



SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

VISTOS Y CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME) y mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001, se aprobó el nuevo Reglamento de Precios y Tarifas (RPT).

Que mediante Resolución SSDE N° 046/2001 de 14 de marzo de 2001, en su Artículo Primero se aprobaron transitoriamente las Normas Operativas N° 1 a la 17. En su Artículo Segundo se instruyó al Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) aplicar dichas Normas Operativas en todo lo que no fuera incompatible con las disposiciones contenidas en el ROME aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093; y en su Artículo Tercero se instruyó al CNDC revisar y actualizar las Normas Operativas, hasta el 30 de junio de 2001.

Que mediante nota SE - 302 - DMY - 26/2005 de 2 de febrero de 2005, se solicitó al CNDC la actualización de las Normas Operativas N° 9, 10, 12, 13, 14, 16 y 17 de acuerdo al nuevo ROME aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 como le fue instruido mediante la Resolución SSDE N° 046/2001.

Que el CNDC mediante nota CNDC LP 060/2005 de 27 de abril de 2005, presentó a consideración de la Superintendencia de Electricidad el Proyecto de Norma Operativa actualizada N° 9: "Transacciones Económicas en el Mercado Mayorista" aprobada por el CNDC en su sesión N° 180 de 20 de abril de 2005, para su respectiva aprobación.

Que la Norma Operativa N° 9 presentada por el CNDC, fue revisada por la Superintendencia de Electricidad y mediante Informe DMY N° 125/2005 de 13 de junio de 2005, se verificó su armonización con las disposiciones vigentes de la Ley de Electricidad y su Reglamentación, siendo procedente su aprobación.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 3, inciso h) y el Artículo 4 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME) aprobado mediante Decreto Supremo N° 26093 de 2 de marzo de 2001, establecen entre las funciones del CNDC, dictar normas operativas obligatorias para los Agentes del Mercado, que determinen los procedimientos y las metodologías para operar el Mercado y administrar las transacciones del Mercado Spot, de acuerdo a lo establecido en el referido Reglamento.

Que el Artículo 4 del ROME, establece que es competencia de la Superintendencia de Electricidad, aprobar las normas operativas que remita el CNDC.

La Superintendencia de Electricidad, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, su Reglamentación y demás disposiciones legales conexas,





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

RESUELVE:

ARTÍCULO ÚNICO.- Apruébase la Norma Operativa N° 9 "Transacciones Económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista", del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) en sus diez (10) puntos, que en Anexo forma parte de la presente Resolución.

Regístrese, comuníquese y archívese

Osvaldo Irujo Zambrana

SUPERINTENDENTE INTERINO DE ELECTRICIDAD

Es conforme:

Ramiro Camargo Meneses
DIRECTOR LEGAL





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005
La Paz, 21 de junio de 2005

NORMA OPERATIVA N° 9

TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

1. OBJETIVO:

Establecer procedimientos para valorizar los resultados del despacho de carga realizado y para procesar las transacciones económicas para los Agentes que actúan en el Mercado Eléctrico Mayorista y que están conectados al Sistema Interconectado Nacional.

2. ANTECEDENTES:

- 2.1 Ley de Electricidad, Título V "De los Precios y Tarifas", Capítulos I, II y III.
- 2.2 Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico, Capítulos VI "Potencia Firme", VII "Costos Marginales por Nodo", VIII "Transacciones en el Mercado Spot", IX "Remuneración del Sistema Troncal de Interconexión", X "Transacciones Comerciales".
- 2.3 Reglamento de Precios y Tarifas, Capítulos I "Disposiciones Generales", II "Precios de Generador a Distribuidor", III "Precios Máximos de Transmisión".
- 2.4 Decreto Supremo N° 27302 de 23 de diciembre de 2003.
- 2.5 Resolución SSDE N° 045/2004 de 30 de enero de 2004.
- 2.6 Norma Operativa N° 2 "Determinación de la Potencia Firme"
- 2.7 Norma Operativa N° 3 "Determinación de Costos Marginales, Remuneración y Asignación de Costos de Energía"

3. DEFINICIONES:

Los términos y conceptos aplicables en esta Norma Operativa son los siguientes:

- a) **SMEC:** Sistema de Medición Comercial
- b) **Postdespacho:** Documento resultante de la operación diaria de acuerdo al Artículo 52 del ROME, que resume el despacho diario de carga realizado e incluye su base de datos respectiva.
- c) **Precios Base:** Son los precios de Nodo de Energía, Potencia de Punta, Cargos por Reserva Fría y Peajes aprobados semestralmente por la Superintendencia de Electricidad mediante Resolución de conformidad a lo establecido en el Artículo 24 del RPT.
- d) **Base de Datos de Inyecciones y Retiros:** Es la base de datos validada que contiene los datos del Sistema de Medición Comercial.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

- e) **Costo Semestral Reconocido de Transmisión:** Es la remuneración semestral que se reconoce al Transmisor, basada en el costo anual del sistema de transmisión aprobado por la Superintendencia de Electricidad.
- f) **Costo Marginal de Nodo:** Es el Costo Marginal de Energía en cada Nodo del STI.
- g) **Potencia Firme:** Es la potencia asignada a una unidad generadora térmica o central hidroeléctrica para cubrir la garantía de suministro del SIN.
- h) **Potencia de Punta:** Para un Distribuidor o Consumidor No Regulado es su demanda de potencia coincidente con la potencia de punta del SIN.
- i) **Reserva Fría:** 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.
- j) **Potencia de Punta Generada (PPG):** Es la potencia asignada a una unidad generadora térmica, no remunerada por potencia firme ni por reserva fría, por su operación en el periodo de punta (18:00 a 23:00 horas).
- k) **Factor de Indisponibilidad:** Son los factores de indisponibilidad forzada y/o programada de las unidades de generación asignadas con potencia firme y reserva fría.
- l) **Fondos de Estabilización:** Cuentas individuales de los Agentes Generadores y Transmisores con los Agentes Distribuidores creadas mediante Decreto Supremo N° 27302 de 23 de Diciembre de 2003.
- m) **MEM:** Mercado Eléctrico Mayorista.

4. VALORIZACION DE LOS RESULTADOS DEL DESPACHO DE CARGA:

Los productos y servicios a los cuales se les asigna valor en las transacciones económicas entre Agentes del MEM son los siguientes:

- a) Productos:
 - Energía (Inyecciones y Retiros) (kWh)
 - Potencia Firme y Potencia de Punta (kW)
 - Potencia de Reserva Fría (kW)
 - Potencia de Punta Generada (kW)
- b) Servicios de Transporte de Energía:
 - Peajes (Bs)
 - Ingreso Tarifario (Bs)

Un Agente Generador vende al MEM toda su producción (Energía, Potencia Firme, Reserva Fría y PPG) y, a su vez, tiene la obligación de comprar servicios de transporte (peajes para Agentes Generadores).





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

Un Agente Distribuidor o Consumidor No Regulado compra al MEM sus requerimientos de energía eléctrica (Energía, Potencia de Punta, Reserva Fría incluyendo los descuentos por indisponibilidad) y a su vez, tiene obligación de comprar servicios de transporte (Peaje para consumidores).

Un Agente Generador con contrato de suministro con un Distribuidor o Consumidor No Regulado compra en el MEM los requerimientos originados en su contrato de manera tal que, para efecto de las transacciones económicas, actúa como Distribuidor o Consumidor No Regulado.

4.1 Información para las Transacciones:

a) De la Base de Datos del Documento de Postdespacho diario se obtiene la siguiente información para períodos de 15 minutos:

- Costo Marginal de nodo (US\$/MWh)
- Unidad térmica marginal incluyendo su costo variable reconocido (US\$/MWh)
- Estado de operación de cada unidad (normal o forzada)
- Costos variables reconocidos de todas las unidades térmicas (US\$/MWh)

Los costos expresados en US\$/MWh se convierten a Bs/MWh con el tipo de cambio del día 25 del mes anterior a las transacciones económicas, adicionalmente se incluye el IVA.

- b) De la Base de datos de inyecciones y retiros se obtienen los registros del SMEC.
- c) Del sitio Web del Banco Central de Bolivia y del Instituto Nacional de Estadística se obtienen mensualmente el Tipo de Cambio del dólar vigente y el IPC mensual correspondiente.
- d) De las Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad en las que aprueba los Precios Base y los Costos del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado para los períodos noviembre – abril y mayo – octubre, se obtiene la siguiente información:

- Precios Base de energía por nodo (Bs/MWh)
- Precios Base de potencia por nodo (Bs/kW-mes)
- Precios Base de Reserva Fría (Bs/kW-mes)
- Peajes de Transmisión para Generadores (Bs/MWh)
- Peajes para Consumidores (Bs/kW-mes)
- Valores reconocidos de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.
- Fórmulas de Indexación de los Precios de Nodo, de los Costos de Inversión y de los Costos de Operación, Mantenimiento y Administración del Sistema de Transmisión.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

- Valores Base del IPC, Tipo de Cambio del dólar y de la Tasa Arancelaria de Equipo Electromecánico.
- e) Para cada período tarifario se calculan los factores de indexación para su aplicación en los precios de energía, potencia, reserva fría, peajes y para el costo anual de transmisión.
- f) Del Informe de Precios de Nodo se obtiene la siguiente información:
 - Potencia Firme (kW) y Potencia Efectiva (kW) de unidades térmicas y de las centrales hidroeléctricas.
 - Potencia de Punta del Sistema y la participación de cada Consumidor en la misma.
 - Tasas de indisponibilidad forzada de unidades térmicas (%)
 - Régimen de operación de las unidades térmicas
 - Unidades reconocidas con Reserva Fría y con Potencia de Punta Generada.
- g) De la Base de datos de inyecciones y retiros del SMEC se determina la Potencia de Punta Generada en el bloque alto (PPG) de las unidades que no son remuneradas por potencia firme ni reserva fría.
- h) De la Base de datos de eventos informados en los postdespachos, se obtienen los registros de la operación de las unidades de generación y se procede al cálculo de los factores de indisponibilidad de unidades térmicas y centrales hidráulicas considerando los registros de reemplazo de unidades de generación.

4.2 Valorización de la Energía:

La valorización de la energía se realiza en períodos de 15 minutos de acuerdo a lo siguiente:

- a) La valorización de la base de datos de inyecciones y retiros del SMEC se realiza en forma general con los precios spot resultantes de los costos marginales de nodo, expresados en Bs/MWh.
- b) Se determina el sobrecosto correspondiente a cada unidad de generación con operación forzada valorizando la energía forzada a la diferencia entre el Costo Variable de la unidad y el Costo Marginal en el nodo al que está conectada la unidad. Este sobrecosto de la energía forzada se asigna al área que ha ocasionado la operación de las unidades forzadas y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- c) Se valoriza la energía de Reserva Fría como la diferencia entre el Costo Variable reconocido de la unidad con operación de Reserva Fría y el Precio Spot en el nodo correspondiente. Este costo (negativo o positivo) de la energía de Reserva Fría se asigna al área que ha ocasionado la operación de estas unidades y se distribuye en proporción a la demanda de los Agentes del área.
- d) En caso que la Unidad Marginal se encuentre operando por debajo de su potencia óptima, se calcula el sobrecosto que existe entre el Costo Variable de dicha unidad y su Costo Óptimo. Este sobrecosto se asigna a todos los nodos de consumo en proporción a la demanda.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

4.3 Valoración de la Potencia:

La valorización de las transacciones de Potencia Firme, Potencia de Punta y PPG se realiza en forma mensual con los precios indexados al mes en el que se realiza la transacción:

- a) Se valoriza la Potencia Firme remunerada de cada unidad de generación térmica y central hidráulica sobre la base de la Potencia Firme (kW) afectada por los factores de indisponibilidad y Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- b) Se valoriza la potencia de Reserva Fría remunerada de cada unidad de generación térmica reconocida para este efecto sobre la base de la potencia de Reserva Fría (kW), afectada por los factores de indisponibilidad y precios indexados de la potencia de reserva fría de generadores (Bs/kW-mes).
- c) El Descuento por Indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con Potencia Firme, se obtiene valorizando la diferencia entre la Potencia Firme y la Potencia Firme Remunerada (afectada por las tasas de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- d) El Descuento por Indisponibilidad de unidades de generación reconocidas con potencia de Reserva Fría, se obtiene valorizando la diferencia entre la potencia de Reserva Fría y la potencia de Reserva Fría Remunerada (afectada por los factores de indisponibilidad) de cada unidad generadora termoeléctrica o cada central hidroeléctrica (kW) con los precios de nodo de potencia de reserva fría indexados (Bs/kW-mes).
- e) La remuneración de las unidades PPG se realiza con los Descuentos por Indisponibilidad obtenidos y se calcula con el registro de potencia (kW) obtenido como el cociente entre la energía inyectada en el mes y las horas acumuladas del período de punta del mismo mes valorizado al Precio Básico de la Potencia (Bs/kW-mes). En caso que el monto calculado resulte mayor a la suma de los obtenidos en los incisos c) y d), la remuneración de unidades PPG es igual al monto total recaudado por los descuentos por indisponibilidad.
- f) La Compensación a la Demanda corresponde al monto resultante de la diferencia entre los descuentos por indisponibilidad incisos c) y d) y la remuneración de las unidades PPG inciso e). Este monto se distribuye como crédito entre los Distribuidores y Consumidores No Regulados en forma proporcional a su Potencia de Punta.
- g) La valorización de la Potencia de Punta de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los Precios de Nodo de Potencia indexados (Bs/kW-mes).
- h) La valorización de la potencia de Reserva Fría de los Distribuidores y Consumidores No Regulados se realiza sobre la base de los valores de Potencia de Punta (kW) asignados a





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

cada Agente consumidor en los respectivos nodos del STI y los precios indexados de potencia de Reserva Fría de consumidores (Bs/kW-mes).

4.4 Valorización de la Transmisión:

La remuneración mensual a la transmisión se realiza a través del Peaje atribuible a los Generadores, del Peaje atribuible a Consumidores y de los Ingresos Tarifarios por energía y potencia obtenidos con los precios indexados al mes que se realiza la transacción.

- a) El Peaje atribuible a los Generadores se determina sobre la base de la energía inyectada por cada central y los Peajes indexados de los Generadores (Bs/MWh).
- b) El peaje atribuible a los Consumos (Distribuidores y Consumidores No Regulados) se determina sobre la base de la Potencia de Punta de cada Consumo y los Peajes indexados asignados a consumidores (Bs/kW-mes).
- c) El Ingreso Tarifario por energía se determina como la diferencia entre los retiros de energía valorizados e inyecciones de energía valorizadas. El Ingreso Tarifario por potencia se determina como la diferencia entre la Potencia de Punta valorizada y la Potencia Firme Remunerada valorizada.

5. FONDO DE ESTABILIZACIÓN DEL MEM:

Cada Agente Distribuidor que opera en el Mercado Spot tiene un Fondo de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Agente Generador y cada Agente Transmisor. Este fondo está conformado por la diferencia entre el monto de transacciones determinado con Precios Spot y el monto determinado con Precios de Nodo de Aplicación. Estas diferencias se incorporan en sus Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista con cada Generador y Transmisor, en proporción a la participación de éstos en las Transacciones Económicas a Precios Spot.

Los Precios de Nodo de Aplicación se determinan mensualmente con los Precios de Nodo de Referencia indexados y los Factores de Estabilización aprobados por la Superintendencia de Electricidad para cada Distribuidor.

Los saldos de los Fondos de Estabilización del Mercado Mayorista devengan un interés mensual que se calcula con la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de interés anual nominal pasiva del sistema bancario para depósitos a treinta (30) días en moneda nacional, publicada por el Banco Central de Bolivia, correspondiente a la última semana del mes anterior al de realizadas las transacciones.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

6. TRANSACCIONES ECONÓMICAS MENSUALES:

6.1 Transacciones Económicas a Precios Spot:

Con los resultados de las valorizaciones por energía, potencia y remuneración de la transmisión, indicados anteriormente, se determinan las Transacciones Económicas con Precios Spot de acuerdo con lo siguiente:

- a) Para cada Agente se efectúa el balance de sus compras y ventas, restándole al monto total de créditos obtenidos por sus ventas efectuadas al mercado, el monto total de débitos por sus compras. Si el resultado obtenido es de signo positivo, el Agente es vendedor, caso contrario es comprador.
- b) Se calcula mensualmente el factor de participación de cada Agente vendedor como su monto acreedor dividido por el monto total de las ventas realizadas en el MEM excluyendo a los Peajes.
- c) Cada Agente comprador es deudor de cada uno de los Agentes vendedores, por montos que resultan de multiplicar su monto deudor por los respectivos factores de participación de cada Agente vendedor.

El resumen de las transacciones a precios Spot, indica los montos resultantes para cada Agente de sus ventas o compras en el MEM a precios spot.

6.2 Transacciones Económicas a Precios de Aplicación:

Con la energía retirada, la potencia de punta del periodo correspondiente y los Precios de Nodo de Aplicación, se determina, para cada Agente Distribuidor, el monto total de sus compras.

Cada Agente Distribuidor es deudor de cada uno de los Agentes Generadores y Transmisores, por montos que resultan de multiplicar el monto total de sus compras con Precios de Nodo de Aplicación por los respectivos factores de participación de cada Agente Generador y Transmisor en las Transacciones Económicas con precios Spot.

6.3 Documento de Transacciones Económicas:

El Documento de las Transacciones Económicas debe ser elaborado con la información de los Agentes del MEM, en especial de los registros de sus medidores, de acuerdo con las disposiciones de la Norma Operativa N° 8 "Sistema de Medición Comercial".

El Documento de Transacciones Económicas debe contener la siguiente información:





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

- Transacciones Económicas en el MEM con Precios Spot.
- Transacciones Económicas en el MEM con Precios de Nodo de Aplicación.
- Estado y Saldos del Fondo de Estabilización.

El respaldo, tanto de la información básica, como de todo el procesamiento de las Transacciones Económicas, (Base de Datos) forman parte del Documento mensual de Transacciones Económicas el cual se informará a los Agentes del MEM mediante su publicación en el sitio Web del CNDC.

El Documento de Transacciones Económicas debe ser remitido a los Agentes del MEM y a la Superintendencia de Electricidad, hasta el día cinco (5) del mes siguiente al que correspondan las transacciones.

En caso de no disponer toda la información necesaria para procesar las Transacciones Económicas, éstas se emitirán utilizando la mejor información disponible a la fecha para este efecto y en el siguiente mes podrán incorporarse las diferencias que correspondan.

7. RELIQUIDACIÓN DE LA POTENCIA DE PUNTA:

7.1 Reliquidación por Potencia de Punta Real:

Una vez al año, registrada la Potencia de Punta real del período anual Noviembre – Octubre, se procede a la Reliquidación de todos los Documentos mensuales de Transacciones Económicas de dicho período, considerando la Potencia Firme Recalculada de acuerdo a lo establecido en la Norma Operativa N° 2, la Reserva Fría Recalculada, y las unidades PPG.

El procedimiento para la Reliquidación es el siguiente:

- a) En los Documentos de Transacciones Económicas mensuales del período anual a reliquidar, se reemplazan los precios corrientes de potencia, reserva fría y peajes por los precios indexados al mes de octubre del período de reliquidación. Estas Transacciones elaboradas a precios spot del MEM son denominadas “Ejecutadas”.
- b) Sobre la base de las Transacciones “Ejecutadas” se reemplazan en ellos, los valores de Potencia Firme y Potencia de Punta estimados, por los valores recalculados y registrados; así mismo se reemplazan los precios recalculados de reserva fría. Se actualiza el cálculo del Descuento por Indisponibilidad de las unidades que, como efecto del Recálculo cambian a unidades con Potencia Firme, unidades PPG o de Reserva Fría. Estas Transacciones a Precios Spot del MEM se denominan “Recalculadas”.





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005

La Paz, 21 de junio de 2005

Para el caso de aquellas unidades que inicialmente operaron como unidades PPG, y que por efecto de la Reliquidación por Potencia de Punta, resultan asignadas con Potencia Firme o con potencia de Reserva Fría, no se aplican descuentos por indisponibilidad a estas unidades por su no operación en periodos fuera de punta.

7.2 Ajuste de Remuneración de la Transmisión:

Una vez al año, registrada la Potencia de Punta real del período anual Noviembre – Octubre, se procede al Ajuste de la remuneración al Sistema de Transmisión.

El ajuste de remuneración del Sistema de Transmisión se realiza de la siguiente manera:

- a) Se determinan los Ingresos Tarifarios reales por energía y potencia resultado de las Transacciones Económicas “Recalculadas” en el punto anterior.
- b) Se recalculan los Peajes unitarios definitivos atribuibles a los Generadores y a los Consumos, sobre la base de los Ingresos Tarifarios por energía y potencia reales y el costo semestral reconocido del sistema de Transmisión para el periodo del recálculo.
- c) En las Transacciones “Recalculadas” se reemplazan los valores de los peajes definitivos (expresados al mes de octubre del periodo).

7.3 Documento Final de Reliquidación por Potencia de Punta:

Finalmente, como resultado de la diferencia entre las Transacciones “Ejecutadas” y las “Recalculadas”, se obtienen los Créditos y Débitos resultantes de la reliquidación.

El documento de Transacciones Económicas por Reliquidación de Potencia de Punta debe ser remitido a los Agentes y la Superintendencia de Electricidad, a más tardar el último día del mes de noviembre del año al que corresponde el periodo de reliquidación.

8. MODIFICACIONES A LAS TRANSACCIONES ECONÓMICAS:

Los Agentes del MEM pueden presentar sus objeciones al Documento de Transacciones Económicas emitido por el CNDC en un plazo de hasta veinte (20) días calendario a contar desde la fecha de emisión del documento observado.

Si la observación es procedente, realizará la corrección correspondiente e incorporará las correcciones y se emitirá un nuevo Documento de Transacciones Económicas





SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD

ANEXO A LA RESOLUCIÓN SSDE N° 098/2005
La Paz, 21 de junio de 2005

9. VIGENCIA:

La presente norma entrará en vigencia una vez aprobada por el CNDC y la Superintendencia de Electricidad.

10. MODIFICACIONES:

Cualquier modificación a la presente norma será efectuada por el CNDC y aprobada por la Superintendencia de Electricidad