de las limitaciones en los equipos mostradas anteriormente, es recomendable no energizar ninguna línea, si al hacerlo en el extremo remoto (abierto) el voltaje se elevará a más de 1.2 p.u. del voltaje normal o 1.1 p.u. del voltaje del tap real del transformador, cualquiera sea menor.

Durante el desarrollo de los instructivos de restitución del sistema de potencia, se deben tener en cuenta las características y restricciones mencionadas.

//...



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

3.2.8. Control de sobrevoltajes

3.2.8.1. Sobrevoltajes sostenidos

Los sobrevoltajes sostenidos pueden ser controlados absorbiendo la gran cantidad de reactivo generado por las líneas de transmisión muy poco cargadas o descargadas. Esto puede ser realizado:

1. Disponiendo suficiente capacidad de subexcitación en los generadores conectados.
2. Removiendo todas las fuentes de reactivo capacitivo y desconectando los capacitores en paralelo.
3. Operando los generadores a su máxima capacidad de generación de reactivo para permitir suficiente margen de regulación y ajuste para la gran cantidad de reactivo que se presente cuando se conecten las líneas.
4. Operando transformadores en paralelo a diferentes taps para incrementar la circulación de corriente y el consumo de reactivo.
5. Energizando sólo aquellas líneas de transmisión que llevarán una carga significativa y evitando la energización de líneas extras, las cuales generarán reactivo no deseado.
6. Manteniendo un perfil bajo de voltajes en las líneas de transmisión, puesto que el reactivo que se genera es proporcional al cuadrado del voltaje.

En general, se debe mantener una adecuada distribución de la potencia reactiva en todo el sistema, para lo cual se deben mantener las reservas en las unidades de generación. Para mantener el voltaje dentro de los valores exigidos, se deben equilibrar las necesidades de potencia reactiva mediante el manejo de la carga de las líneas, la maniobra de los cambia tomas (Taps) de los transformadores, la conexión o desconexión de condensadores y reactores y los Compensadores estáticos de voltaje (SVC) que estén disponibles.

Es de resaltar el especial cuidado que se debe tener con la puesta en servicio de los SVC ya que muchos de sus automatismos quedan fuera de servicio en el instante del colapso, por lo anterior, los responsables de estos deben verificar su correcta recuperación y disponibilidad para que el operador del sistema los utilice, tan pronto como las condiciones y necesidades propias de la red lo ameriten.

La imposibilidad de efectuar estas tareas puede causar serios desbalances de reactivo pudiendo resultar en la autoexcitación de generadores y un proceso de elevación de voltaje.

3.2.8.2. Sobrevoltajes transitorios

La energización de líneas de transmisión o maniobras de elementos capacitivos originan sobrevoltajes transitorios de frente rápido y baja energía o de frente lento y alta energía. Los sobrevoltajes transitorios no son generalmente un factor limitante en la re-energización de un sistema, generalmente, si en estado permanente los voltajes



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 11 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 📠 (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

son menores de 1.2 p.u. de sus valores nominales, los sobrevoltajes transitorios pueden ser manejados por pararrayos típicos con relativa facilidad. Una excepción muy importante es la energización de líneas terminadas en transformadores, lo cual puede resultar en la generación de armónicas resonantes y sobrevoltajes dañinos.

Se considera conveniente la energización de líneas largas con voltajes de pre-energización menores o máximo iguales a los valores nominales.

3.2.8.3. Resonancia de Armónicas

Durante la fase de restitución, la elevación de voltaje debido al capacitivo generado por las líneas puede ser suficiente para generar una cantidad significativa de armónicas por sobreexcitación de los transformadores, si la combinación de la impedancia del sistema y la capacidad de la línea es adversa, entonces puede aparecer un proceso resonante. La generación de armónicas producida por la saturación de los transformadores puede excitar este circuito resonante, lo cual puede conducir a sobrevoltajes peligrosos, para asegurarse que la resonancia sea amortiguada se debe conectar suficiente carga en ambos extremos de la línea.

1. Los sobrevoltajes sostenidos causados por sobreexcitación de transformadores pueden ser controlados seleccionando un tap el cual iguale o exceda el voltaje aplicado (o reduciendo el voltaje del sistema por debajo del tap) antes de la energización.
2. La resonancia puede ser amortiguada conectando suficiente carga al extremo de envío de la línea a energizar, o conectando carga pasiva sobre el transformador a ser energizado.
3. Impedancias de fuente altas pueden ser reducidas arrancando más generadores y conectando cargas.

3.2.9. Consideraciones para nuevas tecnologías (Plantas solares y eólicas).

Las instalaciones de generación eólica y solar pueden conectarse a la red de Transmisión y por ende tener la supervisión del CDC, en otros casos, estos recursos de generación están integrados a los sistemas de distribución, por lo cual el CDC tiene un control limitado sobre esta generación. Sin embargo, es necesario que el operador del sistema tenga total conocimiento del impacto que tienen estas tecnologías dentro del Sistema Interconectado Nacional boliviano.

Normalmente, los controles automáticos, dentro de este tipo de generadores, varían su potencia de salida en función de la velocidad del viento o la radiación solar, de acuerdo con su capacidad instalada y, el programa de generación. La variabilidad de su respuesta no es un factor de preocupación para los operadores cuando el sistema está en estado normal, pero puede ser problemático durante las primeras etapas de un proceso de restitución, particularmente cuando se trata de estabilizar o sincronizar porciones de red aisladas de después de un colapso.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 12 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Por lo anterior, el CDC y los CCA tendrán en cuenta las siguientes pautas para el tratamiento de este tipo de generación durante un proceso de restitución:

- Desconectar la generación eólica y solar si la variación de su potencia causa desviaciones de voltaje o frecuencia inaceptables.
- Desconectar la generación eólica y solar en bloques. Compensar con otra generación o desconectar carga para mantener la frecuencia.
- En el caso en que los generadores eólicos y solares estén desconectados o se haya apagado con el colapso, se deben dejar fuera de servicio hasta las últimas etapas del proceso de restitución; cuando se tenga un sistema más estable.

3.2.10. Reserva rotante durante la restitución

Durante el proceso de restitución, esta reserva va a depender de la magnitud del colapso que se haya presentado ya que de materializarse un colapso total del sistema o de apagarse totalmente un área, el proceso de recuperación inicia con el arranque de las unidades con capacidad de arranque en negro y la reserva dependerá únicamente de la capacidad de las unidades que hayan podido arrancar en las primeras etapas del proceso.

En gran medida la estabilidad del sistema depende de la inercia proporcionada por las unidades de generación, la acción del regulador de estas, el comportamiento de la carga y los esquemas automáticos de desconexión de carga por baja frecuencia. La seguridad del sistema o de la porción de red aislada mejora en gran medida cuando hay suficiente reserva para cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande. Por lo anterior la estrategia es la de ir recuperando el mayor número de unidades posible.

Durante el proceso de restitución del sistema, cada área debe contar con una reserva suficiente para cubrir la contingencia del generador más grande que se haya podido recuperar en cada área aislada.

De acuerdo con lo anterior, en el proceso de restitución se pueden identificar 2 tipos de reservas: la primera es la reserva en giro o caliente la cual es básicamente, está definida a partir de los excedentes de potencia activa que puedan tener los generadores en línea y que, por sus características, (velocidad de toma de carga) pueden entregar esta energía adicional en menos de diez minutos, esta reserva facilita la restitución del sistema o la porción de este que haya colapsado, llevándola al estado precontingencia ya permite regular el intercambio de potencia activa por las líneas que enlazan porciones aisladas del sistema o la restitución ordenada de carga. Por lo anterior, se debe tener la precaución de que la carga no se restituya a una velocidad superior a la cual responde la reserva que el sistema podría volver a colapsar. Los CCA de los Agentes Consumidores (Consumidores No Regulados y Distribuidores) deben tener precisión en el tipo de carga que incorporaran al sistema, y el CDC debe tener precisión en la cantidad de reserva que disponga el Sistema.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 13 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Mientras que la segunda es la reserva dinámica, que se define como la cantidad de potencia disponible para preservar el sistema durante una perturbación que afecta la frecuencia, esta provisión de potencia está destinada a cubrir la pérdida de la unidad de generación más grande del sistema o de la porción de este que haya quedado aislada. Esta reserva puede complementarse con la carga conectada a los relés de alivio de carga por subfrecuencia que se haya podido recuperar durante el proceso de restitución y la respuesta en regulación primaria de los generadores que se encuentren en línea.

Por lo anterior, en las primeras etapas de proceso de restitución, los Agentes Consumidores deben tener prevista, dentro de su secuencia de restitución, la reconexión de cargas que estén dentro del esquema EDAC por baja frecuencia.

3.2.11. Consideraciones con los Hornos de Arco Eléctrico -HAE- durante la restitución

Los hornos de arco eléctrico se consideran como cargas especiales dentro del sistema eléctrico de potencia y su operación obliga a mantener un monitoreo muy riguroso de cada una de las variables del sistema (Potencia, Voltaje y frecuencia) ya que en su funcionamiento estos hornos generan entre otros fenómenos como:

- Grandes fluctuaciones de voltaje.
- Armónicos.
- Operación con un bajo factor de potencia.
- Desbalance entre fases.

A diferencia de otras cargas no lineales basadas en electrónica de potencia, los hornos de arco eléctrico son menos predecibles en su operación, por lo cual es recomendable que durante un proceso de restitución del sistema después de un colapso parcial o total se tenga especial cuidado con su funcionamiento.

Si el horno de arco ha quedado en servicio después de un evento de gran magnitud sobre el sistema, se debe coordinar con los operadores del mismo las condiciones bajo las cuales seguirá conectado a la red, buscando minimizar sus fluctuaciones de carga y voltaje, para evitar que estas lleven a ocasionar un evento mayor al presentado inicialmente. En casos críticos puede ser, inclusive necesario su desconexión del sistema.

Por otra parte, si el horno de arco eléctrico quedó fuera de servicio después del colapso se recomienda que su reconexión durante las últimas etapas del proceso de restitución ya que por sus características este tipo de cargas pueden generar inestabilidades en la frecuencia del sistema por sus fluctuaciones de carga y voltaje. Sin embargo, se debe procurar alimentar los servicios auxiliares de estas instalaciones tan pronto como sea posible.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 14 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

4. PROCESOS DE RESTITUCION

Dentro de las primeras acciones que debe realizar el CDC, después de un colapso parcial o total, es la de evaluar la magnitud del evento ocurrido, con base en la información obtenida del SCADA y la proporcionadas por los agentes. De acuerdo con esta evaluación, el CDC comunicará a los CCA la magnitud del colapso e instruirá el inicio de proceso de restitución de acuerdo con los instructivos que apliquen. Para informar la posible causa de la falla y la disponibilidad de sus instalaciones, los CCA deberán considerar lo siguiente:

4.1. Fase de Reconocimiento

Luego de producido el colapso, cada CCA debe iniciar las acciones de reconocimiento e identificación de las causas que provocaron el mismo, basado en la determinación de los siguientes datos:

- Estado Pre y Post falla – El CCA registrará y recolectará la cronología, magnitud y probables causas de la ocurrencia de la(s) desconexión(es). A continuación, procederán a recopilar la información del estado en que se encuentren sus equipos, y la configuración pre y post falla para confirmar la disponibilidad de estos.
- Determinar la causa probable de la contingencia, para lo cual los CCA deberán recolectar la siguiente información de sus instalaciones:
 - Actuación de los sistemas de protección y apertura de los interruptores
 - Señalización y alarmas
 - Condiciones climáticas (siempre que sea posible)
 - Lectura de los registradores de falla
- Probables causas de la falla del o de los Componentes origen (falta de mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.).
- Los CCA de los Agentes comunicarán al CDC la relación de equipos o componentes afectados a consecuencia de la falla.

4.2. Fase de restitución

El proceso de restitución está a cargo del CDC y los CCA de los Agentes, como ejecutores. El proceso general es el siguiente:

- Producida una falla, los CCA deben informar al CDC inmediatamente este hecho mediante teléfono, señalando de ser posible la causa y la disponibilidad de sus instalaciones de acuerdo a lo establecido anteriormente, para el proceso de restitución. Así mismo, deben quedar permanentemente atentos a las instrucciones del CDC.
- Con la información del SCADA y de los CCA, el CDC evaluará el alcance y la gravedad de la falla en el plazo más breve posible e informará a los CCA sobre el alcance de la falla y la situación del sistema e instruirá el procedimiento



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

preestablecido que se debe aplicar, si corresponde, o emitirá las instrucciones exactas para cada CCA, si los eventos no se encuentran contemplados en los instructivos preestablecidos. En el proceso de restitución los equipos, causantes probables de la falla, serán evaluados antes de su energización.

- c) Si la falla afecta solamente a una parte de un área o a pocos componentes del SIN, el CDC coordinará con los respectivos CCA la restitución de los componentes involucrados en la falla.
- d) Si la falla ocasiona un colapso parcial en una o más áreas del SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA respectivos y coordinará la reposición del sistema.
- e) Si la falla ocasiona un colapso total en dos o más áreas o en todo el SIN, el CDC informará esta situación a todos los CCA y coordinará la reposición del sistema.
- f) En cualquier momento del proceso de restitución, los CCA deberán informar al CDC la disponibilidad de sus equipos e instalaciones afectados por la falla que hayan requerido alguna acción de reparación para su habilitación.
- g) Una vez restituido el sistema, el CDC deberá proceder a optimizar el despacho económico. Cuando no sea posible restituir las mismas unidades, el CDC deberá efectuar un redespacho en línea.
- h) En todo proceso de restitución los operadores del CDC y CCA(s) deben utilizar el protocolo de comunicaciones y Terminología descrita en el Glosario de Definiciones de la presente Norma.

4.3. Alternativas de Restitución

En caso de colapso, la restitución de las áreas y/o subáreas se iniciará mediante el arranque en negro de las unidades generadoras locales o mediante las líneas de transmisión que hubiesen quedado disponibles, según lo señalado en los procedimientos de restitución respectivos. El CDC comunicará telefónicamente a los CCA, la alternativa a seguir.

Según las condiciones de las subáreas colapsadas y la disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, el CDC podrá pasar de uno a otro Procedimiento de Restitución. Asimismo, en casos de que se aborte un proceso de restitución, el CDC iniciará un nuevo proceso de restitución. En ambos casos el CDC comunicará oportunamente a los CCA respectivos.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 16 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

5. PROTOCOLO DE COMUNICACIONES

Durante la restitución del sistema, las comunicaciones juegan un rol esencial, por lo cual es indispensable establecer y seguir los protocolos que garanticen comunicaciones efectivas entre el personal del Centro de Despacho de Carga (CDC) de la Unidad Operativa del CNDC y el personal de los Centros de Control (CCA) de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

- Es fundamental que todos los operadores del sistema (CDC y CCA de los Agentes) tengan muy claro cómo se deben realizar las comunicaciones operativas, para no incurrir en errores que provocarían perjuicio para la correcta operación del SIN.
- Se define como comunicaciones operativas a todas aquellas comunicaciones relacionadas con instrucciones, informaciones, eventos, maniobras y en general, toda la coordinación y dirección de la operación del SIN.
- Por su naturaleza, las comunicaciones operativas son de importancia nacional e internacional y tienen un tratamiento especial.

Cualquier comunicación entre el personal del CDC, y los demás agentes del SIN debe contener, en forma explícita, la siguiente información:

- a) El nombre de la persona que emite la comunicación,
- b) La identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas,
- c) La instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente. A continuación, se ilustra un ejemplo práctico donde el CDC genera una comunicación con un CCA.

CDC: Saludo e identificación. (Ejemplo, Buenos días, Le habla [Nombre] del CDC. ¿Con quién tengo el gusto?

CCA: Saludo e identificación. (Ej. Buenos días, habla [Nombre] del CCA [Agente]).

CDC: Contenido del mensaje (Ej. A las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre o código del equipo] por mantenimiento. ¿Están listos para la coordinación de las maniobras?).

CCA: Confirmación de lo entendido (Ej. Eso es correcto, A las [xx:xx] horas tenemos programada la desconexión de [Nombre o código del equipo]).

CDC: Instrucción (Ej. Siendo las [xx:xx] horas tiene instrucción para que a las [xx:xx] horas desconecte [Nombre o código del equipo] por mantenimiento programado).

CCA: Confirmación de la instrucción (Ej. Entiendo que a las [xx:xx] horas, me está dando instrucción para que a las [xx:xx] desconecte [Nombre o código del equipo] realizo la maniobra y le confirmo).

Los **CDC** y los **CCA** deben utilizar la terminología y nomenclatura definidas en esta Norma y los diálogos entre operadores deben ser breves, específicos y cordiales.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Está expresamente prohibido:

- La utilización del sistema telefónico con fines ajenos a la operación.
- La utilización del sistema por personas ajenas a la operación.
- El uso de sobrenombres o apodos.
- El uso de lenguaje impropio con palabras vulgares y/o de excesiva confianza.
- El uso de comentarios mal intencionados o bromas.
- Conferencias de índole privada.
- Uso indebido para crear interferencias.

En los casos que amerite, los CCA de los Agentes deben comunicar al CDC problemas presentados en sus sistemas de comunicaciones y los medios alternos que se usarán en tanto se restituya el sistema principal.

A continuación, se establecen otros lineamientos en comunicaciones a ser tenidos en cuenta durante el proceso de restitución:

- a) Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real (De acuerdo a Norma Operativa N° 4), consistentes en:
 - Teléfono directo y selectivo por carrier.
 - Sistema telefónico fijo asignado a la operación del sistema.
 - Teléfonos celulares asignados a la operación del sistema.
- b) En la restitución, estos sistemas de comunicación serán utilizados exclusivamente para la comunicación entre los CCA y el CDC con el propósito de entregar y recibir información relativa a la falla y del estado de los componentes de generación y transmisión y/o emitir y recibir instrucciones.
- c) Para las comunicaciones internas con sus propias centrales o subestaciones, los Agentes deberán utilizar otros medios de comunicación independientes de los definidos para la operación en tiempo real.
- d) Los CCA que no estén directamente involucrados en la falla o en el proceso de restitución deben abstenerse de efectuar llamadas telefónicas al CDC con fines informativos, mientras dure el proceso de restitución.
- e) Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- f) Ocurrido el colapso y concluida la evaluación preliminar de la falla y sus efectos, el Jefe de División del Centro de Despacho de Carga informará, a la brevedad posible, al Gerente de Operaciones del SIN, a la Presidencia del CNDC y a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear las condiciones del sistema.
- g) Una vez concluida la restitución del sistema luego de un colapso, el CDC enviará dentro de las siguientes tres (3) horas siguientes a la restitución, por correo electrónico, a la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear, a los Representantes del Comité y a todos los Agentes del MEM un Informe Preliminar de la Falla.
- h) Para la elaboración de los informes Preliminares y/o Finales de Falla, los Agentes Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 18 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

Regulados enviarán en medio magnético y por correo electrónico los registros de frecuencia, voltaje, potencias de las instalaciones donde tengan disponible esta información proveniente de registradores de eventos.

Los Agentes del MEM tienen la obligación de actualizar oportunamente la información de los teléfonos de personal de operaciones de su organización y de la nómina de personas con las que atenderán emergencias y fallas que se presenten en sus instalaciones.

Asimismo, es totalmente obligatorio, durante el proceso de restitución, cumplir con las directrices establecidas por el CNDC en el documento "Protocolo de Comunicaciones Para Centros de Control" o, en aquel que lo sustituya o modifique.

6. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN

Los procedimientos específicos para el proceso de restitución se describen en los "Instructivos de Restitución". El CNDC es responsable de realizar su actualización, considerando el ingreso o retiro de componentes en el SIN, el cual, para su aplicación deberá ser aprobado por el Comité de Representantes al CNDC mediante una Resolución expresa, recomendado su aplicación y cumplimiento con la Resolución emitida por la AETN, que aprueba la Norma Operativa N° 6 vigente.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 19 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 📠 (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

ANEXO N° 1

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ABRIR O CERRAR: Acción manual ejercida sobre un interruptor o seccionador, ya sea localmente o a distancia, con el objeto de interrumpir o establecer, respectivamente, la posibilidad de circulación de la corriente eléctrica.

ACOPLAMIENTO DE BARRAS: Vinculación eléctrica entre barras a través de un equipo de maniobra, interruptor o seccionador.

ADMINISTRACIÓN DE CARGA: Desconexión manual de carga por instrucción del CDC.

AGENTES DEL MERCADO: Son los Distribuidores, Generadores, Transmisores Y Consumidores No Regulados que operan en el Sistema Interconectado Nacional con arreglo a la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.

ARRANQUE: Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, para su posterior sincronización y entrada en paralelo.

ARRANQUE NEGRO: Proceso mediante el cual un generador es llevado desde el estado de reposo a la velocidad de régimen, con sus propios servicios auxiliares y sin apoyo externo.

BAJAR TENSIÓN: Acción de disminuir la tensión, se la expresa en kV.

BANDA DE FRECUENCIA: Rango de frecuencia comprendido entre dos límites, se la expresa en Hz.

BLOQUEO: Operación manual o automática que impide la operación o maniobra de un equipo.

CAPACIDAD DE SOBRECARGA: Porcentaje en que se puede exceder la potencia nominal de un equipo, durante un tiempo determinado.

CAPACIDAD EFECTIVA: Potencia activa máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada, se la expresa en MW.

CAPACIDAD OPERATIVA: Potencia activa que un componente de transmisión puede transportar en forma permanente, controlada en el extremo de inyección.

CARGA O DEMANDA: Potencia activa y reactiva requerida en cada momento por los Distribuidores y Consumidores No Regulados.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 20 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 📠 (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

CENTRAL: Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras ubicadas en un mismo sitio.

CENTRO DE CONTROL DE LOS AGENTES (CCA): Es la repartición de cada uno de los Agentes del MEM, encargada de ejecutar las tareas de operación y de restitución de sus instalaciones que forman parte del SIN.

CENTRO DE DESPACHO DE CARGA (CDC): Es la repartición del CNDC, encargada de coordinar las tareas de operación y de restitución del SIN. Asimismo, realiza las funciones operativas de supervisión, coordinación y control del sistema de Transmisión, Distribución y el despacho de Unidades Generadoras

COLAPSO: Es la interrupción de suministro de energía en una o más áreas del SIN por desconexión automática de instalaciones de generación o transmisión. El colapso es parcial si afecta sólo a una o algunas áreas; es total si afecta a todo el SIN.

COMPENSADOR ESTÁTICO DE VAR -SVC-: Es uno de los dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems) más importantes, el cual puede ser utilizado para el control del voltaje y mejorar la estabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Un SVC puede aportar o absorber la potencia reactiva necesaria para el control dinámico del voltaje, compensando así los desvíos de potencia reactiva de la red, provocados por grandes variaciones de carga o pérdidas de generadores, que podrían provocar variaciones inaceptables de voltaje, inestabilidades o hasta colapso del sistema.

Los SVC también son usados para amortiguar las oscilaciones de potencia, mejorar la estabilidad transitoria y reducir las pérdidas en el sistema por medio del control de la potencia reactiva.

COMPONENTES: Son las Unidades Generadoras, Líneas de Transmisión, Transformadores, Capacitores y Reactores que forman parte del SIN.

CON CARGA: Condición de componente energizado y con circulación de corriente a través de él.

CON TENSIÓN: Componente energizado desde un extremo y abierto en el otro que no tiene circulación de corriente de carga (en vacío).

CONTINGENCIA: Es la desconexión manual o automática de componentes del SIN.

COORDINADOR: Es el CDC, que coordina la restitución de una subárea o el SIN.

DESCONEXIÓN: Es la acción que resulta de la apertura de dispositivos que conectan circuitos de potencia interrumpiendo la continuidad eléctrica a través de un Componente. Una desconexión puede o no implicar una interrupción en el suministro a Distribuidores o Consumidores No Regulados.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

DESENGANCHE O DISPARO: Desconexión automática de una Línea o Transformador por operación de su protección.

CONDICIONES DE 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.

EN SERVICIO: Equipo eléctrico vinculado a la red y cumpliendo con su función específica.

COMPONENTE DISPONIBLE: Componente en servicio o en condiciones de ser puesto en servicio.

COMPONENTE INDISPONIBLE: Componente no apto para entrar en servicio.

ESTADO DE EMERGENCIA: Es el estado de operación del SIN en el que se abastece la demanda con niveles de calidad y confiabilidad inferiores a los establecidos o en el que algún componente esté operando con potencia superior a su capacidad efectiva o se encuentre indisponible. El estado de emergencia puede ser: inmediatamente posterior a una contingencia (hasta 15 minutos) o posterior a la contingencia (hasta su reposición).

ESTADO DE RESTITUCIÓN: Es el estado temporal de operación del SIN en el que se restituye la demanda desconectada progresivamente hasta su total restablecimiento

ESTADO NORMAL: Es el estado de operación del SIN en el que se abastece toda la demanda con los niveles de calidad y confiabilidad establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva.

FALLA: Es el término de la capacidad de un componente de desempeñar su función específica o de ejecutarla cuando se requiera y por tanto determina su estado de indisponibilidad.

FALLA A TIERRA: Falla de aislación entre un conductor y tierra.

FALLA PERMANENTE: Falla cuya supresión necesita una intervención en el lugar en que se ha producido.

FALLA TRANSITORIA O FUGAZ: Falla cuya supresión no necesita ninguna intervención en el lugar en que se ha producido.

FUERA DE SERVICIO: Equipo que no está siendo utilizado por el sistema.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 22 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

HILO O CABLE DE GUARDIA: Conductor aéreo conectado a tierra, situado por encima de los conductores de fase, destinado a disminuir la incidencia de rayos directos y amortiguar las descargas inducidas por fenómenos atmosféricos.

INTERRUPCIÓN: Es la pérdida o suspensión parcial o total del suministro de electricidad a Distribuidores o Consumidores No Regulados.

INTERRUPTOR: Es el equipo que sirve para cerrar y abrir circuitos eléctricos con o sin carga, o con corrientes de falla.

LÍMITES DE COMPENSACIÓN: Son los valores de potencia reactiva máxima que un equipo de compensación puede entregar o recibir, se expresa en MVar.

MERCADO: Es el Mercado Eléctrico Mayorista integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compraventa y transporte de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, más las transacciones internacionales con Mercados y sistemas de otros países.

MÍNIMO TÉCNICO: Potencia de una unidad generadora por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.

NORMA OPERATIVA: Es la Norma elaborada por el Comité Nacional de Despacho de Carga y aprobada por la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN), para establecer los procedimientos y metodologías de detalle para operar el sistema y administrar el Mercado.

OPERACIÓN CON LIMITACIÓN: Reducción de la Capacidad Efectiva por razones propias del proceso productivo.

OPERACIÓN DEL EDAC: Retiro automático de carga mediante el Esquema de Alivio de Carga en base a relés de frecuencia.

PÉRDIDA DE GENERACIÓN: Reducción imprevista de la potencia generada. Ésta puede ser intempestiva o controlada.

PERIODO DE PUNTA: Periodo de tiempo en el que existe probabilidad cierta de que se produzca el valor máximo de demanda.

POTENCIA DESPACHADA: Es la suma de las potencias o cargas de los generadores en un instante dado.

RECONEXIÓN: Cierre automático de una línea de transmisión luego de su apertura por operación de su protección.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 23 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393
COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076
SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291
✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407
🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

REGULACIÓN DE LA FRECUENCIA: Ajuste de la potencia generada con respecto a la demanda, para mantener la frecuencia dentro de los límites definidos en las condiciones de desempeño mínimo.

REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA: Es la acción automática de los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para modificar su generación con el fin de compensar variaciones de potencia en el sistema, originadas por variaciones en la demanda o por contingencias.

REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA: Es la acción manual o automática de los sistemas de regulación de velocidad de las unidades generadoras, para complementar la Regulación Primaria de Frecuencia. Su función es corregir las desviaciones de frecuencia y restituir los valores de reserva requeridos en el sistema.

RESERVA FRÍA: Para un área determinada, es la potencia signada a una Unidad Generadora térmica no remunerada por Potencia Firme, para garantizar el suministro ante la indisponibilidad de una Unidad generadora remunerada por Potencia Firme.

RESERVA PARADA: Es la reserva disponible en unidades generadoras de arranque rápido que no están rotando pero que están permanentemente disponibles. Su función principal es restituir los niveles para la regulación secundaria de frecuencia en el menor tiempo posible y para enfrentar fallas permanentes de instalaciones de generación o transmisión en el SIN.

RESTITUCIÓN: Es el conjunto de acciones coordinadas por el CDC y ejecutadas por los CCA, desde el momento de la falla y/o desconexión automática de componentes de generación, transmisión, subtransmisión y distribución hasta su restitución al servicio para restituir el balance Oferta/Demanda del Sistema.

RESTRICCIONES POR DÉFICIT: Reducción de la demanda por imposibilidad de satisfacerla.

SECCIONADOR: Es un dispositivo de corte visible, cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga el camino hacia un Componente.

SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA: Seccionador que vincula a un equipo fuera de servicio, rígidamente a tierra.

SINCRONIZACIÓN: Proceso mediante el cual las tensiones de dos máquinas sincrónicas o sistemas eléctricos, desconectados entre sí, se ajustan en frecuencia, en módulo y en fase para conectarse entre sí.

SISTEMA ELÉCTRICO: Conjunto formado por Componentes de generación, transformación, transmisión y otros, conectados físicamente y operados bajo un esquema de control, dirección o supervisión de operación.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 24 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025
TRÁMITE N° 2025-60820-53-0-0-0-DOCP2
CIAE 0104-0000-0000-0001
La Paz, 31 de enero de 2025

SOBRECARGA: Potencia suministrada o carga superior a la potencia nominal para la que se ha previsto una instalación o un elemento de esta.

SOBRETENSIÓN: Valor de tensión, ya sea transitoria o de una determinada duración, que excede el valor máximo admisible de servicio normal.

SUBIR TENSIÓN: Acción de incrementar la tensión. Se la expresa en kV.

SUBIR/BAJAR TAPS: Acción local o a distancia para variar la relación de transformación de un transformador de potencia con el propósito de modificar la tensión en uno de sus terminales.

TIEMPO DE ARRANQUE: Lapso, expresado en horas o minutos, en que una unidad generadora completa su proceso de arranque hasta la sincronización.

UNIDADES EN GIRO: Unidades que como resultado de una falla en el sistema de transmisión se desconectaron y quedaron rotando sin carga listas para ser resincronizadas.

ÁREAS DEL SIN. Para fines de restitución, el SIN se divide en tres áreas: Central-Oriental, Norte y Sur. Los límites de estas áreas y sus subdivisiones, serán definidos en los instructivos de restitución.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AETN N° 79/2025; Página 25 de 25

"2025 BICENTENARIO DE BOLIVIA"



LA PAZ: ☎ (Oficina Central) Av. 16 de Julio N°1571 (El Prado) ☎ (591-2) 2312401 - (591-2) 2430309 ☎ (591-2) 2312393

COCHABAMBA: ☎ Av. Humboldt N° 746 (Distribuidor Cobija) ☎ (591-4) 4142100 ☎ (591-4) 4152076

SANTA CRUZ: ☎ Edificio Millennial Tower N° 949; Calle 21 de Mayo ☎ (591-3) 3111291

✉ aetn@aetn.gob.bo ☎ Línea Gratuita: 800-10-2407

🌐 www.aetn.gob.bo