

RESOLUCIÓN AE N° 343/2009
TRÁMITE N° 175
La Paz, 30 de diciembre de 2009

TRÁMITE: Aprobación de actualización de las Normas Operativas N° 1 a la N° 6, propuestas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Se subsana la numeración omitida en los Anexos a las Resoluciones de aprobación de las Normas Operativas N° 1 a la N° 6.

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que de conformidad al procedimiento de aprobación de Normas Operativas previsto en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093, de 2 de marzo de 2001, modificado mediante Decreto Supremo N° 29549, de 8 de mayo de 2008, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE) mediante Resoluciones AE N° 264/2009, N° 265/2009, N° 266/2009, N° 267/2009, N° 268/2009 y N° 277/2009, de noviembre de 2009, aprobó la actualización de las Normas Operativas Nros. 1, 2, 3, 4, 5 y 6, respectivamente.

Que el CNDC mediante nota recepcionada bajo Registro N° 5562 de 17 de diciembre de 2009, observó que en los Anexos a las Resoluciones AE N° 264/2009, N° 265/2009, N° 266/2009, N° 267/2009, N° 268/2009 y N° 277/2009, se omitió la numeración de subtítulos, lo que podría generar problemas de aplicación debido a que algunos párrafos se relacionan con otros a través de la numeración de subtítulos.

Que de acuerdo al Informe AE DLG N° 102/2009, la omisión en la numeración de los subtítulos contenidos en el texto de los Anexos de las Resoluciones AE N° 264/2009, N° 265/2009, N° 266/2009, N° 267/2009, N° 268/2009 y N° 277/2009, constituye un error involuntario que se produjo a momento incluir en un mismo archivo WORD el texto de las Resoluciones con sus respectivos Anexos.

Que conforme dispone el Artículo 31 de la Ley de Procedimiento Administrativo N° 2341 de 23 de abril de 2002 (LPA), las entidades públicas corregirán en cualquier momento, de oficio o a instancia de los interesados, los errores materiales, de hecho o aritméticos que existan en sus actos, sin alterar sustancialmente la Resolución; motivo por el cual corresponde subsanar la omisión de la numeración de subtítulos consignados en los Anexos a las Resoluciones AE N° 264/2009, N° 265/2009, N° 266/2009, N° 267/2009, N° 268/2009 y N° 277/2009, incluyendo en los mismos la numeración omitida, lo que no altera el contenido de las citadas Resoluciones ni de sus respectivos Anexos.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y con base en el informe AE DLG N° 102/2009 de 30 de diciembre de 2009,


RESUELVE:



RESOLUCIÓN AE N° 343/2009
TRÁMITE N° 175
La Paz, 30 de diciembre de 2009

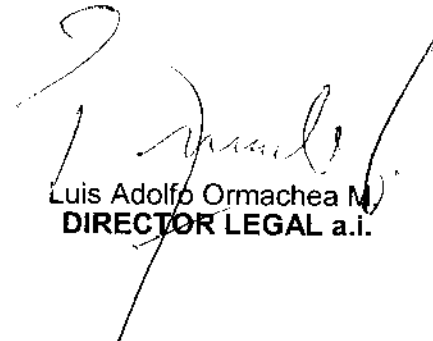
ÚNICO.- Subsanan la omisión de numeración de subtítulos consignados en la Normas Operativas Nros. 1, 2, 3, 4, 5 y 6, aprobadas mediante Resoluciones AE N° 264/2009, N° 265/2009, N° 266/2009, N° 267/2009, N° 268/2009 y N° 277/2009, de noviembre de 2009, incluyendo la numeración omitida, conforme el texto de los Anexos adjuntos a la presente Resolución, correspondientes a cada una de las Resoluciones antes citadas.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



Luis Adolfo Ormachea M.
DIRECTOR LEGAL a.i.



C.C.R.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 1

PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

1. OBJETIVO

Realizar la programación óptima de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para abastecer la demanda con el nivel de desempeño mínimo establecido y al costo mínimo total.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604, de Electricidad: Artículos 3, 16 (b), 18 y 19; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista: Artículos 3, 15 al 17, 18, 19 incisos a y l, 23 al 49; Decreto Supremo N° 29549, de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 29624, de 2 de julio de 2008 y Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009.

3. BASES PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN SEMANAL Y DIARIA

Las programaciones de la operación semanal y diaria, que constituyen la base para la operación en tiempo real del sistema de generación – transmisión, deberán ser elaboradas utilizando el Modelo de Simulación de Corto Plazo aprobado por el Organismo regulador, la información suministrada por los Agentes del MEM y aplicando los siguientes criterios básicos:

- a) Que las unidades generadoras, deben ser despachadas con una reserva rotante no inferior a la establecida en las condiciones de desempeño mínimo, salvo déficit de oferta o requerimientos operativos que fueren a las unidades generadoras al máximo generable. En estos casos el CNDC puede decidir operar sin reserva suficiente, informando esta situación a los Agentes del MEM.
- b) Que las unidades generadoras deben operar en niveles iguales o superiores al mínimo técnico informado por los Agentes Generadores.
- c) Que debe existir un mínimo de unidades generadoras operando para satisfacer las condiciones de seguridad de áreas y regulación de tensión.
- d) Las funciones de costo futuro (valor del agua) de las centrales hidroeléctricas que resultan de la Programación de Mediano Plazo, para la semana correspondiente.
- e) Los factores de penalización por vertimiento calculados de acuerdo a Norma Operativa N° 26.
- f) La simulación de la operación debe considerar la red de transmisión y sus parámetros.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 264/2009
TRÁMITE N° 175

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- g) Las características de las unidades termoeléctricas representadas mediante funciones de costo que dependen de: costo y poder calorífico del combustible, rendimientos térmicos, capacidad y su variación frente a la temperatura ambiente, potencia mínima técnica. Estas funciones de costo se calcularán de acuerdo a lo indicado en la Norma Operativa N° 3 "Procedimiento para la determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación del Costo de Energía".
- h) Las características de las plantas hidroeléctricas de pasada y de embalse: capacidad de embalse, productividad, caudales horarios afluentes, restricciones de generación.
- i) En caso de vertimientos simultáneos de centrales hidroeléctricas en los bloques de baja, media y punta, el despacho de éstas centrales deberá ser en proporción a las potencias generables por cada una en dichos bloques.

4. PROGRAMACIÓN SEMANAL

La programación semanal tiene por objeto determinar la asignación óptima de potencia horaria de cada central hidroeléctrica y cada unidad termoeléctrica, para atender la demanda prevista del MEM a costo mínimo e informar a los Agentes del MEM, la operación probable del sistema de generación – transmisión, las restricciones de abastecimiento y los respectivos costos marginales de la semana siguiente.

La programación se efectúa para la semana comprendida entre el día sábado a viernes siguiente, en etapas horarias, considerando la demanda prevista, los volúmenes de agua embalsada, los volúmenes de alerta y espera de los embalses, los pronósticos de caudales, la potencia disponible, los costos de generación y la capacidad de transmisión.

La programación semanal se determina con el Modelo de Programación de Corto Plazo aprobado por el Organismo Regulador.

4.1. Información para la Programación Semanal

Antes de las 10:00 horas del penúltimo día hábil de cada semana calendario, los Agentes del Mercado deberán enviar al CNDC, mediante correo electrónico, la siguiente información para la programación semanal:

- a) Para cada uno de sus nodos de consumo, los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia y energía con desagregación diaria.
- b) Los Generadores térmicos informarán su programa de mantenimiento, operación con potencia limitada, disponibilidad de combustible y, cuando corresponda, los datos que se modifican para el cálculo de costos variables.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 264/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- c) Los Generadores hidráulicos informarán su programa de mantenimiento, operación con potencia limitada, volumen útil embalsado, pronóstico del caudal medio semanal y restricciones de generación.
- d) Los Transmisores deberán informar su programa de mantenimientos y disponibilidad de sus instalaciones.

En ausencia de toda o parte de la información requerida, el CNDC adoptará los datos más recientes que disponga, sin que ello implique responsabilidad alguna.

La información de los diferentes Agentes del MEM para la programación semanal deberá ser presentada en formatos compatibles con el Modelo de Programación definidos por el CNDC.

4.2. Informe de la Programación Semanal

Antes de las 15:00 horas del último día hábil de una semana, el CNDC informará a los Agentes del Mercado los resultados de la programación semanal correspondiente, con la siguiente información:

- a) La generación prevista de cada central.
- b) La evolución prevista del costo marginal del sistema, calculado según la Norma Operativa N° 3.
- c) Restricciones de abastecimiento previstas.
- d) Los programas de mantenimiento.

Junto a los resultados indicados, el CNDC pondrá a disposición de los Agentes del MEM toda la información utilizada para procesar el Modelo de Simulación de Corto Plazo. Estos datos se colocarán en el sitio WEB del CNDC.

5. PROGRAMACIÓN DIARIA (PRE-DESPACHO)

La programación diaria (Pre-despacho) tiene por objetivo determinar la asignación óptima de potencia horaria de cada central hidroeléctrica y cada unidad termoeléctrica, para atender la demanda prevista del MEM a costo mínimo, e informar a los Agentes del MEM, la operación probable del sistema de generación – transmisión, las restricciones de abastecimiento y los respectivos costos marginales del día siguiente.

Con el Modelo de Programación de Corto Plazo, diariamente se actualiza la programación semanal tomando en cuenta: la demanda, la potencia disponible, el volumen útil de los embalses, el caudal medio previsto para el siguiente día, la disponibilidad de combustibles, la capacidad disponible de transmisión.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 264/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

Los resultados constituyen el Pre-despacho para el día siguiente y, con carácter preliminar, para los demás días de la semana que concluye el día viernes.

El Pre-despacho para los días sábado, domingo y lunes (y días feriados anteriores al sábado y posteriores al lunes) se efectuará el día viernes o el último día hábil anterior al sábado.

5.1. Información para la Programación Diaria

Todos los días hábiles antes de las 10:00 horas, los Agentes del Mercado deberán suministrar al CNDC, mediante correo electrónico, la información necesaria para realizar la programación del día siguiente. El día viernes deberán incluir la información para el sábado, domingo y lunes siguientes. En el caso de días feriados, el día hábil previo deberán informar los datos requeridos para los días feriados y el primer día hábil siguiente. La información requerida es la siguiente:

- a) Para cada nodo de consumo, los Distribuidores y Consumidores No Regulados informarán su demanda prevista de potencia a nivel horario.
- b) Los Generadores térmicos informarán su programa de mantenimiento, operación con potencia limitada y disponibilidad de combustible.
- c) Los Generadores hidráulicos informarán su programa de mantenimiento, operación con potencia limitada, volumen útil embalsado correspondiente a hrs. 0:00 del día a ser programado, pronóstico del caudal medio para el día siguiente y restricciones de generación.
- d) El Transmisor deberá informar su programa de mantenimientos y disponibilidad de sus instalaciones.

En caso de ausencia total o parcial de la información en el plazo definido, el CNDC utilizará la última información disponible para elaborar la programación diaria de operación (Pre-despacho). La información recibida luego de hrs. 10:00 no será considerada por el CNDC y no determinará Redespachos.

5.2. Informe de la Programación Diaria

El CNDC informará a cada Agente del Mercado, antes de las 15:00 horas de cada día que corresponda informar, lo siguiente:

- a) La potencia horaria a generar por cada central hidroeléctrica y unidad generadora termoeléctrica.
- b) La condición de despacho de cada unidad generadora térmica: económico o forzado.



- c) Los apartamientos a las condiciones de desempeño mínimo respecto a la reserva rotante.
- d) Los trabajos de mantenimientos y los horarios de realización.
- e) En casos de déficits, las restricciones al suministro.
- f) El costo marginal horario previsto de la energía.
- g) El costo de la energía forzada.

Diariamente, el CNDC incluirá en el sitio WEB del CNDC, la Base de Datos correspondiente, de modo que el Pre-despacho pueda ser reproducido por los Agentes del MEM.

6. REDESPACHO

El Pre-despacho constituirá la base para la operación en tiempo real en el siguiente día. Durante la operación en tiempo real, el CNDC utilizará el Pre-despacho como una guía para supervisar y coordinar la operación del Sistema.

De producirse diferencias con respecto a las hipótesis consideradas en el despacho diario, que afecten significativamente el despacho económico, el CNDC deberá realizar un Redespacho para establecer los programas de generación y reserva adecuados a las nuevas condiciones previstas y mantener el Sistema dentro de su operación económica.

El CNDC podrá realizar ajustes en tiempo real si los alejamientos entre lo previsto y lo real difieren en forma eventual o en no más de 5% en forma sostenida. En caso contrario elaborará un Redespacho, el cual comenzará a regir a partir del momento en que es comunicado a los Agentes del Mercado.

7. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia a partir de su aprobación por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

8. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta Norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de conformidad al ROME modificado mediante Decreto Supremo N° 29549.



La Paz, 4 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 2

DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA FIRME

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento de cálculo de la potencia firme para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. BASE LEGAL

Capítulo VI del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME); Decreto Supremo N° 29549 de 8 de mayo de 2008, Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009 y Decreto Supremo N° 29624 de 2 de julio de 2008.

3. DEFINICIONES

Capacidad Efectiva Es la potencia máxima que una unidad generadora es capaz de suministrar a la red en barras de generación bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica en el sitio en que está instalada.

Capacidad Efectiva Termoeléctrica Es la capacidad efectiva medida en barras de generación, que una unidad termoeléctrica es capaz de generar para las condiciones del sitio donde se ubica y a la Temperatura Máxima Probable.

Capacidad Garantizada Termoeléctrica Es la potencia que una unidad termoeléctrica puede garantizar con una determinada probabilidad. Se calcula sobre la base de la capacidad efectiva en barras de generación, la temperatura máxima estimada, la tasa de salidas forzadas y las características de las demás unidades termoeléctricas.

La Capacidad Garantizada Termoeléctrica de cada unidad corresponde a la oferta de potencia firme y podrá ser ajustada en el año respectivo en función a los resultados de las pruebas de la capacidad efectiva efectuadas por el CNDC.

Capacidad Efectiva Hidroeléctrica Es la capacidad efectiva, medida en barras de generación, que una central hidroeléctrica es capaz de generar.

Capacidad Garantizada de Centrales Hidroeléctricas Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que una central hidroeléctrica puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga del período de punta. Esta capacidad podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC en el período seco.



Capacidad Garantizada de un Conjunto de Centrales Hidroeléctricas en Cascada Es la capacidad correspondiente a la Energía Firme Hidráulica Ofertada al Mercado que un conjunto de centrales hidroeléctricas puede colocar óptimamente en la curva de duración de carga en el período de punta.

La capacidad garantizada podrá ser ajustada en el año respectivo, en función a los resultados de las pruebas de la Capacidad Efectiva efectuadas por el CNDC en el período seco.

Costo de Operación en Base Para una unidad térmica, es el costo variable de generación que se calcula con la Temperatura Máxima Probable, precios de combustibles, consumos propios, rendimientos térmicos y costos de operación no combustibles (utilizados en la programación de mediano plazo) para la condición de régimen de operación en base. Para una central hidroeléctrica el costo de operación base es cero.

Despacho Económico Probabilístico Es el despacho de mínimo costo para satisfacer la Potencia de Punta. Se calcula mediante flujos de carga en corriente continua, utilizando el sistema de transmisión con las ubicaciones reales de las unidades generadoras y de los nodos de retiros de energía del sistema de medición comercial; además, se considera las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.

Potencia de Punta Es la demanda máxima de potencia del SIN, integrada en periodos de 15 minutos, registrada por el Sistema de Medición Comercial en los periodos anuales de noviembre a octubre del año siguiente.

Potencia Firme Inicial Es la potencia que el Despacho Económico Probabilístico asigna a una unidad generadora para cubrir la Potencia de Punta, para una Probabilidad de Cierre dada.

Potencia Firme Es la Potencia Firme Inicial de una unidad generadora referida a su punto de vinculación con el STI. Se calcula a partir de la Potencia Firme Inicial y las pérdidas que existen entre la unidad generadora y su nodo de vinculación al STI.

Probabilidad de Excedencia Hidrológica Es la probabilidad que el valor de un evento hidrológico (caudal, precipitación, etc.) sea alcanzado o excedido. Sus límites mínimo y máximo son 90% y 98% respectivamente.

Probabilidad de Cierre Es la probabilidad aplicada a todas las unidades de generación del SIN para el cálculo de la Capacidad Garantizada y corresponde a la probabilidad de excedencia hidrológica.

Temperatura Máxima Probable Es equivalente a la temperatura máxima estimada calculada de acuerdo con la Norma Operativa N° 23 "Temperatura Máxima Estimada".

4. CALCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA HIDROELÉCTRICA

- a) Con el Modelo SDDP en su versión de mediano plazo, se calcula la generación semanal de cada central hidroeléctrica para el primer año de simulación.



ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 265/2009
TRÁMITE N° 175

La Paz, 4 de noviembre de 2009

Para ello se utiliza la estadística de caudales medios semanales, manteniendo constante el resto de los parámetros (demanda, parque térmico disponible con costos de operación en base, mantenimientos, etc.), sin considerar Curvas de Alerta y considerando para los embalses niveles iniciales iguales al promedio de los últimos cuatro años. Por agregación se obtiene la generación semestral del primer periodo seco de todo el parque hidroeléctrico.

- b) Las generaciones calculadas según (4a), se ajustan a curvas de distribución log -normal (relación Probabilidad – Energía Generada)
- c) Utilizando los valores determinados en (4b) y una Probabilidad de Cierre supuesta, se determina la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico. Este valor se distribuye entre las diferentes centrales aplicando una probabilidad tal que la suma de las generaciones semestrales de cada central, calculadas con esta nueva probabilidad, sea igual a la generación semestral de todo el parque hidroeléctrico.
- d) La generación semanal media de cada central, se determina como 1/26 de la generación semestral de la central, calculada en (4c.).
- e) Se determina la curva de carga horaria semanal promedio del periodo mayo-octubre. Uno de los días de la semana se reemplaza por el día de máxima demanda del semestre y se ajustan las demandas de los demás días de trabajo de modo de mantener la energía semanal.
- f) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se simula la operación de centrales únicas de una cuenca, o del conjunto de centrales en cascada, con los siguientes criterios:
 - f1) Curva de carga horaria semanal definida en (4e)
 - f2) Representación uninodal de la carga
 - f3) Parque térmico ficticio con unidades de costos crecientes y capacidades variables, para procurar el aprovechamiento de toda la capacidad de las centrales hidráulicas.
 - f4) Para cada una de las centrales hidroeléctricas de la cascada, se utilizan caudales afluentes equivalentes que corresponden a las energías semanales determinadas en (4d.). Los niveles, inicial y final de los reservorios, en la semana de análisis, corresponden al 50% del volumen útil de regulación. La generación semanal resultante de cada central no puede ser superior a la energía establecida en (4d.).
 - f5) De los resultados del modelo NCP, se determina la potencia generada por cada central de la cascada en la hora de máxima demanda.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 265/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- f6) La potencia de cada central es igual a la relación entre su potencia máxima individual y la suma de las potencias máximas multiplicada por la potencia total colocada por el conjunto de centrales de la cascada.
- g) Se realiza una simulación similar a la del punto (4f.) pero incluyendo simultáneamente todas las centrales hidroeléctricas, cuyas capacidades fueron determinadas según el párrafo anterior; para calcular la potencia horaria generada por todas las centrales hidroeléctricas de manera simultánea en la hora de máxima demanda.

Si la potencia total colocada por el conjunto de centrales hidroeléctricas es menor que la suma de las potencias máximas colocadas determinadas en (4f.); se reducen las potencias de las centrales que están en competencia para empuntar las determinadas en (4f.), en la proporción correspondiente. Se entiende que dos o más centrales están en competencia para empuntar cuando la potencia que cada una de ellas coloca depende de la posición relativa a las otras, y al colocarse simultáneamente, la potencia total colocada es menor que la suma de las potencias colocadas individualmente.

La potencia así determinada para cada central es la potencia garantizada de cada central hidroeléctrica.

5. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD GARANTIZADA TERMOELÉCTRICA

- a) Los Costos de Operación en Base, para cada unidad térmica, serán determinados con la siguiente información presentada por los Agentes para la programación de mediano plazo:
- Rendimientos térmicos.
 - Temperatura Máxima Estimada
 - Consumos propios y pérdidas de cada unidad generadora.
 - Costos variables de Operación y Mantenimiento.
 - Precio de combustible.
- b) Sobre la base de la Capacidad Efectiva, la tasa de indisponibilidad forzada, una Probabilidad de Cierre adoptada y mediante un cálculo probabilístico con el Modelo de Potencia Firme, se determina la potencia total que el conjunto de unidades termoeléctricas es capaz de garantizar en la hora de punta. Esta potencia se denomina Oferta de Potencia Firme Total Térmica o Capacidad Garantizada Total.
- c) Se repite el procedimiento según (5b.) retirando la unidad termoeléctrica cuya Capacidad Garantizada se desea evaluar.
- d) Se calcula la diferencia entre las potencias obtenidas en (5b) y (5c), a la que se denomina Capacidad Garantizada Inicial de la unidad evaluada.

- e) Se calcula la diferencia entre la suma de las Capacidades Garantizadas Iniciales de todas las unidades térmicas del Sistema, calculadas según (5d) y la Capacidad Garantizada Total, calculada según (5b); a esta diferencia se denomina Residuo Total.
- f) Se calcula la Capacidad Garantizada de cada unidad generadora restando a su Capacidad Garantizada Inicial una parte del Residuo Total. Dicha parte se calcula repartiendo el Residuo Total en forma proporcional a la diferencia entre la Capacidad Efectiva y la Capacidad Garantizada Inicial de cada unidad generadora.

6. AJUSTES A LA CAPACIDAD GARANTIZADA Y POTENCIA RETIRADA

- a) En casos de centrales generadoras o retiros de consumidores ubicados fuera del STI, tanto la Capacidad Garantizada como la Potencia Retirada deben ser referidas a los nodos correspondientes del STI considerando las pérdidas de transmisión, consumos propios y ventas directas fuera del STI.
- b) Los ajustes a la Capacidad Garantizada y Potencia Retirada se efectúan con el siguiente procedimiento:
 - b1) Se identifican las pérdidas, consumos propios y ventas directas que pueden ser atribuidas directamente a cada central generadora, se disminuye la Capacidad Garantizada con estos valores y se identifica el punto de aplicación del nuevo valor de la Capacidad Garantizada.
 - b2) Se identifican las pérdidas que pueden ser atribuidas directamente a cada Retiro de Potencia, se aumenta el Retiro de Potencia con este valor y se identifica el nuevo punto de aplicación del Retiro.

Si como resultado del proceso señalado en los puntos a) y b), aún existen pérdidas en elementos de transmisión, que se encuentran fuera del STI, no asignadas a ningún Agente, éstas serán asignadas de acuerdo al proceso que se detalla en el punto 8 de esta Norma.

7. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME INICIAL

La Potencia Firme Inicial es la potencia con la que es requerida una unidad generadora en un Despacho Económico Probabilístico

7.1. Despacho Económico Probabilístico

Este Despacho se calcula mediante flujos de carga en corriente continua con los siguientes parámetros:

- a) El STI ampliado, a fin de considerar los nodos de retiro modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.2b) y los nodos de inyección modificados de acuerdo al procedimiento descrito en 6.2a)



- b) Las condiciones de desempeño mínimo, excepto la reserva rotante y la reserva fría.
- c) Las Capacidades Garantizadas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.1a)
- d) Las Potencias Retiradas modificadas en los casos que corresponda con el proceso señalado en el punto 6.1b)
- e) Los Costos de Operación en Base de las unidades generadoras.
- f) El porcentaje de la potencia mínima técnica informada, aplicado a la potencia garantizada.

La condición de seguridad de áreas se incorpora en el Despacho Económico Probabilístico, con el número mínimo de unidades que deben operar en el área respectiva. Este número se determina sobre la base de la Capacidad Efectiva de las unidades de generación y la demanda máxima de cada área en el período noviembre – octubre.

7.2. Cálculo de la Potencia Firme Inicial

El procedimiento de cálculo para determinar la Potencia Firme Inicial, de tipo iterativo, es el siguiente:

- a) Se define una probabilidad inicial de cierre de 95%.
- b) Con la Probabilidad de Cierre, se calcula la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas aplicando el procedimiento señalado en los puntos 4 y 5.
- c) Se reduce la Capacidad Garantizada de las unidades generadoras con el procedimiento señalado en el punto 6.
- d) Se incrementa la Potencia Retirada con el proceso señalado en el punto 6.
- e) Con el modelo NCP en su opción de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se realiza el Despacho Probabilístico señalado en 7.1 con el que se determinan las potencias despachadas en cada una de las centrales de generación y los déficits de demanda en cada uno de los nodos del sistema.
- f) De acuerdo con los resultados obtenidos según en el inciso anterior, se procesará alguno de los siguientes casos:

Caso 1 Si toda la demanda es atendida y la potencia total despachada es igual a la Capacidad Garantizada Total, la Potencia Firme Inicial de cada unidad generadora térmica y cada central hidroeléctrica es la Capacidad Garantizada.



La Paz, 4 de noviembre de 2009

Caso 2 Si existe demanda no atendida, se disminuye la Probabilidad de Cierre (hasta el límite inferior de 0.90) y se repite el procedimiento a partir del inciso b). De llegar al límite de 0.90 con demanda no atendida, la Potencia Firme Inicial será igual a la potencia despachada según el inciso e); en este caso, se disminuye la demanda no atendida en los nodos respectivos.

Caso 3 Si la potencia total despachada es menor a la Capacidad Garantizada Total, se aumenta la Probabilidad de Cierre (hasta un límite de 0.98) y se repite el procedimiento a partir del inciso b).

En el caso de que se haya alcanzado el límite máximo de 0.98 de Probabilidad de Cierre, la Potencia Firme Inicial de las unidades de generación corresponde a la potencia despachada según el inciso e).

8. CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

La Potencia Firme de las unidades generadoras que estén conectadas directamente a nodos del STI es igual a la Potencia Firme Inicial calculada en el punto 7.

Cuando las Inyecciones y/o Retiros no estén conectados directamente a nodos del STI, la distribución de las pérdidas fuera del STI entre los Agentes involucrados se realiza con el siguiente procedimiento, aplicable a cada red de transmisión localizada fuera del STI:

- a) Se suman las Potencias Firmes Iniciales de las centrales pertenecientes a cada sistema de transmisión fuera del STI y se resta a este valor la suma de los retiros ubicados en este sistema de transmisión.
- b) De acuerdo con el resultado obtenido en a) se procesará uno de los dos casos siguientes:
 - b1) Si el resultado es positivo, es decir, si existe una inyección neta al STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán entre las centrales en proporción a su Potencia Firme Inicial. La Potencia Firme de estas centrales es igual a su Potencia Firme Inicial disminuida con las pérdidas correspondientes.
 - b2) Si el resultado obtenido es negativo, es decir, si existe un retiro neto desde el STI, las pérdidas no asignadas de este sistema de transmisión se distribuirán a los Consumidores correspondientes en proporción a sus retiros. En estos casos, la potencia retirada es igual a la potencia retirada incrementada con las pérdidas correspondientes.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

9. AJUSTE A LA POTENCIA FIRME POR DESPLAZAMIENTO DE POTENCIA HIDROELÉCTRICA DE LAS HORAS DE PUNTA

En las áreas con generación hidroeléctrica, la energía asignada al bloque de punta puede ser desplazada a otros bloques para abastecer la demanda horaria con seguridad de áreas. Esta condición de seguridad de área determina la necesidad de ajustar la Potencia Firme del sistema, ocasionado por el desplazamiento de la potencia hidroeléctrica del bloque de punta, con la incorporación de nuevas unidades termoeléctricas para cubrir dicho desplazamiento.

9.1. Cálculo de la potencia hidroeléctrica desplazada

El procedimiento para determinar la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta para el sistema es el siguiente:

- a) Sobre la base de la información y resultados del Modelo de Corto Plazo obtenidos en el punto 4 se simula la operación del conjunto de centrales del sistema con las siguientes restricciones adicionales:
 - a1) Para cada área del sistema con generación hidroeléctrica predominante, se determina la generación hidroeléctrica local mínima necesaria para cumplir la condición de seguridad de áreas, para cada una de las 168 horas de la semana.
 - a2) Se utilizan como capacidades efectivas de las centrales hidroeléctricas, los valores de la Capacidad Garantizada hidroeléctrica resultante de la aplicación del procedimiento señalado en el punto 4.
- b) Con el Modelo de despacho de corto plazo (NCP), se realiza una simulación similar a la señalada en el punto 4.
- c) Se determina la potencia generada por el conjunto de las centrales hidroeléctricas en la hora de demanda máxima del sistema.
- d) Se determina la capacidad hidroeléctrica desplazada en horas de punta, como la diferencia entre la potencia firme inicial en bornes de generador de las unidades hidroeléctricas y la potencia determinada según el inciso c).

9.2. Compensación térmica de la potencia hidroeléctrica desplazada del bloque de punta

La potencia hidroeléctrica desplazada determinada según el punto anterior, debe ser compensada con potencia garantizada de unidades térmicas. Esta compensación se realizará utilizando el Modelo NCP con los resultados y parámetros obtenidos según el punto 7.2 y con las siguientes restricciones:

- a) Se coloca como generación mínima, la potencia firme inicial de las unidades termoeléctricas que fueron determinadas según el punto 7.2.



La Paz, 4 de noviembre de 2009

- b) Se disminuye la capacidad garantizada de las centrales hidroeléctricas desplazadas, en las cantidades determinadas según el punto 9.1 inciso d).

Los resultados de este proceso, definirán las potencias firmes iniciales de las unidades térmicas, a las que se sumarán las potencias firmes iniciales de las centrales hidroeléctricas calculadas según el punto 7.2.

La Potencia Firme Final de la unidades generadoras se determinará aplicando el procedimiento señalado en el punto 8 a los valores de potencias firmes iniciales señalados en el párrafo anterior.

10. INCORPORACIÓN O RETIRO DE UNIDADES GENERADORAS

La Potencia Firme se determinará tomando en cuenta la fecha de ingreso o retiro de la operación comercial de unidades generadoras. El procedimiento de cálculo de la Potencia Firme para considerar los ingresos o retiros es el siguiente:

- a) Cada año que se inicia en noviembre, se divide en tantos estados como diferentes capacidades efectivas se presenten por ingreso o retiro de unidades generadoras.
- b) Para los estados a que se refiere el inciso anterior, en que la oferta de generación sea superior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se realiza el cálculo de la Potencia Firme con el parque generador respectivo y la potencia de punta del período noviembre - octubre del siguiente año siguiendo el procedimiento señalado en los puntos 4, 5, 6, 7, 8 y 9. Como resultado del cálculo, se obtiene la Potencia Firme de cada unidad generadora y los retiros para cada uno de los estados.

Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración de cada estado con sus respectivos valores de Potencia y Precios de Nodo, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.

- c) Para cada estado indicado en el inciso a), en que la oferta de generación sea inferior a la Potencia de Punta Anual más las pérdidas de transmisión, se calculará la Potencia Firme correspondiente a la demanda máxima coincidental prevista para el período asociado a cada estado.

Las transacciones económicas por potencia firme considerarán la duración de cada estado con sus respectivos valores de Potencia y Precios de Nodo, así como también las indisponibilidades forzadas y programadas registradas. La remuneración por Potencia Firme se realizará de acuerdo a lo establecido en el Art. 68 del ROME y a las indisponibilidades determinadas según la Norma Operativa N° 7.



La Paz, 4 de noviembre de 2009

11. MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para los casos de ingresos o retiros de componentes del sistema de transmisión, los estados a que se refiere el inciso 10 a), serán subdivididos para tomar en cuenta las diferentes configuraciones del sistema de transmisión.

12. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME

El cálculo de la Potencia Firme se realizará cada seis (6) meses. En el mes de octubre de cada año se realizará el cálculo para el siguiente período noviembre - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para este período y la declaración de los Agentes para el período que se inicia en noviembre.

En el mes de abril de cada año, se realizará el cálculo para el siguiente período mayo - octubre, sobre la base de la Potencia de Punta estimada para el período noviembre pasado a siguiente octubre y la declaración de los agentes para el período que se inicia en mayo.

Una vez transcurrido el Período de Punta Anual, en el mes de noviembre de cada año, se recalcularán las potencias firmes de cada período semestral repitiendo el procedimiento señalado en los puntos 4 al 11, utilizando el mismo modelo de cálculo y las mismas variables utilizadas en el cálculo original de potencia firme, actualizadas de acuerdo a lo siguiente:

- a) Potencia de Punta real registrada en el Sistema de Medición Comercial, correspondiente al período noviembre del año anterior a octubre del año de cálculo, que se utiliza en todos los subperíodos en los que se realiza el cálculo.
- b) Para cada semestre, las unidades ya asignadas con potencia firme no pueden ser retiradas del parque de potencia firme por efecto del recálculo anual por corrección de la potencia de punta.

En el caso de incorporación o retiro de unidades generadoras y/o modificación del sistema de transmisión en el período noviembre - octubre, el cálculo definitivo de la Potencia Firme (reliquidación por potencia) deberá incorporar los valores reales de las variables involucradas, particularmente la capacidad efectiva y fecha de puesta en operación comercial de nuevas unidades generadoras y/o elementos de transmisión, según información oficial de las empresas propietarias.

13. COMPLEMENTACIÓN DEL PARQUE GENERADOR DE POTENCIA FIRME

En la operación en tiempo real, las unidades de reserva podrán ser convocadas al despacho de carga en los siguientes casos: a) requerimientos de potencia para compensar la indisponibilidad total o parcial de unidades con Potencia Firme por falla, mantenimiento u otras contingencias, b) requerimientos de potencia adicional por baja hidrología y c) requerimientos de potencia adicional para cumplir las condiciones de desempeño mínimo. Las unidades termoeléctricas convocadas para estos propósitos, serán elegidas mediante un despacho económico.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 265/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

Estas unidades operarán con las obligaciones y los derechos de las unidades de potencia firme durante el periodo que sean convocadas por el Despacho de Carga, considerando la potencia asignada a las unidades de Reserva Fría en el Estudio de Precios de Nodo correspondiente.

Las diferencias generadas por la convocatoria de unidades de Reserva para reemplazar unidades de Potencia Firme, serán pagadas con los descuentos por indisponibilidad. El balance de los pagos y cobros de estos montos serán ejecutados coincidentemente con la Reliquidación de Potencia Firme.

14. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

15. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 3

DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES, REMUNERACIÓN Y ASIGNACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA

1. OBJETIVO

Establecer el procedimiento para la determinación de costos marginales de energía y la forma de remuneración y asignación de costos de energía entre los Agentes que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

2. BASE LEGAL

Artículos 1, 23 al 30, 33, 34, 44, 50, 62 al 64 del ROME, Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071 (Art. 51).

3. DEFINICIONES

Asignación de Costos. Es la distribución entre los consumidores de los costos de la energía generada correspondiente Despacho Económico, generación forzada y generación de reserva fría.

Capacidad Efectiva. Es la potencia 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.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía. Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar, con un despacho económico, un kilovatio-hora (kWh) adicional de energía en un determinado periodo a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando fijo el parque de generación y transmisión. Se calculará, como el costo de la generación requerida por el despacho económico, excluyendo la generación forzada por restricciones de acuerdo a lo definido en el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista. Si la generación requerida proviene de una unidad térmica, el costo marginal de corto plazo de energía será el costo variable de dicha unidad asociado a producir la energía requerida. Si la generación requerida proviene de una central hidroeléctrica, el costo marginal de corto plazo de energía será el valor dado por la Unidad Generadora térmica más barata disponible (con el costo asociado a plena carga).

Costo Óptimo. Es el Costo Variable de Generación de una unidad termoeléctrica operando a su Potencia Óptima.

Costo Marginal para un Nodo. Es el producto del Costo Marginal de Energía por el Factor de Pérdidas de Energía que se calcula utilizando la metodología de flujos de corriente continua con pérdidas cuadráticas.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

Despacho Económico. Es aquel despacho que minimiza el costo variable de generación y de racionamiento del Sistema, considerando las condiciones de desempeño mínimo y el sistema de transmisión disponible.

Factor de Pérdidas de Energía. Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, como consecuencia del incremento de generación en el nodo donde se ubica la unidad marginal.

Potencia Mínima Técnica. Es la potencia mínima que una unidad generadora puede entregar al Sistema en régimen de operación permanente y cuyo valor no podrá ser menor al 60% de la potencia efectiva. Este valor, deberá ser informado por los Agentes Generadores y podrá ser auditado por el CNDC o la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Potencia Óptima. Para una temperatura dada, es la capacidad efectiva de una unidad térmica disminuida por la reserva del Sistema.

Remuneración. Es la valorización económica de la energía producida.

Reserva Fría. Para un área determinada, es la potencia asignada 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.

Unidad Generadora Marginal. Es la Unidad Generadora requerida para satisfacer un incremento de demanda en un despacho económico, realizado por el Comité, de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico y Reglamento de Precios y Tarifas.

Unidad Generadora Forzada. Es la unidad que resulta generando en forma obligada debido a requerimientos de desempeño mínimo en un área, desplazando generación de menor costo en el sistema.

Unidad de Combustible Líquido. Es aquella unidad generadora que emplea total o parcialmente combustible líquido para su funcionamiento y operación, dentro del Sistema Interconectado Nacional.

Unidad Candidata a Marginal. Es aquella unidad generadora térmica que ha sido seleccionada como candidata a marginal mediante el procedimiento definido en esta Norma Operativa.

4. PERIODOS DE INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA

El cálculo de Costos Marginales de Corto Plazo de Energía así como la Remuneración y Asignación de costos de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, se realizarán para las etapas de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo y Despacho Diario, considerando diferentes periodos de integración de la energía para cada una de las mencionadas etapas.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

Se reconocen los siguientes periodos de integración de la energía:

a) Etapa de Programación de Mediano Plazo

Para la Programación de Mediano Plazo y el Estudio de Precios Referenciales, el periodo de integración de la energía es igual a la duración de cada bloque semanal.

b) Etapa de Programación de Corto Plazo

Para la Programación Semanal, el Predespacho y el Redespacho, el periodo de integración de la energía es de una hora.

c) Etapa de Despacho Diario

Para las transacciones diarias, el periodo de integración de la energía corresponde al periodo de integración del Sistema de Medición Comercial que es igual a 15 minutos.

5. CAPACIDAD EFECTIVA DE UNIDADES TÉRMICAS

Para la programación de Mediano Plazo, en los meses de febrero y agosto de cada año, los Agentes Generadores Térmicos informarán la Capacidad Efectiva de sus Unidades de Generación en función de la temperatura.

La Capacidad Efectiva de cada Unidad de Generación térmica se determinará para cada etapa de cálculo utilizando los siguientes valores de temperatura.

a) Etapa de Programación de Mediano Plazo

Para la Programación de Mediano Plazo se utilizará la temperatura media anual histórica registrada.

b) Etapa de Programación de Corto Plazo

Para el Predespacho, Redespacho y Programación Semanal, se utilizará la estimación de la temperatura media horaria obtenida en base a registros históricos y previsiones meteorológicas del tiempo.

c) Etapa de Despacho Diario

Para el Despacho de Carga en Tiempo real y las Transacciones Diarias se utilizarán los valores de temperatura a la hora en punto de acuerdo a los registros informados por los Agentes Generadores o los obtenidos por el CNDC. Estos registros de temperatura tienen validez hasta la siguiente hora. Por ejemplo, la temperatura registrada a las 7:00, se utilizará para hrs. 7:15, 7:30, 7:45 y antes de la registrada para las 8:00.

En las etapas b) y c), cuando alguna unidad de generación se encuentre operando con potencia limitada, es decir que opere en Condición de Indisponibilidad Forzada Parcial y no pueda entregar toda su Capacidad Efectiva; dicha capacidad reducida no será tomada en cuenta para los efectos de cálculo del Costo Marginal de Corto Plazo de Energía, pero sí para efectos del Despacho de Carga desde el momento en que ello ocurra.

6. REGIMENES DE OPERACIÓN

6.1. Régimen de Transición

Una unidad térmica se encontrará en Régimen de Transición por arranque o toma de carga, si:

- a) Tiene una potencia menor a su Potencia Óptima disminuida en un 6%; y
- b) No estuvo despachada debido a indisponibilidad en alguno de los dos periodos inmediatamente anteriores al periodo para el cual se está efectuando el cálculo del Costo Marginal de Energía.

Una unidad térmica se encontrará en Régimen de Transición por parada o reducción de carga si:

- a) Tiene una potencia menor que su Potencia Óptima disminuida en un 6%; y
- b) No será despachada debido a indisponibilidad por mantenimiento en alguno de los próximos dos periodos inmediatamente siguientes al periodo para el cual se está efectuando el cálculo del Costo Marginal de Energía.

Las unidades que se encuentren operando en este régimen no podrán ser Unidades Candidatas a Marginar.

6.2. Régimen de Prueba

Una unidad se encuentra operando en Régimen de Prueba cuando su potencia despachada no corresponde al despacho económico por razones técnicas atribuidas a pruebas de funcionamiento o a auditorías técnicas. Las unidades que se encuentran operando en este régimen no pueden ser Unidades Candidatas a Marginar.

6.3. Régimen Permanente

Una unidad se encuentra operando en Régimen Permanente cuando no se encuentra en Régimen de Prueba ni de Transición y, por tanto, puede ser Unidad Candidata a Marginar.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

7. COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE UNIDADES TÉRMICAS

El Costo Variable de Generación de una unidad térmica depende de la temperatura, el poder calorífico y el costo del combustible; además del heat rate, consumos propios, ventas directas y estados de carga de la unidad de generación.

Para una temperatura y un estado de carga informado por los Agentes Generadores, el Costo Variable de Generación se determinará en el marco del procedimiento establecido en los artículos 23 a 27 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, según se detalla a continuación:

- a) Se calculará el costo de combustible sobre la base del precio del combustible, el poder calorífico inferior húmedo del combustible informado y el heat rate de la unidad medido en bornes del generador.

En el caso particular de que el consumo de combustible de una unidad que utiliza dos o más combustibles dependa del número de horas de operación, el heat rate será calculado sobre la base del número entero más cercano a la cantidad de horas reales de operación continua de la unidad ($t < 1$ hr, 1 hr $< t < 1.5$ hr, 1.5 hr $< t <= 2$ hr, 2 hr $< t <= 2.5$ hr, $t > 2.5$ hr).

- b) Para tomar en cuenta los consumos propios y las pérdidas entre los bornes del generador y el punto de medición comercial, se incrementará el costo del combustible con los porcentajes informados por los Agentes Generadores. En ningún caso, las ventas directas serán consideradas parte del cálculo de pérdidas. Dichos valores podrán ser sometidos a auditorías técnicas según lo dispuesto en el Artículo 25 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico.
- c) Al valor incrementado del costo del combustible, se añadirán los costos variables de generación no correspondientes a combustibles: costos de operación y mantenimiento. Estos costos, serán informados por los Agentes Generadores y serán iguales o menores a los límites establecidos en disposiciones legales vigentes.

A partir de los valores obtenidos en el procedimiento anterior, se crearán, para cada unidad térmica, las funciones de costo para cada temperatura, ajustando los costos de generación calculados para los diferentes estados de carga a curvas compatibles a la capacidad de los Modelos de Simulación que utiliza el CNDC.

Para temperaturas no informadas, los costos de generación para los diferentes estados de carga se obtendrán por medio de interpolaciones o extrapolaciones lineales de los costos correspondientes a temperaturas informadas.

Las funciones de costo se utilizarán para determinar los Costos Variables de Generación en las etapas de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo y Despacho Diario, indicadas en los numerales 4 y 5 de esta Norma Operativa.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

8. DETERMINACIÓN DE UNIDADES CANDIDATAS A SER MARGINALES

De acuerdo con la etapa de cálculo, las Unidades Térmicas Candidatas a Marginal serán seleccionadas de acuerdo a los siguientes procedimientos:

8.1. Etapas de Programación de Mediano Plazo y Programación de Corto Plazo

Sobre la base de los resultados de la simulación y optimización de la operación efectuada con el Modelo SDDP para la Programación de Mediano Plazo y con el Modelo NCP para la Programación de Semanal, Predespacho y Redespacho:

- a) Se seleccionarán todas las unidades térmicas disponibles que no hayan sido despachadas.
- b) Se seleccionarán todas las unidades térmicas que fueron despachadas con potencias inferiores a su Potencia Óptima.
- c) Se descartarán de la selección las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.
- d) En caso de que no existan unidades disponibles, se seleccionará la unidad térmica despachada de mayor costo.

8.2. Etapa de Despacho Diario

Sobre la base de los resultados de la Operación en Tiempo Real:

- a) Se seleccionarán todas las unidades térmicas disponibles que no hayan sido despachadas.
- b) Se seleccionarán todas las unidades térmicas que fueron despachadas con potencias inferiores a su Potencia Óptima, eliminándose de esta selección las unidades térmicas despachadas con potencias superiores a la Potencia Óptima disminuida en 6%.
- c) Se descartarán de la selección las unidades que hayan operado en Régimen de Transición o Régimen de Prueba y aquellas Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la AE mediante Resolución.
- d) En caso de que no existan unidades disponibles, se seleccionará la unidad térmica despachada de mayor costo.

Las Unidades Térmicas Candidatas a Marginal operarán de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 4 "Operación en Tiempo Real". En el caso que la potencia media generada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como costo variable el correspondiente a la Potencia Mínima Técnica.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

9. UNIDAD GENERADORA MARGINAL DEL SISTEMA

En cada etapa de cálculo, ya sea de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo o Despacho Diario, se determinará la Unidad Generadora Marginal del Sistema a partir de las Unidades Candidatas a Marginar definidas en el numeral 8 de esta Norma Operativa, de acuerdo al siguiente procedimiento iterativo:

- a) Con las potencias medias inyectadas y retiradas, obtenidas en cada etapa de cálculo mediante un modelo de corriente continua con pérdidas cuadráticas, se determinarán los Factores de Pérdidas de Energía (factores de nodo) respecto a un nodo previamente definido.
- b) El Costo Variable de Generación de las Unidades Candidatas a Marginar, será el Costo Variable de Generación correspondiente a la Potencia Óptima de cada unidad.
- c) Se elegirá uno de los nodos con Unidades Candidatas a Marginar suponiendo que es el nodo marginal del Sistema. Posteriormente, se seleccionará la unidad de menor Costo Variable de Generación entre todas las Unidades Candidatas a Marginar de dicho nodo.
- d) Se calculará el Costo Marginal de Energía en los demás nodos donde existan Unidades Candidatas a Marginar, dicho costo marginal corresponderá a la unidad de menor costo en cada nodo. Para este cálculo, se recalcularán los factores de nodo determinados de acuerdo al inciso a) de este numeral, de modo que todos los factores estén referidos al nodo elegido.
- e) Si los Costos Marginales de Energía resultantes en cada nodo con generación térmica en los que existan Unidades Candidatas a Marginar, son iguales o menores a los Costos Variables de Generación para la Potencia Óptima de dichas unidades, la Unidad Generadora Marginal será la unidad elegida de acuerdo al inciso c) de este numeral. Los Costos Marginales de Energía en todos los demás nodos del sistema serán los calculados según el inciso d) del presente numeral.
- f) Si la condición anterior no se cumple, se elegirá otro nodo y se repetirá el cálculo.

En caso que uno o varios componentes de transmisión ingresen en indisponibilidad forzada o programada ocasionando una separación física de áreas, se realizará el procedimiento definido en este numeral para cada uno de los subsistemas que resulten como consecuencia de las limitaciones señaladas, rigiendo en cada uno de ellos el costo marginal determinado por la respectiva unidad marginal. Los procedimientos señalados en los numerales siguientes se aplicarán a cada subsistema de forma separada.

10. DETERMINACIÓN DE UNIDADES EN OPERACIÓN FORZADA

Para determinar las unidades forzadas en las etapas de cálculo de la Programación de Mediano y Corto Plazo se aplicará el siguiente procedimiento a todas las unidades térmicas, excluyendo las unidades de Reserva Fría que operen en el período respectivo:

- a) Se calculará el Costo Marginal de Energía del nodo donde se ubique la unidad térmica.
- b) Si el Costo Marginal del nodo es menor al Costo Óptimo de la unidad, se considerará a esta unidad como Unidad Generadora Forzada.

Para determinar las unidades forzadas en la etapa de Despacho Diario se aplicará el siguiente procedimiento a todas las unidades térmicas, excluyendo del cálculo a las unidades que en el periodo de análisis sean consideradas de Reserva Fría, en Régimen de Prueba y en Régimen de Transición:

- a) Se calculará el Costo Marginal de Energía del nodo donde se ubique la unidad térmica.
- b) Si el Costo Marginal del nodo es menor al Costo Óptimo de la unidad, se considerará a esta unidad como Unidad Generadora Forzada.

Para cualquier etapa de cálculo, las Unidades de Combustible Líquido cuya Capacidad Efectiva sea menor o igual a 8,954 kW u otro valor fijado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad mediante Resolución, será considerada de forma similar a una Unidad Generadora Forzada.

11. REMUNERACIÓN POR ENERGÍA

11.1. ETAPAS DE PROGRAMACIÓN DE MEDIANO Y CORTO PLAZO

En las etapas de cálculo de Programación de Mediano y Corto Plazo, la remuneración por energía a las diferentes unidades del Sistema, se calculará tomando en cuenta los períodos de integración señalados en el numeral 4 de la presente Norma Operativa, para cada etapa de programación y considerando el estado de operación de cada unidad, de acuerdo a lo siguiente:

11.1.1. Centrales hidroeléctricas

Cada unidad generadora percibirá una remuneración que será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad por la energía inyectada en el mismo nodo durante el periodo de integración de cada etapa de cálculo.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

11.1.2. Unidades Generadoras Forzadas

La energía forzada se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración de cada etapa, se calculará la potencia media forzada, generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En caso de que la potencia media forzada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía forzada será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

En la etapa de Programación de Mediano Plazo, se deberá considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el Costo Óptimo y el Costo Variable de Generación para la potencia despachada por el Modelo SDDP.

11.1.3. Unidades de Reserva Fría

La energía de Reserva Fría se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración de cada etapa, se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía de reserva fría será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

En la etapa de Programación de Mediano Plazo, se deberá considerar un factor de corrección para tomar en cuenta la diferencia entre el Costo Óptimo y el Costo Variable de Generación para la potencia despachada por el Modelo SDDP.

11.1.4. Unidades Térmicas Despachadas Económicamente

La remuneración de las unidades térmicas despachadas económicamente, será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta, por su energía inyectada en el mismo nodo durante el período de integración correspondiente.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

11.2. ETAPA DE DESPACHO DIARIO

En esta etapa, la remuneración por energía a las diferentes unidades del Sistema, se calculará tomando en cuenta el período de integración correspondiente señalado en el numeral 4 de la presente Norma Operativa, considerando el estado de operación de cada unidad de acuerdo a lo siguiente:

11.2.1. Centrales hidroeléctricas

Cada unidad generadora percibirá una remuneración igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad, por la energía inyectada en el mismo nodo durante el periodo de integración correspondiente.

11.2.2. Unidades Generadoras Forzadas

La energía forzada se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el periodo de integración, se calculará la potencia media forzada generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En caso de que la potencia media forzada sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía forzada será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

11.2.3. Unidades de Reserva Fría

La energía de Reserva Fría se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el periodo de integración, se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) La remuneración por energía de reserva fría, será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

11.2.4. Unidades en Régimen de Transición

La energía de las unidades en Régimen de Transición se remunerará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) En el período de integración se calculará la potencia media generada por la unidad.
- b) Se determinará el Costo Variable de Generación asociado a dicha potencia.
- c) En el caso de que la potencia media sea inferior a la Potencia Mínima Técnica, se utilizará como Costo Variable de Generación el costo asociado a la Potencia Mínima Técnica.
- d) Si el Costo Variable de Generación es mayor que el Costo Marginal de Energía del nodo, la remuneración por energía será el producto del Costo Variable de Generación y la energía inyectada durante el periodo de integración.
- e) Si el Costo Variable de Generación es menor que el Costo Marginal de Energía del nodo, la remuneración será el producto del Costo Marginal de Energía del nodo y la energía inyectada durante el periodo de integración.

11.2.5. Unidades Térmicas Despachadas Económicamente

La remuneración de las unidades despachadas económicamente, será igual al producto del Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta, por su energía inyectada en el mismo nodo durante el período de integración.

En caso que la Unidad Generadora Marginal se encuentre operando por debajo de su Potencia Óptima, su remuneración será igual al producto de su Costo Variable de Generación por su energía inyectada durante el periodo de integración.

12. ASIGNACIÓN DE COSTOS DE ENERGÍA A LOS CONSUMIDORES

En cada etapa de cálculo, ya sea de Programación de Mediano Plazo, Programación de Corto Plazo o Despacho Diario, los pagos de los consumidores, por concepto de compra de energía, se calcularán para cada período de integración de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Los retiros de energía se valorizarán en cada nodo con los Costos Marginales de Energía correspondientes.
- b) Se determinará el costo adicional correspondiente a cada Unidad Generadora Forzada, valorizando la energía forzada con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía en el nodo al que se conecta la unidad.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 266/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 3 de noviembre de 2009

El costo de la energía forzada por seguridad de áreas será asignado al área que ocasiona dicho costo adicional. En el caso de existir dos o más consumidores en el área, el mencionado costo será asignado en proporción a sus demandas en el periodo respectivo.

El costo de energía forzada por limitación de transmisión a un área, será asignado a esta área. En el caso de existir dos o más consumidores en el área, el costo adicional será asignado en proporción a sus demandas en el periodo respectivo.

En los casos de energía forzada no considerados anteriormente, el costo adicional será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo.

- c) Se determinará el costo adicional correspondiente a cada unidad de generación de Reserva Fría valorizando la energía de reserva fría con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía en el nodo al que se conecta la unidad.

El costo adicional de la energía de Reserva Fría será asignado al área respectiva.

- d) Solamente en el caso de la etapa de Despacho Diario, cuando la Unidad Generadora Marginal se encuentre operando por debajo de su Potencia Óptima, se calculará el costo adicional resultante de la diferencia entre el costo de la unidad a su potencia generada y su Costo Óptimo. El costo marginal del sistema corresponderá al Costo Óptimo de dicha unidad. El Costo Variable a la potencia generada no podrá ser superior al costo correspondiente a la Potencia Mínima Técnica.

Este costo adicional será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo.

- e) Solamente en el caso de la etapa de Despacho Diario, se determinará el costo adicional de cada unidad operando en Régimen de Transición, valorizando la energía inyectada con la diferencia entre el Costo Variable de Generación de la unidad y el Costo Marginal de Energía del nodo al que se conecta la unidad de generación.

Si el valor es positivo éste será asignado a la demanda de todo el Sistema en proporción a la demanda de cada nodo. Si el valor es negativo, no se considerará ningún efecto.

13. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

La Paz, 3 de noviembre de 2009

14. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto supremo N° 0071.

NORMA OPERATIVA N° 4

OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

1. OBJETIVO

Establecer los lineamientos para la supervisión, control y coordinación de la operación de instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de modo de atender la demanda en el marco establecido por las Condiciones de Desempeño Mínimo.

2. BASE LEGAL

Ley N° 1604, de Electricidad: Artículos 16 (b) 18, 19 y 30; Norma Operativa N° 3 "Determinación de costos marginales, remuneración y asignación de costos de energía"; Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico: Artículos 2, 3, 15, 18, 19a, 48, 51 y 52; Decreto Supremo N° 29549, Decreto Supremo N° 29599, Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071.

3. DISPOSICIONES GENERALES

3.1 Atribuciones y Responsabilidades

La supervisión, control y coordinación de la operación de las instalaciones del SIN es responsabilidad del Centro de Despacho de Carga (CDC) dependiente de la Gerencia de Operaciones del SIN del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

La operación en tiempo real se efectuará sobre la base de la programación de la operación diaria o Predespacho elaborada de acuerdo a la Norma Operativa N° 1 - "Programación de la Operación".

Constituye una obligación de todos los Agentes del Mercado acatar las instrucciones del CDC en la operación en tiempo real. En caso de que una instrucción operativa del CDC, implique un riesgo físico a su personal y/o instalaciones, los Agentes del Mercado podrán decidir bajo su responsabilidad el no cumplimiento de la instrucción. El CDC aceptará dicha decisión y los Agentes del Mercado involucrados justificarán esta situación por escrito al CNDC dentro de las 24 horas siguientes de producido el hecho, el que luego de evaluado, será informado al Comité de Representantes del CNDC.

Todos los Agentes del Mercado deben suministrar oportunamente al CDC la información específica que les sea requerida, para efectuar el control y supervisión de la operación, principalmente aquella información que no sea registrada por el Sistema SCADA. En caso de no disponer la información del Agente del Mercado, el CDC adoptará la última información disponible.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

El CDC deberá suministrar oportunamente a los Agentes del Mercado toda información que le sea solicitada relativa a la operación del Sistema.

3.2. Personal Responsable

La supervisión y coordinación de la operación en tiempo real es responsabilidad del CDC y los Agentes del Mercado y se efectuará con el siguiente personal mínimo:

a) El Centro de Despacho de Carga:

a1) En el ámbito operativo:

- Un Técnico Operador por turno
- Un Ingeniero Supervisor por turno

a2) En el ámbito de coordinación:

- El Jefe de División del Centro de Despacho de Carga

b) Los Agentes del Mercado:

b1) En el ámbito operativo:

- Un Técnico Operador por turno
- Un Ingeniero responsable de la operación de las instalaciones de cada Agente del Mercado.

b2) En el ámbito de coordinación:

- Un Ingeniero Coordinador expresamente designado por cada Empresa.

3.3. Medios de Comunicación

La instalación de los medios de comunicación de voz telefónicos entre el CDC y los Agentes, será de responsabilidad de los Agentes. El CNDC será responsable de contar con las instalaciones y medios para posibilitar la recepción de estos en la sala de control CDC.

Los medios de comunicación deben ser de uso exclusivo para la coordinación de la operación en tiempo real, estos estarán constituidos por un medio principal y uno o más medios de respaldo.

Los medios de comunicación entre el operador del CDC y los operadores de los Agentes del Mercado serán, en el orden en que se indica:

- 1° Los teléfonos directo y selectivo que forman parte del sistema de comunicaciones por carrier (PLC).
- 2° El sistema telefónico y de Fax fijo.
- 3° Teléfonos Celulares.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

Los Agentes informaran al CNDC el listado de medios de comunicación identificando el principal y los de respaldo. El CDC elaborará un listado de teléfonos asignados a la operación, que será de conocimiento de todos los Agentes del Mercado. Los Agentes deberán informar oportunamente los cambios en sus instalaciones de comunicación con el CDC.

4. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES NORMALES

4.1. Procedimiento General

La supervisión y coordinación de la operación en condiciones normales serán realizadas por el Ingeniero Supervisor y el Técnico Operador del CDC los que, mediante teléfono, estarán en permanente comunicación con los Técnicos Operadores de los Agentes del Mercado.

Los Operadores del CDC emitirán instrucciones basándose en las previsiones del Predespacho y ajustando la operación a los cambios que se registren respecto a lo programado por variaciones en la demanda, temperatura, disponibilidad de equipos, potencia disponible, compromisos de potencia de reserva rotante, etc.

En concordancia con los resultados del Modelo de Simulación de Corto Plazo vigente, en el despacho en tiempo real, las unidades térmicas, con excepción de la unidad marginal y las unidades con generación obligada por condiciones de desempeño mínimo, deberán en general estar despachadas a su potencia óptima.

Con el propósito de que la operación en tiempo real se ajuste de la mejor manera posible a las premisas del despacho económico, el despacho en tiempo real deberá considerar lo siguiente:

Cuando se ordenan las unidades térmicas disponibles en función de sus costos óptimos variables afectados por sus factores de nodo, estas resultarán asignadas a una de las siguientes categorías:

- a) Unidades económicas despachadas
- b) Unidades económicas no despachadas
- c) Unidades con generación obligada por condiciones de desempeño mínimo o restricciones del sistema de transmisión.
- d) Unidades no despachadas con costos variables superiores a los de las tres categorías anteriores.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

Cuando se requiera reducir la generación térmica, deberá seguirse el siguiente orden:

1. Se reduce la generación de las unidades que se encuentran en la categoría c) hasta su mínimo técnico.
2. Se reduce la generación de la unidad de mayor costo variable de la categoría a) hasta su mínimo técnico.
3. Se reduce la generación de la siguiente unidad de mayor costo variable de la categoría a) hasta su potencia óptima disminuida en 6%.
4. Se repite el paso 3 con el resto de las unidades de la categoría a).

El proceso de toma de carga de las unidades térmicas deberá darse en forma inversa a la descrita anteriormente, es decir, incrementando generación primero en la unidad más económica hasta su potencia óptima, luego en la unidad inmediatamente superior en orden económico y así sucesivamente hasta completar la generación requerida.

Las instrucciones de los Operadores del CDC relativas al despacho de carga deben ser acatadas por los Operadores de los Agentes del Mercado, aún en el caso en que se alejen significativamente de la programación. Los Ingenieros responsables de la operación de las instalaciones de los Agentes del Mercado podrán solicitar al Ingeniero Supervisor del CDC información complementaria sobre los cambios registrados y los ajustes realizados por el CDC.

Los responsables del intercambio de información operativa en tiempo real entre los Agentes del Mercado y el CDC son los Técnicos Operadores, los Ingenieros encargados de la operación y los responsables de la coordinación.

4.2. Operación de Unidades Generadoras

4.2.1. Parque generador

Toda unidad generadora que haya sido asignada con Potencia Firme o con Reserva Fría, será considerada unidad disponible en todo momento, excepto en los periodos de mantenimiento programado y de indisponibilidad forzada. La disponibilidad de las unidades con Potencia de Punta Generada se sujetará a lo dispuesto por la Norma Operativa N° 21 – "Unidades Generadoras con Potencia de Punta Generada".

Los Agentes Generadores deberán suministrar al CDC toda la información adicional que sea requerida para los procesos de arranque, toma de carga y parada de unidades generadoras.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

El CDC podrá solicitar en cualquier momento el uso de la potencia de reserva rotante llevando la unidad a plena carga, para cubrir incrementos no previstos de la demanda o para verificar el cumplimiento del mantenimiento de la reserva.

4.2.2. Indisponibilidad de unidades generadoras

La indisponibilidad de unidades generadoras será tipificada por el CDC de acuerdo a la Norma Operativa N° 5 - "Programación y Coordinación de Mantenimientos" y a la Norma Operativa N° 7 - "Descuentos por Indisponibilidad de Unidades Generadoras".

Entre las causas de indisponibilidad se mencionan a las siguientes, sin que esto signifique la exclusión de otras causas contempladas en las citadas Normas Operativas:

- a) Desconexión automática o parada manual de emergencia.
- b) Falla en el arranque.
- c) Retraso en la entrada en servicio luego de recibida la instrucción del CDC, en tiempos que excedan a los tiempos de arranque informados por los Agentes del Mercado.
- d) Retraso en la toma de carga luego de recibida la instrucción del CDC, en tiempos que excedan a los informados por los Agentes del Mercado.
- e) Retiro de servicio de unidades sin la instrucción respectiva del CDC.
- f) Operación con potencia limitada.

El CDC llevará el registro de las indisponibilidades de unidades generadoras especificando la hora de inicio de la indisponibilidad o desconexión, hora de disponibilidad y puesta en servicio, y según corresponda, la potencia limitada.

4.2.3. Sincronización y parada de unidades generadoras

En condiciones normales de operación, el CDC instruirá al Agente Generador que corresponda, la entrada en operación de unidades tomando en cuenta el periodo que requiere la unidad para ser sincronizada, de acuerdo a sus características propias informadas por el Agente Generador.

Una vez sincronizada la unidad, ésta tomará carga en función a sus características propias y a las necesidades del Sistema, en coordinación con el Operador del CDC.

En el caso de una instrucción de parada, ésta se realizará en el tiempo necesario, de acuerdo a las características informadas por el Agente Generador.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

4.2.4. Regulación de Frecuencia

La regulación primaria de frecuencia debe ser efectuada en forma automática por los reguladores de velocidad (gobernadores), por lo que todas las unidades en operación deben estar continuamente en control de velocidad. La reserva rotante debe ser activable en todo momento.

La regulación secundaria o control de frecuencia, se efectuará manualmente con las unidades generadoras en servicio, a través del uso de la reserva rotante establecida en las Condiciones de Desempeño Mínimo.

El control de frecuencia no modificará en $\pm 5\%$ la generación diaria asignada a cada sistema hidroeléctrico.

En tanto se defina una normativa específica, la responsabilidad de la regulación secundaria de frecuencia estará a cargo de los siguientes Agentes Generadores, en el orden que se indica:

- 1° Corani
- 2° COBEE - La Paz
- 3° Hidroeléctrica Boliviana

De acuerdo con el orden establecido, Corani regulará frecuencia dentro los límites técnicos de sus unidades en servicio. En caso de que en el despacho diario resulte Corani asignada con potencias mínimas o no resulte despachada, la regulación será efectuada por COBEE. Por otra parte Corani, regulará la frecuencia en todo momento y hasta que su embalse se encuentre en situación de vertimiento, a partir de este momento COBEE tomará a su cargo la regulación también hasta que sus embalses se encuentren en situación de vertimiento. En esta condición Hidroeléctrica Boliviana efectuará la regulación respectiva hasta que se encuentre también en vertimiento.

Cuando los embalses de los sistemas de Corani, COBEE e Hidroeléctrica Boliviana se encuentren en condición de vertimiento simultáneo, se iniciará un proceso de rotación. La regulación secundaria de frecuencia estará a cargo de Corani durante 24 horas, luego de COBEE por las 24 horas siguientes y finalmente de Hidroeléctrica Boliviana por 24 horas; este ciclo se repetirá hasta que uno de estos Agentes deje de estar en condición de vertimiento, en cuyo caso este Agente asumirá la responsabilidad de regular frecuencia.

La regulación secundaria de frecuencia será complementada por unidades termoeléctricas en servicio, siguiendo los lineamientos descritos en el numeral 4.1 de esta Norma.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

En situación de subfrecuencia, el respectivo Agente Generador, realizará la regulación secundaria con la reserva rotante disponible en sus unidades. Cuando la magnitud de su reserva sea insuficiente, el CDC instruirá el uso de la reserva rotante en las restantes unidades generadoras en servicio en el SIN, tanto térmicas como hidroeléctricas.

En situación de sobrefrecuencia, el respectivo Agente Generador, reducirá momentáneamente la potencia generada hasta el límite técnico de sus respectivas unidades generadoras. El CDC reasignará la generación en las restantes unidades en servicio, a fin de restituir los niveles adecuados. De esta forma, el Agente Generador encargado de la regulación podrá efectuar en todo momento el control de la frecuencia.

Toda variación de carga deberá ser corregida con la finalidad de reponer los márgenes de reserva rotante, en un tiempo no mayor a 15 minutos.

Cuando se presenten áreas aisladas en el SIN, el CDC asignará la responsabilidad del control de frecuencia a los Agentes Generadores que cuenten con unidades en operación en estas áreas.

4.2.5. Potencia hidráulica adicional ofertada

Durante la operación del sistema, los Agentes Generadores con centrales hidroeléctricas pueden ofertar potencia adicional a la programada en el predespacho debido a aportes hídricos no previstos que se presenten en el día y que no sea posible embalsar. Para ello, el Agente Generador debe comunicar la potencia horaria adicional que puede generar y el periodo probable de duración de dicha potencia.

El CDC despachará esa potencia adicional respetando las Condiciones de Desempeño Mínimo y aplicando los siguientes criterios:

- a) Si de acuerdo con las previsiones del Agente Generador, la potencia adicional se diera en periodos inferiores a tres horas, 1° se despachará esa potencia postergando el arranque o adelantando la parada de unidades termoeléctricas, 2° disminuyendo la potencia de centrales hidroeléctricas que estén en condiciones de embalsar, y/o 3° disminuyendo la potencia generada por unidades térmicas siguiendo los lineamientos descritos en el numeral 4.1 de esta Norma.

En caso de que los excedentes correspondan a más de una central y no sea posible el aprovechamiento total de los excedentes mediante la reducción de carga en otras centrales, la energía adicional total que pueda ser aprovechada, se asignará entre las centrales con excedentes, en proporción a la potencia asignada a cada una de ellas en el predespacho (o redespacho) para la hora previa.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- b) Si de acuerdo con las previsiones del Agente Generador, la potencia adicional se diera en periodos superiores a tres horas, éste Agente deberá solicitar al CDC una reprogramación mediante Fax señalando la potencia horaria adicional generable y el periodo correspondiente.

En esta situación, el CDC reprogramará el despacho de carga de todas las unidades generadoras e informará éste cambio a los demás Agentes.

4.2.6. Operación en condiciones de prueba o ensayo

La operación de unidades generadoras en condiciones especiales como ser pruebas o ensayos, que implica generar potencia adicional a la asignada, o reducir su potencia, o el ingreso de una unidad, estará sujeta al siguiente tratamiento:

- a) La potencia adicional de la unidad en prueba o ensayo será compensada con la disminución de la potencia generada por otras unidades en la misma central o por unidades generadoras ubicadas en otras centrales del mismo Agente. Esta distribución no afectará a la potencia total asignada a ese Agente Generador.
- b) En caso de que la potencia asignada a un Agente en el Predespacho no le permita compensar la potencia adicional generada en la unidad en condición de prueba o ensayo, con otras unidades de su propiedad, deberá necesariamente acordar con otras Empresas la reducción de la generación de éstas para compensar la potencia adicional generada por la unidad en prueba o ensayo y comunicar con anterioridad al CDC las condiciones para su aplicación.

4.3. Operación del Sistema de Transmisión

El CDC es responsable de mantener los niveles de operación del sistema de transmisión de acuerdo a las Condiciones de Desempeño Mínimo, para ello instruirá al operador del sistema de transmisión, la operación de sus elementos de regulación y maniobra.

Es responsabilidad del Transmisor, coordinar con el CDC la entrada o salida de algún componente del sistema de transmisión.

4.4. Coordinación con Distribuidores

En condiciones normales de operación, es responsabilidad de ELECTROPAZ, CRE, ELFEF y de los Consumidores no Regulados coordinar con el CDC la conexión o desconexión de sus alimentadores cuando la carga de éstos sea igual o mayor a 5 MW, y es responsabilidad de ELFEF, CESSA y SEPSA coordinar con el CDC la

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

conexión o desconexión de sus alimentadores cuando la carga de éstos sea igual o mayor a 3 MW.

5. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

- a) En condiciones de emergencia definidas en las Condiciones de Desempeño Mínimo, el CDC podrá apartarse del despacho económico y adoptará las medidas necesarias para restituir las condiciones normales de operación del Sistema en el menor tiempo posible, siempre que no implique poner en riesgo las instalaciones.
- b) Para superar déficits de potencia intempestivos, se utilizará la reserva rotante y el Esquema de Alivio de Carga establecidos en las Condiciones de Desempeño Mínimo.
- c) Cuando se registren déficits de potencia permanentes, el CDC podrá utilizar los siguientes recursos, en el orden en que se indica y dentro de los límites establecidos en la Ley de Electricidad y sus Reglamentos.
 - 1° Manejo de carga mediante reducción de voltaje.
 - 2° Desconexión manual de carga en coordinación con los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.
- d) Cuando la desconexión de la carga sea manual, una vez determinado el monto del déficit, éste se repartirá entre los Distribuidores y Consumidores no Regulados en proporción a su demanda del momento, teniendo en cuenta lo establecido el artículo 47 del ROME.
- e) Cuando la administración de carga sea previsible, el CDC informará el hecho en el Predespacho o Redespacho. Su ejecución será previamente coordinada por el CDC.
- f) En caso de que el déficit sea identificado luego de hacerse conocer el Redespacho, el CDC informará los déficits vía fax. La administración de la carga será previamente coordinada por el CDC.
- g) En caso de que el déficit sea imprevisto, la administración de carga será coordinada en tiempo real y el CDC informará los déficits vía telefónica a cada Agente del Mercado.
- h) Cuando el déficit sea local por capacidad de transferencia y se manifieste en frecuencia o voltajes bajos, el CDC coordinará con los Distribuidores y Consumidores No Regulados respectivos, el retiro de carga mientras permanezca el problema. Este procedimiento se aplicará también en el caso de salidas momentáneas de líneas de interconexión, en las áreas deficitarias, para permitir condiciones de sincronismo para la restitución del SIN.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- i) Ante contingencias en el Sistema, tales como salidas de componentes del sistema de transmisión, colapsos totales o parciales, etc., el CDC adoptará las medidas de restitución del Sistema que se establecen en la Norma Operativa N° 6 "Restitución del Sistema".
- j) La sincronización de las unidades instruidas por el CDC deberá efectuarse a la mayor brevedad, en función a las condiciones de los parámetros eléctricos existentes en el sistema y a las características de la central.
- k) Cuando se produzca la salida automática de componentes del sistema de transmisión, es responsabilidad del Transmisor verificar el estado del componente, informar la disponibilidad y en cada caso, coordinar con el CDC su reincorporación al Sistema.
- l) Cuando se produzca salida automática de alimentadores sin reconexión automática, es responsabilidad del Agente Distribuidor y Consumidor No Regulado coordinar con el CDC la reincorporación de carga al Sistema de potencias superiores a 3 MW.
- m) En el caso que un área requiera del uso de unidades de reserva fría, se maximizará el flujo de potencia hacia esa área y las unidades de reserva fría serán despachadas a su máxima potencia, sin aportes de reserva rotante.

6. DESVIACIONES MÁXIMAS DE FRECUENCIA

El tiempo acumulado máximo por desviaciones en la frecuencia será de 30 segundos.

Diariamente, el CDC instruirá a los Agentes Generadores la corrección del tiempo acumulado, principalmente en los periodos de carga mínima y durante un tiempo tal que minimice los efectos de la corrección.

A horas 8:00 de cada día, el CDC comunicará a los Agentes del Mercado la Hora Universal y la desviación de la frecuencia acumulada. Los Agentes del Mercado deberán corregir sus relojes de corriente continua a la hora informada por el CDC, de manera tal de utilizar la hora universal en sus informes de operación.

7. REDESPACHO

De producirse diferencias con respecto a las hipótesis consideradas en el despacho diario, que afecten significativamente el despacho económico, el CNDC deberá realizar un Redespacho para establecer los programas de generación y reserva adecuados a las nuevas condiciones previstas y mantener el Sistema dentro de su operación económica.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

El documento de Redespacho se procesará con información de los Agentes del Mercado recibida en el CNDC hasta Hrs. 24:00. El CNDC enviará el Redespacho a los Agentes del Mercado hasta Hrs. 09:00 del mismo día y, a partir de esta hora, reemplazará al Predespacho remitido el día anterior.

No se emitirán documentos de Redespacho si los alejamientos entre lo previsto y lo real difieren en forma eventual o en forma sostenida en no más de 5%. En estos casos, el CNDC realizará los respectivos ajustes en tiempo real.

8. POSTDESPACHO

- a) El informe de Postdespacho contendrá los costos marginales y potencias para cada período de integración, así como también las indisponibilidades y eventos registrados. Este informe será remitido por el CNDC a los Agentes del Mercado, mediante su sitio WEB, hasta Hrs. 18:00 del día hábil siguiente al de la operación.
- b) Los Agentes del mercado podrán efectuar cuestionamientos al Postdespacho antes de las 48:00 horas (dos días hábiles) siguientes de recibido el Postdespacho. El CNDC dará respuesta en 48 horas (dos días hábiles) de recibido el cuestionamiento.
- c) De no haber observaciones de los Agentes del Mercado en el plazo indicado, estos datos se considerarán convalidados e ingresarán al cómputo de las transacciones económicas.

9. OBJECIONES A LAS INSTRUCCIONES DEL CDC

Las objeciones a las instrucciones del CDC, que un Agente considere pertinentes, deberán presentarse por escrito antes de las 24:00 horas (un día hábil) de ocurrido el acto objetado. Esta objeción no implica el incumplimiento de la instrucción.

Recibida la objeción, el CNDC deberá dar la respuesta correspondiente en un plazo de 48 horas (dos días hábiles).

10. ALCANCE E INTERPRETACIÓN DE LA PRESENTE NORMA

- a) Ninguna norma o disposición contenida en la presente Norma Operativa, podrá interpretarse como contraria o supletoria de la Ley de Electricidad y su Reglamentación. En caso de vacío o dudas, el CNDC deberá tener presente lo dispuesto en el Artículo 3 de la Ley de Electricidad.
- b) El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), dentro de sus facultades de Coordinador de la Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Administrador del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), podrá tomar decisiones diferentes a las contenidas en la presente Norma Operativa, cuando se pruebe que la decisión hubiese sido tomada en procura de mayor beneficio y en

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 267/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

resguardo del Mercado dentro de los riesgos propios de la operación y las circunstancias imperantes en el momento de la decisión o cuando situaciones de fuerza mayor originaron la decisión o incidieron en el resultado final de la operación.

El CNDC en forma previa a tomar la acción antes descrita, informará a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), sobre los hechos producidos, las decisiones a tomarse y los resultados esperados, con la fundamentación correspondiente.

11. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

12. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y *aprobada por la* Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, *en concordancia* al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 5

PROGRAMACIÓN Y COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

1. OBJETIVO

Programar y coordinar la realización de mantenimientos de las diferentes instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2. BASE LEGAL

Ley de Electricidad, Artículos 3(a), (d), 18, 19(a) y 30(b), (g); Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME), Artículos. 3, 15, 18, 22(b), 30, 31(d), 34(f), 37, 39, 40(c), 41, 43 y 46; Reglamento de Infracciones y Sanciones (RIS), Artículo 22(b), (ñ), (o); Decreto Supremo N° 29549; Decreto Supremo N° 29624 y Decreto Supremo N° 0071.

3. DISPOSICIONES GENERALES

- a) La programación y coordinación de mantenimientos tiene por objeto minimizar los efectos de la indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión en el SIN, a fin de mantener la seguridad y calidad del abastecimiento de energía en condiciones normales.
- b) Los Agentes Generadores y los Transmisores, son responsables de elaborar los programas de mantenimiento para sus instalaciones e informarlos al CNDC.
- c) Los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados son responsables de elaborar los programas de mantenimiento de sus instalaciones que estén directamente conectadas al Sistema Troncal de Interconexión e informarlos al CNDC.
- d) Sobre la base de la información presentada en los puntos 3.2 y 3.3 y en coordinación con los Agentes, el CNDC establecerá el Programa Coordinado de Mantenimientos (PCM).
- e) El PCM deberá ser informado por el CNDC a todos los Agentes, en los plazos establecidos en esta Norma. Esta información constituye la notificación oficial de su realización, debiendo los Agentes tomar sus previsiones para enfrentar los efectos de dichos mantenimientos, en especial por la indisponibilidad de las instalaciones afectadas o por las interrupciones de suministro de energía.
- f) En la operación en tiempo real, los Centros de Control de los Agentes (CCA) de las instalaciones en mantenimiento deben coordinar con el Centro de Despacho de Carga (CDC) del CNDC, y la posterior energización de las instalaciones.

4. BASES PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA COORDINADO DE MANTENIMIENTOS

En la elaboración del PCM de mediano plazo, mensual, semanal y diario, se tomarán en cuenta los siguientes criterios:

- a) El PCM debe procurar la operación del SIN cumpliendo las Condiciones de Desempeño Mínimo, en especial las relativas a la potencia de reserva, potencia reactiva, seguridad de áreas, tensiones y frecuencia. Con éste propósito y para minimizar su impacto en la seguridad y calidad del suministro, el CNDC deberá proponer a los Agentes cambios en la fecha de su mantenimiento con la aclaración respectiva; si el Agente insistiera en la realización de sus mantenimientos en las fechas solicitadas, el CNDC incorporará dicho mantenimiento en el PCM pero la indisponibilidad de la instalación se considerará como indisponibilidad forzada.
- b) A fin de minimizar el efecto de las indisponibilidades en el abastecimiento de energía, los mantenimientos deberán programarse con las siguientes bases:
 - b1) Para mantenimientos en periodos inferiores a un día, deben programarse fuera del periodo de punta (hrs. 18:00 a 22:00) y preferentemente en el bloque de baja demanda.
 - b2) Los mantenimientos con duración de uno o más días deben ser programados preferentemente en los fines de semana o feriados, salvo casos justificados. Los mantenimientos podrán realizarse en días hábiles de semana siempre y cuando no afecten las condiciones de desempeño mínimo en la operación del sistema.
 - b3) Los mantenimientos de centrales hidroeléctricas con duración de cuatro días o más, serán preferentemente programados en el periodo lluvioso de noviembre – abril.

5. PLAN DE MANTENIMIENTOS PARA LA PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

5.1 Antecedentes

Hasta el 10 de febrero y 10 de agosto de cada año, los Agentes deben informar al CNDC el plan de mantenimiento de sus instalaciones correspondiente al periodo de 4 años a partir de mayo y noviembre respectivamente. Los mantenimientos programados para los primeros 12 meses en el plan de 4 años (programación anual), constituirán la base para la programación mensual durante ese año y tendrán prioridad en los casos que sea necesario modificar los cronogramas iniciales de mantenimiento mensual informados por los Agentes.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 268/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

La información de los mantenimientos considerados en la programación de mediano plazo con duración de 4 o más días de desconexión o indisponibilidad, debe realizarse mediante los formatos que figuran en el Anexo N° 1 de esta Norma.

5.2. Procedimiento para la elaboración del Programa de Mantenimientos de Mediano Plazo

El CNDC elaborará el programa de mantenimientos de mediano plazo, sobre la base de la información de los Agentes para la Programación de Mediano Plazo, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) El CNDC calculará la potencia total indisponible en el SIN y verificará que ésta no sea superior a la diferencia entre la potencia efectiva total disponible en el mes en cuestión y la demanda máxima correspondiente al periodo de mantenimiento que considere adicionalmente la potencia de reserva rotante para el periodo de punta. Si no se cumpliera dicha condición, el CNDC enviará a los Agentes involucrados, hasta el 20 de febrero o 20 de agosto respectivamente, una propuesta modificatoria al plan de mantenimientos propuesto por el Agente.
- b) Si existieran objeciones a la propuesta del CNDC, en una reunión conjunta, a realizarse antes del 25 de febrero ó 25 de agosto, el CNDC y los Agentes involucrados establecerán el PCM para la programación de mediano plazo.
- c) Si en la reunión conjunta no hubiese acuerdo para modificar la fecha de realización de los mantenimientos, el CNDC establecerá la fecha definitiva, sobre la base de criterios que consideren la urgencia de los trabajos a realizar, los tiempos de mantenimiento y otros aspectos establecidos en la presente Norma Operativa que evite o reduzca el impacto negativo previsto en el sistema.

En los casos en que el Agente insista en la fecha por él programada y luego de haber sido aplicados los criterios señalados anteriormente, el CNDC admitirá dicha fecha, pero la indisponibilidad de la instalación (durante el periodo de mantenimiento) será declarada forzada.

6. PROGRAMACIÓN MENSUAL DE MANTENIMIENTOS

6.1. Antecedentes

Hasta el día 25 calendario de cada mes, los Agentes deberán informar por escrito al CNDC sus programas de mantenimiento para el siguiente mes, en concordancia con el programa de mantenimiento de mediano plazo, establecido según el punto anterior y de acuerdo al formato que figura en el Anexo N° 2 de esta Norma.

Mantenimientos que no hayan sido previstos en la programación de mediano plazo, podrán ser considerados en la programación mensual, siempre y cuando el nuevo

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 268/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

mantenimiento solicitado cumpla los criterios establecidos en el punto 4 de esta Norma, los cuales deberán ser verificados por el CNDC mediante un balance de potencia, que considere adicionalmente estudios eléctricos asociados al sistema de transmisión.

Mantenimientos, con duración mayor a 4 días, incluidos en la programación mensual que no fueron previstos en la programación de mediano plazo, deberán ser debidamente justificados.

6.2. Procedimiento para la programación mensual de mantenimientos

El CNDC elaborará los programas mensuales de mantenimiento, sobre la base de la información proporcionada por los Agentes para la programación de mediano plazo y las solicitudes de los Agentes para el mes correspondiente.

Con dicha información, cada mes, el CNDC efectuará un balance de potencia diario para la hora de máxima demanda, similar al ejemplo contemplado en el Anexo N° 3, considerando lo siguiente:

- a) La demanda máxima prevista por el CNDC para el mes en cuestión.
- b) El parque generador a ser remunerado por potencia firme, potencia de reserva fría y potencia de punta generada. En el caso de unidades termoeléctricas se considerará el valor medio de las temperaturas máximas diarias registradas en cada central a hrs. 19:00, y para las centrales hidroeléctricas se considerará la potencia disponible.
- c) La indisponibilidad programada iniciada en el mes anterior al de la programación.
- d) La potencia necesaria en condición de forzada por seguridad de áreas.
- e) El margen de reserva rotante para el bloque alto, especificado en las condiciones de desempeño mínimo.
- f) La potencia total indisponible en el periodo de punta no debe ser superior a la diferencia entre la potencia efectiva total disponible en el mes en cuestión y la demanda máxima del periodo de mantenimiento que considere adicionalmente la potencia de reserva rotante para el periodo de punta.
- g) La coordinación de los mantenimientos no debe afectar las condiciones establecidas en el punto 4 de esta Norma.
- h) En casos de superposición de programas de mantenimientos, debe prevalecer la precedencia de los mantenimientos establecidos en la programación de mediano plazo.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 268/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 4 de noviembre de 2009

- i) En caso de superposición de mantenimientos en unidades térmicas, se dará prioridad a la unidad que haya superado con mayor número de horas equivalentes de operación al periodo de mantenimiento programado estipulado por el fabricante, y en segundo lugar a la unidad que tenga menos horas de operación restantes para completar su ciclo de operación antes de cumplir su próximo mantenimiento programado.
- j) En caso de no llegar a un acuerdo, el CNDC deberá proponer al agente un programa de mantenimiento alternativo que evite o reduzca el impacto negativo previsto en el sistema.

En base a lo anterior y el punto 4 de esta Norma, el CNDC elaborará el programa mensual de mantenimientos preliminar, haciendo conocer a los Agentes afectados, las modificaciones efectuadas a su programa de mantenimiento originalmente solicitado, a través de su Representante, e Ingeniero Coordinador de cada Agente.

En caso de que dichos Agentes no puedan cumplir con las modificaciones al programa de mantenimiento preliminar, solicitadas por el CNDC, deberán ratificar por escrito la necesidad de mantener su programa original, sobre esta base el CNDC aprobará la realización del mantenimiento. Los equipos o instalaciones en mantenimiento bajo las condiciones anteriores serán declarados como indisponibilidad forzada.

Una vez determinado el programa mensual de mantenimientos, el CNDC informará el mismo a todos los Agentes del MEM antes del día 1° del mes al que corresponda la programación.

7. PROGRAMACIÓN SEMANAL DE MANTENIMIENTO

Hasta hrs. 10:00 a.m. del penúltimo día hábil de la semana precedente al de la programación, los Agentes deberán confirmar por escrito al CNDC, la realización de sus trabajos de mantenimiento para la siguiente semana de acuerdo al Programa Mensual de Mantenimiento. Así mismo, mantenimientos que no hayan sido considerados en la programación mensual, podrán ser incorporados en la programación semanal, debiendo el Agente interesado informar los mantenimientos a realizarse mediante el formato que figura en el Anexo N° 4 de esta Norma. Esta solicitud deberá incluir, la justificación del trabajo de mantenimiento y las razones por las que no fue incluido en la programación mensual.

Mantenimientos no confirmados en el horario señalado no serán considerados en el programa semanal, aunque ellos hayan sido informados en la programación mensual.

En base a la solicitud del Agente, el CNDC evaluará el efecto de la indisponibilidad en el SIN, originada en el mantenimiento solicitado e incluirá en la programación semanal siempre y cuando ello no afecte al suministro, de acuerdo a los criterios señalados en los puntos 4 y 6.2 de esta Norma, debiendo considerarse la precedencia en los programas de mantenimiento mensuales.

El programa semanal de mantenimiento así definido será el oficial y definitivo, y será comunicado por el CNDC a los Agentes del MEM antes de hrs. 15:00 del último día hábil de la semana previa a la de la programación.

8. PROGRAMACIÓN DIARIA DE MANTENIMIENTO

Diariamente hasta hrs. 10:00 a.m., y junto con la información para el Predespacho de Carga, los Agentes deben ratificar al CNDC los mantenimientos programados para el siguiente día, que fueron considerados en la programación semanal. El día viernes deberán incluir la información para los días sábado, domingo y lunes siguientes; en el caso de días feriados, el día hábil previo deberán informar los mantenimientos para los días feriados y el primer día hábil siguiente.

La información de los mantenimientos considerados en la programación diaria, deberá realizarse mediante el formato que figura en el Anexo N° 5 de esta Norma.

Mantenimientos no confirmados diariamente, dentro del horario establecido, no serán considerados en el programa diario, aunque ellos hayan sido informados en la programación semanal.

Todo mantenimiento que se realice fuera del programa oficial de mantenimientos, será considerado como indisponibilidad forzada.

9. SOLICITUDES DE DESCONEXIÓN

Los trabajos de mantenimiento a ser realizados en equipos e instalaciones del STI, líneas y/o subestaciones asociadas a la generación, distribución y consumidores no regulados, necesariamente deberán realizar la Solicitud de Desconexión, exceptuando los mantenimientos de las unidades de generación.

Trabajos de mantenimiento que afecten instalaciones de uno o más Agentes, deberán ser previamente coordinados por el Agente que solicite los trabajos con el resto de los Agentes con instalaciones comprometidas, con 96 horas de anticipación. De no existir acuerdo entre los Agentes, el CNDC definirá el programa de mantenimientos teniendo en cuenta las necesidades del SIN y los argumentos expuestos por las partes.

Posterior a la coordinación entre agentes afectados, los trabajos de mantenimiento a ser realizados en los equipos e instalaciones de un Agente deberán ser informados al CNDC con 48 horas de anticipación a través de una Solicitud de Desconexión, que contenga entre otras la descripción del trabajo, la secuencia de maniobras a efectuarse sobre los equipos, los componentes afectados, los Agentes comprometidos, las horas de inicio y conclusión, el personal responsable de efectuar las maniobras.

En caso que el CNDC tenga observaciones a la Solicitud de Desconexión, hará conocer al Agente responsable del trabajo para su correspondiente modificación y/o corrección.

La Paz, 4 de noviembre de 2009

10. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS EN TIEMPO REAL

En la operación en tiempo real, los Agentes propietarios de las instalaciones en mantenimiento deben coordinar con el CDC el inicio, la realización y la finalización de los trabajos de acuerdo a la Solicitud de Desconexión. En caso de que no sea informado el inicio de los trabajos, el tiempo que transcurra hasta que se informen será considerado como indisponibilidad forzada.

El CNDC hará el seguimiento de las maniobras contenidas en la Solicitud de Desconexión, en especial las maniobras de desconexión y reconexión de las instalaciones. Solo en caso de dificultad en las comunicaciones entre Agentes, el Agente responsable de los trabajos podrá solicitar al CNDC la coordinación de las maniobras correspondientes a las instalaciones de los Agentes sin comunicación.

De no ejecutarse los mantenimientos considerados en el Predespacho de Carga Diario, los Agentes responsables deben informar al CDC las causas que motivaron su suspensión.

Toda indisponibilidad no programada de las instalaciones, debe ser informada mediante teléfono por el Operador o Ingeniero responsable de la operación del Agente, señalando la causa de la misma y el período estimado de la indisponibilidad. En este caso, para toda maniobra requerida en la realización del mantenimiento no programado, el Agente deberá enviar al CDC la Solicitud de Desconexión previa coordinación con los agentes involucrados. Cuando la urgencia del caso así lo amerite, las maniobras requeridas podrán ejecutarse sin el envío de la solicitud de desconexión pero posteriormente el Agente deberá justificar al CNDC el motivo de la urgencia.

De producirse retrasos en la ejecución de los trabajos de mantenimiento, la coordinación entre el CDC y el Agente responsable de los trabajos deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a) El Ingeniero responsable de la operación del Agente, deberá informar el desarrollo de los trabajos a solicitud del CDC, y por lo menos 30 minutos antes de la conclusión del período estimado del mantenimiento, informará al CDC: el estado de los trabajos, si se presentaran demoras, las causas del retraso y el plazo adicional requerido para su conclusión.
- b) El CDC evaluará la incidencia del retraso de los trabajos en la operación del Sistema y su efecto para las horas siguientes, e informará a los Agentes comprometidos.
- c) En el desarrollo de los trabajos de mantenimiento extendido, el Ingeniero responsable de la operación del Agente deberá informar a solicitud del CDC el avance de los mismos y con una anticipación de 30 minutos, la hora de su conclusión.

- d) La extensión de los mantenimientos que signifiquen un riesgo para la seguridad del sistema deberán ser suspendidos durante el periodo de punta (hrs. 18:00 a 22:00).

11. INFORMACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS

Los Agentes del MEM deberán enviar sus programas de mantenimiento de mediano plazo, mensual, semanal, diario y sus solicitudes de desconexión en los formatos presentados en Anexos.

El CNDC informará a los Agentes del MEM, en los plazos señalados en la presente Norma, el programa de los mantenimientos de mediano plazo, mensual, semanal y diario a ejecutarse.

12. VIGENCIA

La presente norma entrara en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, *mediante resolución expresa*.

13. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo N° 0071.

14. ANEXOS

- Anexo N° 1 Información para la Programación de Mantenimiento de Mediano Plazo.
- Anexo N° 2 Información para la Programación Mensual de Mantenimiento.
- Anexo N° 3 Balance Mensual de Potencia.
- Anexo N° 4 Información para la Programación Semanal de Mantenimiento.
- Anexo N° 5 Información para la Programación Diaria de Mantenimiento.
- Anexo N° 6 Solicitud de Desconexión.



ANEXO 1 A

Agente:

[illegible]

TRÁMITE N° 175

ANEXO 1 B

Agente:

[illegible]

TRÁMITE N° 175

ANEXO 1 C

Agente:

[illegible]

ANEXO 2

INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN
MENSUAL

AGENTE	
MES	

INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES GENERADORAS Y COMPONENTES DE TRANSMISIÓN

UNIDAD O COMPONENTE	INICIO		CONCLUSIÓN		TRABAJOS A REALIZAR
	DIA	HORA	DIA	HORA	

OBSERVACIONES:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 268/2009
 TRAMITE N° 175
 La Paz, 4 de noviembre de 2009

ANEXO 3A

ANCE DE POTENCIA PROYECTADO CON MANTENIMIENTOS
 alizado el 31 de agosto de 2009

SEPTIEMBRE 2009

Mar	Mie	Jue	Vie	Sab	Dom	Lun	Mar	Mie	Jue	Vie	Sab	Dom	Lun	Mar	Mie	Jue	Vie	Sab	Dom	Lun	Mar	Mie	Jue	Vie	Sab	Dom	Lun	Mar	Mie
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8	1067.8
68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8	68.8
0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5	1136.5

2	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
3	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
8	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
5	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
9	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2

11	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1	6.1
12	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1	51.1
4	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
2	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4	13.4
0	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
3	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6

1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7	1051.7
913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0	913.0
951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7	951.7
99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8
NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

La Paz
ANEXO 3B

MES: SEPTIEMBRE 2008

[illegible]

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 268/2009, 14/17

NORMA OPERATIVA N° 6

RESTITUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVOS

- a) 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.
- b) Establecer los procedimientos generales para restablecer la demanda de energía desconectada y restituir al servicio a las instalaciones de generación, transmisión, sub-transmisión 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.

2. BASE LEGAL

Ley de Electricidad, 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).

3. DEFINICIONES

Centro de Despacho de Carga (CDC)

Es la repartición del CNDC, encargada de coordinar las tareas de operación y de restitución del SIN.

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.

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.

7

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009

TRÁMITE N° 175

La Paz, 10 de noviembre de 2009

Interrupción

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

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.

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.

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, sub-transmisión y distribución hasta su restitución al servicio para restablecer la carga desconectada.

Áreas del SIN Para fines de restitución, el SIN se divide en las siguientes áreas:

Área Oriental

Comprende instalaciones de CRE, EGSA, ISA-Bolivia y TDE en Santa Cruz, se conecta eléctricamente al área Central mediante los interruptores Z661 y Z662 de 230, kV de la subestación Guaracachi, y el interruptor 6A180 de 69 kV de la subestación Urubó.

Área Central

Comprende instalaciones de VHE, CECBB, CORANI, SYNERGIA, GBE, CRE, ELFEC, EMIRSA, COBOCE, ISA-Bolivia, TDE, TESA-SCR y MSCR en Santa Cruz, Cochabamba, Oruro, La Paz, Chuquisaca y Potosí. Se conecta eléctricamente al área Oriental mediante los interruptores Z661 y Z662 de 230 kV en la subestación Guaracachi y el interruptor 6A180 de 69 kV en la subestación Urubó; al área Norte mediante los interruptores Z310 y Z311 de 230 kV en subestación Mazocruz; al área Sur mediante el interruptor A431 de 115 kV en subestación Potosí y el interruptor B475 de 69 kV en subestación Punutuma; al área Sucre mediante el interruptor SUC6A180 de 69 kV en subestación Sucre y al área Oruro mediante el interruptor B421 de 69 kV en subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254, y B256 de 69 kV en subestación Vinto.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

Área Norte

Comprende instalaciones de COBEE, HB, ELECTROPAZ y TDE en La Paz, se conecta eléctricamente al área Central mediante los interruptores Z310 y Z311 de 230 kV en subestación Mazocruz.

Área Sur

Comprende instalaciones de EGSA, SEPSA, ERESA, ISA-Bolivia y TDE en Potosí; se conecta eléctricamente al área Central mediante el interruptor A431 de 115 kV en subestación Potosí y el interruptor B475 de 69 kV en subestación Punutuma, y al área Sucre mediante los interruptores B531 y B535 de 69 kV en subestación Aranjuez.

Área Oruro

Comprende instalaciones de COBEE, ELFEO, EMVINTO, SDB y TDE en Oruro, La Paz y Potosí, se conecta eléctricamente al área Central mediante el interruptor B421 de 69 kV en subestación Catavi y los interruptores B251, B252, B253, B254 y B256 de 69 kV en subestación Vinto.

Área Sucre

Comprende instalaciones de EGSA, TDE, ISA-Bolivia y CESSA en Sucre, se conecta eléctricamente al área Sur mediante los interruptores B531 y B535 de 69 kV en subestación Aranjuez, y al área Central mediante el interruptor SUC6A180 de 69 kV en subestación Sucre.

4. FILOSOFÍA DE LA RESTITUCIÓN

Las condiciones básicas de la restitución son: a) operación segura para el personal e instalaciones involucradas y, b) tiempo mínimo, en ese orden.

En casos de colapso en un área o más del SIN (Central, Norte, Oriental, Sur, Oruro, Sucre), la primera acción a ejecutar para una restitución segura y confiable, es la apertura de los interruptores que quedaron cerrados luego del colapso, de acuerdo con la filosofía de restitución "Todo Abierto" para luego energizar los diferentes componentes del SIN en forma paulatina, evitando la presencia de sobre-voltajes o la incorporación de bloques de carga que produzcan nuevos colapsos.

En general, el proceso de restitución se desarrollará en el marco conceptual que se presenta en el Anexo N° 1 a esta Norma.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

5. RESPONSABILIDADES

Dirigir en coordinación con los CCA de los Agentes, la restitución del sistema luego de producido un colapso.

Todos los operadores, tanto del CDC como de los CCA, tienen la obligación de conocer los instructivos específicos de restitución y aplicarlos según corresponda.

5.1. 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 a 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. No obstante, en los casos de colapso total en el SIN, colapso en dos o más áreas del SIN o cuando el CDC no cuente con la información del sistema SCADA, el CDC coordinará la restitución del área Central y del área de Oruro y podrá delegar las tareas de restitución a los Agentes en su área aislada, de acuerdo a lo siguiente:
 - A EGSA en las áreas Oriental y Sucre
 - A TDE en el área Sur
 - A COBEE en el área Norte
- c) El o los CCA delegados, son los responsables de coordinar la restitución aislada de un área, realizarán esa coordinación de forma diligente, aplicando el instructivo de restitución respectivo en todo lo que corresponda y considerando las condiciones técnicas del área relacionada con la falla.
- d) La delegación debe quedar claramente registrada por el emisor y por el(los) receptor(es).
- e) 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. Efectuada la sincronización, el CDC retomará su función de coordinador en esa área.
- f) En caso necesario y según corresponda, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- g) En todo proceso de restitución, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- h) En casos de fallas 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.
- i) Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte de los Agentes a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- j) Realizar la actualización de los Instructivos de Restitución toda vez que se tenga variaciones (ingreso o retiro de componentes) relacionadas con los mismos.

5.2. RESPONSABILIDADES Y OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

Todos los Agentes Generadores, Transportadores, Distribuidores y Consumidores No Regulados que forman parte del SIN, 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 COORDINADOR y disponer de los recursos humanos y materiales necesarios para operar físicamente sus instalaciones e intercambiar información con el COORDINADOR.
- 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.
- c) Una vez registrada una falla, los CCA de los Agentes involucrados en esa falla, tienen la responsabilidad de informar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando, de ser posible, la causa de la falla y 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 la razón de ese incumplimiento.



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

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) En los procesos de restitución en un área aislada, todos los CCA de esa área tienen la obligación de acatar las instrucciones del CCA que fue encomendado para coordinar la restitución, hasta el momento de la sincronización con el resto del SIN, en el que el CDC retomará su función de coordinador. Si a criterio de un CCA alguna instrucción recibida, implicara daño físico a su personal o a sus instalaciones, podrá decidir, bajo su responsabilidad, incumplir la acción instruida. El Agente involucrado justificará esta situación por escrito al CNDC dentro las veinticuatro (24) horas hábiles siguientes de producido el hecho.
- f) En caso necesario y según corresponda, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá dar prioridad a un área o una parte de un área para el proceso de restitución, de acuerdo con su importancia relativa.
- g) En todo proceso de restitución, el CDC o el Agente a cargo de la coordinación, podrá apartarse del despacho económico disponiendo el arranque o parada de cualquier unidad generadora disponible.
- h) 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.
- i) 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 y Control Social de Electricidad.
- j) Informar los casos de incumplimiento y/o transgresiones, por parte del COORDINADOR a lo establecido en la normativa vigente, a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.
- k) Posterior a la falla y adicionalmente al SISFALLA, elaborar un informe de diagnóstico de las perturbaciones y presentar las observaciones pertinentes mediante informe al CNDC con copia a la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad adjuntando los registros de los parámetros más importantes.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

6. VERIFICACIÓN DEL COLAPSO

Una vez producido un colapso en el sistema, el CDC verificará la magnitud del mismo en base a la información proporcionada por los Agentes y la registrada en el SCADA. Concluida dicha verificación, el CDC comunicará a los CCA la magnitud del colapso e instruirá la restitución de acuerdo a los respectivos Instructivos de Restitución.

7. PROCESO DE RESTITUCIÓN

Para informar la posible causa de la falla y la disponibilidad de sus instalaciones, los CCA de los Agentes deberán considerar lo siguiente:

7.1. 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:

- a) Estado Pre y Postfalla – El personal de turno de los CCA registrarán y recolectarán 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 los mismos.
- b) Determinar la causa probable, 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
- c) Probables causas de la falla (falta de mantenimiento, condiciones atmosféricas, etc.)
- d) Los CCA de los Agentes comunicarán al COORDINADOR la relación de equipos o componentes afectados a consecuencia de la falla.

7.2. Fase de restitución

El proceso de restitución está a cargo del CDC (o en su defecto el CCA designado por el CDC como coordinador), y los CCA de los Agentes, como ejecutores. El proceso general es el siguiente:

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009

TRÁMITE N° 175

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- 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; procederá a disponer con los CCA, la realización de la secuencia de maniobras de restitución. 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 podrá delegar la tarea de coordinar el proceso de restitución en forma aislada a EGSA, COBEE y TDE. El CDC comunicará a los CCA, el inicio y finalización de la coordinación de la restitución en área aislada.
- 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 la Terminología descrita en el Anexo 2 a la presente Norma.

8. COMUNICACIONES

- a) Durante el proceso de restitución, se utilizarán los sistemas de comunicación asignados a la operación en tiempo real, consistentes en:

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- b) Teléfono directo y selectivo por carrier.
- c) Sistema telefónico fijo asignado a la operación del sistema.
- d) Teléfonos celulares asignados a la operación del sistema.
- e) 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.
- f) 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.
- g) Los CCA de los Agentes 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.
- h) Durante el proceso de restitución el CDC no atenderá llamadas de personas ni entidades que no tengan que ver con las tareas de restitución.
- i) 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 y Control Social de Electricidad las condiciones del sistema.
- j) 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 y Control Social de Electricidad, a los Representantes del Comité y a todos los Agentes del MEM un Informe Preliminar de la Falla.

9. INSTRUCTIVOS DE RESTITUCIÓN

Los procedimientos específicos para el proceso de restitución, se describen en los "Instructivos de Restitución" que forman parte de esta Norma Operativa.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

10. VIGENCIA

La presente Norma entrará en vigencia una vez que la apruebe la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, mediante resolución expresa.

11. MODIFICACIONES

Cualquier modificación a esta norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en concordancia al Artículo 4 del ROME y el Decreto Supremo 0071.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

ANEXO N° 1

BASES CONCEPTUALES PARA LA RESTITUCIÓN DEL SIN

1. GENERALIDADES

Una falla severa puede iniciar una serie de eventos de disparo de componentes de transmisión y/o unidades de generación, que ocurridos en cascada pueden conducir a un colapso parcial o total del SIN.

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

- 1) Realizar el análisis crítico de 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.
- 2) Efectuar la apertura de interruptores en el área colapsada, en preparación para la ejecución del procedimiento de restitución.
- 3) Arrancar en negro unidades hidráulicas o turbinas a gas en el o las áreas afectadas.
- 4) 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 arranque negro para proporcionarles servicio local, arrancar estas unidades y re-sincronizarlas.
- 5) Incrementar la generación en forma gradual y tomar carga también en forma gradual, incorporar nuevas unidades, tomar carga adicional, etc.
- 6) Controlar continuamente la frecuencia, los voltajes y el balance de potencia activa y reactiva entre la generación y la carga.
- 7) Cuando sea apropiado, resincronizar el área afectada con el resto del sistema.
- 8) 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.

El principal objetivo del proceso de restitución, es restablecer 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.

En los procesos de restitución, los operadores del Centro de Despacho de Carga de la Unidad Operativa toman la responsabilidad de coordinar la restitución y los operadores de los Centros de Control de los Agentes de ejecutarla, lo que debe efectuarse paso por paso. Sus decisiones son basadas en los instructivos de

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

restitución respectivos, que ellos han estudiado como parte de su entrenamiento y por lo tanto se espera les son muy familiares.

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 por que momentáneamente han aumentado las flechas de sus conductores y provocado fallas no permanentes, éstas 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 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.

3. ESTRATEGIA DE MANIOBRA DE INTERRUPTORES

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 coordinador 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.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

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.

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

La secuencia a 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 como 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 cuales 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

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

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, sobretodo 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 los mismos y consecuentemente la actuación del esquema de alivio de carga.

5. CONSIDERACIONES DEL SISTEMA DE POTENCIA

Una consideración importante durante el proceso de restitución del sistema de transmisión está asociada con 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 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.

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.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

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.

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.

6.3. Sobrevoltajes producidos por resonancia de armónicas

Los sobrevoltajes temporarios 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.

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 los mismos 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.

8. CONTROL DE SOBREVOLTAJES

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.

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

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.

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.

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 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.

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.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

ANEXO N° 2

TERMINOLOGÍA UTILIZADA EN PROCESOS DE RESTITUCIÓN

TÉRMINOS GENERALES

CENTRO DE CONTROL, CENTRO DE DESPACHO Es el lugar físico desde donde se realizan las funciones operativas de supervisión, coordinación y control del sistema de transmisión, distribución y el despacho de unidades generadoras.

COMPONENTES Son las unidades generadoras, líneas de transmisión, transformadores, capacitores y reactores que forman el SIN.

CONTINGENCIA Es la desconexión intempestiva o manual de componentes del SIN.

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 no se abastece totalmente la demanda por la indisponibilidad de componentes.

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 y en el que todos los componentes estén disponibles y operando dentro de su capacidad efectiva.

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

TÉRMINOS OPERATIVOS

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.

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

BANDA DE FRECUENCIA Rango de frecuencia comprendido entre dos límites.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

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

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

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.

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

TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA TRANSMISIÓN

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

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

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

CON CARGA 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).

DESENGANCHE O DISPARO Desconexión automática de una línea o transformador por operación de su protección.

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

EQUIPO DISPONIBLE Equipo en servicio o en condiciones de ser puesto en servicio.

EQUIPO INDISPONIBLE Equipo no apto para entrar en servicio.

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

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



La Paz, 10 de noviembre de 2009

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

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

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.

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.

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

SECCIONADOR Es un dispositivo de corte visible, cuya función consiste en abrir o cerrar un equipo sin carga.

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

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

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

TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA GENERACIÓN

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.

CAPACIDAD EFECTIVA Potencia 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.

MÍNIMO TÉCNICO Potencia de un generador por debajo de la cual no puede operar en condiciones normales de funcionamiento.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

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

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

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

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.

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

TIEMPO DE ARRANQUE Lapso, expresado en horas o minutos, en que el generador completa su proceso de arranque.

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.

TÉRMINOS RELACIONADOS CON LA DISTRIBUCIÓN

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



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

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

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



NORMA OPERATIVA N° 6

ANEXO N° 3

NOMENCLATURA

S/E GCH	Subestación Guaracachi
S/E POT	Subestación Potosí
S/E KEN	Subestación Kenko
S/E VIN	Subestación Vinto
S/E CAT	Subestación Catavi
S/E ARJ	Subestación Aranjuez
S/E TCH	Subestación Tap ChuquiagUILlo
S/E COR	Subestación Corani
S/E SUD	Subestación Sud
S/E HUY	Subestación Huayñacota
S/E CAR	Subestación Carrasco
S/E BUL	Subestación Bulo Buló
S/E URU	Subestación Urubó
S/E SJO	Subestación San José
S/E ARO	Subestación Arocagua
S/E ALA	Subestación Alalay
S/E CHI	Subestación Chimoré
S/E VHE	Subestación Valle Hermoso
S/E CEN	Subestación Central
S/E RUR	Subestación Rafael Urquidí
S/E KAR	Subestación Karachipampa
S/E FER	Subestación Feria Exposición
S/E NJE	Subestación Nueva Jerusalén
S/E WAR	Subestación Warnes
S/E ZOO	Subestación Zoológico
S/E TRO	Subestación Trompillo
S/E PMA	Subestación Primero de Mayo
S/E GBE	Subestación Guabirá
S/E MAZ	Subestación Mazocruz
S/E AAC	Subestación Alto Achachicala
S/E TIQ	Subestación Tiquimani
S/E AAR	Subestación Avenida Arce
S/E ROS	Subestación Rossasani
S/E ACH	Subestación Achachcala
S/E BOL	Subestación Bologna
S/E CHA	Subestación Challapampa
S/E CHS	Subestación Chuspipata
S/E PIC	Subestación Pichu
S/E CAI	Subestación Caiconi



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

S/E RSE	Subestación Río Seco
S/E COS	Subestación Cosmos
S/E MUN	Subestación Munaypata
S/E ALP	Subestación Alto La paz
S/E TEM	Subestación Tembladerani
S/E TAR	Subestación Tarapacá
S/E PAM	Subestación Pampahasi
S/S COT	Subestación Cota Cota
S/E ACI	Subestación Achacachi
S/E TIL	Subestación Tilata
S/E CHG	Subestación Chaguaya
S/E HUR	Subestación Huarina
S/E PUN	Subestación Punutuma
S/E TEL	Subestación Telamayu
S/E LAN	Subestación Landara
S/E CSG	Subestación Cuadro Siglo
S/E CTA	Subestación Catacora
S/E SUC	Subestación Sucre
S/E SAN	Subestación Santivañez
S/E SCR	Subestación San Crisotobal
S/E QUE	Subestación Quehata
S/E SBA	Subestación San Bartolomé
S/E VEL	Subestación Velarde II
S/E ARB	Subestación Arboleda
S/E SCZ	Subestación Santa Cruz
S/E POR	Subestación Portugalete



La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 1

RESTITUCIÓN DEL ÁREA CENTRAL

GENERAL

Cuando en el área Central se produce un colapso total o parcial, los CCA de CORANI, VHE, CECBB, SYNERGIA, GBE, CRE, ELFEC, EMIRSA, COBOCE, TDE, ISA-Bolivia, TESA-SCR, MSCR e IAGSA deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien es el responsable de la restitución del área Central.

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Central, con o sin retiro de carga, el CDC coordinará la restitución con los CCA respectivos, sobre la base de este instructivo.

Los CCA de ELFEC, CRE, EMIRSA, COBOCE, TDE, ISA-Bolivia, TESA-SCR, MSCR e IAGSA son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del CDC

Los CCA de CORANI, VHE, CECBB, GBE y SYNERGIA son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del CDC



La Paz, 10 de noviembre de 2009

PROCEDIMIENTO DE RESTITUCIÓN

1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso del área Central, y si existieran unidades girando, el CCA de CORANI debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso del área Central o del SIN por el CDC, los CCA deben proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2.1 APERTURA DE INTERRUPTORES PARA SEPARACIÓN DE ÁREAS

2.1.1 CCA DE TDE

- Z661 y Z662	S/E GCH (Separa el área Oriental del resto del SIN)
- A431	S/E POT (Separa el área Sur del resto del SIN)
- Z310 y Z311	S/E MAZ (Separa el área Norte del resto del SIN)
- B251, B252, B253	S/E VIN (Separa el área de Oruro del resto del SIN)
- B254 y B256	S/E VIN (Separa el área de Oruro del resto del SIN)
- B421	S/E CAT (Separa el área de Oruro del resto del SIN)
- B531 y B535	S/E ARJ (Separa el área Sucre del resto del SIN)

2.1.2 CCA DE ISA-Bolivia

- 6A180	S/E URU (Separa el área Oriental del resto del SIN)
- B475	S/E PUN (Separa el área Sur del resto del SIN)
- SUC6A180	S/E SUC (Separa el área Sucre del resto del SIN)

2.1.3 CCA DE CORANI

- Cambiar la posición de la llave local – remoto a local del interruptor A112	
- A112 (de TDE)	S/E COR (Separa las centrales de Corani y Santa Isabel)

2.1.4 CCA DE ELFEO

- B231	S/E SUD (Separa de la S/E VIN)
--------	--------------------------------

2.1.5 CCA DE COBEE

- B2-22	S/E HUY (Separa de la S/E VIN)
---------	--------------------------------



2.2. APERTURA DE INTERRUPTORES

2.2.1 CCA DE TDE

- Z162	S/E CAR (Línea Guaracachi)
- Z161	S/E CAR (Línea San José)
- Z163	S/E CAR (Línea Santiváñez)
- Z141, Z144	S/E SJO (Línea Carrasco)
- Z142	S/E SJO (Línea Valle Hermoso)
- A191	S/E SJO (Línea Santa Isabel)
- A181	S/E ARO (Línea Santa Isabel)
- A182	S/E ARO (Línea Valle Hermoso)
- Z155, Z156	S/E VHE (Línea San José)
- Z157	S/E VHE (Línea Santiváñez)
- A143, A144	S/E VHE (Línea Vinto)
- A145	S/E VHE (Transformador 230/115 kV)
- A147, A148	S/E VHE (Línea Catavi)
- A150, A151	S/E VHE (Central Valle Hermoso).
- Z121	S/E SAN (Línea Valle Hermoso)
- Z122	S/E SAN (Línea Vinto)
- Z123	S/E SAN (Línea Carrasco)
- A231	S/E VIN (Línea Valle Hermoso)
- A233	S/E VIN (Línea Catavi)
- A236	S/E VIN (Transformador01 115/069 kV)
- A239	S/E VIN (Transformador 230/115 kV)
- A240, A241	S/E VIN (Línea Inti Raymi)
- Z223, Z225	S/E VIN (Línea Santiváñez)
- Z221	S/E VIN (Línea Mazocruz)
- B203	S/E VIN (Bancos de capacitores de 7.2 MVar en 69 kV)
- B205	S/E VIN (Bancos de capacitores de 6.6 MVar en 69 kV)
- A201, A202	S/E VIN (Bancos de capacitores de 12 MVar en 115kV)
- A235	S/E VIN (Transformador02 115/069 kV)
- A234	S/E VIN (Línea Catavi)
- A411	S/E CAT (Línea Vinto)
- A413, A414	S/E CAT (Línea Potosí)
- B401	S/E CAT (Banco de capacitores de 7.2 MVar en 69 kV)
- A335	S/E MAZ (Línea Kenko)

Los siguientes interruptores deben quedar cerrados:

- A111	S/E COR (Línea Valle Hermoso)
- A123	S/E SIS (Línea Corani)
- A124	S/E SIS (Línea Arocagua)
- A125	S/E SIS (Línea San José)
- Z175	S/E CAR (Línea Bulu Bulu)
- A141, A142 y A146	S/E VHE

- | | |
|---------------|------------------------------------|
| - A149 y A152 | S/E VHE |
| - A232 | S/E VIN |
| - Z211 | S/E VIN (cerrar, si quedo abierto) |
| - A412 | S/E CAT |

Si algunos de estos interruptores se abrieron durante el proceso de la falla, deben quedar abiertos. Su cierre será coordinado por el CDC.

2.2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- | | |
|------------|------------------------------------|
| - 2L180 | S/E SUC (Línea Santiváñez) |
| - 2L190 | S/E SUC (Línea Punutuma) |
| - 2A220 | S/E SUC (Transformador 230/069 kV) |
| - 2L250 | S/E PUN (Línea Sucre) |
| - 2A260 | S/E PUN (Transformador 230/069 kV) |
| - 2L210 | S/E SAN (Línea Sucre) |
| - 2L220 | S/E URU (Línea Arboleda) |
| - 2A210 | S/E URU (Transformador 230/069 kV) |
| - Z164 | S/E CAR (Línea Arboleda) |
| - ARB2L190 | S/E ARB (Línea Carrasco) |
| - ARB2L180 | S/E ARB (Línea Urubó) |
| - ARB2A220 | S/E ARB (Transformador 230/115 kV) |
| - ARB1A180 | S/E ARB (Transformador 230/115 kV) |

- Adecuar taps de los transformadores en subestaciones URU, ARB, SUC y PUN

2.2.3 CCA DE TESA-SCR

- | | |
|------------|-------------------------------|
| - PUN2L210 | S/E PUN (Línea San Cristóbal) |
| - CB901 | S/E SCR (Línea Punutuma) |

2.2.4 CCA DE MSCR

- | | |
|---------|-----------------------------------|
| - CB902 | S/E SCR (Transformador 230/11 kV) |
| - CB903 | S/E SCR (Transformador 230/11 kV) |
- Abrir los interruptores de alimentadores en 11 kV.

2.2.5 CCA DE ELFEC

- | | |
|--------|-------------------------------------|
| - Z191 | S/E CHI (Transformador 230/34.5 kV) |
| - 401 | S/E ARO (Línea Cala Cala) |
| - 101 | S/E CEN (Línea Quillacollo) |
| - 702 | S/E RUR (Línea YPFB) |



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- Abrir los interruptores de alimentadores en 10 kV, 25 kV y 34.5 kV en S/Es Arocagua, Cala Cala, Central, Quillacollo, Alalay, YPFB, Irpa Irpa y Chimoré.

Los siguientes interruptores deben quedar cerrados:

- 400 S/E ARO
- 310 y 311 S/E CAL
- 100, 110 y 111 S/E CEN
- 701 S/E RUR
- 200 y 210 S/E ALA
- I-KNT S/E QUI (Línea Kanata)

Si algunos de estos interruptores se abrieron durante el proceso de la falla, deben quedar abiertos. Su cierre será coordinado por el CDC.

2.2.6 CCA DE CRE

- 14AL13 S/E ARB (Línea Montero)
- 13AL14 S/E MON (Línea Arboleda)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 24.9 kV en S/Es Arboleda y Montero.

2.2.7 CCA DE GBE

- 13ALG S/E MON (Línea Guabirá)
- GAL13 S/E GBE (Línea Montero)
- E02 S/E GBE (Barra de 13.8 kV)
- Abrir el interruptor E01 de la unidad generadora de la central de Guabirá en caso de que haya quedado cerrado y el generador este parado.

2.2.8 CCA DE IAGSA

- Abrir el interruptor E03 en S/E GBE.

2.2.9 CCA DE SYNERGIA

- Abrir interruptor KAN01 de unidad generadora en caso que haya quedado cerrado

2.2.10 CCA DE COBOCE

- Abrir los interruptores de alimentadores en 6 kV en S/E COBOCE.

2.2.11 CCA DE EMIRSA

- Abrir los interruptores de alimentadores en 4.16 kV en S/E Chuquiña.

Una vez concluidas las maniobras de apertura los CCA de los Agentes deben informar al CDC.



Restitución del Área Oriental

La Paz, 10 de noviembre de 2009

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA CENTRAL

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras en centrales Corani y Santa Isabel.

Las maniobras de los puntos 4.1 y 4.2 siguientes pueden ser realizadas en forma paralela o alternativa, en función de la disponibilidad de unidades generadoras.

4.1 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE CENTRAL CORANI EN GIRO

CCA DE CORANI

- Conectar la primera unidad de Corani (energiza las líneas COR-VHE115, RUR-VHE115, ALA-RUR115 y el transformador TRALA11501 de S/E Alalay en vacío).

CCA DE ELFEC

- Adecuar la posición de taps en TRALA11501
- Cerrar el Alimentador A-2 de subestación Alalay.

Si las maniobras del punto 4.2 siguiente no resultarían exitosas, para restablecer el suministro al CDC se deben realizar las siguientes maniobras:

- Cerrar el interruptor A182 en S/E ARO
- Adecuar la posición de taps en TRCEN11502
- Cerrar el alimentador C-5 de S/E Central (se restablece el suministro de energía al CDC)

4.2 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE CENTRAL SANTA ISABEL EN GIRO

CCA DE CORANI

- Conectar la primera unidad de Santa Isabel (energiza las líneas ARO-SIS115, COR-SIS115 y SIS-SJO115 en vacío)

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor A181 S/E ARO (energiza la línea ARO-CEN115 y el transformador TRCEN11502)

CCA DE ELFEC

- Adecuar la posición de taps en TRCEN11502
- Cerrar el Alimentador C-5 de subestación Central (se restablece el suministro al CDC)

4.3 SINCRONIZACIÓN DE LAS CENTRALES CORANI Y SANTA ISABEL

CCA DE CORANI

- Cerrar interruptor A112 S/E COR (solo si hay unidades en servicio en Corani y Santa Isabel)

4.4 SERVICIO LOCAL A LAS CENTRALES DE VHE, CAR, BUL, KAN y GBE

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor A182 S/E ARO
- Cerrar interruptor A181 S/E ARO (Si la restitución se inicia con Santa Isabel)
- Cerrar interruptor A151 S/E VHE (servicio local a VHE)

El CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en centrales Corani, Santa Isabel y Valle Hermoso en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE ELFEC

- Cerrar interruptor 401 S/E ARO (se energizan los transformadores TRCAL11501 y TRCAL11502)
- Cerrar interruptor 101 S/E CEN (se energiza el TRQUI115 y se da servicio local a KAN)
- Cerrar alimentadores en 10 kV y 25 kV en subestaciones Central, Cala Cala, Alalay, Arocagua y Quillacollo, en función de la generación disponible informada por el CDC.

CCA DE SYNERGIA

- Arrancar la unidad de central Kanata.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

CCA DE TDE

Para las siguientes maniobras se requiere de por lo menos tres unidades generadoras entre Corani, Santa Isabel y/o Valle Hermoso.

- Cerrar interruptor A191 S/E SJO
- Adecuar la posición de taps en ATSJO230 en S/E SJO.

Para las siguientes maniobras el voltaje previo debe ser igual o menor a 230 kV

- Cerrar interruptor Z144 S/E SJO (se energiza la línea SJO-CAR)
- Cerrar interruptor Z161 S/E CAR (servicio local a CAR y BUL)

CCA DE VHE

- Arrancar unidades de central Carrasco.

CCA DE CECBB

- Arrancar unidades de central Bulo Buló.

CCA DE ELFEC

- Cerrar interruptor Z191 en S/E CHI
- Cerrar alimentadores en 34.5 kV.

CCA DE ISA

- Cerrar interruptor Z164 en S/E CAR (se energiza CAR-ARB)
- Cerrar interruptor ARB2L190 en S/E ARB (se energiza barra en 230 kV)
- Cerrar interruptor ARB2A220 en S/E ARB (se energiza ATARB230)
- Cerrar interruptor ARB1A180 en S/E ARB (se energiza barra en 115 kV)

CCA DE CRE

- Cerrar interruptor 14AL13 en S/E ARB (se energiza ARB-MON)
- Cerrar interruptor 13AL14 en S/E MON (se energiza barra en 115 kV)

CCA DE GBE

- Cerrar interruptor 13ALG en S/E MON (se energiza MON-GBE)
- Cerrar interruptor GAL13 en S/E GBE (se energiza TRGBE11501)
- Cerrar interruptor E02 (servicio local a C. GBE)

Una vez que las centrales VHE, CAR, BUL, KAN y GBE tengan servicio local deberán arrancar, sincronizar y regular frecuencia en coordinación con el CDC. Cada central debe regular el voltaje en valores próximos al nominal.



CCA DE IAGSA

- Cerrar interruptor E03 en S/E GBE.

4.5 RESTITUCIÓN ANILLO VHE-CAT-VIN

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptores A148, A147 S/E VHE (se energizan las S/Es COBOCE, Irpa Irpa y Sacaca).
- Cerrar interruptor A411 S/E CAT (se energiza el ATCAT115)

CCA DE ELFEC

- Cerrar interruptor 702 S/E RUR (se energiza la subestación de YPFB)

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor A143 S/E VHE (se energiza la línea a VIN)
- Cerrar interruptor A233 S/E VIN (se cierra el anillo en 115 kV VHE-CAT-VIN)

CCA DE ELFEC

- Cerrar los alimentadores en subestaciones YPFB, Irpa Irpa en función de la generación disponible informada por el CDC

CCA DE COBOCE

- Cerrar alimentadores en subestación COBOCE en 6 kV en función de la generación disponible informada por el CDC

4.6 RESTITUCIÓN SUBESTACIÓN VINTO

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor A231 S/E VIN (se energiza ATVIN11501)
- Cerrar interruptor A234 S/E VIN (se energiza ATVIN11502)
- Cerrar interruptor A150 S/E VHE (recomposición del diámetro RUR, Central VHE en S/E VHE)



La Paz, 10 de noviembre de 2009

- Cerrar interruptores A235, A236 S/E VIN (recomposición del diámetro VIN-CAT y ATVIN11502 y del diámetro VIN-VHE y ATVIN11501 en S/E VIN)
- Cerrar interruptor A241 S/E VIN (se energiza la subestación Chuquiña)

4.7 RESTITUCIÓN DE LA RED DE 230 kV

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptores Z142, Z141 S/E SJO (se energiza SJO-VHE)
- Cerrar interruptor Z155 S/E VHE (se energiza VHE-SAN)
- Cerrar interruptor Z121 S/E SAN (se energiza la barra de SAN)
- Cerrar interruptor Z122 S/E SAN (se energiza SAN-VIN)
- Cerrar interruptores A239, A240 S/E VIN (se energiza el ATVIN230)
- Cerrar interruptor Z225 S/E VIN
- Cerrar interruptores Z156, Z157 S/E VHE (se energiza el ATVHE230)
- Cerrar interruptores A145, A144 S/E VHE

CCA DE ISA-Bolivia

- Cerrar interruptor 2L210 S/E SAN (se energiza SAN-SUC)
- Cerrar interruptor 2L180 S/E SUC
- Cerrar interruptor 2A220 en S/E SUC (se energiza el ATSUC230)
- Cerrar interruptor 2L190 S/E SUC (se energiza SUC-PUN)
- Cerrar interruptor 2L250 S/E PUN
- Cerrar interruptor 2A260 S/E PUN (se energiza ATPUN230)

CCA DE TDE


- Cerrar interruptor Z123 S/E SAN (se energiza SAN-CAR)
- Cerrar interruptor Z163 S/E CAR

5. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

En casos de colapso total del SIN, conforme se vayan restituyendo las áreas restantes y luego de evaluar la situación, el CDC instruirá la sincronización del área Central con las demás áreas:

Área Oriental

- Cerrar interruptor Z162 S/E CAR
- Sincronizar con el interruptor Z661 o Z662 S/E GCH
- Cerrar interruptor ARB2L180 S/E ARB


Restitución del Área Oriental

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- Cerrar interruptores 2L220 y 2A210 S/E URU
- Cerrar interruptor 6A180 S/E URU

Área Oruro

- Cerrar interruptor B254 y B253 S/E VIN
- Sincronizar con el interruptor B231 o B230 S/E SUD
- Cerrar interruptores B251 y B256 S/E VIN
- Cerrar interruptor B2-22 S/E HUY

Área Sur

- Cerrar interruptores A413 y A414 S/E CAT
- Sincronizar con el interruptor A431 S/E POT
- Cerrar interruptor B475 S/E PUN

Área Sucre

- Cerrar interruptor B532 S/E ARJ
- Cerrar interruptor B541 S/E SUC
- Sincronizar con el interruptor SUC6A180 S/E SUC

Área Norte

- Cerrar interruptores Z221 y Z223 S/E VIN
- Cerrar interruptor A335 S/E MAZ (si las áreas Norte y Central fueron restituidas completamente en forma separada)
- Sincronizar con el interruptor Z310 o Z311 S/E MAZ

6. RESTITUCIÓN DE MSCR

Para las siguientes maniobras, el CDC instruirá el arranque de unidades adicionales en función del balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE TESA-SCR

- Cerrar interruptor PUN2L210 S/E PUN (se energiza PUN-SCR)
- Cerrar interruptor CB901 S/E SCR

CCA DE MSCR

- Cerrar interruptores CB902 y CB903 S/E SCR

El CDC instruirá el inicio del arranque del complejo y, en función de la generación disponible, la toma de carga.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 2

RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORIENTAL

GENERAL

Cuando en el área Oriental se produce un colapso total o parcial, los CCA de EGSA, TDE, ISA-Bolivia y CRE deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será responsable de la restitución del área Oriental. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluye el área Oriental, o falta de señales del área Oriental en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Oriental al CCA de EGSA.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Oriental (CDC o CCA de EGSA) se denomina "COORDINADOR".

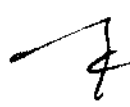
En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Oriental, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

Los CCA de TDE, ISA-Bolivia y CRE son responsables de:

- d) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- e) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- f) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

El CCA de EGSA es responsable de:

- a) Cuando no este a cargo de la restitución del área Oriental, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009

TRÁMITE N° 175

La Paz, 10 de noviembre de 2009

ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN

En casos de colapso, la restitución del área Oriental se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o mediante la línea Carrasco - Guaracachi, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo.

El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Oriental, la Alternativa a seguir.

Restitución del Área Oriental

PROCEDIMIENTO A

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES

1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso del área Oriental y si existieran unidades girando, EGSA debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso del área Oriental o en el SIN, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2.1 APERTURA DE INTERRUPTORES PARA MANTENER EN GIRO UNIDADES GENERADORAS

Para mantener operando las unidades que hubieran quedado en giro y para restituir el servicio local a la central GCH, se deben realizar simultáneamente las siguientes acciones de apertura de interruptores para aislar a la central GCH con una carga aproximada de 5 MW:

2.1.1 CCA DE CRE

- | | |
|-------------------------------|-----------------------------------|
| - Alimentadores 2,3,4,6,7,8,9 | S/E GCH (Alimentador 10.5 kV) |
| - 1BL5 | S/E GCH (Línea Villa 1° de Mayo) |
| - 1BL2 | S/E GCH (Línea Zoológico) |
| - 1BL4 | S/E GCH (Línea El Trompillo) |
| - 1BL6 | S/E GCH (Línea Parque Industrial) |

El siguiente alimentador debe quedar cerrado:

- | | |
|----------------|-------------------------------|
| -Alimentador 5 | S/E GCH (Alimentador 10.5 kV) |
|----------------|-------------------------------|

2.1.2 CCA DE TDE

- | | |
|--------|-------------------------------------|
| - Z661 | S/E GCH (Transformador02 230/69 kV) |
| - Z662 | S/E GCH (Transformador01 230/69 kV) |

2.1.3 CCA DE EGSA

- B650 S/E GCH (solo cuando éste reemplazando uno de los interruptores de CRE: 1BL5, 1BL2, 1BL4, 1BL6).
- Abrir los interruptores de generación (de unidades en proceso de parada que hayan quedado cerrado).
- Conectar una unidad que haya quedado girando en Central Guaracachi.



2.2 CONCLUSIÓN DE LA APERTURA DE INTERRUPTORES

2.2.1 CCA DE CRE

- 3BL2 S/E FER (Línea Zoológico)
- 6BL5 S/E PIN (línea V. Primero de Mayo)
- 17BL3 S/E URU (Línea Feria Exposición)
- 7BL2 S/E NJE (Línea Zoológico)
- 7BL12 S/E NJE (Línea Warnes)
- 17BL7 S/E URU (Línea Nueva Jerusalén)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10.5 kV y 24.9 kV (la carga remanente por cada línea que sale de la Subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW)

2.2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- 6A180 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2L220 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2A210 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- ARB2L180 S/E ARB (Línea Urubó)

- Adecuar taps en el transformador en subestación URU

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El COORDINADOR debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

4. RESTITUCIÓN DE CARGA EN CRE

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles para la restitución.

CCA DE CRE

- Cerrar alimentadores en 10.5 kV en subestación GCH

4.1 SERVICIO LOCAL A CENTRAL SCZ

Para la protección de central SCZ y para contar con mayor aporte de generación para la restitución.

CCA DE CRE

- Cerrar interruptor 1BL6 S/E GCH (se energiza línea GCH-PIN-NJE-URUy se da servicio local a Central Santa Cruz)



CCA DE GCH

- Arrancar y sincronizar las unidades generadoras de Central SCZ

4.2 RESTITUCIÓN DE LA RED DE CRE

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE CRE

- Cerrar interruptor 1BL2 S/E GCH (se energiza línea ZOO, FER y NJE)
- Cerrar interruptor 1BL4 S/E GCH (se energiza línea TRO, FER, CAÑ y MAP)
- Cerrar interruptor 1BL5 S/E GCH (se energiza línea PMA PIN y PAL)
- Cerrar alimentadores en subestaciones TRO, PMA, ZOO, NJE, PIN, MAP, PAL y CAÑ en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar interruptor 6BL5 S/E PIN (línea PMA)
- Cerrar interruptor 3BL2 S/E FER (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 7BL2 S/E NJE (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 7BL12 S/E NJE (línea VIR y WAR)
- Cerrar interruptor 17BL3 S/E URU (línea FER)
- Cerrar interruptor 17BL7 S/E URU (línea NJE)
- Cerrar alimentadores en subestaciones FER y NJE en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar alimentadores en 24.9 kV en S/E WAR en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de EGSA comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización se realizará a través de la línea CAR-GCH o CAR-URU.



PROCEDIMIENTO B

RESTITUCIÓN MEDIANTE LA LÍNEA CARRASCO – GUARACACHI

1. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación del área Oriental, se debe proceder de forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2. APERTURA DE INTERRUPTORES

2.1 CCA DE CRE

- Alimentadores 2,3,4,6,7,8,9 S/E GCH (Alimentador 10.5 kV)
- 1BL5 S/E GCH (Línea Villa 1° de Mayo)
- 1BL2 S/E GCH (Línea Zoológico)
- 1BL4 S/E GCH (Línea El Trompillo)
- 1BL6 S/E GCH (Línea Parque Industrial)
- 6BL5 S/E PIN (Línea Villa Primero de Mayo)
- 3BL2 S/E FER (Línea Zoológico)
- 17BL3 S/E URU (Línea Feria Exposición)
- 7BL2 S/E NJE (Línea Zoológico)
- 17BL7 S/E URU (Línea Nueva Jerusalén)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10.5 kV y 24.9 kV (la carga remanente por cada línea que sale de la Subestación Guaracachi no debe ser mayor a 10 MW)

2.2 CCA DE TDE

- Z661 S/E GCH (Transformador02 230/69 kV)
- Z662 S/E GCH (Transformador01 230/69 kV)

2.3 CCA DE ISA-Bolivia

- 6A180 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2L220 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- 2A210 S/E URU (Transformador 230/69 kV)
- ARB2L180 S/E ARB (Línea Urubó)

2.4 CCA DE EGSA

- B650 S/E GCH (solo cuando éste reemplazando uno de los interruptores de CRE: 1BL5, 1BL2, 1BL4, 1BL6).
- Abrir los interruptores de generación (de unidades en proceso de parada que hayan quedado cerrados)

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar con los respectivos CCA de los Agentes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.



4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORIENTAL

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

4.1 SERVICIO LOCAL A CENTRAL GCH

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor Z162 S/E CAR (se energiza la línea CAR-GCH). Si este interruptor fue abierto según el Instructivo de Restitución N° 1.
- Cerrar interruptor Z661 y el Z662 S/E GCH (se energiza el ATGCH23002 y el ATGCH23001 y se da servicio local a unidades de Central Guaracachi)

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar unidades generadoras

4.2 SERVICIO LOCAL A CENTRAL SCZ

CCA DE CRE

- Cerrar interruptor 1BL6 S/E GCH (se energiza línea GCH-PIN y se da servicio local a Central Santa Cruz)

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar las unidades generadoras de central SCZ.

4.3 RESTITUCIÓN DE LA RED DE CRE

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE CRE

- Cerrar interruptor 1BL2 S/E GCH (se energiza línea ZOO y NJE)
- Cerrar interruptor 1BL4 S/E GCH (se energiza línea TRO y FER, CAÑ y MAP)
- Cerrar interruptor 1BL5 S/E GCH (se energiza línea PMA, PIN y PAL)
- Cerrar alimentadores en subestaciones TRO, PMA, ZOO, NJE, PIN, MAP, PAL y CAÑ en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor 3BL2 S/E FER (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 7BL2 S/E NJE (línea ZOO)
- Cerrar interruptor 6BL5 S/E PIN (línea PMA)
- Cerrar interruptor 17BL3 S/E URU (línea FER)
- Cerrar interruptor 17BL7 S/E URU (línea NJE)
- Cerrar alimentadores en subestaciones FER y NJE en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar alimentadores en 24.9 kV en S/E WAR en función de la generación disponible informada por el CDC



4.4 RESTITUCIÓN DE LA LÍNEA ARB-URU

CCA DE ISA-Bolivia

- Cerrar interruptor ARB2L180 S/E ARB (se energiza línea URU)
- Cerrar interruptor 2L220 S/E URU (se energiza el ATURU230)
- Cerrar interruptor 2A210 en S/E URU (se energiza el ATURU230)
- Cerrar interruptor 6A180 S/E URU.

5. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a CRE su restitución.



NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 3

RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE

GENERAL

La restitución del área Norte puede realizarse en una de las siguientes condiciones:

- Desde las centrales del área Norte (Procedimiento de Restitución A)
- Desde el área Central mediante la Interconexión Vinto–Mazocruz–Kenko (Procedimiento de Restitución B)

El Procedimiento de Restitución A se utilizará toda vez que no se disponga de energía a través de la interconexión al área Central y se pasará al Procedimiento de Restitución B cuando se disponga de energía en la línea de interconexión.

Cuando en el área Norte se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, HB, TDE y ELECTROPAZ deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quién será el responsable de la restitución del área Norte. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluye el área Norte, o falta de señales del área Norte en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Norte al CCA de COBEE.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Norte (CDC o CCA de COBEE) se denomina "COORDINADOR"

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Norte, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

El CCA de ELECTROPAZ es responsable de:

- a) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)

- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de COBEE, es responsable de:

- a) Cuando no esté a cargo de la restitución del área Norte, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar y controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de TDE es responsable de:

- a) Informar a la brevedad posible la disponibilidad de la interconexión
- b) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- c) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- d) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

El CCA de HB es responsable de:

- a) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- b) Verificar y controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecarga en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR.

ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN

En caso de colapso, la restitución del área Norte se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o mediante la línea Vinto-Mazocruz-Kenke, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo. El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Norte, la Alternativa a seguir.



Restitución del Área Norte

Según las condiciones del área Norte y la disponibilidad de instalaciones de generación y transmisión, el COORDINADOR podrá pasar de uno a otro Procedimiento de restitución. Así mismo, en casos de que se aborte un proceso de restitución, el COORDINADOR iniciará un nuevo proceso de restitución. En ambos casos el COORDINADOR comunicara oportunamente a los CCA del área Norte.



PROCEDIMIENTO A

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES

1.1 PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso en el área Norte, y si existieran unidades girando, COBEE y HB deben procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

1.2 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso del área Norte o en el SIN, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

1.2.1 CCA DE COBEE

a) Transmisión

- A3-308 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, TL-22)
- A3-208 S/E AAC (Línea Kenko, TL-22)
- A3-106 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-12)
- A3-206 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-12)
- A3-105 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-14)
- A3-205 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-14)
- A3-304 S/E KEN (Línea Tiquimani, TL -10)
- A3-109 S/E TIQ (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)
- A3-104 S/E TIQ (Línea Tap Chuquiaguillo)

b) Generación

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

1.2.2 CCA DE ELECTROPAZ

a) Distribución y Subtransmisión (69 kV y 115 kV)

- B3-370 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo inferior)
- B3-380 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo superior)
- B3-390 S/E KEN (Línea Viacha)
- B3-252 S/E AAC (Línea Av. Arce, anillo inferior)
- B3-262 S/E AAC (Línea Tembladerani, anillo superior)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador - ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador - ATAAC11502)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)
- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- B3-543 S/E AAR (Línea Av. Arce-Rosassani, anillo inferior)
- B3-420 S/E TEM (Línea Tembladerani-Alto La Paz, anillo superior)

- A3-503 S/E CHA (Línea Challapampa - Catacora)
- B3-552 S/E ROS (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)
- B3-511 S/E ACH (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)

b) Distribución primaria

Todas las subestaciones de ELECTROPAZ cuentan con desconexión automática de alimentadores en media tensión por relés de voltaje cero, exceptuando los siguientes que deberán quedar conectados:

- S/E KEN Alimentadores Molino Andino e YPFB
- S/E AAR Alimentador Miraflores
- S/E P. ACH Alimentador Industrial 2
- S/E BOL Alimentadores Bella Vista y Obrajes
- S/E CHA Alimentador Mercado
- S/E ALP Alimentador Villa Dolores y 16 de Julio

1.2.3 CCA DE TDE

- A335 S/E MAZ (Línea Kenko)
- Z310 S/E MAZ (Línea Vinto)
- Z311 S/E MAZ (Línea Vinto)
- A332 S/E TCH (Separa Larecaja y Taquesi del resto del SIN)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)
- A301 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)
- B304 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)

El interruptor A331 en S/E KEN debe permanecer cerrado.

1.2.4 CCA DE HB

a) Transmisión

- A380 S/E PIC (Transformador ENDE)
- A382 S/E PIC (Línea central Chojlla nueva)
- A383 S/E PIC (Línea central Yanacachi)

b) Generación

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

En caso de que las unidades de HB queden operando en forma aislada, no se efectuará la apertura de los interruptores A380, A382, ni A383

1.3 VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El COORDINADOR debe verificar con los demás CCA del área Norte y de TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1.2.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

1.3 RESTITUCIÓN DEL ÁREA NORTE

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras de COBEE y HB, como sigue:

1.4.1 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE COBEE EN GIRO

El COORDINADOR verificará la apertura de Interruptores y procederá a restituir el servicio local a las centrales del Valle de Zongo, para luego continuar la restitución de la generación y del sistema de subtransmisión de ELECTROPAZ, considerando en todo momento el voltaje y el balance generación - carga en activo y reactivo con el siguiente procedimiento:

COBEE

- Conectar la primera unidad generadora
- Sincronizar las restantes unidades disponibles de acuerdo al balance generación - carga y el Voltaje.

ELECTROPAZ

- Cerrar Interruptor B3-252 en S/E AAC (Energización por el anillo inferior)
- Reponer carga en las S/Es ACH, CAI y AAR, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

De no ser posible iniciar la restitución con el interruptor B3-252 (anillo inferior) se procederá por el anillo superior de la siguiente manera:

- Cerrar Interruptor B3-262 en S/E AAC (Energización por el anillo superior)
- Reponer carga en las S/Es MUN, ALP, cerrando alimentadores en 6.9 kV, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

COBEE

Una vez sincronizadas y estabilizadas por lo menos 2 unidades en COBEE con unos 10 MW.

- Cerrar Interruptor A3-208 en S/E AAC
- Cerrar Interruptor A3-308 en S/E KEN

Se energizan S/Es RSE, COS y KEN de ELECTROPAZ, y se habilita servicio local a la central Kenko para el arranque de sus unidades generadoras.

- Arrancar y sincronizar unidades en KEN, en función del balance generación - carga en activa y reactiva
- Cerrar Interruptor A3-106 en S/E TIQ
- Cerrar Interruptor A3-206 en S/E AAC
- Cerrar Interruptor A3-105 en S/E TIQ
- Cerrar Interruptor A3-205 en S/E AAC



Se restablece el sistema de transmisión de COBEE y se energiza la línea Kenko-Mazocruz.

TDE

En caso de tener tensión en S/E MAZ

- Cerrar Interruptores Z310 o Z311 en S/E MAZ
- Sincronizar el interruptor A335 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

A partir de la sincronización, la coordinación del resto del proceso de restitución estará a cargo del CDC, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

ELECTROPAZ

- Cerrar Interruptor A3-280 en S/E AAC, energizando la S/E ÇHA y tomar carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

COBEE

- Cerrar Interruptor A3-304 en S/E KEN para energizar las subestaciones COT, PAM, BOL y TCH.

ELECTROPAZ

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en las subestaciones COT, PAM y BOL, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

TDE

- Cerrar Interruptor A332 en S/E TCH

HB

- Cerrar Interruptor A382 en S/E PIC
- Cerrar Interruptor A383 en S/E PIC
- Arrancar y sincronizar unidades en CHJ y YAN

ELECTROPAZ

- Cerrar Interruptor A3-260 y B3-261 en S/E AAC, restituyendo el Autotransformador ATAAC11502
- Incrementar carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

Si la restitución se inicio por el anillo inferior:

- Cerrar Interruptor B3-543 en S/E AAR, energizando S/E ROS

- Cerrar Interruptor B3-370 en S/E KEN, cerrando el anillo inferior
- Cerrar alimentadores restantes en 6.9 kV en las subestaciones ACH, CAI, AAR y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR, (se normaliza la carga del Anillo Inferior KEN – AAC).
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV y 12 kV en las subestaciones RSE, COS, KEN y CHA en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor A3-503 en S/E CHA (se energiza y restablece carga en S/E CTA) en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar Interruptor B3-262 en S/E AAC energizando las subestaciones MUN y ALP
- Cerrar Interruptor B3-420, energizando la S/E TEM y S/E TAR
- Cerrar Interruptor B3-380 en S/E KEN cerrando el anillo superior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV, en las subestaciones MUN, ALP, TEM y TAR, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones TIL, VIA y EMPRELPAZ y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones HUR, ACI y CHG y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

Si la restitución de carga se inició por el anillo superior:

- Cerrar Interruptor B3-420 en S/E TEM, energizando la S/E TEM y S/E TAR
- Cerrar Interruptor B3-380 en S/E KEN, cerrando el anillo superior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en las subestaciones TAR, TEM y MUN, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR, (se normaliza la carga del Anillo superior KEN – AAC).
- Cerrar alimentadores restantes en 6.9 kV y 12 kV en las subestaciones RSE, COS, KEN y CHA en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR
- Cerrar Interruptor A3-503 en S/E CHA (se energiza y restablece carga en S/E CTA en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR)
- Cerrar Interruptor B3-252 en S/E AAC, energizando las subestaciones ACH, CAT, CAI y AAR
- Cerrar Interruptor B3-543 en S/E AAR, energizando S/E ROS
- Cerrar Interruptor B3-370 en S/E KEN, cerrando el anillo inferior
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV, en las subestaciones ACH, CAI, AAR, CAT y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones TIL, VIA y EMPRELPAZ y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar Interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones de HUR, ACI y CHG, y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

TDE

- Cerrar Interruptor A341 en S/E CHS
- Restablecer carga en subestaciones Caranavi y Guanay en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

HB

- Cerrar Interruptor A380 en S/E PIC
- Sincronizar unidades de Central Chojlla Antigua.

COBEE

- Cerrar Interruptor A3-104 en S/E TIQ

1.4.2 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE HB EN GIRO

Si luego del colapso, una o más unidades generadoras de HB (Chojlla Nueva y/o Yanacachi) permanecen girando y operando en forma aislada, el COORDINADOR verificará la apertura de interruptores según el punto 1.3 y continuará la restitución del sistema de distribución y subtransmisión de ELECTROPAZ, considerando en todo momento el voltaje y el balance generación - carga activa y reactiva con el siguiente procedimiento:

HB

- Cerrar Interruptores A380, A382 y A383 en S/E PIC, con lo cual se restablece carga rural en Pichu, Larecaja y Guanay.

TDE

- Cerrar Interruptor A332 en S/E TCH, con lo cual se energizan las subestaciones PAM, BOL y COT de ELECTROPAZ y S/E TCH de TDE.

ELECTROPAZ

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones PAM, BOL y COT, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

COBEE

- Cerrar Interruptor A3-304 en S/E KEN, con lo cual se energiza la S/E KEN y se habilita servicio local a la central Kenko
- Arrancar y sincronizar unidades de KEN en función del balance de generación carga activa y reactiva

TDE

En caso de que el SIN este con tensión hasta S/E MAZ

- Cerrar Interruptores Z310 o Z311 en S/E MAZ
- Sincronizar el interruptor A335 en S/E MAZ, en coordinación con el CDC

A partir de la sincronización, la coordinación del resto del proceso de restitución estará a cargo del CDC, situación que será comunicada a los CCA respectivos.

COBEE

- Cerrar Interruptor A3-308 en S/E KEN
- Cerrar Interruptor A3-208 en S/E AAC

Con lo cual se energizan las subestaciones AAC, TIQ y se suministra servicio local a las centrales del Valle de Zongo.

- Arrancar y sincronizar unidades al sistema en función del balance de generación carga activa y reactiva.

Completar la restitución del área Norte aislada según el punto 1.4.1 considerando que previamente ya fueron cerrados los interruptores A3-308 y A3-208.

1.4.3 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE HB Y COBEE EN GIRO

Si quedaran girando unidades tanto de COBEE como de HB, se podrá seguir los puntos 1.4.1 y 1.4.2 en forma paralela, considerando la posibilidad de sincronización con el interruptor A3-304 en Kenko.

1.4.4 IMPOSIBILIDAD DE ARRANQUE EN NEGRO

Si no es posible efectuar arranque en negro, el CCA de COBEE y el CCA de HB comunicarán este hecho al COORDINADOR y quedarán atentos para posteriormente efectuar la restitución.

1.5 SINCRONIZACIÓN DE LAS ÁREAS NORTE Y CENTRAL

Concluido el proceso de restitución del área Norte aislada, el CCA de COBEE informará al CDC dicha conclusión para proceder a la sincronización con el área Central.

La sincronización del área Norte con el área Central, se efectuará a través de los interruptores Z310 o Z311 de la Subestación Mazocruz.

Antes de realizar la sincronización TDE debe cerrar el interruptor A335 de la Subestación Mazocruz.

1.5.1 Sincronización Automática

El COORDINADOR deberá coordinar con los CCA de TDE, COBEE, HB y ELECTROPAZ las acciones de control para obtener condiciones de sincronismo.

La Paz, 10 de noviembre de 2009

Para que el cierre de los interruptores Z310 o Z311 sea posible la frecuencia y tensión deben estar en los siguientes rangos:

Frecuencia:	50 +/- 0.2 Hz
Tensión:	230 +/- 11 kV

1.5 RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELECTROPAZ su restitución.



PROCEDIMIENTO B

**RESTITUCIÓN A TRAVÉS DE LA INTERCONEXIÓN VINTO – MAZOCRUZ -
KENKO**

1.1 APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación del área Norte, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

1.1.1 CCA DE COBEE

a) Transmisión

- A3-208 S/E AAC (Línea Kenko, TL-22)
- A3-106 S/E TIQ (Línea Alto Achachicala, TL-12)
- A3-206 S/E AAC (Línea Tiquimani, TL-12)
- A3-304 S/E KEN (Línea Tiquimani, TL-10)
- A3-104 S/E TIQ (Línea a Tap Chuquiaguillo)
- A3-109 S/E TIQ (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)

b) Generación

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.
-

1.1.2 CCA DE ELECTROPAZ

a) Distribución y Subtransmisión (69 kV y 115 kV)

- B3-370 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo inferior)
- B3-380 S/E KEN (Línea Alto Achachicala, anillo superior)
- B3-390 S/E KEN (Línea Viacha)
- B3-252 S/E AAC (Línea Av. Arce, anillo inferior)
- B3-262 S/E AAC (Línea Tembladerani, anillo superior)
- B3-261 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- A3-260 S/E AAC (Autotransformador – ATAAC11502)
- B3-272 S/E AAC (Línea Achacachi)
- A3-280 S/E AAC (Línea Challapampa)
- B3-552 S/E ROS (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)
- B3-511 S/E ACH (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)

b) Distribución primaria

Todas las subestaciones de ELECTROPAZ cuentan con desconexión automática de alimentadores en media tensión por relés de voltaje cero, exceptuando los siguientes que deberán quedar conectados:



- S/E KEN: Alimentadores Molino Andino e YPFB
- S/E AAR: Alimentador Miraflores
- S/E ACH: Alimentador Industrial 2
- S/E BOL: Alimentadores Bella Vista y Obrajes
- S/E CHA: Alimentador Mercado
- S/E ALP : Alimentadores Villa Dolores y 16 de julio

1.1.3 CCA DE TDE

- Z310, Z311 S/E MAZ (Línea Vinto)
- A301 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 115 kV)
- B304 S/E KEN (Banco de Capacitores 12 MVar en 69 kV)
- A341 S/E CHS (Línea Caranavi)

1.1.4 CCA DE HB

a) Transmisión

- A380 S/E PIC (Transformador ENDE)
- A382 S/E PIC (Línea central Chojlla nueva)
- A383 S/E PIC (Línea central Yanacachi)

b) Generación

- Abrir los interruptores de unidades generadoras, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

En caso de que las unidades de HB queden operando en forma aislada, no se efectuará la apertura de los interruptores A380, A382, ni A383

2. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

En forma previa al inicio del proceso de restitución, el COORDINADOR debe verificar con los CCA del área Norte y TDE, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1

3. PROCESO DE RESTITUCIÓN

Verificado el cumplimiento de lo señalado en el punto 2 y declarada disponible la interconexión VIN-MAZ-KEN, bajo la coordinación del COORDINADOR se tomarán las siguientes acciones:

3.1 RESTITUCIÓN DEL SISTEMA ZONGO

- Cerrar los interruptores Z310 y Z311 para energizar el autotransformador de Mazocruz, la línea Mazocruz-Kenke, la barra de 115 kV de la subestación Kenke y línea Kenke-Alto Achachicala.

- Cerrar el interruptor A3-208 en S/E AAC para dar servicio local a las centrales del Valle de Zongo.
- CCA de COBEE debe sincronizar las unidades que estuvieran en giro, y arrancar y sincronizar las demás unidades generadoras disponibles en el Valle de Zongo.

3.2 RESTITUCIÓN DEL SISTEMA TAQUESI

Simultánea o alternativamente con la restitución del sistema del Valle de Zongo:

- Cerrar el interruptor A3-304 para energizar las líneas Kenko – ChuquiagUILlo y ChuquiagUILlo - Pichu.
- Cerrar los interruptores A382 y A383 en S/E Pichu para el servicio local de Chojlla y Yanacachi.
- CCA de HB debe sincronizar las unidades que estuvieran en giro y el arrancar y sincronizar las demás unidades generadoras disponibles de HB.

3.3 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – PRIMERA FASE

- Cerrar el interruptor B3-252 en S/E AAC para energizar las S/Es ACH, CAT, CAI, AAR y ROS
- Cerrar el interruptor A3-280 en S/E AAC para energizar las S/Es CHA y CTA
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV y 12 kV en subestaciones RSE, COS, KEN, CHA, ACH, CTA, CAI, AAR y ROS, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

3.4 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – SEGUNDA FASE

- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones PAM, BOL y COT. en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

3.5 RESTITUCIÓN DE COBEE – TIQUIMANI

- Cerrar el interruptor A3-106 en S/E TIQ
- Cerrar el interruptor A3-206 en S/E AAC
- Cerrar el interruptor A3-104 en S/E TIQ

3.6 RESTITUCIÓN DE ELECTROPAZ – TERCERA FASE

- Cerrar los interruptores A3-260 y B3-261 en S/E AAC para la restitución del Autotransformador ATAAC11502
- Cerrar el interruptor B3-370 en S/E KEN
- Cerrar el interruptor B3-262 en S/E AAC
- Cerrar el interruptor B3-380 en S/E KEN
- Cerrar alimentadores en 6.9 kV en subestaciones MUN, ALP, TAR y TEM, en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

- Cerrar el interruptor B3-272 en S/E AAC energizando las subestaciones HUA, ACHA, CHA, y reponer carga en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar el interruptor B3-390 en S/E KEN energizando las subestaciones SOBOCE, Pueblo Viacha, Tilata y EMPRELPAZ y cerrar alimentadores en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

3.7 RESTITUCIÓN DE TDE – LARECAJA

- Cerrar el interruptor A341 en S/E CHS, tomando carga de las subestaciones Caranavi y Guanay.

3.8 RESTITUCIÓN DE HB – PICHU

- Cerrar interruptor A380 en S/E PIC
- Sincronizar unidades de Central Chojlla Antigua.

4. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELECTROPAZ su restitución.



NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 4A

RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR

GENERAL

Cuando en el área Sur se produce un colapso total o parcial, los CCA de EGSA, ERESA, TDE, SEPSA e ISA-Bolivia deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será el responsable de la restitución del área Sur. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluya el área Sur, o falta de señales del área Sur en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área Sur al CCA de TDE.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área Sur (CDC o CCA de TDE) se denomina "COORDINADOR"

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área Sur, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

Los CCA de, SEPSA e ISA Bolivia son responsables de:

- g) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- h) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- i) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

El CCA de TDE es responsable de:

- a) Cuando no esté a cargo de la restitución del área Sur, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

Los CCA de EGSA y ERESA son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN

En casos de colapso, la restitución del área Sur se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras del sistema Yura, unidad Karachipampa y mediante la línea Catavi - Potosí, siguiendo lo señalado en los "Procedimiento A", "Procedimiento B" y "Procedimiento C" de este Instructivo. El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Sur, la alternativa a seguir (en caso de que TDE sea el COORDINADOR, solo aplican los Procedimientos A y B).



PROCEDIMIENTO A

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS DEL SISTEMA YURA

1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso del área Sur, y si existieran unidades girando, ERESA debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso total del área Sur, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de los siguientes interruptores:

2.1 CCA DE TDE

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B443 S/E POT (Línea Karachipampa)
- B444 S/E POT (Línea Velarde II)
- B445 S/E POT (Línea Punutuma)
- B531, B535 S/E ARJ (Línea Potosí)
- B461 S/E KAR (Línea Aranjuez)
- B472 S/E PUN (Línea Tazna)
- B473 S/E PUN (Línea Potosí)
- B474 S/E PUN (Línea Telamayu)
- B494 S/E TEL (Línea Punutuma)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)

El interruptor B471 de S/E PUN debe permanecer cerrado

2.2 CCA DE ISA Bolivia

- B475 S/E PUN (Transformador ATPUN230)

2.3 CCA DE SEPSA

- B446 S/E POT (Línea San Bartolomé)
- B405 S/E SBA (Transformador 1)
- B406 S/E SBA (Transformador 2)
- B499 S/E POR (Transformador)
- Abrir los interruptores de alimentadores en S/E Velarde II, San Bartolomé y Portugalete en 24.9 kV, 10 kV y 6.9 kV.



2.4 CCA DE ERESA

- B453 S/E LAN (Línea Porco)
- Abrir interruptores de unidades generadoras si hubieran quedado cerrados

2.5 CCA DE EGSA

- Abrir el interruptor de la unidad generadora KAR si hubiera quedado cerrado

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El COORDINADOR debe verificar con los CCA de los Agentes correspondientes, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUR

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras de ERESA en las centrales del Yura.

5. RESTITUCIÓN CON UNIDADES DEL SISTEMA YURA EN GIRO

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE ERESA

- Conectar la primera unidad.
- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles para la restitución.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco y toma carga en función de la generación disponible).

5.1 SERVICIO LOCAL A CENTRAL KAR

En caso que el CCA de EGSA no haya conectado la unidad de KAR al Sistema se realizarán las siguientes maniobras:

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B473 S/E PUN (se energiza la línea PUN-POT)
- Cerrar interruptor B445 S/E POT
- Cerrar interruptor B443 S/E POT (servicio local a Karachipampa)

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar la unidad de central Karachipampa.

En caso de que el CCA de EGSA ha conectado la unidad de KAR al Sistema se realizarán las siguientes maniobras:

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B443 S/E POT (se energiza la subestación POT)
- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)
- Cerrar interruptor B444 S/E POT (se energiza la línea POT-VELII)
- Sincronizar con interruptor B473 S/E PUN

CCA DE SEPSA

- Cerrar alimentadores en la subestación Velarde II en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

CCA DE TDE

Para las siguientes maniobras, el COORDINADOR verificara el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

- Cerrar interruptor B472 S/E PUN (se energiza Tazna)
- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza línea PUN-TEL)
- Cerrar interruptor B494 S/E TEL
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)

CCA DE SEPSA

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización se realizara a través de la línea CAT-POT, ARJ-KAR o transformador ATPUN230.



PROCEDIMIENTO B

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDAD GENERADORA KARACHIPAMPA

Producido el colapso del área Sur y si existieran unidades girando EGSA debe procurar mantener su unidad en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

En este procedimiento se deberán abrir todos los interruptores señalados en el procedimiento A.

El COORDINADOR debe verificar con los CCA del área de Sur, que se hayan efectuado las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2 del Procedimiento A.

1. RESTITUCIÓN CON LA UNIDAD DE KARACHIPAMPA

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE EGSA

- Conectar la unidad de Karachipampa

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B443 S/E POT
- Cerrar interruptor B444 S/E POT (se energiza la línea a Velarde II)

CCA DE SEPSA

- Cerrar alimentadores en subestación Velarde II en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

1.1 SERVICIO LOCAL A CENTRALES DEL YURA

Para las siguientes maniobras verificar con el CCA de ERESA el estado de restitución de las unidades del YURA.

En caso que el CCA de ERESA no haya conectado ninguna unidad al Sistema se realizaran las siguientes maniobras:

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)
- Cerrar interruptor B473 S/E PUN (se energiza la línea PUN-LAN)

CCA DE ERESA

- Arrancar y sincronizar las unidades en las centrales KIL, LAN y PUH.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco y toma carga en función de la generación disponible).

En caso de que el CCA de ERESA ha conectado unidades al Sistema se realizaran las siguientes maniobras:

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza la línea POT-PUN)
- Sincronizar con interruptor B473 S/E PUN

CCA DE TDE

Para las siguientes maniobras, el COORDINADOR verificara el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

- Cerrar interruptor B472 S/E PUN (se energiza línea Tazna)
- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza línea PUN-TEL)
- Cerrar interruptor B494 S/E TEL
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)

CCA DE SEPSA

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de TDE comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización se realizara a través de la línea CAT-POT, ARJ-KAR o transformador ATPUN230.

PROCEDIMIENTO C

1. RESTITUCIÓN MEDIANTE LA LÍNEA CATAVI – POTOSÍ

Este procedimiento se aplica cuando solo se colapse el área Sur o no resulte posible la restitución mediante unidades de ERESA y Karachipampa cuando se colapse el SIN y será coordinado por el CDC.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación del área Sur, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2.1 CCA DE TDE

- A431 S/E POT (Línea Catavi)
- B412 S/E POT (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B443 S/E POT (Línea Karachipampa)
- B445 S/E POT (Línea Punutuma)
- B461 S/E KAR (Línea Aranjuez)
- B471 S/E PUN (Línea Punutuma hidro)
- B474 S/E PUN (Línea Telamayu)
- B495 S/E TEL (Línea Tupiza)

2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- B475 S/E PUN (Transformador ATPUN230)

2.3 CCA DE SEPSA

- B446 S/E POT (Línea San Bartolomé)
- B405 S/E SBA (Transformador 1)
- B406 S/E SBA (Transformador 2)
- B499 S/E POR (Transformador)
- Alimentadores en Velarde II, San Bartolomé y Portugaleta dejando una carga entre 4 y 5 MW.

2.4 CCA DE ERESA

- B453 S/E LAN (Línea Porco)
- Abrir interruptores de unidades generadoras si hubieran quedado cerrados

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES



La Paz, 10 de noviembre de 2009

El CDC debe verificar con los demás CCA del área Sur, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2 de este procedimiento.

4. PROCESO DE RESTITUCIÓN

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor A431 S/E POT (se energiza línea Velarde II)

CCA DE SEPSA

- Cerrar alimentadores en Velarde II en función de la generación disponible informada por el CDC.

4.1 SERVICIO LOCAL A CENTRAL KAR

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B443 S/E POT

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar la unidad KAR

4.2 SERVICIO LOCAL A CENTRALES DEL YURA

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B445 S/E POT (se energiza línea POT-PUN)
- Cerrar interruptor B471 S/E PUN (se energiza línea PUN-LAN)

CCA DE ERESA

- Arrancar y sincronizar las unidades de KIL, LAN y PUH.
- Cerrar interruptor B453 S/E LAN (se energiza línea Porco)

4.3 RESTITUCIÓN DE LA RED DE TDE

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B474 S/E PUN (se energiza línea PUN-TEL)
- Cerrar interruptor B495 S/E TEL (se energiza línea TEL-TUP)



4.4 RESTITUCIÓN ANILLO EN PUNUTUMA

CCA DE ISA-Bolivia

- Cerrar interruptor B475 S/E PUN

4.5 RESTITUCIÓN DEL COMPLEJO SAN BARTOLOMÉ

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE SEPSA

- Cerrar interruptor B446 S/E POT (se energiza línea POT-SBA)
- Cerrar interruptores B405, B406 S/E SBA
- Cerrar alimentadores S/E SBA en función de la generación disponible informada por el CDC.

4.6 RESTITUCIÓN DEL ANILLO EN KARACHIPAMPA

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B461 S/E KAR

4.7 RESTITUCIÓN DEL COMPLEJO SAN VICENTE

CCA DE SEPSA

- Cerrar interruptor B499 S/E POR
- Cerrar alimentadores en la subestación Portugalete en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

5. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a SEPSA su restitución.

7

La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 4B

RESTITUCIÓN DEL ÁREA DE SUCRE

GENERAL

Cuando en el área de SUCRE se produce un colapso total o parcial, los CCA de EGSA, TDE, ISA Bolivia y CESSA deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será el responsable de la restitución del área de Sucre. En casos de colapso total o parcial en el SIN que incluye el área de SUCRE, o falta de señales del área SUCRE en el sistema SCADA, el CDC podrá delegar la restitución del área SUCRE al CCA de EGSA.

Para fines del presente Instructivo, en adelante, el responsable de coordinar la restitución del área de SUCRE (CDC o CCA de EGSA) se denomina "COORDINADOR".

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área de SUCRE, con o sin retiro de carga, el COORDINADOR es el responsable de coordinar las tareas de restitución con los CCA respectivos, sobre la base de los procedimientos de este Instructivo.

Los CCA de, TDE, ISA-BOLIVIA y CESSA son responsables de:

- j) Mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que esté relacionada con el proceso de restitución.
- k) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- l) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

El CCA de EGSA es responsable de:

- a) Cuando no este a cargo de la restitución del área de Sucre, mantener permanentemente informado al COORDINADOR sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- m) Cumplir las instrucciones del COORDINADOR

ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN

En casos de colapso, la restitución del área Sucre se inicia mediante las unidades que hubiesen quedado en giro en la central Aranjuez o a través del arranque en negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o mediante la línea Sucre - Aranjuez, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo.

El COORDINADOR comunicará telefónicamente a los CCA del área Sucre, la Alternativa a seguir.



PROCEDIMIENTO A

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES

1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso del área de Sucre y si existieran unidades girando, EGSA debe proceder al arranque en negro de unidades dual fuel sin necesidad de autorización del COORDINADOR.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso total del área Sucre, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de los siguientes interruptores:

2.1 CCA DE TDE

- B501 S/E ARJ (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B531, B535 S/E ARJ (Línea Karachipampa)
- B532 S/E ARJ (Línea Sucre)
- B541 S/E SUC (Línea a S/E Aranjuez)

2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- SUC6A180 S/E SUC

2.3 CCA DE CESSA

- B550 S/E ARJ (Transformador 069/025 kV)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10 kV en Planta Diesel
- Abrir los interruptores de alimentadores en 25 kV en S/E ARJ
- Seccionar alimentadores de Planta Diesel dejando una carga máxima de 500 kW a 700 kW

2.4 CCA DE EGSA

- E551 S/E ARJ (Alimentador CESSA1)
- E552 S/E ARJ (Alimentador CESSA2)
- E553 S/E ARJ (Alimentador RURAL)
- E554 S/E ARJ (Alimentador CESSA 3)
- Abrir interruptores de unidades generadoras que hubieran quedado cerrados

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El COORDINADOR debe verificar con los demás CCA del área Sucre, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el numeral 2.



4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA SUCRE

Las acciones a tomar dependerán del estado de las unidades generadoras de EGSA en Aranjuez, como sigue:

4.1 RESTITUCIÓN CON UNIDADES DE EGSA

Para las siguientes maniobras el COORDINADOR verificará el balance generación-carga activa y reactiva y voltaje.

CCA DE EGSA

- Conectar la primera unidad (con 400 kW del servicio local).
- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles para la restitución en central ARJ
- Cerrar interruptores E551, E552 y E554 S/E ARJ (se energiza S/E Planta Diesel)
- Cerrar interruptor E553 S/E ARJ

CCA DE CESSA

- Cerrar alimentadores en S/E Planta Diesel en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.
- Cerrar interruptores B550 S/E ARJ (Transformador 069/025 kV)
- Cerrar alimentadores en S/E ARJ en función de la generación disponible informada por el COORDINADOR.

El CCA de EGSA comunicará al CDC su disponibilidad para sincronizarse con el resto del SIN. La sincronización se realizara a través de la línea SUC-ARJ o ARJ-KAR.



PROCEDIMIENTO B

1. RESTITUCIÓN MEDIANTE LA LÍNEA SUCRE - ARANJUEZ

Este procedimiento se aplica cuando solo se colapse el área Sucre o no resulte posible la restitución mediante unidades de Aranjuez cuando se colapse el SIN.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación del colapso del área Sucre, se debe proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2.1 CCA DE TDE

- B501 S/E ARJ (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
 - B531, B535 S/E ARJ (Línea Karachipampa)
 - B532 S/E ARJ (Línea Sucre)
- El interruptor B541 S/E SUC debe permanecer cerrado

2.2 CCA DE ISA-Bolivia

- SUC6A180 S/E SUC

2.3 CCA DE CESSA

- B550 S/E ARJ (Transformador 069/025 kV)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 10 kV en S/E Planta Diesel (dejando una carga remanente de 5 MW)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 25 kV en S/E ARJ

2.4 CCA DE EGSA

- E553 S/E ARJ (Alimentador RURAL)
- Abrir interruptores de unidades generadoras que hubieran quedado cerrados

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar con los CCA del área Sucre, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el numeral 2.

4. PROCESO DE RESTITUCIÓN

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en S/E SUC y el balance generación-carga activa y reactiva.



4.1 SERVICIO LOCAL A CENTRAL ARANJUEZ

CCA DE ISA-Bolivia

- Cerrar interruptor SUC6A180 S/E SUC (se energiza línea SUC-ARJ)

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B532 S/E ARJ

CCA DE EGSA

- Arrancar y sincronizar unidades disponibles para la restitución en central Aranjuez.
- Cerrar interruptor E553 S/E ARJ

CCA DE CESSA

- Cerrar alimentadores en 10 kV S/E Planta Diesel y 25 kV S/E ARJ en función de la generación disponible informada por el CDC.
- Cerrar interruptor B550 S/E ARJ
- Cerrar alimentadores en 25 kV S/E ARJ en función de la generación disponible informada por el CDC.

4.2 RESTITUCIÓN DEL ANILLO EN ARANJUEZ

CCA DE TDE

- Cerrar interruptores B531 y B535 S/E ARJ

4.3 RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación -- carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a CESSA su restitución.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

NORMA OPERATIVA N° 6

INSTRUCTIVO DE RESTITUCIÓN N° 5

RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORURO

GENERAL

Cuando en el área de Oruro se produce un colapso total o parcial, los CCA de COBEE, ELFEO, TDE, EM VINTO y SDB deben comunicar inmediatamente al CDC el hecho registrado, señalando el estado y la disponibilidad de sus instalaciones.

El CDC evaluará las condiciones del sistema en el menor tiempo posible y comunicará a los CCA el alcance del colapso en el SIN y dará las instrucciones para el proceso de restitución, aclarando quien será el responsable de la restitución del área de Oruro a los Agentes comprometidos.

En casos de fallas en el sistema de generación o transmisión en el área de Oruro, con o sin retiro de carga, el CDC coordinará la restitución con los CCA respectivos, sobre la base de este Instructivo.

Los CCA de ELFEO, EMVINTO y TDE son responsables de:

- n) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- o) Verificar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- p) Cumplir las instrucciones del CDC

Los CCA de COBEE y SDB son responsables de:

- a) Mantener permanentemente informado al CDC sobre el estado de sus instalaciones, las acciones tomadas y cualquier otra información relevante que este relacionado con el proceso de restitución.
- b) Verificar y/o controlar los parámetros de sus instalaciones antes y después de cada maniobra (voltaje, potencia activa y reactiva, sobrecargas en líneas y transformadores, etc.)
- c) Cumplir las instrucciones del CDC

ALTERNATIVAS DE RESTITUCIÓN

En casos de colapso, la restitución del área Oruro se iniciará mediante el arranque negro de unidades generadoras, siguiendo lo señalado en el "Procedimiento A" de este Instructivo, o desde la subestación Vinto, según lo señalado en el "Procedimiento B" de este Instructivo.

El CDC comunicará telefónicamente a los CCA del área de Oruro, la Alternativa a seguir.

PROCEDIMIENTO A

RESTITUCIÓN MEDIANTE UNIDADES GENERADORAS LOCALES

1. PREPARACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

Producido el colapso del área de Oruro y si existieran unidades girando, COBEE debe procurar mantener sus unidades en giro o proceder al arranque en negro, sin necesidad de autorización del CDC.

2. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso del área Oruro o del SIN por el CDC, los CCA deben proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

2.1 CCA DE COBEE

- B2-22 S/E HUY (Línea Vinto)
- Abrir los interruptores de unidades de generación, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

El siguiente interruptor debe quedar cerrado:

- B2-23 S/E HUY (Línea Miguillas)
- Si este interruptor se abrió durante el proceso de la falla, debe quedar abierto. Su cierre será coordinado por el CDC.

2.2 CCA DE ELFEO

- B225 S/E HUY (Línea Oruro)
- B226 S/E HUY (Línea Viloco)
- B230 S/E SUD (Línea Huayñacota)
- B231 S/E SUD (Línea Vinto)
- B232 S/E SUD (Línea Cuadro Siglo)
- B237 S/E SUD (Línea Corque)
- B240 S/E CSG (Línea Oruro)
- B243 S/E CSG (Línea Avicaya)
- B241 S/E CSG (Transformador TRCSG069)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 6.9 kV y 24.9 kV en S/Es Sud, Este, Norte, Socomani y Colquiri.

Los alimentadores de las subestaciones Caracollo y Tablachaca quedan cerrados

2.3 CCA DE TDE

- B251, B252 S/E VIN (Transformador01 115/069 kV)
- B254 S/E VIN (Transformador02 115/069 kV)
- B253 S/E VIN (Línea EM Vinto)
- B256 S/E VIN (Línea Oruro- Huayñacota)
- B203 S/E VIN (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B205 S/E VIN (Banco de capacitores 6.6 MVar en 69 kV)
- B421 S/E CAT (Línea Cuadro Siglo)
- B401 S/E CAT (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)

2.4 CCA DE EM VINTO

- Abrir los alimentadores en 6.6 kV en S/E CM VINTO

2.5 CCA DE SDB

- D201 S/E QUE (Línea Chiñata)
- Abrir los interruptores de unidades de generación, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

Una vez concluidas las maniobras de apertura los CCA de los Agentes deben informar al CDC.

3. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar con los CCA del área Oruro, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 2.

4. RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORURO

CCA DE COBEE

- Conectar la primera unidad.
- Arrancar y sincronizar las restantes unidades disponibles.

CCA DE ELFEO

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje (se requiere una generación mínima de 10 MW en el periodo de punta).



**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- Cerrar interruptor B225 S/E HUY (se energiza la línea HUY-SUD con la carga de Tablachaca y Caracollo)
- Cerrar alimentadores en subestaciones Norte y Socomani, en función de la generación disponible informada por el CDC.
- Cerrar interruptor B230 S/E SUD (se energiza S/E SUD en vacío)
- Cerrar interruptor B237 S/E SUD (se energiza línea Corque para regular voltaje)

5. SINCRONIZACIÓN DE ÁREAS

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Vinto y las condiciones de sincronismo.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptores B252, B253 y B254 S/E VIN (se energizan las subestaciones Tesa, Este y CM VINTO).
- Con estas maniobras el área Oruro se encuentra en condiciones de sincronizarse con el resto del SIN en S/E Sud.

CCA DE EM VINTO

- Cerrar alimentadores en subestación CM VINTO, en función de la generación disponible informada por el CDC.

CCA DE ELFEO

- Sincronizar con el interruptor B231 S/E SUD

5.1 RESTITUCIÓN DE LA RED DE ELFEO

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE ELFEO

- Cerrar alimentadores restantes en las subestaciones Sud, Este, Norte y Socomani en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor B232 S/E Sud (se energiza la línea SUD- CSG con la carga de Machacamarca, Pairumani y Huanuni)
- Cerrar interruptor B226 S/E HUY (Línea Viloco)

5.2 RESTITUCIÓN DEL ANILLO CAT-CSG-SUD

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Catavi y el balance generación – carga activa y reactiva.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B421 S/E CAT

CCA DE ELFEO

- Cerrar interruptor B240 S/E CSG
- Cerrar interruptor B241 S/E CSG (Transformador TRCSG069)
- Cerrar alimentadores en la subestación de CSG en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor B243 S/E CSG (se energiza la línea CSG-AVI con la carga de Bolívar, Avicaya y Quillacas)

5.3 RESTITUCIÓN DEL ANILLO VIN-HUY-SUD

CCA DE TDE

- Cerrar interruptores B251 y B256 S/E Vinto, energizando la línea HUY-VIN

CCA DE COBEE

- Cerrar interruptor B2-22 S/E HUY se normaliza la configuración de la subestación

5.4 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL QUEHATA

CCA DE SDB

- Cerrar Interruptor D201 S/E QUE (Línea Chiñata)
- Arrancar y sincronizar unidades de Central Quehata

6. RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELFEO su restitución.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

PROCEDIMIENTO B

RESTITUCIÓN DESDE LA SUBESTACIÓN VINTO

1. APERTURA MANUAL DE INTERRUPTORES

Una vez notificada la situación de colapso del área Oruro o del SIN por el CDC, los CCA deben proceder en forma inmediata a la apertura de interruptores de acuerdo con lo siguiente:

1.1 CCA DE COBEE

- B2-22 S/E HUY (Línea Vinto)
- Abrir los interruptores de unidades de generación, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

El siguiente interruptor debe quedar cerrado:

- B2-23 S/E HUY (Línea Miguillas)

Si este interruptor se abrió durante el proceso de la falla, debe quedar abierto.

Su cierre será coordinado por el CDC.

1.2 CCA DE ELFEO

- B225 S/E HUY (Línea Oruro)
- B226 S/E HUY (Línea Viloco)
- B230 S/E SUD (Línea Huayñacota)
- B231 S/E SUD (Línea Vinto)
- B232 S/E SUD (Línea Cuadro Siglo)
- B237 S/E SUD (Línea Corque)
- B240 S/E CSG (Línea Oruro)
- B243 S/E CSG (Línea Avicaya)
- B241 S/E CSG (Transformador TRCSG069)
- Abrir los interruptores de alimentadores en 6.9 kV y 24.9 kV en S/Es Sud, Este, Norte, Socomani y Colquiri.

Los alimentadores de las subestaciones Caracollo y Tablachaca quedan cerrados

1.3 CCA DE TDE

- B251, B252 S/E VIN (Transformador01 115/069 kV)
- B254 S/E VIN (Transformador02 115/069 kV)
- B253 S/E VIN (Línea EM Vinto)
- B256 S/E VIN (Línea Oruro- Huayñacota)
- B203 S/E VIN (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)
- B205 S/E VIN (Banco de capacitores 6.6 MVar en 69 kV)
- B421 S/E CAT (Línea Cuadro Siglo)
- B401 S/E CAT (Banco de capacitores 7.2 MVar en 69 kV)



La Paz, 10 de noviembre de 2009

1.4 CCA DE EMVINTO

- Abrir los alimentadores en 6.6 kV en S/E CM VINTO

1.5 CCA DE SDB

- D201 S/E QUE (Línea Chiñata)
- Abrir los interruptores de unidades de generación, en caso de que alguno haya quedado cerrado.

Una vez concluidas las maniobras de apertura los CCA de los Agentes deben informar al CDC.

2. VERIFICACIÓN DE APERTURA DE INTERRUPTORES

El CDC debe verificar con los CCA del área Oruro, que se hayan efectuado todas las aperturas de interruptores indicadas en el punto 1.

3. RESTITUCIÓN DEL ÁREA ORURO

3.1 SERVICIO LOCAL A CENTRALES DE COBEE

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Vinto y el balance generación – carga activa y reactiva.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B251 S/E Vinto (se energiza la línea VIN-HUY)
- Cerrar interruptores B252, B253 y B254 S/E VIN (se energiza la línea CM VINTO y la línea VIN-SUD con carga de TESA)

CCA DE EM VINTO

- Cerrar alimentadores en S/E CM VINTO en función de la generación disponible informada por el CDC

CCA DE COBEE

- Cerrar interruptor B2-22 S/E HUY (se energiza línea a Miguillas)
- Arrancar y sincronizar unidades de COBEE en Miguillas, Angostura, Choquetanga y Carabuco

3.2 RESTITUCIÓN DE CARGA EN ELFEO

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación – carga activa y reactiva y voltaje.



La Paz, 10 de noviembre de 2009

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B256 S/E Vinto (se cierran alimentadores en S/E Este)

CCA DE ELFEO

- Cerrar interruptor B231 S/E SUD

3.3 RESTITUCIÓN DEL ANILLO VIN-HUY-SUD

CCA DE ELFEO

- Cerrar interruptor B225 S/E HUY (se energiza línea HUY-SUD con carga de Tablachaca y Caracollo)
- Cerrar interruptor B230 S/E SUD
- Cerrar alimentadores en las subestaciones de Socomani y Norte en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor B226 S/E HUY (se energiza línea Viloco)

3.4 RESTITUCIÓN DE LA RED DE ELFEO

Para las siguientes maniobras el CDC verificará el balance generación – carga activa y reactiva, y voltaje.

CCA DE ELFEO

- Cerrar interruptor B232 S/E Sud (se energiza la línea SUD- CSG con la carga de Machacamarca, Pairumani y Huanuni)
- Cerrar interruptor B237 (se energiza la línea Corque)

3.5 RESTITUCIÓN DEL ANILLO CAT-CSG-SUD

Para las siguientes maniobras el CDC verificará la existencia de voltaje en Catavi y el balance generación – carga activa y reactiva.

CCA DE TDE

- Cerrar interruptor B421 S/E CAT

CCA DE ELFEO

- Cerrar interruptor B240 S/E CSG
- Cerrar interruptor B241 S/E CSG (Transformador TRCSG069)

— &

**ANEXO A LA RESOLUCIÓN AE N° 277/2009
TRÁMITE N° 175**

La Paz, 10 de noviembre de 2009

- Cerrar alimentadores en la subestación de CSG en función de la generación disponible informada por el CDC
- Cerrar interruptor B243 S/E CSG (se energiza la línea CSG-AVI con la carga de Bolívar, Avicaya y Quillacas)

3.6 SERVICIO LOCAL A LA CENTRAL QUEHATA

CCA DE SDB

- Cerrar Interruptor D201 S/E QUE (Línea Chiñata)
- Arranque y sincronización de unidades de Central Quehata

3.7 RESTITUCIÓN DE LA CARGA REMANENTE

De existir carga por restituir, el CDC verificara el balance de generación – carga activa y reactiva y voltaje e instruirá a ELFEO su restitución.

