



- PEBT : Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión, indicado en el número 7.6 del Artículo Primero del Decreto 1T.  
NSN : Cantidad de sectores de subtransmisión de la concesionaria.

Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo que en cada caso corresponda.

- b) La valorización de dicho monto (MFAR) se denominará, para cada concesionaria, Valorización del Ajuste (VA) o bien Valorización del Recargo (VR), según lo siguiente:

$$VA = |MFAR|, \text{ si } MFAR < 0$$

$$VR = MFAR, \text{ si } MFAR \geq 0$$

- c) La DP del CDEC respectivo deberá validar la información entregada por las concesionarias. Asimismo, a partir de la suma de la totalidad de los VA y VR del sistema eléctrico, obtenidos según la letra anterior, deberá determinar la valorización total de ajustes del sistema (VTAS) y la valorización total de recargos del sistema (VTRS), según corresponda.
- d) La VTRS deberá ser transferida a las concesionarias con ajustes a prorrata de sus respectivos VA. Por su parte, las concesionarias que hayan aplicado recargos en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivos VR.  
Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la VTRS sea superior a la de la VTAS, el monto total que deberán transferir las concesionarias que aplican recargos, será igual a la VTAS.
- e) Las concesionarias deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por la DP. Asimismo, deberán informar a esta última los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca la DP.
- f) La respectiva DP deberá contabilizar en cuentas individuales por concesionaria los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de la reliquidación, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.
- g) La respectiva DP deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dentro de los 25 primeros días corridos de cada mes, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra d) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo a la letra a) de este número.
- h) Conjuntamente con el envío de la información a que hace referencia la letra anterior, la DP deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro, de acuerdo a los formatos que ésta establezca.

#### 4.2 Determinación de excedente o déficit de recaudaciones

En virtud de lo establecido en el inciso final del artículo 134° de la ley y en el literal h) del artículo 79 del Reglamento, la Comisión determinará los excedentes o déficit de recaudación producto de las reliquidaciones realizadas conforme el número 4.1 del presente decreto y de la diferencia de precios y volúmenes de energía y potencia que resultaren de la aplicación del presente decreto con respecto a los contratos de suministro modelados con información actualizada.

Los excedentes o déficits de recaudación corresponderán a la diferencia que resulte entre la aplicación de los precios contenidos en el presente decreto sobre los volúmenes de energía y potencia a que se refiere la letra h) del número 4.1 precedente, incorporando a su vez las reliquidaciones a que dé origen la letra d) del número 4.1 de este decreto y las facturaciones teóricas del cumplimiento de los contratos de suministro de las concesionarias.

La facturación teórica anteriormente mencionada corresponde al monto que resulte de considerar los volúmenes de energía y potencia señalados en la letra h) del número 4.1 del presente decreto, valorizados a los precios calculados por la Comisión para los contratos de suministros, debidamente indexados con los índices definitivos del mes correspondiente.

La Comisión deberá considerar en la elaboración del siguiente Informe Técnico de Fijación de Precios de Nudo Promedio, de acuerdo a la información de la cual disponga, los montos de excedentes o déficits de recaudación para ser reconocidos en la determinación del nivel tarifario del siguiente período, con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 171° de la ley.

#### 4.3 Obligaciones de la concesionaria

De conformidad a lo dispuesto en el literal i) del artículo 79 del Reglamento, para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hace referencia el número 4.1 del presente decreto por parte de la DP del CDEC respectivo, las concesionarias deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.

#### 4.4 Intereses y reajustes

Los cálculos que realicen la DP y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo a este número 4, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- Por orden de la Presidenta de la República, Máximo Pacheco M., Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA  
División de Infraestructura y Regulación  
Subdivisión Jurídica

#### Cursa con alcance el decreto N° 7T, de 2014, del Ministerio de Energía

N° 90.080.- Santiago, 19 de noviembre de 2014.

La Contraloría General ha dado curso al documento del rubro, que fija los precios de nudo promedio que señala en el Sistema Interconectado Central, pero cumple con hacer presente que de acuerdo a los antecedentes tenidos a la vista, el indexador denominado "Index\_3", de la licitación "SIC 2013/01", singularizado en la tabla 6 del punto 4.12 del respectivo informe de la Comisión Nacional de Energía—que sirve de fundamento para la dictación del acto administrativo en examen—, corresponde a "GNL\_6m", y no al que se consigna en la fe de erratas de dicho informe, adjunta al oficio N° 490, de 2014, de la citada Comisión, que se menciona en el visto 10 y en el considerando 6 del decreto de la suma.

Saluda atentamente a Ud., Ramiro Mendoza Zúñiga, Contralor General de la República.

Al señor  
Ministro de Energía  
Presente.

#### Comisión Nacional de Energía

#### MODIFICA NORMA TÉCNICA CON EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE Y PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

##### (Resolución)

Núm. 586 exenta.- Santiago, 17 de noviembre de 2014.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del DL N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente "la Comisión", modificado por la ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;

2. Lo dispuesto en el artículo 150° del decreto con fuerza de ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "la Ley";

3. La resolución ministerial exenta N°321, de 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 25 de julio de 2014, en adelante e indistintamente "NT SyCS"; y

4. Lo establecido en la resolución N°1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República.



Considerando:

1. Que, de conformidad al artículo 150° de la ley, las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión;

2. Que, de acuerdo a lo observado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, la NT SyCS, requiere que algunos de sus plazos sean modificados a fin de lograr de manera eficaz los objetivos de coordinación adecuada en cada sistema interconectado; y

3. Que, asimismo, la “NT SyCS” requiere que algunas de sus exigencias sean precisadas y especificadas con mayor detalle, para una mejor aplicación de las mismas a las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, en el Sistema Interconectado del Norte Grande y en el Sistema Interconectado Central.

Resuelvo:

**Artículo primero:** Modificar el texto de la NT SyCS para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, en los términos que a continuación se indican:

**A. Modificaciones a la NT SyCS para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central**

1. Reemplácese en el artículo 1-7 la definición de “Hora Oficial” por la siguiente:

“**Hora Oficial:** Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por la Dirección Técnica que lo requiera, utilizada para el registro de tiempo en el SITR, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial una referencia horaria basada en la hora UTC (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano”.

2. Modificase el artículo 1-9, en el siguiente sentido:

a. Reemplácese su numeral XI por lo siguiente:

XI. “Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia Control de tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS”.

b. Reemplácese su numeral XV por lo siguiente:

XV. “Tareas y Responsabilidades del Centro de Despacho y Control”.

3. Modificase el artículo 3-3, en el siguiente sentido:

En literal a) reemplácese: “IEEE Std 693-2005” por la norma “IEC Std 693-2005”.

4. Modificase el artículo 3-14, en el siguiente sentido:

Reemplácese su inciso segundo por el siguiente:

“La misma condición deben cumplir los transformadores de poder de parques eólicos o fotovoltaicos que se conectan directamente a una barra del ST. Sin embargo, si estos parques se conectan en derivación de un circuito de línea, sus enrollados podrán estar conectados en delta en el lado de alta tensión, previa autorización de la DO del CDEC respectivo”.

5. Modificase el artículo 3-16, en el siguiente sentido:

Reemplácese su inciso segundo por el siguiente:

“Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren:

1. El cierre de sincronismo durante el arranque del parque no podrá producirse para una frecuencia de red superior a 50,3 [Hz].

2. La tasa de crecimiento de la potencia inyectada al ST no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal”.

6. Modificase el artículo 3-18, en el siguiente sentido:

Sustitúyase en su primer inciso “las centrales generadores” por “las centrales generadoras”.

7. Modificase el artículo 3-19, en el siguiente sentido:

Reemplácese su inciso final por el siguiente:

“Para parques eólicos, fotovoltaicos y de motores diésel, las variables a supervisar serán, a lo menos, para el parque en su conjunto medidas en su Punto de Conexión al SI”.

8. Modificase el artículo 3-22, en el siguiente sentido:

Reemplácese su inciso tercero por lo siguiente:

“El estudio del impacto de la nueva instalación que el Coordinado que la explote debe presentar a la aprobación de la DO, debe demostrar el cumplimiento de esta exigencia mediante una simulación, que considere en el extremo transmisor una fuente ideal balanceada sólidamente puesta a tierra y en el extremo receptor una carga ideal balanceada con factor de potencia 0,98 inductivo, también puesta a tierra. En conformidad con la norma IEEE 1159, el índice de desbalance se debe medir como la máxima desviación, en módulo, de las tensiones entre fases respecto del promedio de ellas, dividida por dicho promedio, donde los subíndices i y j corresponden a las fases A, B y C, de acuerdo a lo siguiente:

$$u = 100 \times \text{máx} \left[ \frac{U_{ij} - U_{prom}}{U_{prom}} \right]$$

9. Modificase el artículo 3-23, en el siguiente sentido:

a. Reemplácese toda referencia al artículo 5-49 por artículo 5-45.

b. Reemplácese el primer párrafo del inciso tercero, por el siguiente:

“En el ST con tensión igual o superior a 200 [kV], el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, CC y CDC, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos. El acceso desde el CDC deberá ser configurado para permitir la lectura remota de los datos requeridos”.

10. Modificase el artículo 3-24, en el siguiente sentido:

a. Reemplácese su numeral IV, literal c), por el siguiente:

“Si de los estudios técnicos realizados por el Coordinado que solicita la conexión para evaluar el impacto de la conexión en derivación, la DO concluye que el sistema resulta inestable, o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación y selectividad entre las protecciones de la línea y las del interruptor en derivación, respetando los tiempos máximos de despeje de fallas establecidos en el Artículo 5-45 o si se identificara un deterioro en la calidad y seguridad de servicio, corresponderá el desarrollo de una subestación seccionadora de ese o más circuitos de la línea, según sea necesario”.

b. Reemplácese el inciso final por el siguiente:

“Cada usuario interesado en conectarse a puntos intermedios del STT deberá presentar los antecedentes de ubicación del punto de seccionamiento al CDEC para que éstos sean analizados. La DPD aprobará la ubicación presentada, o bien podrá definir una nueva ubicación de acuerdo a lo establecido en el artículo 2-7 letra e), sobre la base de criterios de seguridad y calidad de servicio, de forma que la conexión sea técnica y económicamente la más óptima para el SI. En caso de que el punto definido se ubique donde los circuitos de la línea a seccionar no compartan la misma estructura, o no compartan la misma franja de servidumbres y éstos se encuentren a una distancia mayor a 1.000 metros, la DPD deberá analizar la factibilidad de seccionar aquel o aquellos circuitos que compartan la misma estructura o una misma franja de servidumbre”.



11. Modifícase el artículo 3-25, en el siguiente sentido:

- a. Reemplácese inciso primero, literal b), párrafo segundo, por lo siguiente:  
“Por otra parte, si de los estudios técnicos realizados por el Coordinado que solicita la conexión para evaluar el impacto de la conexión en derivación, la DO concluye que el sistema resulta inestable o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación entre las protecciones de la línea y las del arranque, o si se identificara un deterioro en la calidad y seguridad de servicio, se deberá mejorar el sistema de protección del arranque en el punto de derivación o seccionar ese o más circuitos de la línea, según sea necesario”.
- b. Reemplácese el inciso final por el siguiente:  
“En el caso que el Coordinado que explote una instalación de inyección o retiro solicite su conexión a través de una línea de doble circuito, en un punto intermedio de una línea de dos o más circuitos que forma parte del ST de tensión menor a 200 [kV], corresponderá construir una subestación seccionadora de al menos dos circuitos de esta última”.

12. Modifícase el artículo 4-2, en el siguiente sentido:

Reemplácese literal b), primer párrafo, por el siguiente:

“Sistemas de Comunicaciones de Voz Operativas, el cual deberá estar conformado por canales de comunicación de voz que permitan en todo momento una comunicación directa entre los Coordinados y el CC que los coordina; y, entre los CC y el CDC Principal y de Respaldo”.

13. Modifícase el artículo 4-16, en el siguiente sentido:

Agréguese el siguiente inciso cuarto:

“Adicionalmente, aquellas instalaciones que la DO indique, deberán disponer de servicios de telecomunicaciones adecuados para la transmisión unidireccional hacia el CDC de variables fasoriales en tiempo real, que permitan efectuar el monitoreo de la operación dinámica del SI”.

14. Modifícase el artículo 4-24, en el siguiente sentido:

Reemplácese inciso primero por el siguiente:

“El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer las comunicaciones de voz operativas, entre los Coordinados y el CC que los coordina y entre los CC y el CDC, deberán disponer de las redundancias y respaldos necesarios, que garantice una disponibilidad 99,5%, medida en una ventana móvil de 12 meses”.

15. Modifícase el artículo 5-15, en el siguiente sentido:

Reemplácese el literal a) por el siguiente:

“Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables, y enviar luego la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subfrecuencia, cuando ellas alcanzan los niveles de ajuste y retardo determinados en el Estudio de EDAC.

La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 250 [ms]”.

16. Modifícase el artículo 5-28, en el siguiente sentido:

Reemplácese inciso tercero por el siguiente:

“En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal, sus revisiones anuales y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales”.

17. Modifícase el artículo 5-52, en el siguiente sentido:

Reemplácese inciso tercero por el siguiente:

“En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, el Estudio de Transmisión Troncal sus revisiones anuales y los Estudios de Subtransmisión sólo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales”.

18. Modifícase el artículo 5-54, en el siguiente sentido:

Reemplácese inciso segundo por el siguiente:

“En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión”.

19. Modifícase el artículo 5-73, en el siguiente sentido:

Reemplácese en el inciso primero, literal a), posterior a la tabla de “Máxima distorsión armónica de corriente” lo siguiente:

Donde:

$I_{sc}$ : Máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Control.

$I_L$ : Máxima corriente de carga de frecuencia fundamental que fluye desde el punto de control hacia la carga.

$TDD_1$ : Distorsión de Demanda Total de Corriente. Se expresa como sigue:

$$TDD_1 = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^K I_k^2}}{I_L}$$

Con:

$I_k$ : k-ésima armónica de la señal de corriente

$K$ : Armónica de mayor orden en la señal de corriente, máximo

$H = 50$

20. Modifícase el artículo 6-74, en el siguiente sentido:

Intercálese, entre las expresiones “contingencias” e “y/o condiciones” lo siguiente:

“en instalaciones de un Coordinado que produzca la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados”.

21. Modifícase el artículo 8-32, en el siguiente sentido:

- a. Intercálese entre los incisos segundo y tercero, el siguiente inciso pasando a ser el actual inciso segundo y tercero, tercero y cuarto. “Adicionalmente, el CDEC podrá decidir la realización de Auditorías Técnicas Generales con fines preventivos, cuando se desee comprobar el cumplimiento general de los requisitos que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio o bien para validar la información técnica de las instalaciones en su conjunto”.

- b. Agréguese, entre los incisos tercero y cuarto, que pasa a ser sexto, el siguiente inciso quinto, nuevo:  
“En el caso de las Auditorías Técnicas Generales, el costo será de cargo del CDEC respectivo”.

22. Modifícase el artículo 9-6, en el siguiente sentido:

Agréguese un literal k) nuevo, del siguiente tenor:

k) Fecha de entrada en operación.

23. Modifícase el artículo 9-19, en el siguiente sentido:

Agréguese un literal k) del siguiente tenor:

k) Potencia conectada.



## 24. Reemplácese el artículo 10-1, por el siguiente:

“Cada Coordinado deberá comunicar a la Dirección Técnica correspondiente, a más tardar el 1° abril de 2015, los antecedentes que permitan comprobar que sus instalaciones cumplen con las exigencias que establece la presente norma. En caso contrario, deberá indicar el plazo en el cual ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar, el cual no podrá superar 30 meses”.

## 25. Modifícase el artículo 10-3, en el siguiente sentido:

Reemplácese la tabla de indisponibilidades aceptable de generación y transmisión del Sistema Interconectado Central, por la siguiente:

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03
Punta Colorada	1,90	1,63	5,62	9,15
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Nogales	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Candelaria	1,90	1,63	4,97	8,50
Colbún	1,90	1,63	4,97	8,50
Melipilla	1,90	1,63	3,56	7,09
Rapel	1,90	1,63	3,56	7,09
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Lagunillas	1,90	1,63	8,92	12,45
Hualpén	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Rahue	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

## 26. Modifícase el artículo 10-7, en el siguiente sentido:

Reemplácese el inciso primero por lo siguiente:

“En el caso de subestaciones existentes de más de 200 [kV], la DO deberá en un plazo de 18 meses contado desde la entrada en vigencia de la presente NT, analizar y definir las medidas necesarias para que la falla de Severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas”.

## 27. Modifícase el artículo 10-16, en el siguiente sentido:

Reemplácese “18 meses” por “36 meses”.

## 28. Modifícase su artículo 10-18, en el siguiente sentido:

a. Intercállese en el inciso segundo, entre las expresiones “diciembre” y “2014” la expresión “de”.

b. Agréguese el siguiente inciso tercero: “Antes del 31 de diciembre de 2015 la DPD deberá realizar el primer estudio para cumplir con lo indicado en el artículo 2-7 letra e)”.

**B. Modificaciones Anexo Técnico N°2 “Desarrollo de Auditorías Técnicas”**1. Modifícase su artículo 4, en el siguiente sentido:  
Reemplácese el literal b) por lo siguiente:

“Fundamentar, con todos los antecedentes que estime pertinentes, la realización de la Auditoría Técnica, respaldando así la emisión de la Notificación de Auditoría Técnica a las instalaciones de un Coordinado. En particular, la Dirección respectiva deberá analizar las respuestas y acciones realizadas por el Coordinado ante notificaciones de no cumplimiento de requisitos que la Norma le exige a sus instalaciones”.

**Artículo segundo:** Una vez publicada en el Diario Oficial la presente resolución y contenido de la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central, publíquese en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía.

Anótese y publíquese en el Diario Oficial.- Andrés Romero Celedón, Secretario Ejecutivo.

## OTRAS ENTIDADES

**Banco Central de Chile****TIPOS DE CAMBIO Y PARIDADES DE MONEDAS EXTRANJERAS PARA EFECTOS DEL NÚMERO 6 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES Y CAPÍTULO II.B.3. DEL COMPENDIO DE NORMAS FINANCIERAS AL 24 DE NOVIEMBRE DE 2014**

	Tipo de Cambio \$ (N°6 del C.N.C.I.)	Paridad Respecto US\$
DOLAR EE.UU. *	595,32	1,0000
DOLAR CANADA	529,69	1,1239
DOLAR AUSTRALIA	516,14	1,1534
DOLAR NEOZELANDES	469,24	1,2687
DOLAR DE SINGAPUR	458,19	1,2993
LIBRA ESTERLINA	931,64	0,6390
YEN JAPONES	5,06	117,7400
FRANCO SUIZO	613,42	0,9705
CORONA DANESA	99,08	6,0083
CORONA NORUEGA	87,57	6,7979
CORONA SUECA	79,63	7,4765
YUAN	97,05	6,1342
EURO	737,15	0,8076
WON COREANO	0,53	1113,4400
DEG	870,35	0,6840

\* Tipo de cambio que rige para efectos del Capítulo II.B.3. Sistemas de reajustabilidad autorizados por el Banco Central de Chile (Acuerdo N°05-07-900105) del Compendio de Normas Financieras. Santiago, 21 de noviembre de 2014.- Juan Pablo Araya Marco, Ministro de Fe.

**TIPO DE CAMBIO PARA EFECTOS DEL NÚMERO 7 DEL CAPÍTULO I DEL COMPENDIO DE NORMAS DE CAMBIOS INTERNACIONALES**

El tipo de cambio “dólar acuerdo” a que se refiere el inciso primero del N°7 del Capítulo I del Compendio de Normas de Cambios Internacionales fue de \$760,49 por dólar, moneda de los Estados Unidos de América, para el día 21 de noviembre de 2014.

Santiago, 21 de noviembre de 2014.- Juan Pablo Araya Marco, Ministro de Fe.