

RESOLUCIÓN AE N° 542/2010

TRÁMITE N° 885 - 886

La Paz, 5 de noviembre de 2010

TRÁMITE: Impugnación presentada por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, emitida por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Rechazar las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, de conformidad a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001.

VISTOS:

Las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE), el 9 de septiembre de 2010 y por la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), el 13 de septiembre de 2010, contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, emitida por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); los antecedentes del proceso y todo lo que convino ver, tener presente y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que mediante Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, se dispuso aprobar el Informe CNDC 32/10 de "Propuesta de Condiciones de Desempeño Mínimo".

Que COBEE mediante memorial con Registro N° 7943 recepcionado el 9 de septiembre de 2010, presentó impugnación contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010.

Que mediante Decreto AE DOC-317-10 de 17 de septiembre de 2010, se tuvo por apersonado al Sr. René Sergio Pereira Sánchez en mérito al Testimonio Poder N° 139/2010 de 19 de marzo de 2010, en representación de COBEE y se dispuso el traslado al CNDC de la impugnación presentada por COBEE.

Que ERESA mediante memorial con Registro N° 8022 recepcionado el 13 de septiembre de 2010, presentó impugnación contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010.

Que mediante Decreto AE DOC-316-10 de 17 de septiembre de 2010, se tuvo por apersonado al Sr. Gonzalo Napoleón Soto Medrano en mérito al Testimonio Poder N° 335/2010 de 12 de febrero de 2010, en representación de ERESA y se dispuso el traslado al CNDC de la impugnación presentada por ERESA.

Que mediante Auto AE DOC-74-10 de 17 de septiembre de 2010, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), de conformidad al artículo 44 de la Ley N° 2341 de Procedimiento Administrativo de 23 de abril de 2002, dispuso la acumulación de actuaciones de las impugnaciones interpuestas por COBEE y ERESA, bajo Registros N° 8022 recepcionado el 13 de septiembre de 2010 y N° 7943 recepcionado el 9 de

**RESOLUCIÓN AE N° 542/2010
TRÁMITE N° 885 - 886**

La Paz, 5 de noviembre de 2010

septiembre de 2010, contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010.

Que mediante memorial con Registro N° 9498 recepcionado el 21 de octubre de 2010, el CNDC presentó sus descargos con relación a la impugnación presentada por ERESA contra de la Resolución CNDC 271/2010-2 de 20 de julio de 2010.

Que mediante memorial con Registro N° 9499 recepcionado el 21 de octubre de 2010, el CNDC presentó sus descargos con relación a la impugnación presentada por COBEE contra de la Resolución CNDC 271/2010-2 de 20 de julio de 2010.

Que el Informe AE-DOC N° 529/2010 de 5 de noviembre de 2010, señala que los argumentos expuestos en las impugnaciones presentadas por COBEE y ERESA contra la Resolución CNDC 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, no son válidos correspondiendo rechazar las impugnaciones.

Que el Informe AE DLG N° 083/2010 de 5 de noviembre de 2010, establece que de acuerdo a los antecedentes y amparados en el Informe AE-DOC N° 529/2010 de 5 de noviembre de 2010, corresponde rechazar las impugnaciones presentadas por COBEE y ERESA, contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, de conformidad a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal del proceso)

El artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establece que: *"Cualquier acto o decisión del Comité podrá ser revisado mediante impugnación de cualquiera de los Agentes del Mercado que se sienta perjudicado. La impugnación deberá ser interpuesta ante la Superintendencia dentro de cuarenta (40) días hábiles de emitida la resolución del Comité, en forma escrita y señalando domicilio procesal.*

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

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

CONSIDERANDO: (Argumentos presentados por COBEE y ERESA)

Que las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, emitida por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), presentan los siguientes argumentos:

Argumentos presentados por COBEE.-

1. Como empresa de generación hidroeléctrica, en los periodos de lluvia COBEE concentra la RR en cumplimiento del inciso a) del Art. 3 de la Ley de Electricidad (Principio de Eficiencia), que obliga a la correcta y óptima asignación y utilización de los recursos en el suministro de electricidad a costo mínimo, habiendo demostrado desde que se implementaron las CDM 2001 hasta el presente que la concentración de RR no afecta la efectividad de la respuesta. Esta forma de operación, que técnica y legalmente es correcta, contribuye a la eficiente operación del SIN.
2. La concentración de RR que COBEE realiza en la época de lluvia en sus sistemas hidroeléctricos de los Valles de Zongo y Miguillas cumple estrictamente con la normativa vigente.
3. Mediante los registros históricos de operación, está demostrado que la concentración de la reserva no afecta la respuesta de los sistemas de control a tiempo de activar la RR. A esto se suma el estudio anteriormente presentado por COBEE a la UO del CNDC, por el cual se permitió a COBEE concentrar la RR hasta el presente.
4. Además de eliminar erradamente la posibilidad de concentración de la reserva, al igual que en la anulada Resolución N° 239/2008-3, en el actual punto 4.1.1 del Anexo 1 del Inf. 32/10 se elimina injustificadamente y sin fundamento técnico, la posibilidad de acordar los compromisos de RR entre generadores, desconociendo nuevamente los antecedentes operativos que demostraron la viabilidad técnica y eficiencia económica del Mercado Eléctrico con la concentración de reserva, en desmedro de todo el Mercado Eléctrico Mayorista.

Argumentos presentados por ERESA.-

1. El Informe 25/10, fue elaborado con el objetivo de proponer una metodología para la determinación óptima de la Reserva Rotante en el SIN, considerando criterios técnico-económicos.
2. El estudio centra su análisis en la determinación de costos de operación y costo de energía no suministrada para diferentes situaciones de reserva, para lo cual analiza la información estadística de fallas, energía no suministrada, define la curva teórica de reposición de fallas y a través del modelamiento con el SDDP, NCP y simulación de fallas, determina para diferentes escenarios de interrupciones los costos asociados, a partir de cuyos resultados define la reserva óptima para el sistema eléctrico. Si bien el análisis realiza conclusiones importantes, por otro lado, no toma aspectos particulares de cada planta o unidad generadora.
3. Este informe no hace referencia a ningún análisis respecto a la conveniencia económica y técnica de llevar la reserva en forma individual, y menos para unidades menores a 3 MW; sin embargo, basándose en los resultados del mencionado análisis, el Informe 32/10 modifica las Condiciones de Desempeño Mínimo obligando a todas las unidades generadoras, específicamente unidades menores a 3 MW, lleven la reserva individual, asimismo, sin mayor análisis elimina la posibilidad para las

unidades menores a 10 MW de no contar con unidades PSS.

4. De acuerdo a las conclusiones del informe, la reserva óptima del sistema eléctrico debe determinarse en forma periódica y recomienda utilizar en forma inicial valores de 10% para unidades térmicas y 5% para unidades hidro, que aplicada a una unidad hidro con una oferta de 3 MW representa 150 kW, es decir un 0,015% respecto a la demanda de potencia del SIN y 0.21% respecto a la Unidad Mayor del informe 32/10 de 70 MW, en ambos casos, valores poco significativos. Sin embargo, para contar con esta reserva la empresa Río Eléctrico debe realizar inversiones importantes mayores a \$us. 100.000,00 (Cien mil 00/100 Dólares Estadounidenses) por unidad, sólo para suministrar potencias que prácticamente son imperceptibles para el sistema eléctrico en su conjunto y que de acuerdo a la norma operativa 30 (Requisitos Técnicos Mínimos para proyectos de Generación y Transmisión), no son obligatorias para unidades menores a 3 MW de nuevas instalaciones de generación.
5. Al respecto, el inciso a) del artículo 19 Obligaciones específicas, establece la posibilidad de que cada agente Generador pueda concentrar la reserva siempre y cuando dichos valores sean proporcionales a los requeridos por el sistema eléctrico. Por tanto, la obligatoriedad establecida para cada agente puede ser llevada por las unidades de mayor tamaño, como hasta ahora ha sucedido en el caso de Río Eléctrico.
6. De la misma manera, la necesidad de instalar equipos PSS (sistemas de estabilidad de potencia) para unidades menores a 10 MW, además de ser inconsistente con los requisitos establecidos para nuevas instalaciones de generación, en la Norma Operativa 30 (Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión), implican para Río Eléctrico una inversión adicional mayor a \$us. 50.000,00 (Cincuenta mil 00/100 Dólares Estadounidenses), por cada equipo, monto importante para cada unidad generadora pequeña sin que esto se traduzca en beneficio importante y representativo para el sistema eléctrico.
7. En definitiva, si bien el informe 32/10 establece conclusiones en el marco de su objetivo de determinar la Reserva Técnica y Económica óptima para el sistema eléctrico, las mismas sin mayor análisis son extendidas de manera general a todas las unidades del parque sin considerar las condiciones establecidas en la Norma Operativa 30, la implicancia técnica y económica para el caso de unidades generadoras menores y el beneficio comparativo que se logra para el sistema eléctrico.

CONSIDERANDO: (Argumentos presentados por el CNDC)

Que de acuerdo a las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), presentó los siguientes argumentos de descargo:

En respuesta a los argumentos presentados por COBEE.-

1. El Inf. 25/10 propone una metodología para la determinación de la RR en el SIN, eliminando, sin respaldo técnico suficiente, la posibilidad de la concentración de la RR. Esta aseveración no es cierta ya que el punto 4.1.1 de las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo indica textualmente que: *"La Reserva Secundaria puede ser tronzada y/o concentrada"*.

Los modelos de reguladores de las centrales termoeléctricas no son adecuados y omite referirse al estado de los modelos de las centrales hidroeléctricas, quedando la duda razonable sobre la idoneidad de sus recomendaciones. Esta aseveración tampoco es correcta ya que la parte de antecedentes del Informe CNDC 25/10 señala textualmente lo siguiente: *"Con relación a los modelos de los reguladores de velocidad, se ha incorporado los modelos para el "modo B" de operación de las unidades de COBEE y HB del área Norte y los reguladores REI VAX de unidades de COBEE y CORANI, en el programa Power Factory. Sin embargo, queda como trabajo pendiente el mejorar los modelos de los gobernadores de las unidades térmicas del sistema"*. Sobre este tema, es importante mencionar que esta actualización fue efectuada en base a información proporcionada por cada uno de los Agentes mencionados.

2. El CNDC, en la Res. 271/10-2, aprobó el Inf. 32/10 y su Anexo 1 referente a la propuesta final de modificación a las Condiciones de Desempeño Mínimo para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) con la negativa del representante de los Agentes Generadores debido a la necesidad de efectuar análisis más detallado de los valores de la reserva rotante y que el procedimiento propuesto para su cálculo no es claro y puede generar confusión el momento de su aplicación.

Esta afirmación carece de veracidad, por cuanto en la propuesta de Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN y su Anexo 1, no se mencionan valores de reserva rotante (RR), sino mas bien se presenta, una metodología para la determinación de la reserva rotante.

Es importante mencionar, que en su momento no existió de parte de los Generadores ninguna observación sobre la metodología propuesta y la observación del representante de los Generadores, en la sesión 271 del Comité, no fue respaldada con ningún análisis técnico.

3. En el punto 4.1.1 Reserva Rotante del Anexo 1 del Inf. 32/10, el CNDC incorpora la metodología de cálculo de la RR del Inf. 25/10, en cuyo párrafo cuarto propone: *"La Reserva Primaria debe ser llevada en forma obligatoria por cada una de las unidades generadoras sincronizadas. Esta Reserva no puede ser tronzada ni concentrada"*, manteniendo la misma posición que en su resolución 239/2008-3, de 29 de agosto de 2008, impugnada por COBEE y que el ente regulador instruyó sea revisada por el CNDC.

4. El Inf. 32/10 aprobado con la Res. 2 71/10-2 propone en las CDM la misma redacción que precisamente debía ser revisada por el CNDC, en cumplimiento con la Res. 425/08 que aceptaba la impugnación de COBEE. Al haber el CNDC repetido el mismo criterio no fundamentado y que fue impugnado el año 2008, la Res. 425/08 ha resultado carente de eficacia en el marco de lo establecido en el inciso j) del artículo 4 de la Ley No. 2341 de 23 de abril de 2001.

Para demostrar la imprecisión de las afirmaciones de COBEE, a continuación se presenta una breve descripción del punto 4.1.1 de las CDM:

El punto 4.1.1 de la propuesta de CDM aprobada con la Res. 239/2008-3 (impugnada por COBEE), indica que la Reserva Rotante se aplica individualmente a la Capacidad Efectiva de cada Unidad Generadora despachada, es decir elimina la posibilidad de concentración de la misma.

Sin embargo, el mismo punto 4.1.1 de la nueva propuesta de CDM aprobada con la Res. 271/2010-2 indica que la Reserva Primaria debe ser llevada en forma obligatoria por cada unidad generadora despachada y que la misma no puede ser tranzada ni concentrada y que la Reserva Secundaria si puede ser tranzada y/o concentrada. En otras palabras, las nuevas CDM si consideran la posibilidad de tranzar una parte de la Reserva Rotante.

5. En su impugnación COBEE observa que en la aprobación de los informes CNDC 25/10 y CNDC 32/10, fueron desconocidos los argumentos de su impugnación a la Res. 239/2008-3 y que deben ser necesariamente tomados en cuenta por el CNDC en cumplimiento a la Res. 425/08.

Respecto al cumplimiento de la Res. 425/08, fue por demás demostrado que el CNDC cumplió plenamente la misma con la presentación de los informes 25/10 y 32/10 a la AE. Por otra parte, para no repetir los argumentos de su impugnación a la Res. 239/2008-3, mencionamos que durante la época de lluvias, COBEE reclama la posibilidad de concentrar toda la Reserva Rotante, olvidando a propósito que la RR tiene dos componentes que son las reservas primaria y secundaria.

6. Señala que además de eliminar erradamente la posibilidad de concentración de la reserva, al igual que en la anulada Resolución No 239/2008-3, en el actual punto 4.1.1 del Anexo 1 del informe 32/10 se elimina, injustificadamente y sin fundamento técnico, la posibilidad de acordar los compromisos de RR entre generadores, desconociendo nuevamente los antecedentes operativos que demostraron la viabilidad técnica y eficiencia económica del Mercado Eléctrico con la concentración de reserva, en desmedro de todo el Mercado Eléctrico Mayorista.

Esta afirmación de COBEE es nuevamente imprecisa y no corresponde al actual punto 4.1.1 — Reserva Rotante de las nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN, presentadas en el informe 32/10 y aprobadas por el Comité con Res. 271/2010-2, porque en ellas se indica que la Reserva Rotante tiene dos componentes: la Reserva Primaria que es obligatoria para todas las unidades

sincronizadas y que no puede ser transada ni concentrada y la Reserva Secundaria que si puede ser tranzada y/o concentrada.

7. Es importante señalar que la propuesta metodológica de determinación de la Reserva Rotante del punto 4.1.1 de las CDM, al basarse en principios técnico-económicos, busca determinar la Reserva Rotante óptima para minimizar el Costo Total de Operación (compuesto por el costo operativo más los costos de energía no suministrada por fallas). Al minimizar el Costo Total de Operación se minimiza el costo de suministro al usuario final, es decir satisfaciendo plenamente la función principal del CNDC, establecida en el artículo 19 de la Ley de Electricidad que indica: *"la planificación de la operación tiene el objetivo de satisfacer la demanda mediante una operación segura, confiable y a costo mínimo"*.
8. Es importante recalcar, tal como se señala en el Informe 25/10, que algunas fallas de unidades generadoras que causan la activación del sistema de alivio de carga, en las simulaciones con los modelos actuales no presenta activación del EDAC. Esta ha sido la razón por la que se ha solicitado sistemas de registros en las unidades de generación térmica con el fin de tener un modelo de simulación que razonablemente refleje el comportamiento real del sistema ante fallas de unidades de generación. En este sentido, las conclusiones obtenidas por COBEE a través de sus simulaciones y que fueron presentadas como evidencia para demostrar que se puede concentrar la reserva, genera una duda razonable.
9. Finalmente, es importante señalar que la reserva primaria es fundamental para superar el periodo transitorio después de una contingencia en el sistema, particularmente en horas de carga mínima del periodo lluvioso, donde COBEE pretende realizar la concentración de toda la reserva rotante prácticamente en las unidades de Zongo y Tiquimani, que operan llevando una reserva rotante de aproximadamente un 95% de su capacidad, y es poco probable que activen toda esta reserva en un periodo de tiempo tan breve, y más bien serán las demás unidades del sistema que realicen este trabajo por ellas o la actuación del EDAC, provocando la interrupción de suministro eléctrico a la población.
10. *Se considera importante que todas las unidades generadoras sincronizadas DEBAN PARTICIPAR EN LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA, DE MANERA QUE SU APOORTE SEA REAL Y NO TEÓRICO para mantener la seguridad, calidad y continuidad de suministro en el sistema.*

En respuesta a los argumentos presentados por ERESA.-

1. El Informe 25/10, fue elaborado con el objetivo de proponer una metodología para la determinación óptima de la Reserva Rotante en el SIN, considerando criterios técnico-económicos. El estudio centra su análisis en la determinación de costos de operación y costo de energía no suministrada para diferentes situaciones de reserva, para lo cual analiza la información estadística de fallas, energía no suministrada, define la curva teórica de reposición de fallas y a través del modelamiento con el SDDP, NCP y simulación de fallas, determina para diferentes escenarios de interrupciones los costos

La Paz, 5 de noviembre de 2010

asociados, a partir de cuyos resultados define la reserva óptima para el sistema eléctrico. Si bien el análisis realiza conclusiones importantes, por otro lado, no toma aspectos particulares de cada planta o unidad generadora.

En esta parte ERESA describe la metodología de la determinación de la Reserva Rotante, propuesta en el Informe 25/10 y aprobada por el Comité mediante Res. 270/2010-2; sin embargo, su afirmación, *"no toma en cuenta aspectos particulares de cada planta o unidad generadora"*, no es correcta, porque en las simulaciones dinámicas efectuadas, sí se consideró la información de cada una de las unidades y centrales del sistema; como es el caso de las unidades del Yura con potencia efectiva menor a 3MW que no cuentan con reguladores automáticos de velocidad.

2. Respecto a la instalación de equipos PSS, señala que este informe sin mayor análisis elimina la posibilidad para las unidades menores a 10 MW de no contar con unidades PSS y de la misma manera, la necesidad de instalar equipos PSS (sistemas de estabilidad de potencia) para unidades menores a 10 MW, además de ser inconsistente con los requisitos establecidos para nuevas instalaciones de generación, en la Norma Operativa 30 (Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión), implican para Río Eléctrico una inversión adicional mayor a \$us. 50.000,00 (Cincuenta mil 00/100 Dólares Estadounidenses), por cada equipo.

Al parecer, lo señalado en este punto por Río Eléctrico es fruto de una interpretación incorrecta del Informe 32/10 y las Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del SIN (CDM) aprobadas por el Comité con Res. 271/2010-2 ya que con relación a la instalación de estabilizadores de potencia (PSS) el punto 4.6 – SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN de la propuesta de CDM dice textualmente: *"A requerimiento del CNDC, las unidades generadoras deberán contar con estabilizadores de potencia (PSS) toda vez que estudios o pruebas técnicas demuestren su necesidad"*. Es decir la instalación de PSS está condicionada a un requerimiento real del sistema. Adicionalmente es importante señalar que las CDM están en un nivel superior al de las Normas por lo que corresponderá modificar la Norma una vez que se aprueben las nuevas CDM.

3. El Informe 32/10, no hace referencia a ningún análisis respecto a la conveniencia económica y técnica de llevar la reserva en forma individual, y menos para unidades menores a 3 MW, sin embargo, basándose en los resultados del mencionado análisis, el informe 32/10 modifica las Condiciones de Desempeño Mínimo obligando a todas las unidades generadoras, específicamente unidades menores a 3 MW, lleven la reserva individual.

Lo que indica en el punto 4.1.1 es que la Reserva Primaria debe ser llevada en forma individual por cada unidad generadora y la Reserva Secundaria puede ser tranzada y/o concentrada.

Por otra parte, es interesante mencionar que existen en el SIN alrededor de 32 unidades generadoras con potencias efectivas menores a 3 MW, de las que, muchas de ellas no tienen sistemas de regulación primaria de frecuencia, y otras por iniciativa propia de los Agentes han sido equipadas adecuadamente por las ventajas operativas

que implica. En ese espíritu, la Norma Operativa 30 señala que los proyectos nuevos de generación que tengan unidades mayores a 3 MW deben contar con reguladores adecuados para realizar regulación de velocidad.

4. De acuerdo a las conclusiones, la Reserva óptima del sistema eléctrico debe determinarse en forma periódica y recomienda utilizar en forma inicial valores de 10% para unidades térmicas y 5% para unidades hidro, que aplicada a una unidad hidro con una oferta de 3 MW representa 150 kW, es decir un 0,015% respecto a la demanda de potencia del SIN y 0.21% respecto a la Unidad Mayor del informe 32/10 de 70 MW, en ambos casos, valores poco significativos. Sin embargo, para contar con esta reserva la empresa Río Eléctrico debe realizar inversiones importantes mayores a \$us. 100.000,00 (Cien mil 00/100 Dólares Estadounidenses) por unidad, sólo para suministrar potencias que prácticamente son imperceptibles para el sistema eléctrico en su conjunto y que de acuerdo a la norma operativa 30 (Requisitos Técnicos Mínimos para proyectos de Generación y Transmisión), no son obligatorias para unidades menores a 3 MW de nuevas instalaciones de generación".

Se aclara, en primer lugar, que los comentarios se refieren al informe 25/10 y no al informe 32/10 que es el objeto de esta impugnación. Los valores a los que se refiere ERESA corresponden a la Reserva Primaria a la que hay que añadir la Reserva Secundaria para obtener la Reserva Rotante. Estos valores (ver el informe 25/10) son solamente el resultado de un ejemplo de aplicación de la metodología propuesta para el cálculo de la Reserva Rotante.

5. Consideramos que es importante el PRINCIPIO DE NEUTRALIDAD (Ley de Electricidad Art. 3 inciso f.) que exige un tratamiento imparcial, en este caso, a todos los Agentes Generadores, los cuales en RELACIÓN A LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL DEBEN TENER LOS MISMOS DERECHOS Y OBLIGACIONES.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que la Dirección Regional de Protección al Consumidor de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), procedió al análisis de los argumentos presentados por los impugnantes y de los descargos presentados por el CNDC, emitiendo el Informe AE-DOC N° 512/2010 de 29 de octubre de 2010, en el que se establece lo siguiente:

Respecto a las Operaciones del Sistema Interconectado Nacional.-

La operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), tiene que ser visto operativamente desde dos escenarios, en condiciones normales de operación y en situación de eventuales contingencias, en ambas condiciones el SIN debe responder y operar bajo los principios que rigen en el sector eléctrico que son: eficiencia, transparencia, calidad, continuidad, adaptabilidad y neutralidad. En condiciones normales de operación, se realiza el despacho de carga con la asignación específica de carga a centrales generadoras bajo premisas para lograr el suministro más económico y confiable, según las variaciones totales de la oferta y demanda de electricidad, manteniendo la calidad del servicio.

En la operación bajo contingencias, el CNDC ha detectado que algunas fallas de unidades generadoras, causaron la activación del sistema de alivio de carga (EDAC) y considera como fundamental la reserva primaria para superar el periodo transitorio, particularmente en horas de carga mínima del periodo lluvioso, para lo cual resulta primordial para el SIN la actualización de las Condiciones de Desempeño Mínimo bajo estas condiciones de operación que se presentan en el SIN; por tanto, se encuentra razonable la propuesta del CNDC y considerando que en la operación del SIN deben regir principalmente los principios de eficiencia y continuidad, la reserva primaria debe ser llevada en forma obligatoria por cada una de las unidades generadoras sincronizadas y que la reserva secundaria puede ser acordada.

Respecto a las Unidades Generadoras con Potencia Efectiva Inferiores a 3 MW.-

Toda vez que es imperativa la participación del total de las unidades generadoras del parque generador disponible del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para garantizar las Condiciones de Desempeño Mínimo, el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), debe realizar estudios específicos para determinar la aplicabilidad de los PSS o Estabilizadores de Oscilaciones de Potencia para unidades generadoras de potencia efectiva inferior a 3 MW. En el caso de determinarse este aspecto, los resultados de este estudio deberán incorporarse como una condición más en la aplicación de las Condiciones de Desempeño Mínimo para que se cuenten con todos los respaldos técnicos y económicos de la implementación de reguladores estabilizadores también en unidades con potencias inferiores a 3 MW.

Reserva en Unidades Menores a 3 MW.-

El inciso 4.1.1 de la Resolución SSDE N° 227/2004 de 10 de agosto de 2004, con relación a la Reserva Rotante, establece que: *"Las unidades generadoras con capacidades efectivas inferiores a 3MW, que iniciaron operaciones antes de noviembre de 2004, podrán ser despachadas a plena carga. Su compromiso de reserva rotante podrá ser transferido a otras unidades del mismo Agente o tranzado como Reserva Secundaria de Frecuencia"*.

Por lo señalado, el estudio específico recomendado anteriormente, para la aplicabilidad de los PSS también podrá dar información para conocer que unidades generadoras menores a 3 MW deben contar con PSS y en consecuencia administrar una Reserva Primaria de Potencia.

CONSIDERANDO: (Competencias y Atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

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

En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071, de 9 de abril de 2009, que en su Artículo 3 determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las extintas Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

CONSIDERANDO: (Conclusiones)

Que por lo señalado, corresponde rechazar las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. - Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, de conformidad a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, de acuerdo a las siguientes conclusiones:

Respecto a la Operaciones del Sistema Interconectado Nacional.-

- La propuesta de "Condiciones de Desempeño Mínimo" contempla que la reserva secundaria puede ser tronzada y/o concentrada.
- Con la finalidad de garantizar la estabilidad del SIN y en particular del área Norte, toda vez que en la operación, el CNDC ha detectado que algunas fallas de unidades generadoras causan la activación del sistema de alivio de carga, la reserva primaria debe ser automática e inmediata ante cambios súbitos de frecuencia o ante perturbaciones.
- El CNDC presenta propuesta de procedimientos que muestran mejoras en las Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema, las cuales deberán ser periódicamente revisadas en función de la evolución operativa del SIN; en consecuencia, los argumentos presentado por COBEE no son válidos.

Respecto a las Unidades Generadoras con Potencia Efectiva Inferiores a 3 MW.-

- Todos los estudios realizados por el CNDC incorporaron a todos los componentes del sistema, para diferentes condiciones de operación a fin de lograr resultados que se acerquen a una operación real.
- Para unidades generadoras de potencia efectiva inferior a 3 MW, el CNDC debe realizar estudios específicos para determinar la aplicabilidad de los PSS o Estabilizadores de Oscilaciones de Potencia. En el caso de determinarse este aspecto, los resultados de este estudio deberán incorporarse como una condición más en la propuesta de modificación de las Condiciones de Desempeño Mínimo, lo cual no significa un rechazo a la propuesta del CNDC.
- El estudio específico realizado para la aplicabilidad de los PSS, podrá dar información para conocer que unidades generadoras menores a 3 MW deben contar con PSS y en consecuencia administrar una Reserva Primaria de Potencia.

- Los estudios anteriormente mencionados, deberán determinar la aplicabilidad de la Reserva Rotante en unidades menores a 3 MW. en consecuencia, los argumentos presentado por COBEE no son válidos.

POR TANTO:

El Director Ejecutivo Suplente de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, designado mediante Resolución AE-INTERNA N° 100/2010 de 28 de octubre de 2010, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales vigentes,

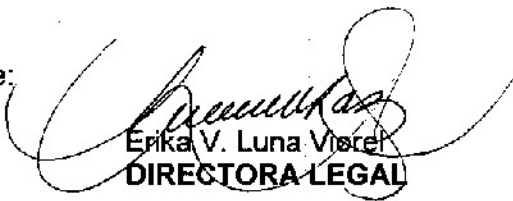
RESUELVE:

ÚNICO.- Rechazar las impugnaciones presentadas por la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. – Bolivian Power Company Limited Sucursal Bolivia (COBEE) y la Empresa Río Eléctrico S.A. (ERESA), contra la Resolución 271/2010-2 de 20 de julio de 2010, de 17 de junio de 2010, emitida por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), de conformidad a lo establecido en el artículo 7 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001.

Regístrese, comuníquese y archívese.


Mario Guerra Magnus
DIRECTOR EJECUTIVO SUPLENTE

Es conforme:


Erika V. Luna Viscel
DIRECTORA LEGAL

S.N.Q.