



**Centro de Despacho Económico de Carga
CDEC-SIC**

**INFORME TRIMESTRAL A INTEGRANTES
CDEC-SIC
(DS 291/2007 ART 32)**

Teatinos 280, piso 12, Santiago
Tel. 2424 6300
Fax. 2424 6301
www.cdec-sic.cl
Santiago-Chile

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

	<i>Página</i>
Introducción	2
Capítulo I Posibles Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses	
I.1 Participación Esperada en el Abastecimiento de la Demanda Según Tipo de Aporte e Hidrología	3
I.2 Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC	4
I.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fin de cada mes) Según Hidrología	4
I.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja	5
I.5 Costos Marginales Esperados Según Hidrología	5
Capítulo II Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico para los Últimos 6 Meses	
II.1 Control de Frecuencia	7
II.2 Control de Tensión	7
II.3 Factor de Potencia	8
Capítulo III Modificaciones Normativas Recientes	
III.1 Legislación	9
III.2 Reglamentación	9
III.3 Normas Técnicas	9
III.4 Procedimientos DO/DP/DAP	10
III.5 Divergencias	10
Capítulo IV Propuesta de Modificaciones al Reglamento Interno	11

Introducción

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Directorio del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC-SIC, debe informar a los Integrantes, trimestralmente, entre otras, las siguientes materias:

- a) Posibles escenarios de operación y seguridad de abastecimiento para los próximos 12 meses
- b) Estándares e indicadores de desempeño del sistema eléctrico para los últimos 6 meses
- c) Modificaciones normativas recientes
- d) Propuestas de modificaciones al Reglamento Interno.

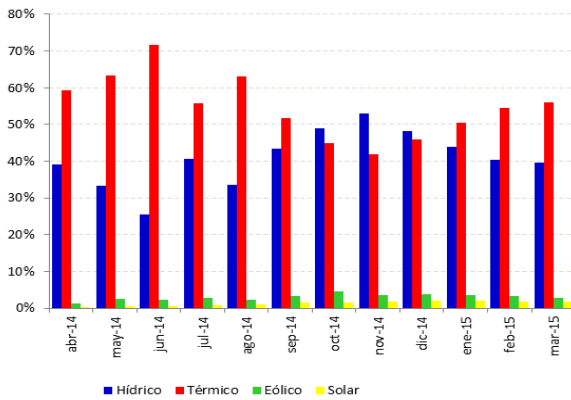
En cumplimiento de lo señalado, el Directorio del CDEC-SIC presenta a las empresas Integrantes, el Informe correspondiente al primer trimestre de 2014.

CAPÍTULO I: Posibles Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses

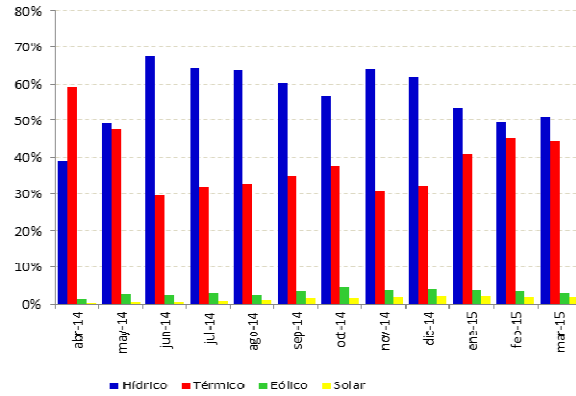
Se presenta a continuación, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración la estimación de caudales según Reglamento Interno para el mes de abril 2014, mientras que incorpora caudales de la estadística correspondiente a Hidrología Seca (**HS**: probabilidad de excedencia 90%), Hidrología Media (**HM**: probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología Húmeda (**HH**: probabilidad de excedencia 20%), para el horizonte comprendido desde Mayo 2014 a Marzo 2015.

I.1) Participación Esperada en el Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología.

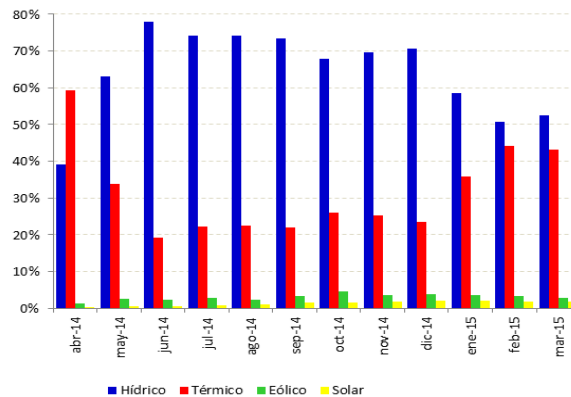
Los gráficos 1, 2 y 3 que se presentan a continuación, muestran el abastecimiento esperado de la demanda del sistema, según tipo de aporte e hidrología. El gráfico 4 muestra esa participación como un promedio mensual para los 3 tipos de hidrología.



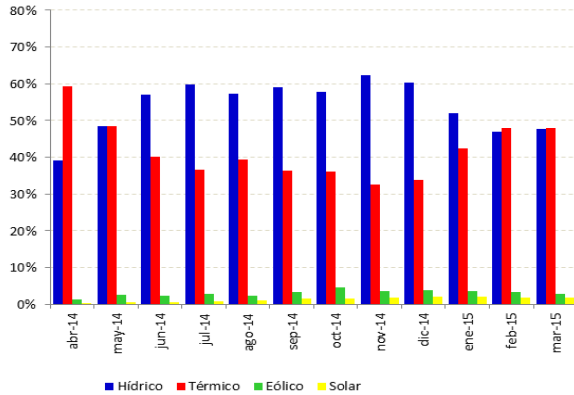
Gráf.1.- Participación Esperada Hidrología Seca



Gráf.2.- Participación Esperada Hidrología Media



Gráf.3.- Participación Esperada Hidrología Húmeda



Gráf.4.- Participación Esperada Promedio

I.2) Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC

La producción bruta mensual (en GWh) esperada para los próximos 12 meses en escenario de hidrología seca, media y húmeda, y sobre la cual se han determinado las participaciones porcentuales de los gráficos recién mostrados, se indican en la siguiente tabla.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
Hidrología Seca (HS)	4206.4	4391.1	4377.3	4571.0	4532.0	4181.2	4473.9	4413.5	4671.8	4617.2	4167.0	4651.9
Hidrología Media (HM)	4206.4	4405.1	4372.5	4560.4	4525.0	4187.4	4487.2	4426.1	4658.9	4607.1	4168.4	4651.1
Hidrología Húmeda (HH)	4206.4	4392.2	4365.4	4551.4	4517.5	4174.7	4478.7	4409.0	4642.5	4595.5	4160.2	4646.5

Tabla 1.- Producción Mensual Bruta Esperada de Energía en el SIC (en GWh)

Por otro lado, las ventas de energía (en GWh) previstas para los próximos 12 meses, para cada uno de los 3 escenarios hidrológicos modelados, son:

	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
VENTAS (GWh)	3968.3	4126.5	4095.7	4304.1	4258.4	3940.5	4227.1	4166.2	4392.1	4336.3	3924.7	4370.7

Tabla 2.- Ventas Esperadas de Energía en el SIC (en GWh)

Se espera, en promedio, que el 70% de las ventas realizadas en el período de análisis, sean efectuadas a clientes de precio regulado (esto es equivalente a 35,078 GWh).

I.3) Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fin de cada mes) según Hidrología.

Las Tablas 3, 4 y 5 que se presentan a continuación, muestran la evolución esperada de la cota en los diferentes embalses del sistema, a fines de cada mes, para hidrología seca, hidrología media e hidrología húmeda, indicándose entre paréntesis el rango normal de variación del respectivo embalse. Los valores de cota indicados están medidos en metros sobre el nivel del mar (msnm).

HIDROLOGÍA SECA (HS)	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
LAGO LAJA [1305,5 - 1368,0]	1306.9	1306.1	1306.0	1306.1	1306.0	1306.6	1309.9	1313.9	1314.2	1313.6	1313.0	1311.5
EMBALSE RAPEL [97,0 - 105,0]	101.8	100.5	100.7	101.1	100.5	100.7	101.8	104.1	105.0	102.1	101.4	100.5
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	404.7	397.1	397.1	397.1	397.1	398.6	409.5	422.7	424.1	423.9	416.2	410.7
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1290.9	1282.9	1283.4	1284.0	1282.8	1284.9	1289.0	1304.5	1306.8	1305.1	1300.7	1285.0
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2156.4	2156.8	2157.4	2158.0	2158.5	2158.9	2159.3	2160.1	2160.1	2158.9	2158.2	2157.7
LAGO CHAPO [220,0 - 243,0]	224.1	222.0	222.0	222.0	222.0	222.2	224.4	224.2	223.2	223.3	222.0	222.0
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	697.2	692.0	692.0	692.0	692.0	693.0	707.6	718.7	716.1	712.0	712.7	692.0

Tabla 3.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Seca (HS)

HIDROLOGÍA MEDIA (HM)	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
LAGO LAJA [1305,5 - 1368,0]	1306.9	1307.7	1313.6	1315.8	1318.1	1320.4	1321.4	1324.3	1325.3	1323.4	1321.5	1318.2
EMBALSE RAPEL [97,0 - 105,0]	101.8	101.0	102.4	101.6	101.6	100.8	100.7	101.6	104.7	105.0	105.0	100.7
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	404.7	397.1	404.3	397.1	397.1	397.1	398.8	416.1	430.1	428.7	424.4	419.9
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1290.9	1282.8	1282.9	1283.4	1283.8	1282.8	1282.8	1302.3	1317.3	1317.4	1314.9	1307.3
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2156.4	2156.8	2157.5	2158.0	2158.5	2159.0	2159.3	2160.2	2161.4	2161.8	2162.2	2161.7
LAGO CHAPO [220,0 - 243,0]	224.1	224.1	225.3	228.8	229.8	230.4	232.4	235.0	235.5	234.9	232.8	229.2
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	697.2	694.4	712.5	699.1	692.7	693.7	693.1	714.3	723.0	725.0	721.4	709.2

Tabla 4.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Media (HM)

HIDROLOGÍA MEDIA (HH)	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
LAGO LAJA [1305,5 - 1368,0]	1306.9	1311.3	1317.8	1318.7	1320.0	1320.5	1323.4	1325.7	1327.3	1325.4	1323.7	1321.2
EMBALSE RAPEL [97,0 - 105,0]	101.8	105.0	105.0	101.4	101.0	100.9	101.7	102.7	103.4	105.0	105.0	104.1
EMBALSE COLBUN [397,0 - 436,0]	404.7	414.6	437.0	435.8	437.0	432.9	437.0	437.0	437.0	436.5	434.0	428.9
LAGUNA INVERNADA [1280,0 - 1319,0]	1290.9	1283.5	1295.3	1283.0	1286.0	1282.8	1287.7	1298.6	1316.8	1318.3	1318.1	1317.8
LAGUNA DEL MAULE [2152,1 - 2180,0]	2156.4	2157.4	2158.5	2159.0	2159.7	2160.0	2160.7	2162.0	2163.7	2164.8	2165.4	2166.0
LAGO CHAPO [220,0 - 243,0]	224.1	225.6	227.4	226.7	225.1	224.1	225.6	226.9	227.2	226.3	223.9	222.3
EMBALSE RALCO [692,0 - 725,0]	697.2	704.2	725.0	715.2	713.8	692.0	703.3	717.1	724.7	724.9	723.5	713.9

Tabla 5.- Cotas Esperadas de Embalses (fin de mes) en Hidrología Húmeda (HH)

I.4) Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

La tabla 6 muestra los valores de demanda horaria promedio esperada en horas de demanda alta, horas de demanda media y horas de demanda baja en el SIC.

Valor de Demanda Promedio Esperada (en MWh/h)	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15
En Horas de Demanda Alta	6421.4	6377.4	6504.1	6602.1	6587.8	6246.7	6533.0	6685.1	6949.4	6833.5	6656.3	6775.2
En Horas de Demanda Media	5619.1	5702.6	5583.4	5881.1	5730.0	5405.6	5656.0	5746.4	6170.1	6013.6	5724.3	5908.8
En Horas de Demanda Baja	4675.2	4704.3	4612.9	4787.2	4746.2	4592.9	4734.5	4827.2	5015.2	4878.4	4864.7	4884.2

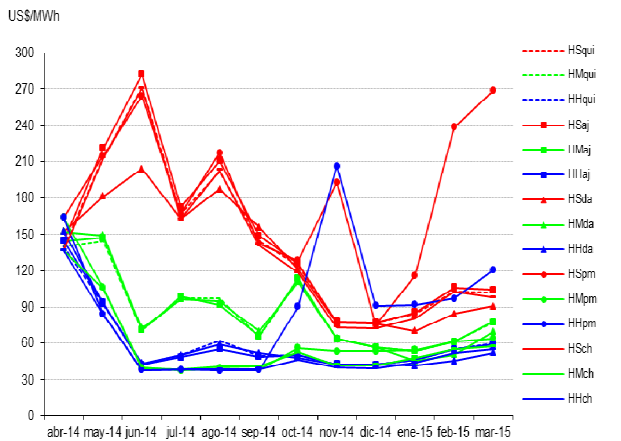
Tabla 6.- Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

I.5) Costos Marginales Esperados Según Hidrología

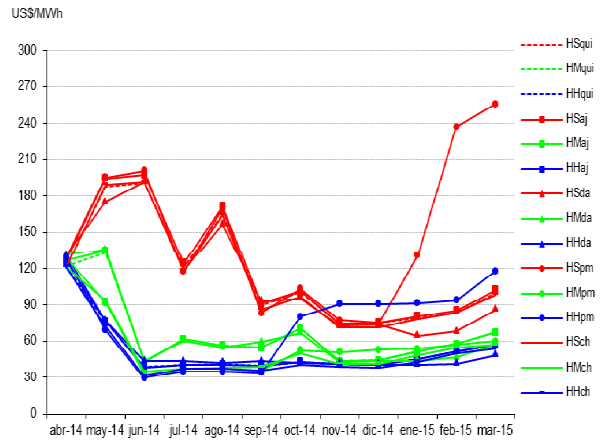
Se muestra a continuación la evolución esperada de los costos marginales reales de energía, por hidrología y bloque de modelación de la demanda, en barras del SIC.

La siguiente simbología se utiliza para identificar las subestaciones representadas:

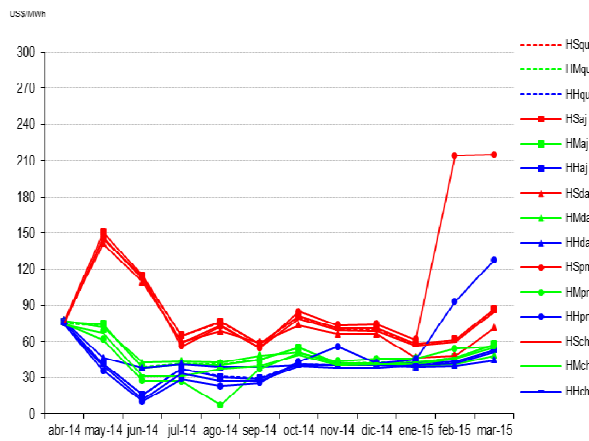
- da:** S/E Diego de Almagro 220 kV
- qui:** S/E Quillota 220 kV
- aj:** S/E A.Jahuel 220 kV
- ch:** S/E Charrúa 220 kV
- pm:** S/E Pto. Montt 220 kV



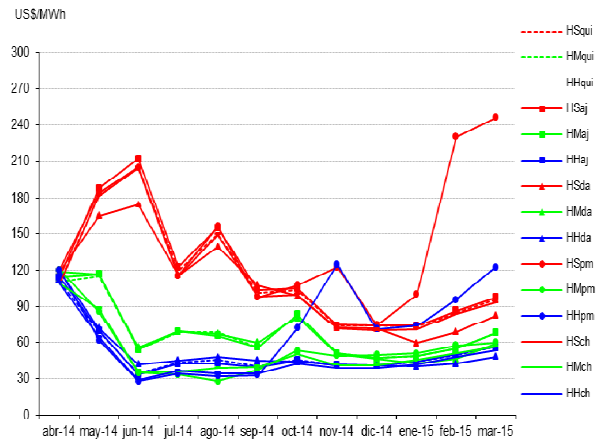
Gráf.5.- Evolución Esperada Costo Marginal en Horas de Demanda Alta



Gráf.6.- Evolución Esperada Costo Marginal en Horas de Demanda Media



Gráf.7.- Evolución Esperada Costo Marginal en Horas de Demanda Baja



Gráf.8.- Evolución Esperada Costo Marginal Promedio 3 Bloques de Demanda

CAPÍTULO II: Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema Eléctrico para los Últimos 6 Meses

II.1) Control de Frecuencia

El Artículo 5-78) de la Norma Técnica establece que la evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \frac{\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)}{\Delta f_{M\acute{A}X}}$$

- $\Delta f_{m\acute{a}x}^*(k)$, corresponde a la desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.
- $\Delta f_{M\acute{A}X}$, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.

La tabla 7 muestra el valor mínimo mensual de FECF, para el período Octubre 2013 - Marzo 2014, de acuerdo a los cálculos efectuados por el CDEC-SIC en relación a este indicador.

Mes	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14*
FECF	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999

Tabla 7.- Índice FECF

* preliminar

II.2) Control de Tensión

El Artículo 6-17) de la Norma Técnica establece que los Coordinados elaborarán un Informe Mensual de Calidad de Producto de conformidad al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto". Sobre la base de este informe publicado en la página Web del CDEC-SIC, se presenta a continuación el porcentaje promedio de intervalos de la tensión que estuvieron fuera de rango, para cada mes analizado.

Mes	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14*
%	2.1%	2.3%	2.2%	1.8%	1.9%	2.0%

Tabla 8.- Porcentaje de intervalos fuera de rango de los diferentes niveles de tensión en el SIC

* preliminar

El artículo 5-25) de la Norma Técnica establece las siguientes tensiones nominales para estado normal de operación del sistema (tensiones que para efecto de cálculo de los índices, se ajusta a las tensiones de servicio cuando procede):

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV].

II.3) Factor de Potencia

El Artículo 6-18) de la Norma Técnica establece que los Clientes elaborarán un Informe Mensual de cumplimiento de las exigencias de Factor de Potencia conforme al Procedimiento DP "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto". Sobre la base de este informe publicado en la página Web del CDEC-SIC, se presenta a continuación el porcentaje promedio de intervalos en los cuales el factor de potencia (medido cada 1 hora) estuvo fuera de rango, para cada mes analizado.

Mes	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14*
%	5.9%	7.0%	8.9%	9.6%	9.0%	8.0%

Tabla 9.- Porcentaje de intervalos fuera de rango para FP Inductivo

* preliminar

Mes	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14	Feb-14	Mar-14*
%	11.3%	10.1%	9.2%	6.6%	7.2%	9.0%

Tabla 10.- Porcentaje de intervalos fuera de rango para FP Capacitivo

* preliminar

El Artículo 5-23) de la Norma Técnica establece que las Instalaciones de Clientes no sometidos a regulación de precios deberán tener un Factor de Potencia (FP) calculado en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, en cada una de las Instalaciones de Conexión de Clientes, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en la Instalación de Conexión de Cliente con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

CAPÍTULO III: Modificaciones Normativas Recientes

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el primer trimestre del año 2014, Por otra parte, se indica el estado de elaboración de Procedimientos DO, DP y DAP, asociados a requerimientos normativos.

III.1) Legislación

En febrero se publicó la Ley 20.726, que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes (esta Ley modificó los artículos 84, 86, 91, 95, 96, 97, 98, 99 y 116).

III.2) Reglamentación

Durante este trimestre, la empresa consultora encargada de llevar adelante el proceso de búsqueda y propuesta de candidatos al Directorio del CDEC-SIC, al tenor de lo señalado en el DS 115/2012, propuso a cada uno de los cinco segmentos representados, las ternas de candidatos más idóneos para participar en el proceso de elección, el cual se llevó a efecto el viernes 28 de Marzo, quedando ese día nominados tanto los Directores Titulares como Suplentes, para el período 2014-2017.

III.3) Normas Técnicas

Durante este primer trimestre de 2014, y en relación a los informes que según la Norma Técnica vigente deben ser elaborados por el CDEC-SIC, se emitieron los siguientes documentos, en las fechas que se indican:

- El viernes 28 de febrero se publicó la versión final del Estudio de Planes de Recuperación de Servicio 2014, vigente a partir del 1 de abril.
- El viernes 7 de marzo se publicó el Informe preliminar de Grado de Cumplimiento de los aspectos establecidos en el Art. 1-15 de la NT de SyCS, para comentarios y observaciones.
- El viernes 28 de marzo se publicó la versión final del Estudio Específico: Parámetros Mínimos para Reconexión Monopolar y Tripolar, y Tiempos de Reconexión Automática.

III.4) Procedimientos DO/DP/DAP

En relación a los procedimientos que, conforme la normativa vigente, deben ser elaborados por las Direcciones del CDEC-SIC, en este primer trimestre de 2014 se tiene lo siguiente:

- El viernes 7 de febrero la DP envió a la CNE, para su informe favorable, el Procedimiento DP “Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía”, incluyendo el Dictamen del Panel de Expertos emitido el 24 de enero.
- El viernes 28 de marzo se publicaron, para efectos de lo dispuesto en el Artículo 15 del DS291/2007 y con plazo para observaciones hasta el viernes 11 de abril, los siguientes procedimientos DO y DP sobre Servicios Complementarios:
 - Procedimiento DO: “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.
 - Procedimiento DO: “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”.
 - Procedimiento DO: “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”.
 - Procedimiento DO: “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.
 - Procedimiento DP: “Remuneración de Servicios Complementarios”

Cada uno de estos procedimientos sobre Servicios Complementarios considera la respectiva Resolución Exenta de la Comisión Nacional de Energía, Comisión que no informó favorablemente los Procedimientos enviados con anterioridad.

III.5) Divergencias

Durante este primer trimestre no se han formalizado ante el Panel de Expertos discrepancias en el ámbito de acción del CDEC-SIC.

En las materias presentadas a consideración al Panel de Expertos a finales de 2013, y que fueron resueltas por Dictámenes emitidos durante este primer trimestre de 2014, se tiene:

- El viernes 24 de enero el Panel de Expertos emite el Dictamen N° 19 asociado al Procedimiento DP “Cálculo y determinación de transferencias económicas de energía, del CDEC-SIC, de 30 de octubre de 2013”. Al respecto, la DP desarrolló un programa de trabajo para incorporar las materias dictaminadas por este Panel.
- El día lunes 10 de febrero el Panel de Expertos emitió su Dictamen N° 20-2013, que resolvió la discrepancia presentada por Pattern Chile Development Holding SpA en contra de la Dirección de Peajes del CDEC-SIC, en relación con el “régimen de acceso abierto en sistemas de transmisión adicional” (presentación

30 de diciembre). Este Dictamen rechazó la petición de esta empresa sobre esta materia.

En materias presentadas a consideración al Panel de Expertos, cuyo origen no fue producto de Discrepancias de empresas con el CDEC, pero cuyo Dictamen si afecta el trabajo desarrollado por el CDEC-SIC, se tiene:

- El jueves 13 de febrero el Panel de Expertos emitió su Dictamen N° 1-2014, relacionado con la “Discrepancia sobre Bases Técnicas Definitivas de Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión. Cuadrienio 2015-2018”.
- El día martes 18 de marzo el Panel de Expertos emitió su Dictamen N° 3-2014, que resolvió la discrepancia sobre “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal, Período 2013-2014”.

Capítulo IV: **Propuestas de Modificaciones al Reglamento Interno**

No se han emitido nuevas propuestas en el ámbito del Reglamento Interno del CDEC-SIC.