

INFORME TRIMESTRAL A LAS EMPRESAS INTEGRANTES

TRIMESTRE OCTUBRE – DICIEMBRE 2015

27 de Enero de 2016

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

Página

Introducción	3
Capítulo I	OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
I.1.-	Síntesis de la Operación y Hechos Relevantes 4
I.1.1	Producción de Energía 4
I.1.2	Ventas de Energía 5
I.1.3	Evolución de la Energía Almacenada y de la Demanda 7
I.1.4	Trabajos de Mantenimiento Mayor 8
I.1.5	Costo Combustible de Centrales Térmicas 10
I.1.6	Costos Marginales de Energía 11
I.1.7	Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión 15
I.1.8	Capacidad Instalada de Generación 18
I.2.-	Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los próximos 12 Meses 18
I.2.1	Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología 19
I.2.2	Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC 20
I.2.3	Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología 21
I.2.4	Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja 22
I.2.5	Costos Marginales Esperados 23
I.2.6	Proyectos Informados de Generación y transmisión 24
Capítulo II	ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES
II.1	Control de Frecuencia 30
II.2	Control de Tensión 32
II.3	Factor de Potencia 40
II.4	Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS) 43
II.5	Energía No Suministrada por Fallas 44
II.6	Índices FMIK y TTIK 47
II.7	Estándares de Calidad de Suministro en Generación y Transmisión 48

II.7.1	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación	49
II.7.2	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas	52
II.7.3	Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Transformadores	62
Capítulo III	MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES	
III.1	Legislación	69
III.2	Reglamentación	70
III.3	Normas Técnicas	71
III.4	Procedimientos DO/DP/DPD/DAP	71
III.5	Discrepancias	73
Capítulo IV	MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO	

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 32 del Decreto Supremo Nº 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 cuarto trimestre de 2015.

CAPÍTULO I: OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

I.1 Síntesis de la Operación y Hechos Relevantes

I.1.1 Producción de Energía

La producción de energía durante el cuarto trimestre de 2015 alcanzó los 13332 GWh, con la participación mostrada en la figura N°1 según tipo de fuente. A nivel regional, la figura N°2 muestra la participación que tuvo cada región en la producción de energía del SIC. Por otro lado, la figura N°3 muestra el detalle de la producción mensual de energía junto a las tasas de crecimiento experimentadas, mientras que la figura N°4 refleja la participación que los diferentes tipos de fuente tuvieron en el abastecimiento de la demanda durante cada día de este cuarto trimestre de 2015.

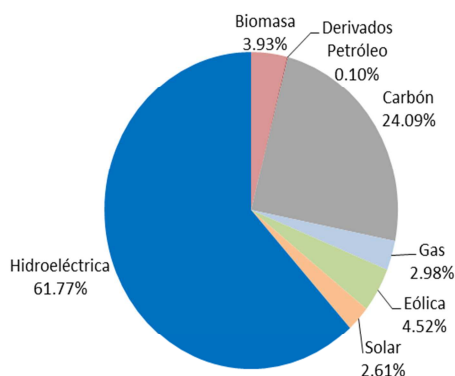


Fig.1.- Abastecimiento de la Demanda del SIC (Producción trimestral desagregada por tipo)

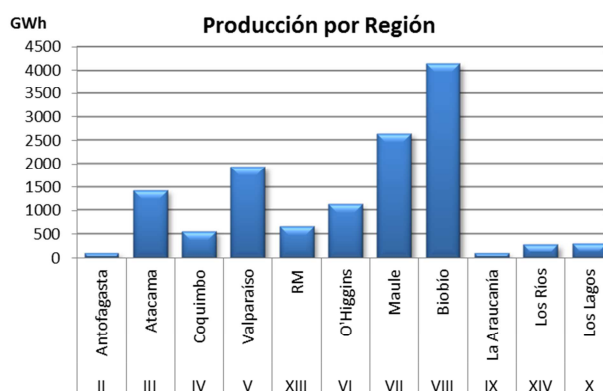


Fig.2.- Producción trimestral desagregada por región

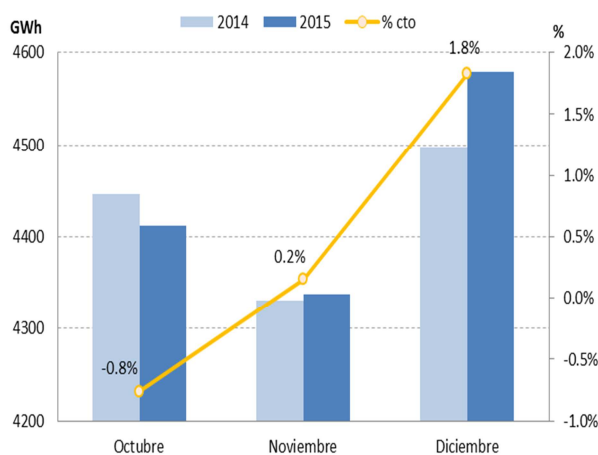


Fig.3.- Producción mensual y tasa de crecimiento

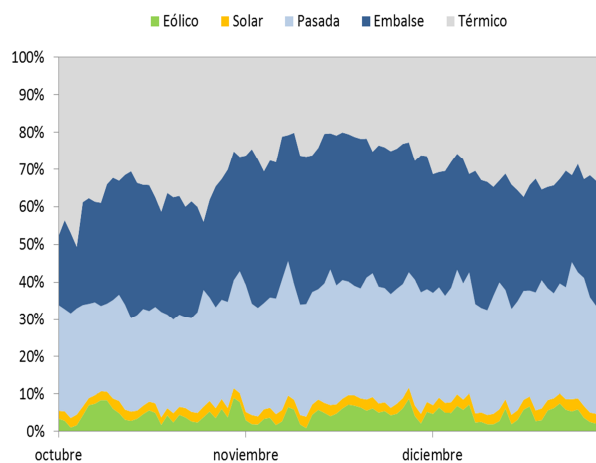


Fig.4.- Producción diaria de energía según fuente

Por otro lado, la producción ERNC en cada mes del trimestre (de las centrales que participan en el balance ERNC conforme la Ley 20257), se muestra en la siguiente tabla 1.

Tecnología	Producción (GWh) Octubre	Producción (GWh) Noviembre	Producción (GWh) Diciembre
Eólica	201,6	196,4	204,2
Solar	108,5	115,2	124,2
Minihidro <20 MW	136,8	136,0	117,1
Biomasa	122,7	90,9	102,0
Biogas	20,9	20,3	22,8
Total Generación SIC	4413,0	4339,0	4580,0
Total ERNC	590,5	558,8	570,3
% ERNC	13,38%	12,88%	12,45%

Tabla 1.- Producción Mensual de Energía ERNC

I.1.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía del período analizado alcanzaron los 12464 GWh los que, descompuesto según participación del tipo de consumo (libres/Distribuidores), presentaron la composición mostrada en la figura N°5. La figura N°6, en tanto, muestra las ventas mensuales registradas junto a su correspondiente tasa de crecimiento en relación a igual mes del año 2014. Durante este cuarto trimestre de 2015 las ventas se incrementaron un 0,4% respecto a igual período del año 2014.

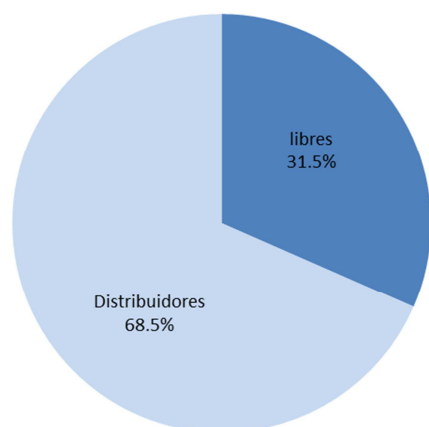


Fig.5.- Ventas trimestrales desagregadas por tipo de consumo

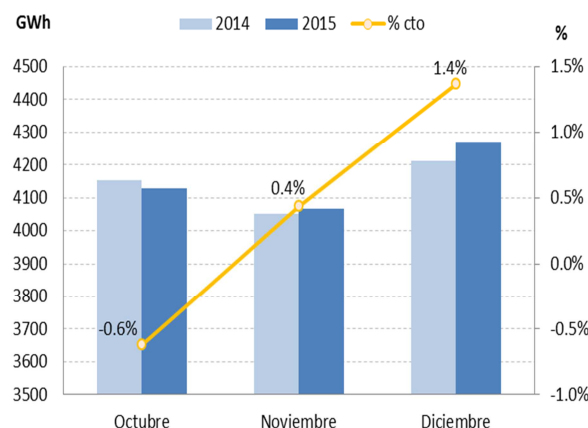


Fig.6.- Venta total mensual y tasa de crecimiento

Las figuras N°7 y N°8 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período octubre-diciembre, la tasa de crecimiento de las ventas efectuadas a consumos de distribuidores experimentó un aumento del 0,4% (ventas por 8532 GWh en 2015 vs 8499 GWh en 2014). Por otro lado, las ventas efectuadas a consumos de precio libre han experimentado un alza del 0,4% en este cuarto trimestre (ventas por 3931 GWh en 2015 vs 3915 GWh en 2014).

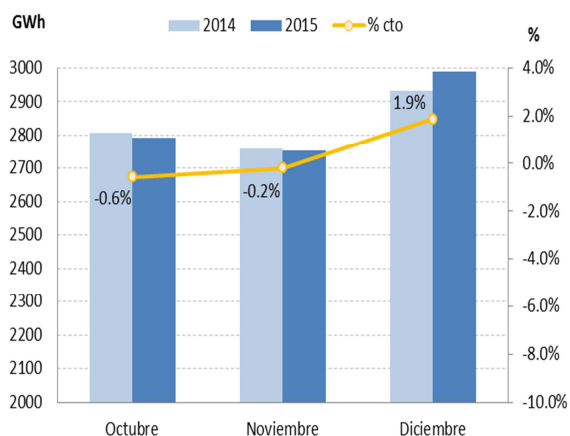


Fig.7.- Venta efectuadas a precio de distribuidores

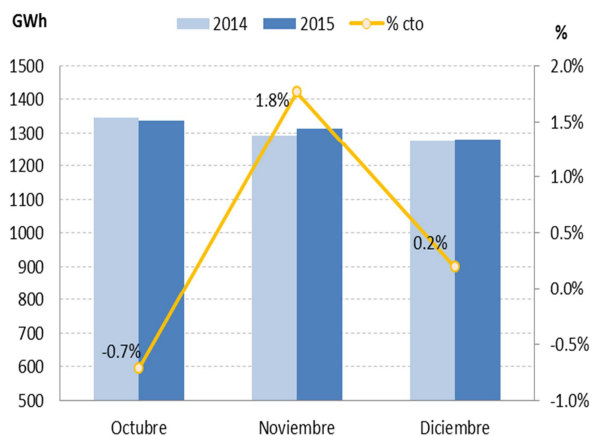


Fig.8.- Venta efectuadas a precio libre

La siguiente tabla 2 resume los valores de ventas por tipo de cliente, a nivel trimestral y anual, para los años 2013, 2014 y 2015.

VENTAS SIC (en GWh)						
Cliente	Trimestre	2013	2014	%cto 14/13	2015	%cto 15/14
Distribuidoras	T1	8499,1	8661,7	1,9%	8850,1	2,2%
	T2	8303,2	8433,5	1,6%	8490,6	0,7%
	T3	8336,0	8463,2	1,5%	8572,7	1,3%
	T4	8372,6	8499,0	1,5%	8532,7	0,4%
Libres	T1	3456,1	3457,0	0,0%	3616,0	4,6%
	T2	3518,1	3670,8	4,3%	3697,1	0,7%
	T3	3653,0	3876,3	6,1%	3851,3	-0,6%
	T4	3639,0	3915,5	7,6%	3931,1	0,4%
Total Anual						
Distribuidores		33510,9	34057,4	1,6%	34446,0	1,1%
Libres		14266,3	14919,6	4,5%	15095,5	1,2%
Ventas SIC Anual		47777,2	48977,1	2,5%	49542,0	1,2%

Tabla 2.- Ventas SIC según cliente

I.1.3 Evolución de la Energía Almacenada y de la Demanda

La tabla 3 muestra el detalle de la energía almacenada en los principales embalses del sistema, la que al 31 de diciembre alcanzaba 3626,6 GWh. Este monto representa un aumento del 24,4% en relación a la energía almacenada a comienzos de octubre, y un aumento del 15,6% respecto de la energía almacenada a igual fecha de 2014. El período abril-diciembre concluye con una probabilidad de excedencia del 79% (año del tipo medio-seco).

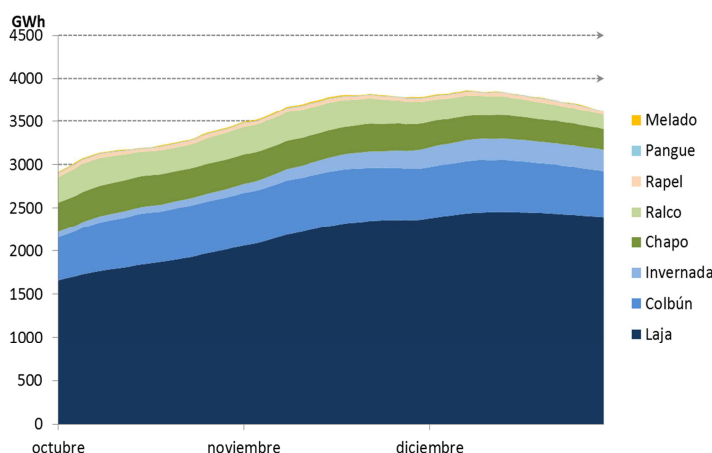


Fig.9.- Evolución energía almacenada en el SIC

	GWh		
	31-dic-14	01-oct-15	31-dic-15
Laja (1)	2136.1	1660.1	2395.4
Colbún (2)	405.6	498.3	528.3
Invernada (3)	222.0	61.7	246.4
Chapo	189.9	342.8	239.5
Ralco	133.9	292.8	166.8
Rapel	37.8	44.2	40.3
Pangue	7.6	7.0	6.4
Melado	4.8	8.9	3.6
Total	3137.5	2915.8	3626.6

(1) Considera Toro+Antuco+Rucúe+Quilleco
(2) Considera Colbún+Machicura+San Ignacio
(3) Considera Cipreses+Isla+Curillinque+Loma Alta

Tabla 3.- Energía por embalse

La figura N° 10 muestra, para cada día, el valor mínimo y máximo registrado para la demanda bruta. Durante este cuarto trimestre, la demanda mínima horaria promedió 4923 MW, mientras que la demanda máxima horaria promedió 6909 MW. Las demandas mínimas y máximas del período alcanzaron los 4253,7 MW (ocurrida el 25 de octubre) y 7503,0 MW (ocurrida el 10 de diciembre). Estos valores representan un incremento del 2,3% y del 1,4% para la demanda mínima y máxima, respectivamente, en relación a igual parámetro registrado durante el cuarto trimestre de 2014.

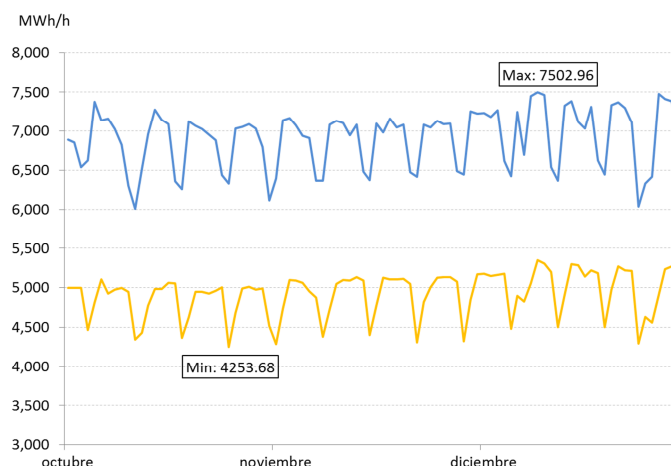


Fig.10.- Evolución de la demanda máxima/mínima diaria

I.1.4 Trabajos de Mantenimiento Mayor

En la siguiente tabla 4 se resumen los trabajos de mantenimiento mayor efectuados durante el cuarto trimestre del año 2015, en unidades generadoras del SIC.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
La Higuera U-1	14-jul	15-oct
San Isidro 2 GNL	30-ago	16-oct
Arauco TG-6	30-sep	06-oct
Constitucion 1 U-1	02-oct	15-oct
Maitenes	05-oct	17-oct
Palmucho	05-oct	09-oct
Hornitos	06-oct	07-oct
Aconcagua U-Juncal	06-oct	09-oct
Nueva Aldea III U-1	12-oct	28-oct
Chacabuquito	13-oct	16-oct
Constitucion 1 U-2	16-oct	31-oct
Bocamina 2	15-oct	28-oct
Guacolda 1	17-oct	29-oct
Laja	19-oct	29-oct
Energía Biobio	19-oct	25-oct
Rapel U-5	26-oct	31-oct
Aconcagua U-Blanco	26-oct	29-oct
Los Quilos U-2	26-oct	29-oct
Nehuenco I	26-oct	03-nov
Bocamina 2	15-oct	01-nov
Nehuenco 1	26-oct	05-nov
Constitución 1 U-3	01-nov	15-nov
Los Pinos	02-nov	25-nov
Quilleco U-1	02-nov	07-nov
Rapel U-1	02-nov	07-nov
Los Quilos U-1	02-nov	05-nov
Yungay	04-nov	11-nov
Quilleco U-2	09-nov	14-nov
Cardones	11-nov	20-nov
Santa María	11-nov	10-dic
Viñales	11-nov	24-nov
Guacolda 2	12-nov	06-dic
Chiloé U-1	15-nov	30-nov
Constitución 1 U-4	16-nov	30-nov
Abanico U-3	16-nov	20-nov
CMPC Laja	17-nov	26-nov
Planta Valdivia	21-nov	03-dic
Santa Lidia	23-nov	27-nov
Rapel U-2	23-nov	29-nov
Santa María	11-nov	10-dic
Guacolda 2	12-nov	06-dic

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN		
UNIDAD	INICIO	FIN
Planta Valdivia	21-nov	03-dic
Colmito	01-dic	12-dic
Constitución 1	01-dic	06-dic
Chiloé	01-dic	15-dic
Rapel U-3	01-dic	06-dic
Bocamina 1	07-dic	21-dic
Coronel	08-dic	10-dic
Nehuenco 2	11-dic	23-dic
Antilhue	13-dic	14-dic
Rapel U-4	14-dic	20-dic
Santa Fe Energía	15-dic	24-dic
Constitución 1	16-dic	01-ene
Chiloé	16-dic	31-dic
San Isidro TG	18-dic	27-dic
Santa María	25-dic	25-dic
San Isidro TV	29-dic	12-ene

Tabla 4.- Mantenimientos mayores en unidades generadoras

Por otro lado, la siguiente tabla 5 muestra los principales trabajos de mantenimiento mayor efectuados en instalaciones relevantes del sistema de transmisión, durante este cuarto trimestre de 2015.

TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - TRANSMISIÓN		
INSTALACIÓN	INICIO	FIN
S/E Pan de Azúcar: Transformador N°6 (CER N°1) (Reemplazo de interruptor 52JT6)	07-sep	13-oct
S/E Charrúa: Paño acoplador de barras JR3 (Reemplazo de Interruptor y desconectadores)	18-ago	27-nov
S/E Charrúa Paño acoplador de barras JR2 (Reemplazo de Interruptor y desconectadores)	03-dic	03-ene
Ejecución del Plan de Mantenimiento Anual de CDBC (17 transformadores de TransNet)	01-oct	30-nov
Enlaces de Comunicaciones para subestaciones (6 zonas restantes de las 8 zonas TransNet)	01-oct	31-dic

Tabla 5.- Mantenimientos mayores en instalaciones de transmisión

En relación a los trabajos realizados en instalaciones del sistema, durante el cuarto trimestre de 2015 el CDEC SIC analizó cerca de 13950 solicitudes de trabajos emitidas por las empresas coordinadas, autorizándose y coordinándose la ejecución de cerca del 70% de ellas, correspondiendo la diferencia principalmente a solicitudes de trabajo anuladas por parte de las mismas empresas, o rechazadas por el CDEC debido a falta de antecedentes de la empresa requirente, o condiciones operacionales desfavorables al momento de poner en vigencia la solicitud de trabajo, entre otros. De estas solicitudes ejecutadas, cerca del 89% correspondió a trabajos realizados en instalaciones de transmisión.

I.1.5 Costo Combustible en Centrales Térmicas

La siguiente tabla 6 muestra el promedio ponderado (por días de duración de la respectiva Política de Operación) del Costo Combustible utilizado en la planificación de la operación, durante cada uno de los meses de este cuarto trimestre 2015. Se presentan valores para una muestra representativa de centrales térmicas con insumo de Carbón, GNL y Diésel.

Costo Combustible			
Carbón (USD/Ton)	oct-15	nov-15	dic-15
Bocamina 2	84,63	84,32	84,42
Bocamina TV	84,63	84,32	84,42
Campiche	74,47	79,72	79,72
Guacolda 1	74,76	73,96	73,97
Guacolda 2	74,64	74,02	74,03
Guacolda 3	67,72	70,12	70,12
Guacolda 4	72,50	72,72	72,73
Guacolda 5			72,18
Nva Ventanas	73,92	80,29	80,29
Sta María	78,63	74,90	74,90
Ventanas 1	85,18	86,57	86,57
Ventanas 2	85,18	86,57	86,57
GNL (USD/Dam3)			
Nva Renca	379,38	379,38	379,38
Quintero	237,30	230,28	226,93
San Isidro 2	237,30	230,28	226,93
San Isidro	237,30	230,28	226,93
Diesel (USD/Ton)			
TalTal	671,94	590,43	554,35
San Lorenzo	570,01	567,20	552,62
Huasco TG	532,13	516,79	474,60
Quintero	520,95	505,82	464,24
Nva Renca	535,05	520,40	482,11
San Isidro	521,27	506,25	464,71
San Isidro 2	521,27	506,25	464,71
Nehuenco 2	552,68	543,60	540,24
Nehuenco	552,68	543,60	540,24
Candelaria	570,77	561,39	557,93
Los Vientos	536,10	520,61	482,61
Horcones TG	453,72	439,89	404,90
Los Pinos	573,36	563,94	560,46
Antilhue	599,14	587,41	570,77

Tabla 6.- Costo combustible de centrales térmicas del SIC

I.1.6 Costos Marginales de Energía

A continuación se muestra la variación del costo marginal real de energía (CMG) correspondiente a las SS/EE D. de Almagro, Pan de Azúcar, Quillota y Charrúa, valores máximo, promedio y mínimo diario. Además, se incorpora en la tabla 7 una comparación de CMG para los años 2014 vs 2015. Los costos marginales mínimos nulos que presentan las barras de Diego de Almagro y Pan de Azúcar, se explican por la inyección de energía generada por tecnologías ERNC principalmente del tipo eólica y solar. Al respecto, esas centrales vieron limitada su producción trimestral en 72 GWh, equivalente al 4,2% de la energía ERNC total trimestral, y al 0,54% de la producción bruta del SIC durante ese período.

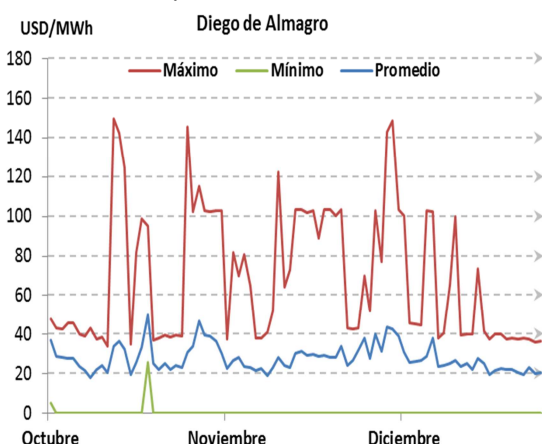


Fig.11.- Costo marginal S/E Diego de Almagro

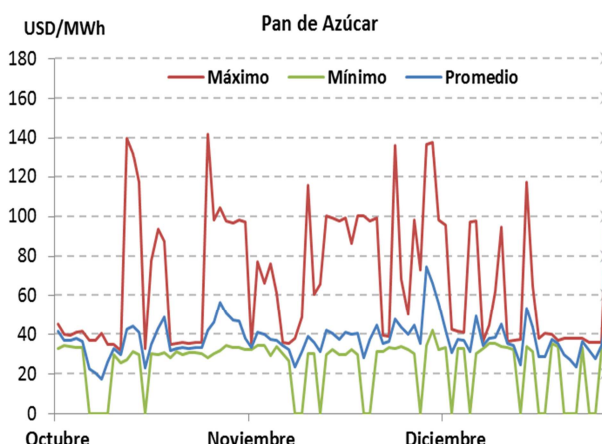


Fig.12.- Costo marginal S/E Pan de Azúcar

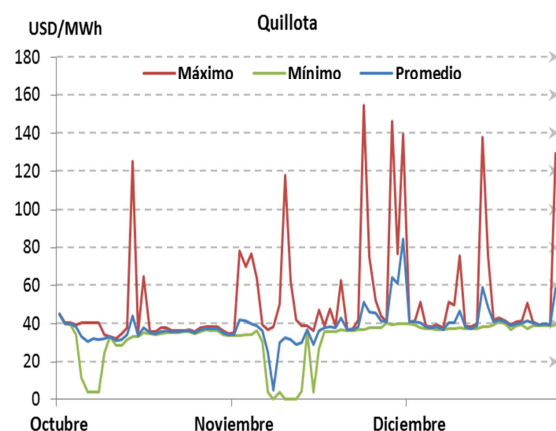


Fig.13.- Costo marginal S/E Quillota

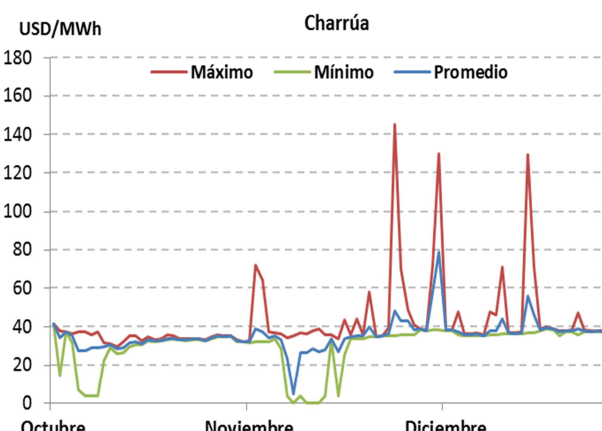


Fig.14.- Costo marginal S/E Charrúa

La tabla 7 presenta un resumen de costo marginal, a nivel mensual y acumulado anual al mes que se indica.

Año	Octubre				Noviembre				Diciembre			
	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa	Diego de Almagro	Pan de Azúcar	Quillota	Charrúa
2014	99,8	90,0	76,3	69,2	81,7	75,1	89,9	84,9	114,2	104,2	115,1	110,7
2015	29,4	37,0	35,9	32,6	28,9	39,9	38,0	34,4	24,8	37,1	43,6	41,2
2015 vs 2014	-70,5%	-58,9%	-53,0%	-52,9%	-64,7%	-46,9%	-57,7%	-59,5%	-78,3%	-64,4%	-62,1%	-62,8%

Costo Marginal Promedio Acumulado en la barra correspondiente, al cierre del mes indicado (enero-diciembre)												
2014	146,0	137,3	136,7	130,9	140,1	131,7	132,5	126,7	138,0	129,4	131,0	125,4
2015	82,7	90,4	98,2	95,6	77,8	58,8	92,7	90,1	73,4	81,7	88,6	86,0
2015 vs 2014	-43,3%	-34,2%	-28,2%	-27,0%	-44,5%	-55,4%	-30,0%	-28,9%	-46,8%	-36,8%	-32,4%	-31,4%

Tabla 7.- Costo marginal promedio mensual y acumulado anual

Se puede apreciar una disminución significativa del costo marginal real de energía durante cada mes de este cuarto trimestre de 2015, en comparación a similar período de 2014, explicado en parte por las mejores condiciones hidrológicas registradas a la fecha, e incorporación de tecnologías ERNC.

En relación a desacoples ocurridos durante el trimestre, la siguiente tabla muestra los períodos en los cuales estos se activaron, así como la duración de los mismos. Además, se calcula el índice de congestión para líneas de transmisión por segmento de pertenencia (Troncal:STT; Subtransmisión: STx; Transmisión Adicional: TA), y cuya fórmula de cálculo se muestra a continuación.

DESCRIPCIÓN	Octubre	Noviembre	Diciembre	% total hrs trimestre	Segmento
LT 500 kV Charrúa – Ancoa	Viernes 2 Lunes 5 al sábado 10 Miércoles 14	-	-	2,0%	STT
Horas de Desacople	44,1 hrs	0,0 hrs	0,0 hrs		
LT 500 kV Ancoa - A.Jahuel	Lunes 5 Miércoles 14 Viernes 16	Martes 3 a viernes 6 Lunes 9 a miércoles 11 Domingo 22 Domingo 29	Domingo 6	1,8%	STT
Horas de Desacople	5,9 hrs	29,3 hrs	4,9 hrs		
LT 220 kV Cardones-San Andrés	Jueves 1 al lunes 5 Viernes 9 al sábado 17 Lunes 19 al sábado 24 Lunes 26 al sábado 31	Domingo 1 a domingo 29	Martes 1 a jueves 24 Martes 29 a jueves 31	27,1%	STT
Horas de Desacople	193,4 hrs	200,6 hrs	205,2 hrs		
LT 220 kV Pan de Azúcar - Pta. Colorada	-	Domingo 1	-	0,4%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	8,5 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV Don Goyo-Pan de Azúcar	Lunes 5 al viernes 9 Domingo 11 al martes 13 Viernes 16 al lunes 19 Domingo 25 al sábado 31	Sábado 7 a sábado 21 Viernes 27 a sábado 28	Martes 1 a miércoles 2 Domingo 6 a lunes 7 Jueves 10 a viernes 11	8,1%	STT
Horas de Desacople	82,1 hrs	82,3 hrs	13,8 hrs		

LT 220 kV Los Vilos-Las Palmas	Jueves 1 y viernes 2 Lunes 5 al sábado 10 Miércoles 14 al viernes 16 Lunes 19 Miércoles 21 Domingo 25 al sábado 31	Miércoles 4 Domingo 8 a lunes 9 Jueves 12 a sábado 14 Lunes 16 a martes 24 Jueves 26 a sábado 28	Martes 1 a martes 8 Lunes 14 Miércoles 16 a viernes 18 Lunes 21 a domingo 27 Miércoles 30	16,5%	STT
Horas de Desacople	113,7 hrs	120,9 hrs	130,6 hrs		
LT 220 kV Pta. Colorada –Maitencillo	Sábado 3 Sábado 10 Jueves 22 al sábado 24	Lunes 2 a sábado 7 Lunes 9 a martes 10 Jueves 12 Sábado 14 Viernes 20 Domingo 22 a martes 24 Jueves 26 Lunes 30	Martes 1 Martes 15 a lunes 21 Lunes 28 a jueves 31	7,6%	STT
Horas de Desacople	30,0 hrs	79,6 hrs	58,7 hrs		
LT 220 kV C.Pinto - D.Almagro	Domingo 25	Lunes 30	-	0,9%	STT
Horas de Desacople	11,2 hrs	9,1 hrs	0,0 hrs		
LT 220 kV Cautín - Ciruelos	Martes 6 Viernes 30 y sábado 31	Miércoles 4 a sábado 7 Lunes 9 a martes 10	Domingo 13 Domingo 20	0,7%	STT
Horas de Desacople	0,6 hrs	10,7 hrs	4,8 hrs		
LT 220 kV Valdivia - Rahue	Domingo 4	-	Jueves 24	0,5%	STT
Horas de Desacople	10,3 hrs	0,0 hrs	1,4 hrs		
LT 66 kV Nirivilo - Constitución	Domingo 18	Jueves 5 Miércoles 11 a viernes 13 Lunes 16 a viernes 20 Domingo 22	Lunes 14 a martes 15	4,8%	STx
Horas de Desacople	9,5 hrs	84,7 hrs	12,6 hrs		
LT 154 kV Lagunillas - Quinenco	-	Sábado 28	Jueves 17	0,3%	STx
Horas de Desacople	0,0 hrs	3,6 hrs	3,4 hrs		
LT 220 kV Nogales - Los Vilos	-	-	Lunes 14 Sábado 26	0,4%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	9,8 hrs		
LT 220 kV Las Palmas – Tap Monte Redondo	-	Domingo 29 a lunes 30	-	0,3%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	6,1 hrs	0,0 hrs		
LT 110 kV Quillota – San Pedro	-	Sábado 21 Viernes 27	-	0,2%	STx
Horas de Desacople	0,0 hrs	4,2 hrs	0,0 hrs		
LT 154 kV Quinenco - Coronel	-	Lunes 23 a martes 24	-	0,2%	STx
Horas de Desacople	0,0 hrs	3,5 hrs	0,0 hrs		

LT 220 kV Ciruelos – Valdivia	-	Martes 10 a jueves 12	Martes 8	0,4%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	5,6 hrs	3,7 hrs		
LT 154 kV Itahue - Maule	-	Sábado 14	-	0,0%	STx
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,2 hrs	0,0 hrs		
LT 154 kV Hualpén – San Vicente	-	-	Martes 8	0,1%	STx
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	1,6 hrs		
LT 220 kV San Andrés – C. Pinto	-	-	Vienes 25 a lunes 28	1,5%	STT
Horas de Desacople	0,0 hrs	0,0 hrs	32,1 hrs		
Índice de Congestión de líneas	I _{TT} =0,015% I _{STx} =0,001% I _{TA} =0,0%	I _{TT} =0,016% I _{STx} =0,001% I _{TA} =0,0%	I _{TT} =0,0107% I _{STx} =0,001% I _{TA} =0,0%		

Tabla 8.- Desacoples trimestre octubre-diciembre

El Índice de Congestión para líneas de transmisión se ha obtenido a partir de:

$$ICTx = \frac{\sum \frac{t_{\text{duración desacople}}}{\text{hrs del mes}} \cdot \text{kms}_{\text{línea afectada}}}{\text{kms totales (del segmento de pertenencia)}}$$

En esta expresión:

- $t_{\text{duración desacople}}$ corresponde a la cantidad de horas del mes durante las cuales estuvo activo el desacople.
- $\text{kms}_{\text{línea afectada}}$ se refiere a la extensión total de la línea afectada por el desacople.
- kms totales del segmento: se refiere a los kilómetros totales de líneas del respectivo segmento.

Se puede concluir bajos índices de congestión para los meses analizados, siendo la línea de 220 kV Cardones – San Andrés, la más afectada durante el período octubre-diciembre, con un total de 599,2 hrs de desacople, equivalentes al 27,1% de las horas del trimestre. La tabla 9 que se muestra a continuación, presenta el detalle de la longitud de las líneas afectadas que se ha considerado para la estimación de éste índice.

Desacople	Total horas	Kms de línea	Segmento
Cardones – San Andrés 220 kV	599,2	30	STT
Los Vilos – Las Palmas 220 kV	365,2	78,14	STT
Don Goyo – P. Azúcar 220 kV	178,2	76,46	STT
P. Colorada – Maitencillo 220 kV	168,3	114,64	STT
Nirivilo – Constitución 66 kV	106,8	36,8	STx
Charrúa – Ancoa 500 kV	44,1	191,97	STT

Desacople	Total horas	Kms de línea	Segmento
Ancoa – A. Jahuel 500 kV	40,1	253,302	STT
San Andrés – C. Pinto 220 kV	32,1	45,3	STT
C. Pinto – D. Almagro 220 kV	20,3	75,76	STT
Cautín – Ciruelos 220 kV	16,1	110	STT
Valdivia – Rahue 220 kV	11,7	110,33	STT
Nogales – Los Vilos 220 kV	9,8	101,96	STT
Ciruelos – Valdivia 220 kV	9,3	42	STT
Pan de Azúcar – Pta. Colorada 220 kV	8,5	92,44	STT
Lagunillas – Quinenco 154 kV	7	3,05	STx
Las Palmas – Tap Monte Redondo 220 kV	6,1	26,7	STT
Quillota – San Pedro 110 kV	4,2	2,2	STx
Quinenco – Coronel 154 kV	3,5	0,91	STx
Hualpén – San Vicente 154	1,6	5,49	STx
Itahue – Maule 154 kV	0,2	45,11	STx

Tabla 9.- Longitud de líneas para cálculo de índice ICTx

I.1.7 Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión

Durante este cuarto trimestre de 2015, se han incorporado/retirado las siguientes instalaciones de generación al sistema, las que a la fecha de emisión de este informe se encuentran en el estado que se indica.

CENTRAL	PROPIETARIO	ESTADO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Guacolda U-5	Aes Gener	Entregada	Termoeléctrica Carbón	Martes 15/Dic15	152,0
PMGD Mulchén	Hidroeléctrica Mulchén S.A.	Entregada	PMGD Hídrico	Viernes 11/Dic15	3,0
Huajache	Proyecto Huajache S.p.A.	Entregada	PMGD Eólico	Miércoles 25/Nov15	6,0
Energía BíoBío	Energía BíoBío	Retirada	Termoeléctrica Biomasa	Miércoles 18/Nov15	(7,2)
Solar Sol	Parque Solar Sol del Norte S.p.A.	Entregada	PMGD Solar	Viernes 23/Oct15	3,0
Trailelfú	Eléctrica Trailelfú S.p.A.	Entregada	PMGD Hídrico	Viernes 16/Oct15	2,5
Mini Hidro Bureo	PMGD Bureo	Entregada	PMGD Hídrico	Lunes 13/Jul15	2,2
Mini Hidro Dosal	Dosal	Entregada	PMGD Hídrico	Miércoles 17/Jun15	0,3
Andes Generación	Andes generación S.p.A.	En Pruebas	Termoeléctrica	Martes 29/Dic15	32,5
Santa Marta (generador 9 y 10)	Consortio Santa Marta	En Pruebas	Termoeléctrica	Miércoles 23/Dic15	3,9
Carrera Pinto	Parque Eólico Renaico S.p.A	En Pruebas	Solar	Miércoles 23/Dic15	93,0

CENTRAL	PROPIETARIO	ESTADO	TIPO	FECHA (DESDE)	POTENCIA [MW]
Itata	Puntilla	En Pruebas	Hídrico	Miércoles 16/Dic15	20,0
CMPC Tissue	CMPC Celulosa S.A.	En Pruebas	PMG Termoeléctrica	Viernes 11/Dic15	5,0
Panguipulli PMGD	Latinoamericana S.A.	En Pruebas	PMGD Hídrico	Jueves 3/Dic15	0,4
Lagunilla	GR Pacific Pan de azúcar S.p.A.	En Pruebas	PMGD Solar	Viernes 13/Nov15	3,0
PE Lebu (Ampliación II)	Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A.	En Pruebas	PMG Eólico	Martes 8/Nov15	3,5
El Mirador PMGD	Hidroeléctrica El Mirador	En Pruebas	PMGD Hídrico	Jueves 5/Nov15	3,0
El Pilar - Los Amarillos	RTS-Energy	En Pruebas	PMG Solar	Miércoles 21/Oct15	2,9
CMPC Cordillera	CMPC Celulosa S.A.	En Pruebas	Termoeléctrica Biomasa	Viernes 04/Sep15	22,0
El Paso	Hidroeléctrica El Paso S.p.A.	En Pruebas	Hídrico	Jueves 27/Ago15	60,0
Luz del Norte	Parque Solar Fotovoltaico Luz del Norte S.p.A.	En Pruebas	Solar	Miércoles 19/Ago15	141,0
Loma Los Colorados	KDM Energía S.A.	En Pruebas	PMG Solar	Lunes 11/May15	1,0
Pulelfu U1	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico	Sábado 24/Ene15	4,5
Pulelfu U2	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico	Viernes 23/Ene15	4,5
Diego de Almagro*	Almeyda Solar S.p.A.	En Pruebas	Solar	Jueves 29/May14	4,0
Alto Renaico	Mainco S.A.	En Pruebas	PMG Hídrico	Lunes 19/May14	1,5

* En diciembre 2014, EGP entregó a explotación una parte de la central por un total de 28 MW

Tabla 10.- Nuevas instalaciones de generación

Tipo de Central	Entregada MW	Retirada MW	En Pruebas MW
Hídrica	68,8	0	93,9
Eólica	174,8	0	3,5
Solar	228,5	0	244,9
Térmica	318	7,2	63,4

Tabla 11.- Potencia instalada de nuevas instalaciones de generación en 2015.

Por otro lado, las instalaciones de transmisión que se han incorporado son:

INSTALACIÓN	PROPIETARIO	FECHA	COMENTARIO
LT 110 kV Copayapu – Galleguillos	Transnet	Martes 29/Dic15	Entregada a la Explotación línea de transmisión
S/E Galleguillos	Transnet	Martes 29/Dic15	S/E Galleguillos entregada a la Explotación
S/E Nahuelbuta	STS	Lunes 28/Dic15	S/E Nahuelbuta entregada a la explotación
S/E Charrúa	Transelec	Domingo 13/Dic13	Extensión de barra de 500 kV sección A
S/E Maitencillo	Transelec	Viernes 11/Dic15	Nueva extensión de barra GIS de transferencia de 220 kV
S/E Charrúa	Transelec	Martes 8/Dic15	Entregada extensión de barra de transferencia de 500 kV
S/E Ancoa	Transelec	Viernes 9/Oct15	ATR Nº1 de 500/220 kV, 750 MVA
S/E Las Vegas	Chilquinta	Domingo 29/Nov15	Transformador de 110/44 kV, 30 MVA
S/E Charrúa	Transelec	Domingo 29/Nov15	Extensión de barra B de 500 kV
LT 220 kV Diego de Almagro - Cardones	Eletrans S.A.	Viernes 20/Nov15	Línea de 220 kV Diego de Almagro – Cardones entregada a la explotación
S/E El Sauce	Transnet	Miércoles 18/Nov15	Transformador de 66/13,2 kV, 2 MVA (en reemplazo de transf. de 66/13,2 kV, 0,5 MVA)
S/E Maule	Transnet	Martes 10/Nov15	Banco de CC.EE. de 66 kV, 15 MVar
S/E Tres Pinos	Transnet	Domingo 08/Nov15	Transformador de 66/23 kV, 5 MVA y desconectadores BT3 y ET3
S/E Quillota	Transelec	26-oct-15	Entregado a la explotación los nuevos desconectadores 89J3-1, 89J3-2, 89J4-1 y 89J4-2
S/E Diego de Almagro	Transelec	25-oct-15	Entregada a la explotación nueva protección 21-21N sistema 1 de LT 220 kV Diego de Almagro – Paposo 2.
S/E Charrúa	Transelec	19-oct-15	En servicio nuevas protecciones de reemplazo 21/21N sistema 2 y 50BF del interruptor 52J4 línea de 220 kV Antuco – Charrúa 1.
S/E Antuco	Transelec	19-oct-15	En servicio nueva protección de reemplazo 87B1 de barra sección 1.
LT 66 kV San Javier - Constitución	Transelec	18-oct-15	En servicio nueva protección de reemplazo 21/21N Sistema 2 en S/E San Javier.
LT 66 kV Barro Blanco - Pichil	STS	05-oct-15	Entregada a la explotación, LT 66 kV Barro Blanco - Pichil
S/E Pichil	STS	05-oct-15	Entregada a la explotación, S/E Pichil
S/E Villarrica	Transnet	04-oct-15	S/E Villarrica entregado a la explotación nuevos paños de 66 kV 52B1, 52B4 y 52BS.

Tabla 12.- Nuevas instalaciones de transmisión

I.1.8 Capacidad Instalada de Generación

Al 31 de diciembre de 2015, y considerando las centrales entregadas a la explotación durante este cuarto trimestre, la capacidad instalada en el SIC alcanza los 15911 MW (según definición estipulada en Reglamento Interno), un 4.8% mayor que la capacidad existente a inicios de 2015. El aporte que cada región efectúa a la capacidad instalada del sistema se muestra en la figura N°15, mientras que la composición general de esa capacidad según tipo de aporte, se muestra en la figura N°16.

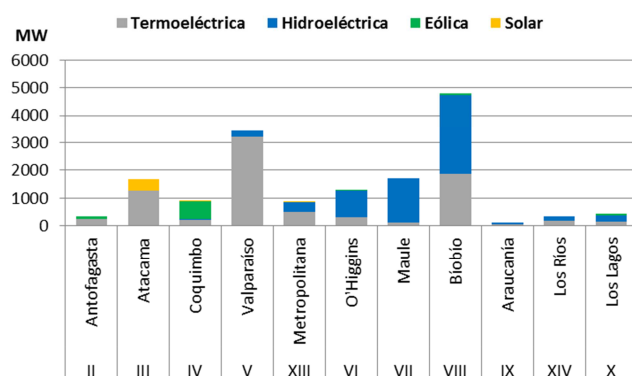


Fig.15.- Capacidad instalada por región

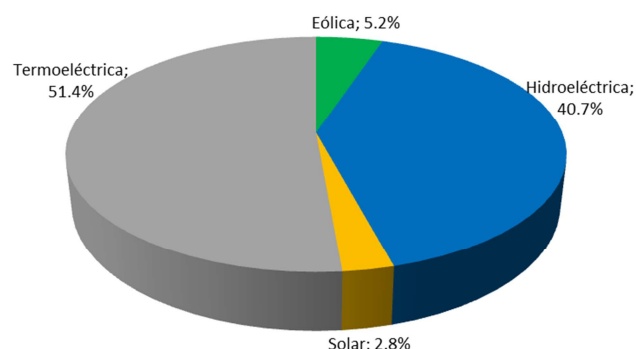


Fig.16.- Capacidad instalada según tipo de aporte

Por Tecnología	Cierre a Dic-2014 MW		Cierre a Dic-2015 MW	
Térmica	7968,8	52,5%	8177,0	51,4%
Embalse	3405,0	22,4%	3402,0	21,4%
Pasada	2963,4	19,5%	3068,5	19,3%
Eólica	645,3	4,3%	819,9	5,2%
Solar	197,2	1,3%	443,6	2,8%
Total	15178,9	100,0%	15911,1	100,0%
ERNC	1415,8	9,3%	1983,6	12,5%

Tabla 13.- Capacidad instalada por tecnología

I.2 Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los Próximos 12 Meses

Se presenta a continuación para el período comprendido entre enero 2016 – diciembre 2016, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

Período enero 2016-marzo 2016

Caudales estimados en el quinto pronóstico de deshielo de la temporada 2015-2016.

Período abril 2016-diciembre 2016

Caudales de la estadística correspondiente a Hidrología Seca (**HS**: año 2007-2008, probabilidad de excedencia 90%), Hidrología Media (**HM**: año 1969-1970, probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología Húmeda (**HH**: año 1986-1987, probabilidad de excedencia 20%).

I.2.1 Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología.

Las figuras N°17, N°18 y N°19 que se presentan a continuación muestran la participación esperada en el abastecimiento mensual de la demanda del sistema, según tipo de fuente e hidrología, mientras que la figura N°20 muestra el abastecimiento promedio esperado para el periodo enero a diciembre 2016.

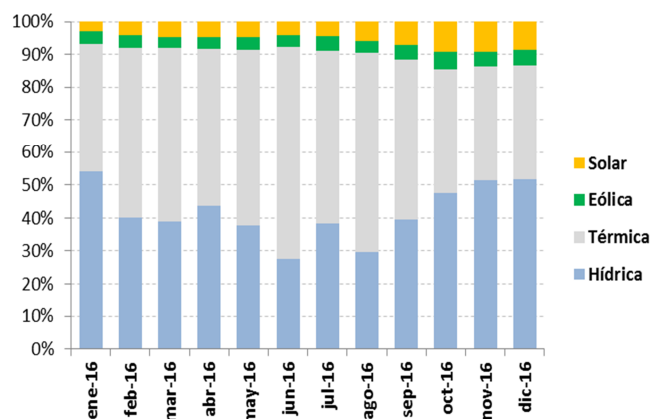


Fig.17.- Participación esperada en hidrología seca

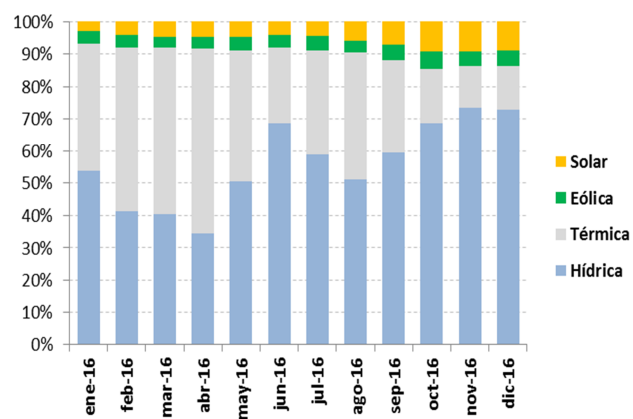


Fig.18.- Participación esperada en hidrología media

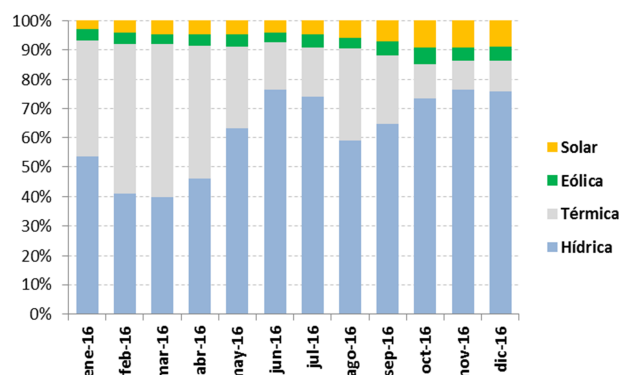


Fig.19.- Participación esperada hidrología húmeda

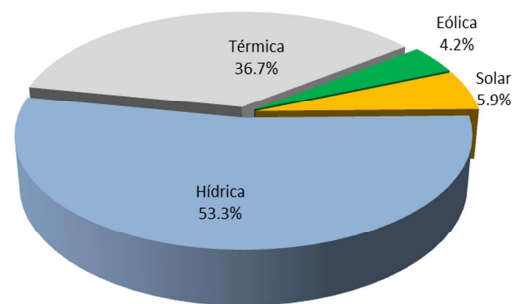


Fig.20.- Participación promedio esperada

La siguiente tabla 14 muestra el detalle de esta participación esperada.

PARTICIPACIÓN ESPERADA														
Tipo	Hidrología	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	Promedio
Hídrico	Seca	54,1%	40,0%	38,9%	43,7%	37,7%	27,6%	38,2%	29,8%	39,7%	47,6%	51,3%	51,8%	41,7%
	Media	53,7%	41,2%	40,5%	34,3%	50,5%	68,6%	58,9%	51,1%	59,5%	68,8%	73,5%	72,9%	56,1%
	Húmeda	53,5%	40,9%	39,8%	46,1%	63,3%	76,4%	74,2%	58,9%	64,9%	73,4%	76,4%	76,0%	62,0%
	Promedio	53,8%	40,7%	39,7%	41,4%	50,6%	57,6%	57,1%	46,6%	54,6%	63,3%	67,1%	66,9%	53,3%

PARTICIPACIÓN ESPERADA														
Térmico	Seca	38,9%	51,9%	53,1%	47,8%	53,6%	64,6%	52,7%	60,7%	48,7%	37,9%	35,1%	34,7%	48,3%
	Media	39,3%	50,6%	51,5%	57,3%	40,6%	23,5%	32,1%	39,5%	28,8%	16,6%	12,8%	13,5%	33,8%
	Húmeda	39,6%	51,0%	52,2%	45,4%	27,8%	16,0%	16,7%	31,6%	23,3%	11,9%	10,0%	10,4%	28,2%
	Promedio	39,3%	51,2%	52,2%	50,2%	40,7%	34,7%	33,8%	43,9%	33,6%	22,1%	19,3%	19,5%	36,7%
Eólico	Seca	3,9%	4,0%	3,2%	3,8%	4,1%	3,7%	4,4%	3,6%	4,7%	5,3%	4,3%	4,7%	4,2%
	Media	4,0%	4,0%	3,2%	3,7%	4,1%	3,7%	4,4%	3,6%	4,7%	5,3%	4,3%	4,8%	4,2%
	Húmeda	4,0%	4,0%	3,2%	3,8%	4,1%	3,4%	4,5%	3,6%	4,8%	5,4%	4,3%	4,8%	4,1%
	Promedio	3,9%	4,0%	3,2%	3,7%	4,1%	3,6%	4,4%	3,6%	4,7%	5,3%	4,3%	4,8%	4,2%
Solar	Seca	2,9%	4,1%	4,8%	4,7%	4,7%	4,1%	4,6%	5,8%	7,0%	9,2%	9,2%	8,7%	5,8%
	Media	2,9%	4,1%	4,8%	4,7%	4,7%	4,2%	4,6%	5,8%	7,0%	9,3%	9,3%	8,8%	5,9%
	Húmeda	2,9%	4,1%	4,8%	4,7%	4,7%	4,1%	4,6%	5,9%	7,1%	9,3%	9,3%	8,8%	5,9%
	Promedio	2,9%	4,1%	4,8%	4,7%	4,7%	4,1%	4,6%	5,8%	7,0%	9,3%	9,3%	8,8%	5,9%

Tabla 14.- Participación esperada en el abastecimiento de la demanda según tipo de fuente

I.2.2 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 las figuras anteriores, se indican en la siguiente tabla 15.

PRODUCCIÓN BRUTA (GWh)	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Hidrología Seca	4616,6	4223,3	4604,7	4196,9	4416,0	4493,4	4591,3	4519,0	4246,6	4446,2	4367,3	4668,7
Hidrología Media	4612,6	4222,5	4603,6	4216,1	4394,1	4438,7	4586,0	4533,8	4226,5	4414,7	4331,6	4620,9
Hidrología Húmeda	4612,9	4222,6	4605,4	4189,9	4369,5	4471,0	4558,3	4500,1	4192,5	4390,9	4326,6	4624,1

Tabla 15.- Producción esperada bruta de energía en el SIC (en GWh)

Por otro lado, las ventas previstas de energía (en GWh) para los próximos 12 meses, y para cada uno de los 3 escenarios hidrológicos modelados, corresponde a las indicadas en la tabla 16:

Mes	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
VENTAS (GWh)	4366,0	3967,4	4309,5	3963,6	4152,6	4196,8	4337,0	4239,4	3975,3	4169,9	4109,7	4384,6

Tabla 16.- Ventas esperadas de energía en el SIC (en GWh)

Estas ventas previstas totalizan 50171,7 GWh, lo que representa un aumento del 1,3% en relación a las ventas efectuadas en el período enero 2015-diciembre 2015, las cuales totalizaron 49541,7 GWh.

I.2.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología,

Las Tablas 17, 18 y 19 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 la cota mínima y la cota máxima operacional vigente al 31 de diciembre, medidas en metros sobre el nivel del mar (msnm).

Hidrología Seca	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1325,2	1323,2	1321,8	1320,4	1318,6	1317,3	1316,5	1317,2	1317,5	1318,4	1320,8	1323,2
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	104,2	104,3	105,0	102,4	100,5	100,7	100,5	101,1	102,3	103,6	104,4	105,0
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	433,1	433,9	432,9	428,8	421,7	397,1	397,7	409,8	417,5	425,2	432,1	437,0
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1318,4	1312,6	1306,6	1295,1	1289,8	1284,3	1283,9	1283,7	1284,4	1290,1	1302,1	1317,2
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2161,6	2161,8	2161,6	2161,3	2161,8	2162,2	2162,8	2163,5	2164,1	2164,5	2164,9	2165,6
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	231,8	229,7	227,0	223,2	222,0	222,0	222,0	222,0	223,1	223,4	227,0	228,6
EMB. RALCO (692.0-725.0)	711,9	696,7	696,8	693,0	693,6	692,2	692,0	692,0	692,0	692,0	708,0	721,0

Tabla 17.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología seca (HS)

Hidrología Media	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1325,2	1323,2	1321,7	1320,5	1318,9	1319,5	1324,1	1325,9	1328,0	1329,9	1331,9	1335,2
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	104,2	104,3	104,5	102,3	100,5	101,1	100,9	102,4	102,7	105,0	103,8	104,6
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	433,1	433,5	432,3	426,7	421,7	404,5	412,2	421,3	434,4	436,6	429,7	430,4
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1318,4	1312,0	1305,5	1293,3	1282,8	1282,8	1282,8	1285,5	1293,0	1299,5	1282,8	1304,3
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2161,6	2161,8	2161,8	2162,2	2161,7	2162,1	2162,8	2163,2	2163,7	2164,1	2164,5	2165,3
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	231,8	228,4	226,3	222,9	222,7	222,6	223,3	226,6	231,0	235,0	236,6	238,7
EMB. RALCO (692.0-725.0)	711,9	700,7	702,3	692,2	693,3	693,0	711,2	704,0	719,7	717,4	706,9	716,2

Tabla 18.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología media (HM)

Hidrología Húmeda	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
LAG. LAJA (1308.48-1368.0)	1325,2	1323,2	1321,8	1320,6	1319,1	1322,6	1327,8	1329,2	1331,2	1332,4	1335,3	1337,9
EMB. RAPEL (100.5-105.0)	104,2	104,2	104,2	102,5	104,5	105,0	105,0	100,5	105,0	105,0	104,4	104,2
EMB. COLBÚN (397.0-436.0)	433,1	433,5	434,4	429,7	422,6	427,6	437,0	437,0	437,0	436,4	437,0	437,0
LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0)	1318,4	1312,0	1303,3	1292,6	1291,6	1294,5	1302,0	1292,9	1303,7	1309,9	1310,0	1314,3
LAG. MAULE (2152.1-2180.0)	2161,6	2161,7	2162,1	2162,2	2162,9	2163,8	2164,8	2165,3	2165,9	2166,2	2166,9	2168,1
LAG. CHAPO (222.0-243.0)	231,8	229,1	226,7	225,0	225,2	226,6	227,7	226,9	229,0	230,8	233,0	235,2
EMB. RALCO (692.0-725.0)	711,9	701,0	703,1	698,6	698,8	705,1	725,0	706,5	725,0	716,1	718,7	718,2

Tabla 19.- Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología húmeda (HH)

I.2.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja.

La tabla 20 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)	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
En hora de Demanda Alta	6846,4	6438,5	6536,2	6180,2	6229,4	6539,1	6549,6	6336,9	6272,9	6326,2	6457,0	6740,7
En hora de Demanda Media	6100,5	5759,5	5686,5	5563,5	5477,7	5717,3	5709,7	5566,3	5589,6	5407,3	5677,4	6019,1
En hora de Demanda Baja	5084,5	4924,8	4932,5	4818,3	4752,9	4827,9	4851,4	4784,0	4732,3	4733,0	4856,5	5061,3

Tabla 20.- Demanda promedio esperada en horas de demanda alta, demanda media y demanda baja

Por otro lado, la siguiente tabla 21 muestra la cantidad de horas de cada bloque perteneciente a cada mes del horizonte de simulación:

Número de horas	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Demanda Alta	220	270	334	258	343	345	335	363	247	336	302	258
Demanda Media	214	168	170	211	193	185	195	181	241	205	186	225
Demanda Baja	310	258	240	251	208	190	214	200	232	203	232	261

Tabla 21.- Número de horas/mes por bloque de demanda

I.2.5 Costos Marginales Esperados

Los costos marginales esperados de energía (CMG, medidos en USD/MWh), según hidrología, y como promedio de los bloque de demanda modelados, se muestran en las figuras N°21, N°22 y N°23 para las subestaciones Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Quillota y Charrúa, en 220 kV.

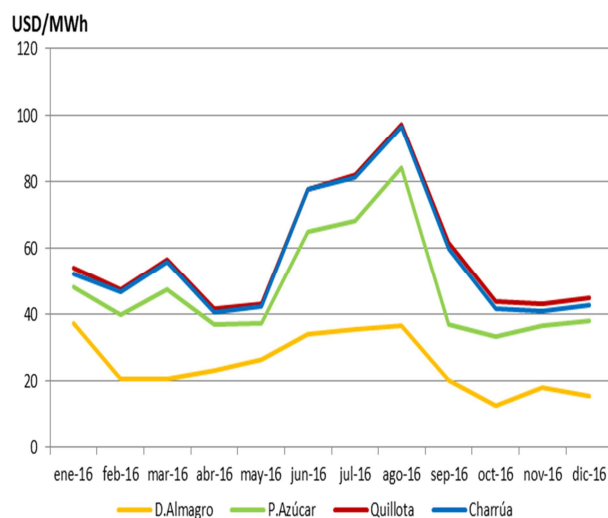


Fig.21.- CMG Esperados en Hidrología Seca

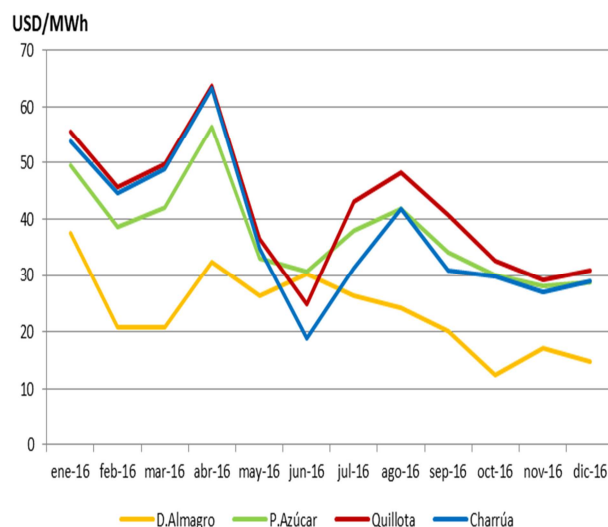


Fig.22.- CMG Esperados en Hidrología Media

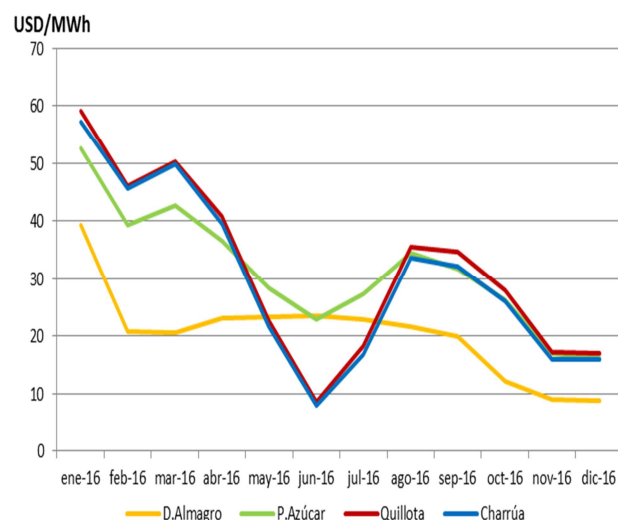


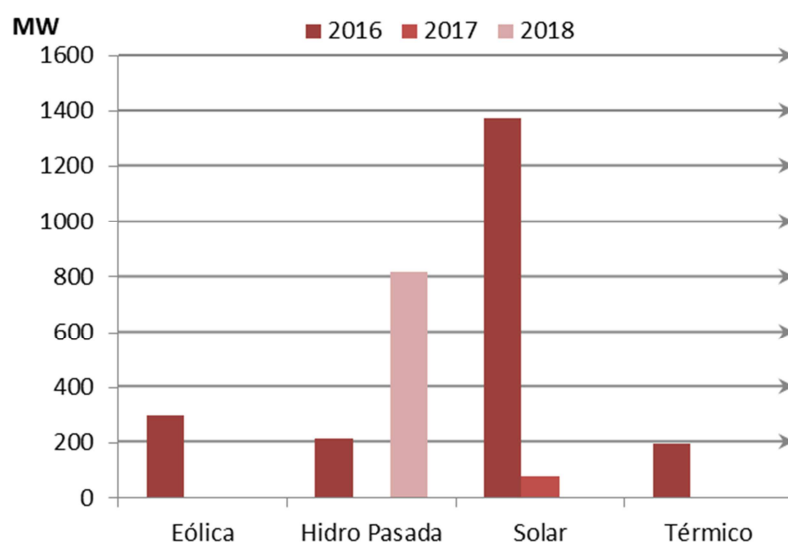
Fig.23.- CMG Esperados en Hidrología Húmeda

	CMG (USD/MWh) Hidrología Seca				CMG (USD/MWh) Hidrología Media				CMG (USD/MWh) Hidrología Húmeda			
	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa	D.Almagro	P.Azúcar	Quillota	Charrúa
ene-16	37,2	48,2	54,2	52,3	37,5	49,5	55,6	53,8	39,4	52,6	59,1	57,3
feb-16	20,9	40,0	47,4	46,8	20,8	38,6	45,6	44,7	20,8	39,4	46,1	45,6
mar-16	20,7	47,7	56,6	55,9	20,7	42,1	49,8	49,0	20,7	42,8	50,3	49,9
abr-16	23,4	37,1	41,6	40,5	32,4	56,5	63,7	63,2	23,1	36,5	40,8	39,6
may-16	26,4	37,4	43,3	42,5	26,3	33,1	36,4	34,8	23,3	28,4	22,8	21,8
jun-16	34,1	65,1	77,8	77,6	30,3	30,6	24,8	18,8	23,5	22,9	8,7	8,0
jul-16	35,4	68,4	82,1	81,3	26,3	37,9	43,2	31,4	23,0	27,4	18,3	16,8
ago-16	36,6	84,2	97,2	96,5	24,2	41,7	48,3	41,8	21,6	34,6	35,7	33,7
sep-16	20,3	36,9	61,7	59,8	20,1	34,1	40,7	30,9	20,0	31,8	34,8	32,2
oct-16	12,9	33,3	43,9	41,9	12,5	30,1	32,6	29,9	12,2	26,4	28,0	26,1
nov-16	18,0	36,6	43,1	41,2	17,1	28,1	29,1	26,9	9,0	17,1	17,2	16,1
dic-16	15,5	38,1	45,1	43,0	14,8	28,7	30,9	28,8	8,8	16,1	17,0	16,0

Tabla 22.- Costo marginal esperado por hidrología

I.2.6 Proyectos Informados de Generación y Transmisión

De acuerdo a los antecedentes proporcionados por las empresas, la carpeta de proyectos de generación para el horizonte 2016 a 2018, y que se encuentran declaradas en construcción con fecha de entrada en operación informada, se desglosa según la figura 24:



notas

- 1) Los proyectos que a la fecha de elaboración de este informe se encuentran en etapa de pruebas de puesta en servicio, se asumen entregados al despacho del CDEC durante el presente año 2016.
- 2) No se ha considerado la conexión al SIC en 2017 de la central CTM3 (250 MW), actualmente operativa en el SING.

La siguiente tabla 23 detalla los valores graficados en la figura 24.

Tipo de Central	Proyectos 2016 MW	Proyectos 2017 MW	Proyectos 2018 MW
Eólica	300,5	0,0	0,0
Hidro-pasada	219,1	0,0	817,0
Solar	1374,9	78,0	0,0
Térmica	198,5	0,0	0,0

Tabla 23.- Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

De acuerdo a estos antecedentes, en 2016 podría disponerse de una capacidad adicional ascendente a 2093,1 MW. En 2017 podría disponerse de 78,0 MW instalados adicionales, mientras que en 2018 podría disponerse de 817,0 MW de capacidad adicionales. El detalle del tipo de central que dispone de fecha tentativa informada y en estado declarado “en construcción”, así como la región de acogida de los diferentes proyectos, se indican en las siguientes figuras.

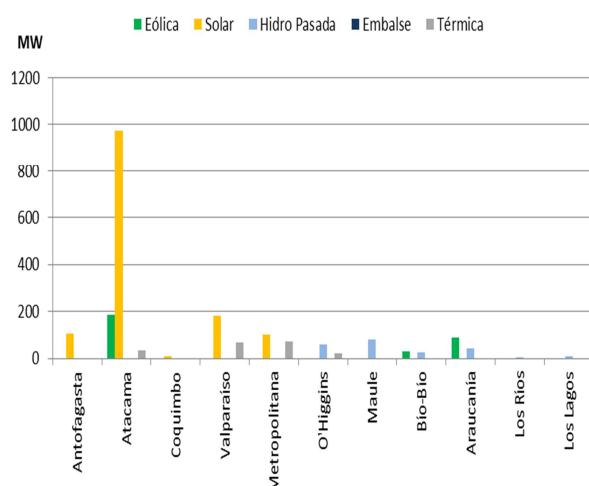


Fig.25.- Desagregado de proyectos por región 2016

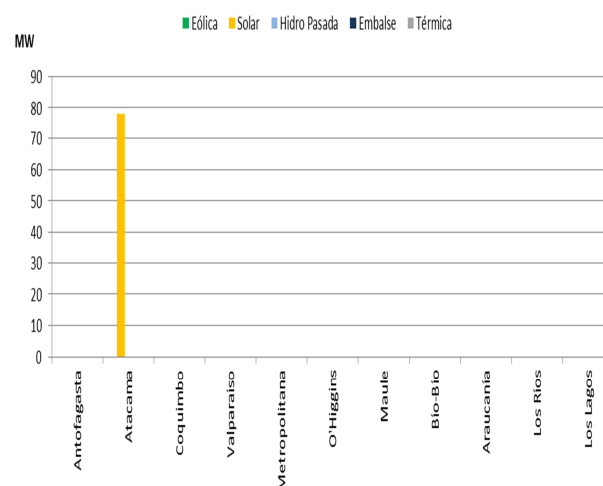


Fig.26.- Desagregado de proyectos por región 2017

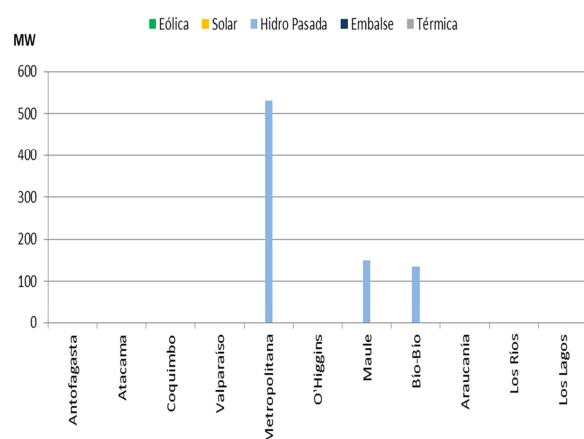


Fig.27.- Desagregado de proyectos por región 2018

Los principales proyectos declarados en construcción y con fecha tentativa de entrada en operación informada, para instalaciones de generación y transmisión, corresponden a:

Nombre	Año de entrada	Capacidad (MW)	Tipo	Región
Proyecto Solar Conejo (Fase 1)	2016	104,5	Solar	Antofagasta
Pampa Solar Norte	2016	69,0	Solar	Atacama
PMG Piloto Solar Cardones	2016	0,44	Solar	Atacama
El Devisadero	2016	65,0	Solar	Atacama
Carrera Pinto	2016	97,0	Solar	Atacama
Parque Fotovoltaico Luz del Norte	2016	141,0	Solar	Atacama
Central Solar Chaka	2016	50,0	Solar	Atacama
El Pilar Los Amarillos	2016	2,9	Solar	Atacama
Andes Generación	2016	32,5	Térmico	Atacama
Parque Eólico San Juan	2016	185,0	Eólico	Atacama
Los Loros	2016	48,0	Solar	Atacama
Valleland	2016	67,1	Solar	Atacama
Valle solar	2016	74,0	Solar	Atacama
El Pelicano	2016	100,0	Solar	Atacama
Abasol	2016	61,5	Solar	Atacama
El Romero	2016	196,0	Solar	Atacama
Parque solar La Silla	2016	1,9	Solar	Coquimbo
Lagunilla	2016	3,0	Solar	Coquimbo
Las Mollacas	2016	2,8	Solar	Coquimbo
La Chapeana	2016	2,8	Solar	Coquimbo
Quilapilún	2016	103,0	Solar	Metropolitana
Cogeneración de Planta Industrial Tissue	2016	22,0	Térmico	Metropolitana
Planta de Cogeneración	2016	50,0	Térmico	Metropolitana
Santa Marta (generador 9 y 10)	2016	2,0	Térmico	Metropolitana
Loma Los Colorados	2016	1,0	Solar	Metropolitana
Central de Respaldo Doña Carmen	2016	70,0	Térmico	Valparaíso
Central Doña Carmen Solar	2016	40,0	Solar	Valparaíso
PFV Olmué	2016	144,0	Solar	Valparaíso
Hidroeléctrica El Paso	2016	60,0	Hídrico	O'Higgins
CMPC Cordillera	2016	22,0	Térmico	O'Higgins
Hidroeléctrica Embalse Ancoa	2016	28,0	Hídrico	Maule
Hidroeléctrica Río Colorado	2016	15,0	Hídrico	Maule
La Mina	2016	34,8	Hídrico	Maule
PE Lebu (Ampliación II)	2016	3,5	Eólico	Bío Bío
Minicentral La Montaña 1	2016	3,0	Hídrico	Maule
Parque Eólico Los Buenos Aires	2016	24,0	Eólico	Bío Bío
El Mirador PMGD	2016	3,0	Hídrico	Bío Bío
Central Hidroeléctrica Río Mulchén	2016	3,0	Hídrico	Bío Bío
Alto Renaico	2016	1,5	Hídrico	Bío Bío
Itata	2016	20,0	Hídrico	Bío Bío
El Canelo I	2016	6,0	Hídrico	Araucanía
Carilafquén	2016	19,8	Hídrico	Araucanía
Malalcahuello	2016	9,2	Hídrico	Araucanía
Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves	2016	6,5	Hídrico	Araucanía

Nombre	Año de entrada	Capacidad (MW)	Tipo	Región
Parque Eólico Renaico	2016	88	Eólico	Araucanía
Mini-Hidro de paso Panguipulli	2016	0,34	Hídrico	Los Ríos
Pulelfu	2016	9	Hídrico	Los Lagos
Guanaco Solar	2017	50	Solar	Atacama
Malgarida I	2017	28	Solar	Atacama
Proyecto Alto Maipo Central Las Lajas	2018	267	Hídrico	Metropolitana
Proyecto Alto Maipo Central Alfalfal II	2018	264	Hídrico	Metropolitana
Proyecto Hidroeléctrico Los Cóndores	2018	150	Hídrico	Maule
Ñuble	2018	136	Hídrico	Bío Bío

Tabla 24.- Proyectos de generación en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2018

Nombre	Año de entrada	Nivel de tensión kV	Segmento	Punto de conexión
S/E Palomares: línea conectada en derivación a línea Carrera Pinto-Diego de Almagro, donde se conectará la S/E Pedernales	2016	220	-	-
Aumento de Capacidad de línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV	2016	220	STT	Línea Maitencillo - Cardones 1x220 kV
Subestación Punta Sierra	2016	220	-	Los Vilos - Pan de Azúcar 2x220 kV
Nuevos paños y Autotransformador 220/110 kV en SE Alfalfal	2016	220/110	STA	
Nuevos interruptores en SE Tap la Laja	2016	220/110	STA	
Proyecto de mejoramiento del Sistema de Transmisión Cordillera para Alto Maipo SpA	2016	110	STA	S/E Alfalfal - S/E Maitenes 110 kV
Proyecto de mejoramiento del Sistema de Transmisión Cordillera para Alto Maipo SpA	2016	220	STA	Central Alfalfal 2 - S/E Alfalfal
Cambio de Interruptor paño acoplador 52JR en S/E Alto Jahuel 220 kV	2016	-	STT	S/E Alto Jahuel 220 kV
Ampliación S/E Polpaico 500 kV y cambio interruptor Paño Acoplador 52JR.	2016	500 y 220	STT	S/E Polpaico 500-220 kV
Línea Punta Cortés - Tuniche	2016	220	-	S/E Punta Cortés
Línea Ancoa - Alto Jahuel 2x500 kV: segundo circuito	2016	500	STT	Ancoa - Alto Jahuel 500kV
Ampliación S/E Ancoa 500 kV	2016	500	STT	S/E Ancoa 500 kV
Segundo Transformador S/E Ancoa	2016	500/220	STT	S/E Ancoa
S/E Maule	2016	66	STx	S/E Maule
Línea S/E Río Pitrufoquen - S/E Melipeuco	2016	110	STA	S/E Río Pitrufoquén 110 kV
Sistema de Transmisión Mejillones - Cardones	2017	500	STA	S/E Nueva Cardones
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Cardones - Diego de Almagro, con seccionamiento en S/E Carrera Pinto	2017	220	STT	SS.EE. Cardones, Diego de Almagro y Carrera Pinto
Ampliación S/E Cardones 220 kV	2017	220 kV	STT	S/E Cardones
Nueva Línea Cardones - Maitencillo	2017	500	STT	Cardones 220 kV, Maitencillo 220 kV
Seccionamiento Barra Principal en Carrera Pinto	2017	-	STT	S/E Carrera Pinto
Ampliación S/E Carrera Pinto 220 kV	2017	220	STT	S/E Carrera Pinto
Seccionamiento del Circuito N°1 Cardones - Diego de Almagro en S/E Carrera Pinto	2017	220	STT	S/E Carrera Pinto

Nombre	Año de entrada	Nivel de tensión kV	Segmento	Punto de conexión
Nueva Línea Maitencillo – P. Azúcar 2x500 kV	2017	500	STT	Maitencillo 220 kV, Pan de Azúcar 220 kV
Proyecto de mejoramiento del Sistema de Transmisión Cordillera para Alto Maipo SpA	2017	-	STA	-
Seccionamiento de barras 500 kV S/E Alto Jahuel	2017	500	STT	S/E Alto Jahuel 500 kV
Tercer banco de autotransformadores 220/110 kV, S/E Cerro Navia	2017	220/110	STT	S/E Cerro Navia 220 kV
Cambio de Interruptores 52J3 y 52J10 en S/E Alto Jahuel 220 kV	2017	220	STT	S/E Alto Jahuel 220 kV
Cambio de Interruptores 52J5, 52JCE1, 52JZ3 y 52J7 en S/E Alto Jahuel 220 kV	2017	220	STT	S/E Alto Jahuel 220 kV
Ampliación S/E San Andrés 220 kV	2017	220	STT	S/E San Andrés 220 kV
Nueva Seccionadora Puente Negro 220 kV	2017	220	STT	2x220 kV Colbún - Candelaria
S/E Itahue, nuevo Transformador 220-154/66/13,8 kV 100 MVA	2017	220-154/66	STx	S/E Itahue
Seccionamiento de barras 500 kV S/E Ancoa	2017	500	STT	S/E Ancoa 500 kV
Ampliación S/E Ciruelos	2017	220	STT	S/E Ciruelos
Seccionamiento de barras 500 kV S/E Charrúa	2017	500	STT	S/E Charrúa
Cambio de Interruptores 52J23 Y 52J3 en S/E Charrúa 220 kV	2017	220 kV	STT	S/E Charrúa
Cambio de Interruptores 52JT5, 52JT6 y 52J15 en S/E Charrúa 220 kV	2017	220 kV	STT	S/E Charrúa
Ampliación S/E Temuco 220 kV	2017	220	STT	S/E Temuco
Seccionamiento completo Subestación Rahue	2017	220	STT	Línea Valdivia - Puerto Montt 220 kV y S.E. Rahue
Subestación Nueva Cardones 500/220 kV	2018	500/220	STT	S/E Cardones
Subestación Nueva Maitencillo 500/220 kV	2018	500/220	STT	S/E Maitencillo
Banco de Autotransformadores S/E Nueva Cardones, 500/220 kV, 750 MVA	2018	500/220	STT	S/E Nueva Cardones
Aumento de Capacidad de la línea 1x220 kV Cardones - Carrera Pinto - Diego de Almagro	2018	220 kV	STT	S/E Cardones, S/E Carrera Pinto, S/E Diego de Almagro
SE Seccionadora Nueva Diego de Almagro	2018	-	STT	Nueva SE Diego de Almagro
Banco Autotransformadores S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV, 750 MVA	2018	500/220	STT	S/E Nueva Maitencillo
Subestación Nueva Pan de Azúcar	2018	500/220	STT	Subestación Pan de Azúcar
Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500 kV	2018	500	STT	Pan de Azúcar 220, kV Polpaico 500 kV
Banco Autotransformadores S/E Nueva Pan de Azúcar, 500/220 kV, 750 MVA	2018	500/220	STT	S/E Nueva Pan de Azúcar
Tercer banco de autotransformadores 500/220 kV, S/E Alto Jahuel	2018	500/220	STT	S/E Alto Jahuel
Nueva línea 1x220 kV Alto Melipilla - Rapel	2018	220	STT	S/E Alto Melipilla y S/E Rapel
Nueva línea 2x220 kV Lo Aguirre - Alto Melipilla	2018	220	STT	S/E Lo Aguirre y S/E Alto Melipilla
Nueva Línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa: primer circuito	2018	500	STT	Charrúa 500 kV, Ancoa 500 kV
Sec. Línea 2x500kV Charrúa-Ancoa y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa-Ancoa	2018	220	STT	S/E Charrúa
Línea 2x500 kV Charrúa Ancoa	2018	500 y 220	STT	S/E Charrúa, línea 2x500 kV Charrúa - Ancoa
Nueva línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli, tendido del primer circuito	2018	220	STT	S/E Ciruelos y S/E Pichirropulli

Nombre	Año de entrada	Nivel de tensión kV	Segmento	Punto de conexión
Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Ciruelos - Pichirropulli	2018	220	STT	SS/EE. Ciruelos y Pichirropulli

Tabla 25.- Proyectos de transmisión en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2018

CAPÍTULO II

ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES

II.1 Control de Frecuencia

El Artículo 5-67 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 (Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia) para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

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

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

Por otro lado, el artículo 5-68 establece que el valor de FECF, para cada hora, no debe ser inferior a 0,45. La tabla 26 muestra que en la ventana móvil analizada, dicho factor se ubicó por sobre este mínimo de 0,45.

Mes	Jul15	Ago15	Sep15	Oct15	Nov15	Dic15
$FECF \geq 0.45$	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0
$FECF < 0.45$	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0	0,0
Mín FECF	0,87	0,81	0,97	0,96	0,94	0,97
Dmax (Hz)	0,767	0,824	3,040	2,811	2,841	2,847

Tabla 26.- FECF mensual en el SIC

Dmax: Desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF (en Hz)

La tabla 27 muestra la variación del índice $\Delta f_{m\acute{a}x}$ el cual, tal como se indicó anteriormente, corresponde a la desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF (en estos cálculos no se ha considerado el aporte que pueda realizar la unidad piloto).

Mes	Jul15	Ago15	Sep15	Oct15	Nov15	Dic15
$\Delta f_{m\acute{a}x} < 0.5 \text{ Hz}$	42,5%	71,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
[0.5 – 1.0)	57,5%	28,4%	1,3%	0,3%	6,4%	1,3%
[1.0 – 1.5)	0,0%	0,0%	5,0%	71,1%	32,5%	11,6%
[1.5 – 2.0)	0,0%	0,0%	81,8%	23,4%	46,3%	54,4%
$\Delta f_{m\acute{a}x} > 2.0 \text{ Hz}$	0,0%	0,0%	11,9%	0,0%	14,9%	32,7%

Tabla 27.- $\Delta f_{m\acute{a}x}$ mensual en el SIC

A contar del mes de septiembre, y con la aprobación por parte de la CNE del Anexo Técnico “Desempeño del Control de Frecuencia”, mediante Resolución Exenta N°494, la metodología de cálculo del índice se modificó, dando lugar a la distribución mostrada para el mes de septiembre en adelante.

De acuerdo al artículo 5-30 de la NTSyCS, el CDC deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

En la tabla 28, y en base a la medida de frecuencia obtenida en la S/E C. Navia 220 kV, se asocia a cada intervalo definido anteriormente el porcentaje de la ventana móvil analizada de peor desempeño. De esta forma en el mes de diciembre, por ejemplo, las ventanas móviles de 7 días analizadas indican que el peor comportamiento registrado para el intervalo de frecuencia (49,8-50,2] Hz, alcanzó el 99,93%, cumpliendo el criterio de estar por sobre el 99% especificado por la NTSyCS. Por otro lado, para el intervalo de frecuencia [50,2-50,7) Hz, de las ventanas móviles de 7 días analizadas en el mes de diciembre, se tiene que el peor comportamiento registrado en ese rango alcanzó el 0,05%, valor mucho menor al 0,5% aceptado por la NTSyCS cumpliéndose, en consecuencia, con el criterio exigido.

	RANGO DE PERTENENCIA			Aporte generación hidráulica
	(49,8 - 50,2) > 99%	[50,2 - 50,7) < 0,5%	(49,3 - 49,8] < 0,5%	Si <u>aporte</u> > 60%
Mes	(49,8 - 50,2) > 97%	[50,2 - 50,7) < 1,5%	(49,3 - 49,8] < 1,5%	Si <u>aporte</u> < 60%
Julio	99,87%	0,06%	0,07%	39,4%
Agosto	99,90%	0,04%	0,07%	55,2%
Septiembre	99,94%	0,04%	0,02%	59,9%
Octubre	99,96%	0,02%	0,02%	57,9%
Noviembre	99,91%	0,06%	0,04%	68,7%
Diciembre	99,93%	0,05%	0,03%	65,6%

Tabla 28.- Rangos de pertenencia de la frecuencia (frecuencia medida en C. Navia 220 kV)

II.2 Control de Tensión

El artículo 5-24 de la NTSyCS establece que el sistema eléctrico deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el CDC y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- 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].

Según el art. 5-64, el valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24 (Estado Normal), durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro. Por otro lado, el art. 5-65 establece que la evaluación del desempeño del Control de Tensión del SI será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación. Para tal efecto, la DO administrará y procesará la información de los datos y medición de la tensión en los Puntos de Control de Clientes, utilizando las mediciones disponibles en el SITR.

Para efectos de lo dispuesto en el art. 5-65, la medición de las tensiones se efectuará en intervalos de 15 minutos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los cuales se efectuarán los cálculos estadísticos que permitan representar su comportamiento.

Las siguientes figuras grafican, para la muestra seleccionada de subestaciones representativa del sistema de transmisión, el comportamiento del valor horario del voltaje en barra (obtenido desde el SITR, valor promedio horario). Esta magnitud de voltaje se ha graficado considerando la tensión de servicio mínima/máximo definida en el Estudio de Tensiones de Servicio vigente, y que corresponden a:

Barra de 500 kV	Vss (Tensión Servicio)	1.03 p.u	0.97 p.u
A. Jahuel	500,0 kV	515,0 kV	485,0 kV
Polpaico	504,0 kV	519,1 kV	488,9 kV
Ancoa y Charrúa	510,0 kV	525,3 kV	494,7 kV

Tabla 29.- Tensiones de servicio en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 500 kV

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en las siguientes figuras:

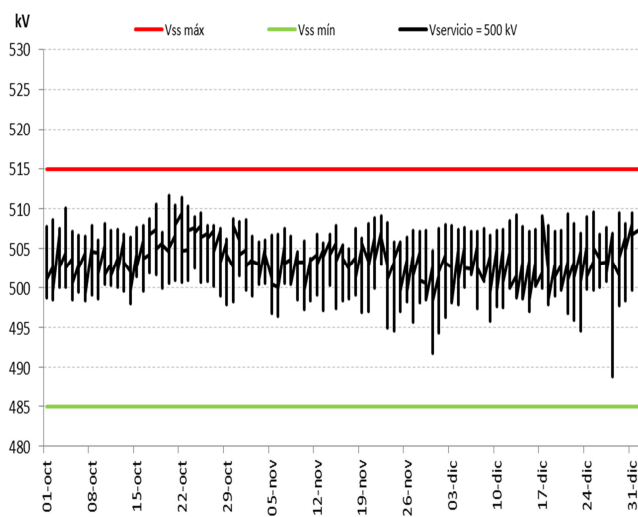


Fig.28.- Voltaje en barras con tensión de servicio 500 kV

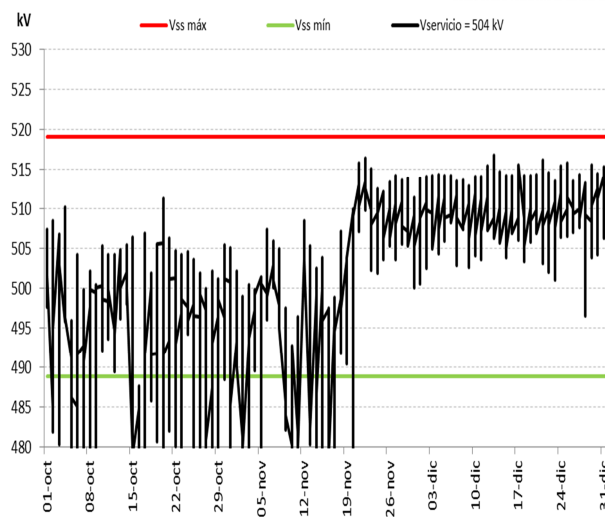


Fig.29.- Voltaje en barras con tensión de servicio 504 kV
 * Transelec regularizó la lectura del medidor a fines de nov-15.

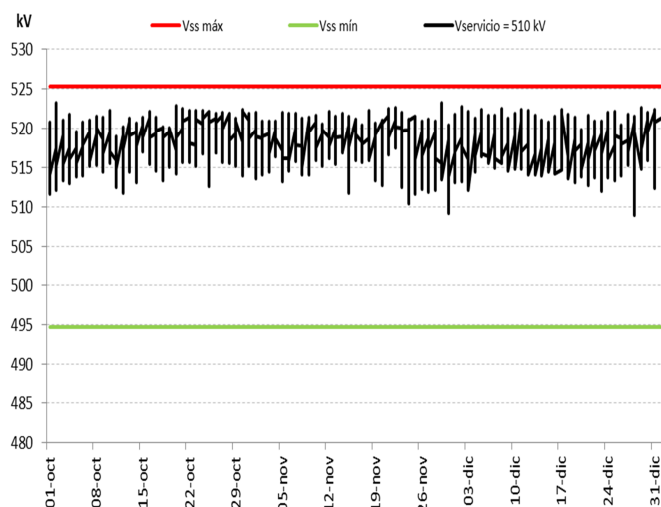


Fig.30.- Voltaje en barras con tensión de servicio 510 kV

Barra de 500 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Octubre 15	Noviembre 15	Diciembre 15
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Polpaico	100,0%	100,0%	100,0% *
Ancoa y Charrúa	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 30.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 500 kV

* Transelec regularizó la lectura del medidor a fines de noviembre de 2015.

Se concluye el cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], se tiene:

Barra 220 kV	Vss (Tensión Servicio)	1.05 p.u	0.95 p.u
D. Almagro	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
Cardones	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
C. Navia	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
A. Jahuel	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
Concepción	224,0 kV	235,2 kV	212,8 kV
P. Azúcar	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Quillota	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Charrúa	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Valdivia	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
P. Montt	226,0 kV	237,3 kV	214,7 kV
Temuco	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV
Cautín	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV
Ciruelos	228,0 kV	239,4 kV	216,6 kV

Tabla 31.- Tensiones de servicio en sistema de transmisión de tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 kV

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en las siguientes figuras:

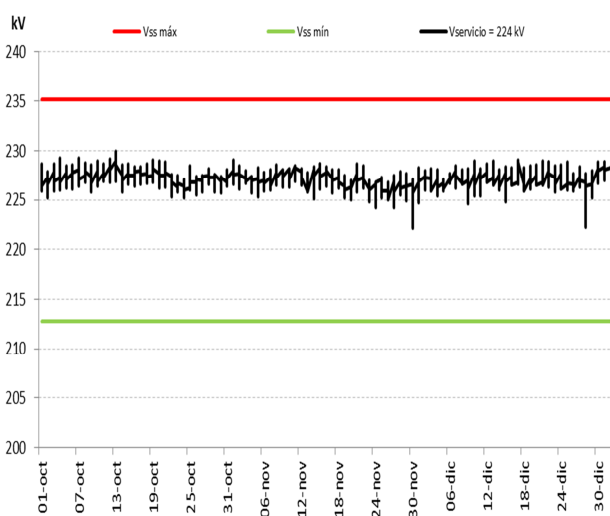


Fig.31.- Voltaje en barras con tensión de servicio 224 kV

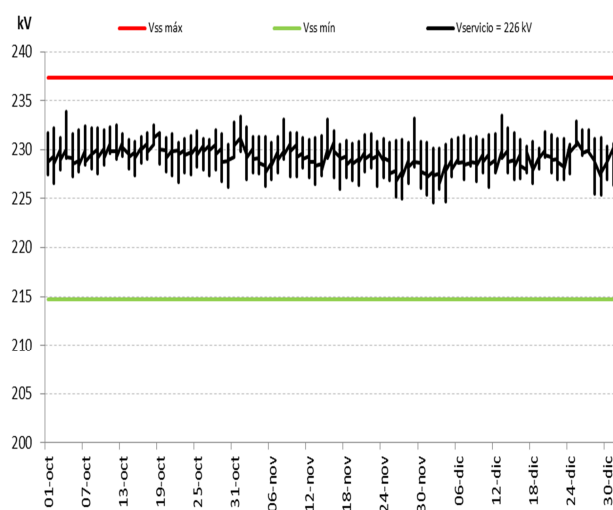


Fig.32.- Voltaje en barras con tensión de servicio 226 kV

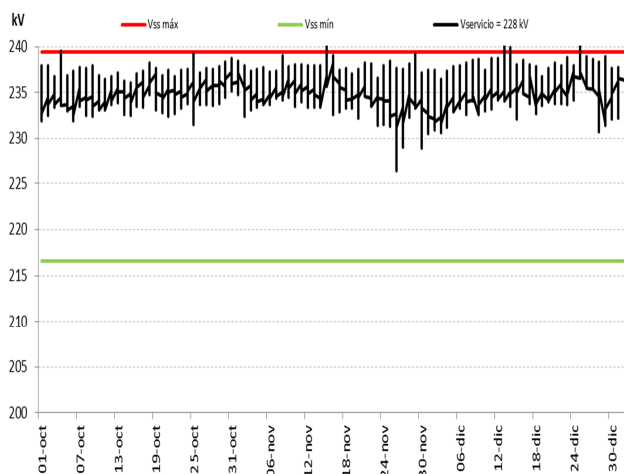


Fig.33.- Voltaje en barras con tensión de servicio 228 kV

Barra de 220 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Octubre 15	Noviembre 15	Diciembre 15
D. Almagro	100,0%	100,0%	100,0%
Cardones	100,0%	100,0%	100,0%
C. Navia	100,0%	100,0%	100,0%
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Concepción	100,0%	100,0%	99,7%
P. Azúcar	100,0%	100,0%	100,0%
Quillota	100,0%	100,0%	100,0%
Charrúa	100,0%	100,0%	100,0%
Valdivia	99,2%	98,1%	95,3%
P. Montt	100,0%	100,0%	99,9%
Temuco	100,0%	100,0%	100,0%
Cautín	99,2%	98,1%	96,5%
Ciruelos	98,5%	96,3%	93,5%

Tabla 32.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 kV

Se puede apreciar la existencia de un grupo de barras que, respecto de la tensión de servicio, se encuentran fuera de rango (por el límite superior de la banda) de este 1% aceptable. La siguiente tabla muestra el valor teórico (sensibilidad) del límite superior de la tensión que permitiría cumplir con el criterio del 1% fuera de rango.

Barra de 220 kV	Voltaje requerido para cumplir 1% dentro de una banda		
	Octubre 15	Noviembre 15	Diciembre 15
Valdivia	237,3 kV	237,9 kV	238,5 kV
Cautín	239,4 kV	240,0 kV	240,3 kV
Ciruelos	239,9 kV	241,8 kV	240,9 kV

Tabla 33.- Límite teórico superior de banda de voltaje para cumplir con máximo 1% de los registros fuera de rango

Al considerar lo señalado en el Anexo Técnico de Sistema de Monitoreo, que en su artículo 47 establece que “Los equipos que intervienen en la adquisición de datos deben tener una clase de precisión clase 2 ANSI, equivalente a un 2% de error, u otra clase de mayor precisión”, se concluye que si bien existen valores fuera de rango para los meses consultados, esas medidas se ubican dentro del margen de error de la misma.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual a 154 kV, se deben cumplir las siguientes tensiones de servicio:

Barra de 154 kV	Vss (Tensión Servicio)	1.07 p.u	0.93 p.u
A. Jahuel	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Rancagua	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Itahue	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
Hualpén	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV
L. Ángeles	156,0 kV	166,9 kV	145,1 kV

Tabla 34.- Tensiones de servicio en Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (154 kV)

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en la siguiente figura:

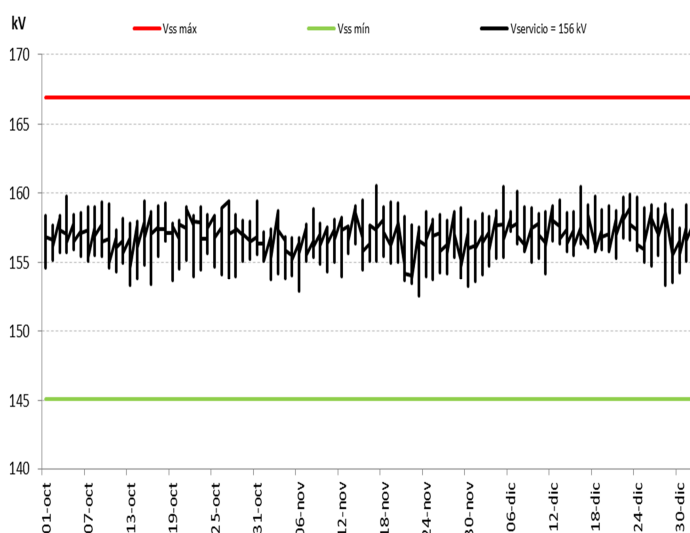


Fig.34.- Voltaje en barras con tensión de servicio 156 kV

Barra de 154 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Octubre 15	Noviembre 15	Diciembre 15
A. Jahuel	100,0%	100,0%	100,0%
Rancagua	100,0%	100,0%	100,0%
Itahue	100,0%	100,0%	100,0%
Hualpén	100,0%	100,0%	100,0%
L. Ángeles	100,0%	100,0%	100,0%

Tabla 35.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (154 kV)

Se concluye un cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

Para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual a 110 kV, se deben cumplir las siguientes tensiones de servicio:

Barra de 110 kV	Vss (Tensión Servicio)	1.07 p.u	0.93 p.u
Cardones	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
Maitencillo	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
P. Azúcar	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
Quillota	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV
C. Navia	111,0 kV	118,8 kV	103,2 kV

Tabla 36.- Tensiones de servicio en Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (110 kV)

El comportamiento promedio de la muestra de barras seleccionada, para el período analizado, se muestra en la siguiente figura:



Fig.35.- Voltaje en barras con tensión de servicio 111 kV

Barra de 110 kV	Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes)		
	Octubre 15	Noviembre 15	Diciembre 15
Cardones	100,0%	100,0%	100,0%
Maitencillo	100,0%	100,0%	100,0%
P. Azúcar	100,0%	100,0%	100,0%
Quillota	100,0%	100,0%	100,0%
C. Navia	100,0%	99,6%	99,8%

Tabla 37.- Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV (110 kV)

Se concluye el cumplimiento de la exigencia establecida en la NTSyCS para la muestra de barras seleccionada.

La siguiente tabla muestra la apertura de líneas de transmisión por regulación de tensión durante el trimestre octubre-diciembre del presente año.

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fecha de Apertura
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt cto 1	Sábado 3/oct15 al lunes 5/oct15
	Lunes 19/oct15
	Sábado 31/oct15
	Lunes 9/nov15
	Lunes 16/nov15
	Domingo 13/dic15
	Domingo 20/dic15
	Viernes 25/dic15
LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt cto 2	Jueves 1/oct15
	Domingo 11/oct15 y lunes 12/oct15
	Domingo 18/oct15
	Domingo 25/oct15 y lunes 26/oct15
	Domingo 8/nov15
	Domingo 15/nov15
	Domingo 22/nov15
	Martes 14/dic
	Miércoles 23/dic15
	Sábado 26/dic15
LT 220 kV Charrúa – Mulchén cto 1	Domingo 4/oct15
	Domingo 18/oct15
	Domingo 25/oct15
	Domingo 1/nov15
	Lunes 9/nov15
	Lunes 16/nov15
	Domingo 29/nov15

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fecha de Apertura
	Martes 8/dic15
	Domingo 20/dic15 a lunes 21/dic15
	Viernes 25/dic15
	Domingo 27/dic15
LT 220 kV Charrúa – Mulchén cto 2	Lunes 5/oct15
	Sábado 31/oct15
	Domingo 8/nov15
	Domingo 15/nov15
	Domingo 22/nov15
	Domingo 6/dic15 a lunes 7/dic15
	Domingo 13/dic15 a lunes 14/dic15
	Viernes 25/dic15 a sábado 26/dic15
	Domingo 6/dic15 a lunes 7/dic15
	Domingo 13/dic15 a lunes 14/dic15
	Viernes 25/dic15 a sábado 26/dic15
LT 220 kV Mulchén – Cautín cto 1	Domingo 4/oct15
	Domingo 18/oct15
	Domingo 25/oct15
	Domingo 1/nov15
	Lunes 9/nov15
	Lunes 16/nov15
	Domingo 29/nov15
	Martes 8/dic15
	Domingo 20/dic15 a lunes 21/dic15
	Viernes 25/dic15
	Domingo 27/dic15
LT 220 kV Mulchén – Cautín cto 2	Lunes 5/oct15
	Sábado 31/oct15
	Domingo 8/nov15
	Domingo 15/nov15
	Domingo 22/nov15
	Domingo 6/dic15 a lunes 7/dic15
	Domingo 13/dic15 a lunes 14/dic15
	Viernes 25/dic15
	Sábado 26/dic15
LT 220 kV Ralco - Charrúa cto1	Domingo 4/oct15
	Domingo 25/oct15 y lunes 26/oct15
	Domingo 8/nov15
	Martes 14/dic15
	Domingo 20/dic15
	Viernes 25/dic15
	Domingo 27/dic15
	Jueves 31/dic15

Tabla 38.- Apertura de líneas por regulación de tensión para el trimestre octubre-diciembre 2015

De la tabla anterior se desprende el siguiente resumen gráfico que muestra el número de días en que las líneas de transmisión que se indican operaron en estado abierto por regulación de tensión (ordenadas geográficamente de norte a sur). Esta situación se produce principalmente en horas de baja demanda, como consecuencia de la gran longitud de algunas líneas de transmisión

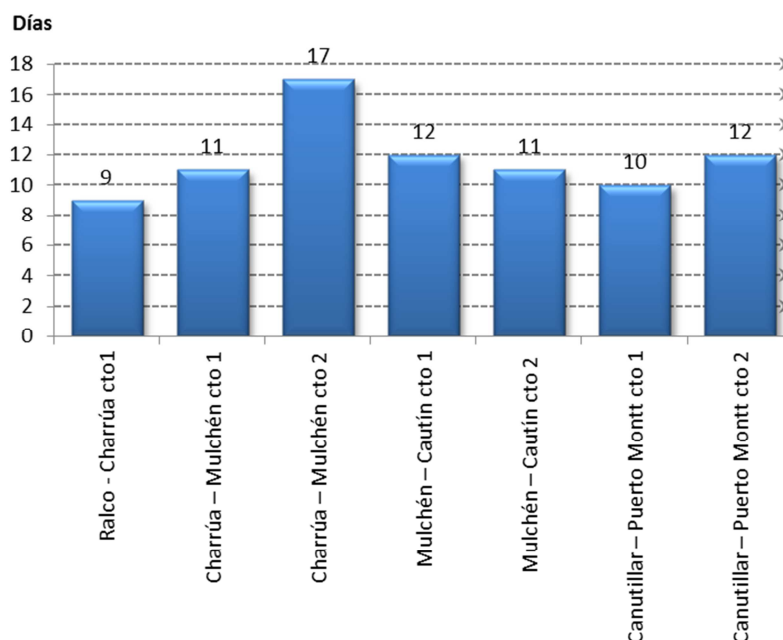


Fig.36.- Apertura de líneas por regulación de tensión

II.3 Factor de Potencia

El art. 5-22 de la NTSyCS establece que las Instalaciones de Clientes Libres deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- 0,98 inductivo y 1,000 en Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores 200 [kV].

Por otro lado, el art. 5-23 de la NTSyCS establece que las instalaciones de Clientes Regulados deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

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

Además, el art. 6-14 de la Norma Técnica establece que los Clientes deberán entregar a la DP, información relativa a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto en sus respectivos Puntos de Control, de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Sobre la base de los antecedentes proporcionados por las empresas, los que se encuentran publicados en la página Web del CDEC SIC, se presenta a continuación el grado de cumplimiento de estas exigencias para el trimestre octubre-diciembre, tanto en lo relacionado con la entrega de la información requerida, como al cumplimiento de los estándares exigidos.

En relación al grado de cumplimiento de estas exigencias, la calificación asignada al tipo de retiro (retiros de clientes libres o retiros de distribuidoras) para mostrar los resultados, es el siguiente:

- Capacitivo: cuando más del 60% de las medidas informadas de los puntos de retiro presentan ese comportamiento (c).
- Inductivo: cuando más del 60% de las medidas informadas de los puntos de retiro presentan ese comportamiento (i).
- Ambos: cuando no exista un comportamiento predominante en base al criterio anterior.

La información presentada considera que el 88% de los puntos de retiro de distribuidoras (242 puntos) entregaron información, mientras que en el caso de clientes libres, lo hizo el 12% de los puntos registrados (esto es equivale a 33 puntos).

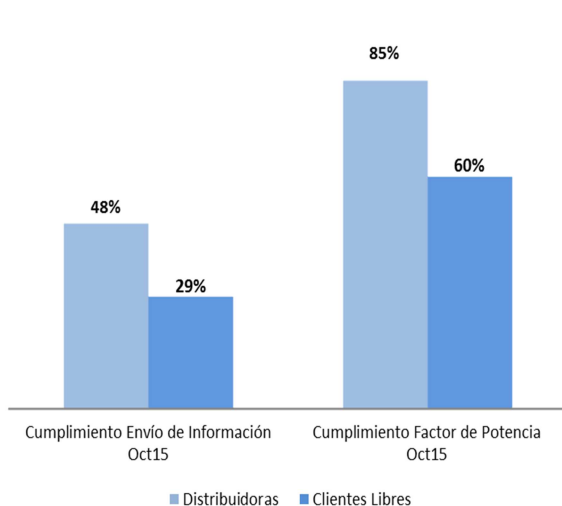


Fig.37.- Cumplimiento envío información FP-Oct15

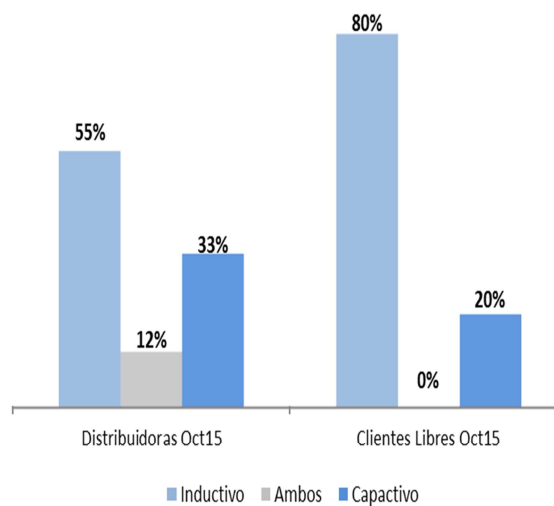


Fig.38.- Comportamiento de factor de potencia Oct15

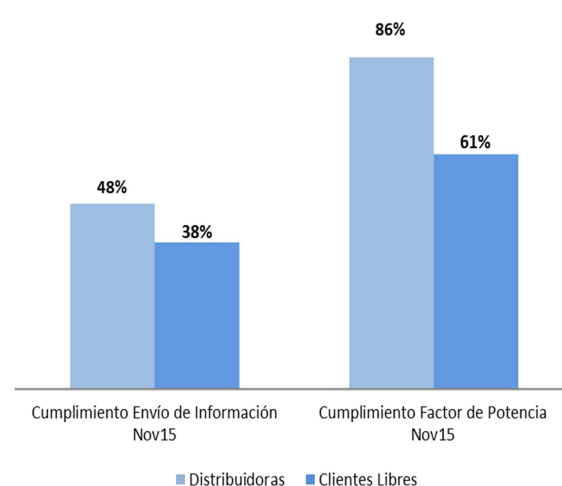


Fig.39.- Cumplimiento envío información FP-Nov15

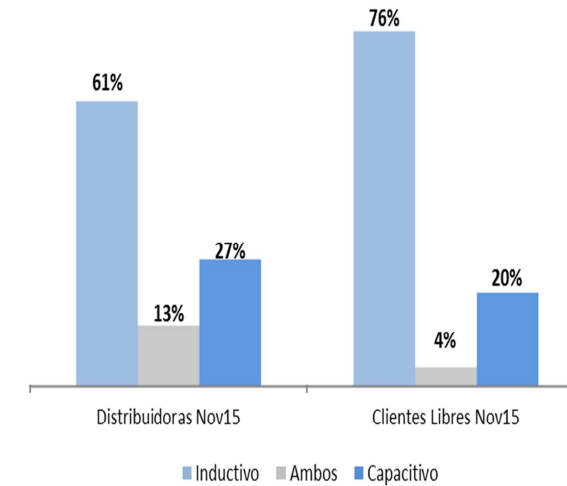


Fig.40.- Comportamiento de factor de potencia Nov15

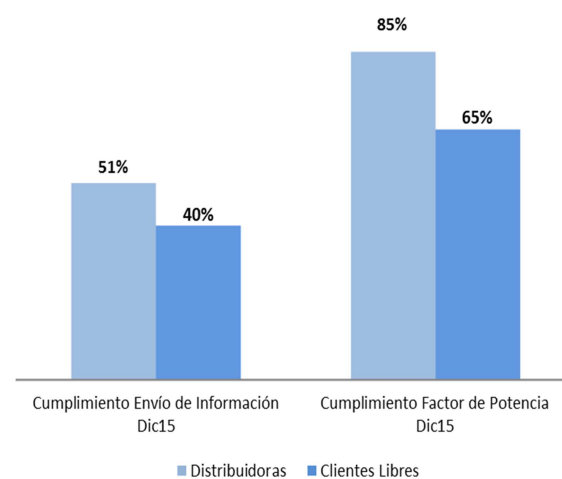


Fig.41.- Cumplimiento envío información FP-Dic15

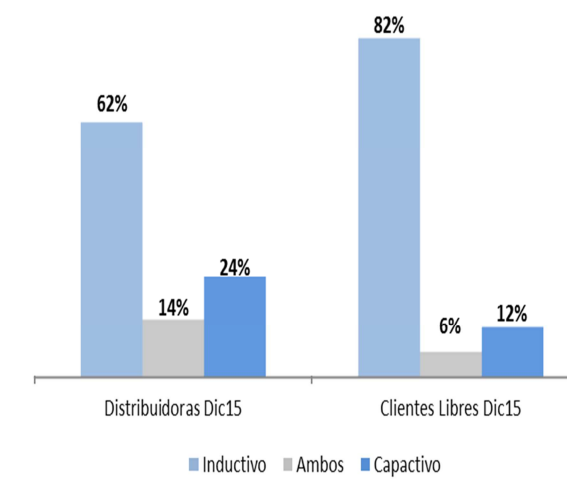


Fig.42.- Comportamiento de factor de potencia Dic15

II.4 Tiempo de Restablecimiento del Servicio (TRS)

En la siguiente figura 43 se muestra la evolución del TRS promedio luego de una pérdida de suministro igual o mayor a 4,0 MW, para las ventanas móviles correspondientes a:

- Marzo14-febrero15
- Junio14-mayo15.
- Septiembre14-agosto15
- Diciembre14-noviembre15

En base a los antecedentes mostrados, se puede concluir que el TRS promedio ha permanecido estable con tiempos de restablecimiento del orden de 1,65 horas.

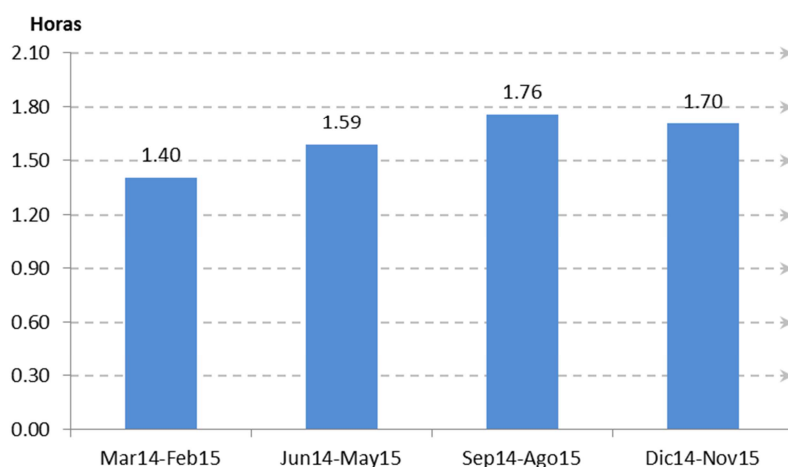


Fig.-43.- TRS promedio para fallas con pérdida de suministro igual o mayor a 4,0 MW

Por otro lado, la siguiente tabla muestra las 10 fallas con mayor TRS para el período correspondiente a septiembre-noviembre de 2015 (diciembre en elaboración), ordenados de mayor TRS a menor TRS.

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
20-10-2015 22:09:00	Descarga eléctrica entre fases ocurrida en LT 66 kV Charrúa - Laja producto de la caída de un árbol entre sus estructuras Nº19 y Nº20, ubicadas a 3.7 km de la S/E Charrúa aproximadamente, el que fue derribado por terceros para posteriormente efectuar el robo de conductor de esta línea de transmisión entre sus estructuras Nº12 y Nº21	11,1	5,8
16-09-2015 19:56:00	Desconexión forzada de la barra Nº1 de 23 kV de S/E Ovalle, debido a contacto entre dos alimentadores MT que comparten postación y que se vieron sometidos a oscilaciones mecánicas durante fuerte sismo en la Región de Coquimbo.	4,7	10,5

Fecha de Interrupción Suministro	Interrupción	Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs)	Pérdida Total Estimada (MW)
02-10-2015 14:37:00	LT 44 kV Chagres-Los Ángeles, falla a causa de choque de ave de gran envergadura (Cóndor) que provoca el corte de las tres fases entre las estructuras N°175 y N°176, ubicadas en el tramo de línea Catemu-Los Ángeles.	4,6	8,7
07-10-2015 6:37:00	Desconexión forzada de LT 110 kV Diego de Almagro - Manto Verde, debido a pérdida de aislación provocada por presencia de contaminación.	4,3	20,6
23-10-2015 9:32:00	Desconexión forzada del circuito N°1 de LT 2x66 kV Concepción - Coronel, por operación de protecciones ante falla en el desconectador 89QL1 de S/E Papelera Bío Bío.	3,6	31,5
17-10-2015 14:04:00	Desconexión forzada del transformador 110/23 kV de S/E Cerrillos, por falla entre fases en el alimentador El Yeso de 23 kV, originada por contacto de ramas de árboles con el conductor de dicho alimentador, la cual fue despejada de forma indeseada por la protección de distancia de fases en zona 1 asociada al paño HT1 de S/E Cerrillos.	2,9	24,5
04-09-2015 12:53:00	Durante una tala de árboles que se realizaba en la línea 66 kV Carampangue - Curanilahue, a propósito de una faena de mantenimiento preventivo de la franja de seguridad de la línea (consistente en la tala de árboles riesgosos), se produce la caída intempestiva de un árbol sobre conductores entre sus estructuras N°260 y N°261.	2,8	17,7
16-09-2015 19:55:00	Apertura del interruptor 52B5 en S/E Ovalle, asociado a la LT 66 kV Ovalle - Illapel, por falla monofásica a tierra provocada por acortamiento de distancia de un conductor de la línea con la estructura N° 204, durante fuerte sismo que afectó a la Cuarta Región.	2,6	5,1
09-09-2015 15:35:00	LT 110 kV Cerrillos – Los Loros, falla bifásica a tierra, originada por choque de vehículo con tirante de conductor de alimentador MT cuyo trazado pasa por debajo de dicha línea, lo cual provocó el acortamiento de distancia eléctrica entre la línea 110 kV y el conductor de MT.	2,2	5,6

Tabla 39.- Mayores TRS registrados en el período septiembre-noviembre 2015

II.5 Energía No Suministrada por Fallas

El siguiente gráfico muestra la energía no suministrada mensual debido a eventos que tuvieron como resultado la elaboración de un Estudio para Análisis de Falla (EAF), de acuerdo al Artículo 6-74 de la NTSyCS para el trimestre octubre-diciembre 2015, junto con una comparación respecto de igual período de 2014. Se muestra, además, el número de esos estudios realizados durante cada mes de este trimestre.

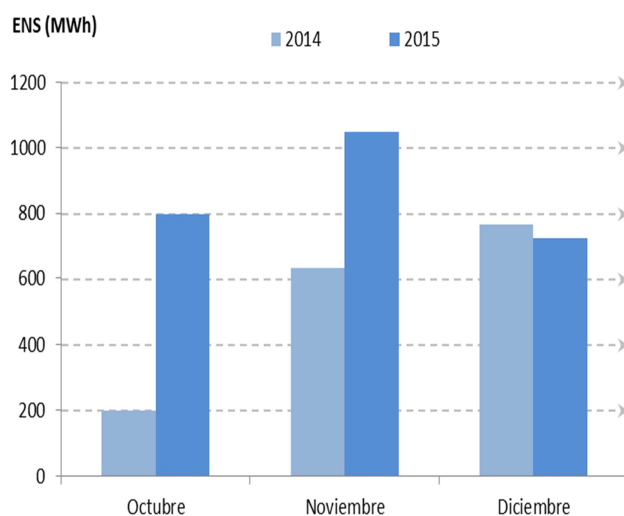


Fig.44.- Energía No Suministrada período octubre-diciembre

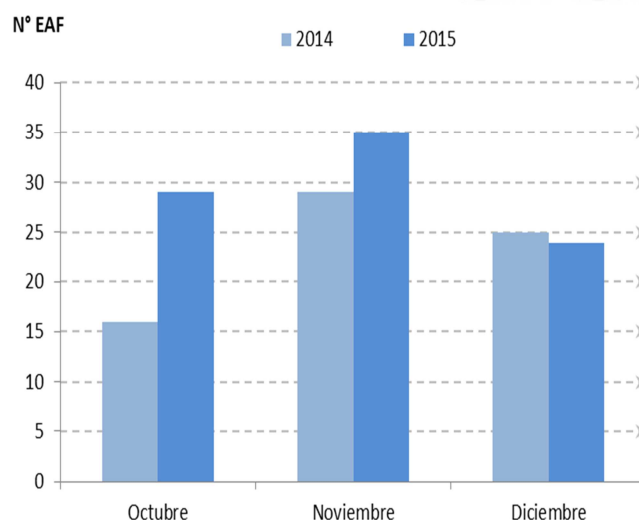


Fig.45.- Estudios de Análisis de Falla realizados (EAF)

Se muestra en la siguiente tabla la Energía No Suministrada por fallas (ENS), junto con el porcentaje que representa esa ENS respecto de la demanda bruta registrada para cada uno de los siguientes períodos:

- Marzo 2014-febrero 2015
- Junio 2014-mayo 2015
- Septiembre 2014-agosto 2015
- Diciembre 2014-noviembre 2015

Período	ENS por Fallas (GWh)	% Respecto Demanda Bruta Acumulada
Mar14-Feb15	7,36	0,01%
Jun14-May15	7,59	0,01%
Sep14-Ago15	11,78	0,02%
Dic14-Nov15	11,92	0,02%

Tabla 40.- Energía No Suministrada (ENS) por falla

En la tabla anterior, el aumento de la ENS visualizada en la ventana móvil Sep14-Ago15, se explica básicamente por la gran cantidad de fallas ocurridas entre los días sábado 8 y domingo 9 de agosto de 2015, producto del fuerte temporal de viento y lluvia que afectó a la zona comprendida entre Concepción y Coquimbo. Tan solo esos días aportaron cerca de 515 MWh de ENS.

Respecto de la demanda bruta mensual, la ENS por falla registrada para cada mes del trimestre octubre-diciembre representó, en promedio, del orden del 0,02% de la energía demandada por el sistema el respectivo mes.

Finalmente, la siguiente tabla muestra una clasificación de los EAF elaborados durante cada mes del cuarto trimestre de 2015, en base al fenómeno físico que originó la falla analizada (según codificación SEC para EAF):

Origen de la falla	Oct15	Nov15	Dic15
Caída de árbol sobre línea o instalación.			
Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.)	3		
Otros*	3	3	4
Violación de distancia eléctrica.		1	
Objeto llevado por el viento hacia los conductores		1	1
Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro)	4	5	3
Caída de árbol sobre línea o instalación	3	3	1
Contacto de ramas con conductores.			
Falla originada por terceros (accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.)	1		
Daño cable de poder.			
Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc.	1		
Falla de material, por fatiga de material o mala calidad			
Error en conexonado		1	
Crecimiento de la demanda no evaluado.		1	
Activación sobre presión en transformador			
Vida útil de equipo o número de operaciones.			
Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales	1		2
Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros	2	5	
Origen no determinado (trip de interruptor)	3	2	1
Error de personal u operador			3
Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución	3		2
Conector suelto o sucio		1	
Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal)		1	1
Desconexión debido a puesta en servicios de equipos o instalaciones nuevas		1	
Fuga o degradamiento eléctrico (ej. SF6, aceite, etc)			
Choque de vehículo a poste		1	1
Desperfecto de fábrica			1
Robo de conductor o equipo	2	5	2
Maquinaria de trabajo pesado	1	2	
Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza	1	1	1
Falla de material, por fatiga de material o mala calidad	1	1	
Ruptura de capacidad dieléctrica			1
Total Mes	29	35	24

Tabla 41.- Origen de falla según criterio de fenómeno físico

* El ítem "Otros" incorpora 3 EAF del 31/dic los cuales se encuentran en proceso de elaboración.

II.6 Índices FMIK y TTIK

El artículo 5-61 de la NTSyCS establece que para todas las interrupciones totales o parciales de suministro a los Puntos de Control de Clientes cuyo origen corresponda a desconexiones forzadas o programadas de instalaciones de generación o transmisión, la DP determinará la frecuencia media de ocurrencia y el tiempo medio de interrupción del suministro. En el caso de interrupciones parciales, ambos parámetros se calcularán en términos equivalentes respecto de la demanda previa al inicio de la interrupción.

Por otro lado, el artículo 5-62 de esta norma establece que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i} \quad TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i \cdot Tfs_i}{kWtot_i}$$

en donde,

- n : Número de interrupciones en el período,
- $kWfs_i$: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW], Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”,
- $kWtot_i$: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”,
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el CDC autoriza la normalización del suministro,

Para las ventanas móviles anuales que se indican en la figura N° 46, se grafica el promedio de los registros FMIK acumulado del sistema. Por otro lado, la figura N°47 muestra para el período julio a noviembre de 2015, la cantidad total de interrupciones, con pérdida de suministro, que han afectado a cada región (obtenida a partir de la información disponible en los EAF). Finalmente, la figura N°48 muestra el promedio de los registros TTIK acumulado del sistema. La información a partir de la cual se han obtenido estos valores se encuentra disponible en la página web del CDEC SIC.

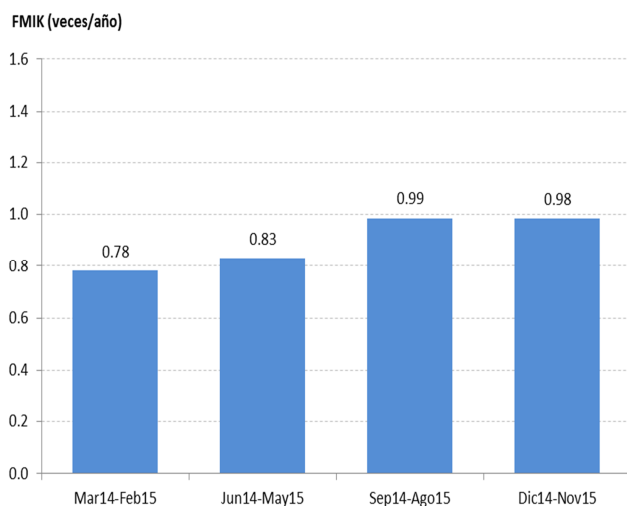


Fig.46.- FMIK acumulado

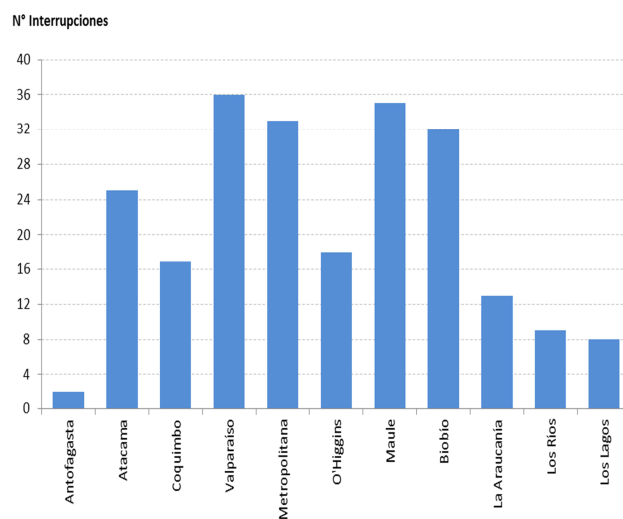


Fig.47.- Interrupciones por región julio-diciembre 2015

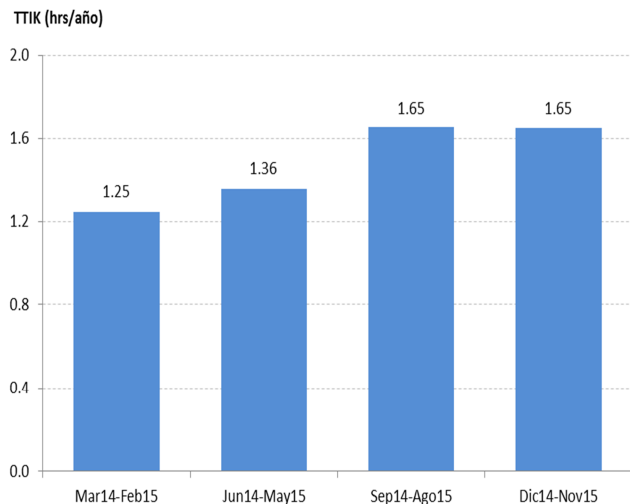


Fig.48.- TTIK acumulado promedio

nota: La formulación de los índices FMIK y TTIK, cambió el uso de los kVA por kW a partir de fines de 2014. Para efectos de este informe y en la medida que se actualice la estadística, se utiliza la formulación y la estadística de la NTSyCS anterior, la cual trabaja sobre kVA.

II.7 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación y Transmisión

El artículo 5-58 de la NTSyCS establece que la Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión. Para ello, se deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de esas instalaciones.

II.7.1 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada se determinan como promedio móvil a cinco años, siendo responsabilidad de cada propietario tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento a los estándares que se definen en el artículo 5-59 de la NTSyCS, y que en generación se refieren a:

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diésel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diésel	20	10	4
Parque Eólicos	20	10	4
Parques Fotovoltaicos	20	10	4

Tabla 42- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en generación

Donde:

- HPROg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Programada.
- HFORg: Horas equivalentes promedio anual de generación a potencia máxima de salida por concepto de Indisponibilidad Forzada.
- FFORg: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada.

En la siguiente tabla se muestran los índices HPROg, HFORg y FFORg para las ventanas móviles de 5 años a noviembre 2015, agosto 2015, mayo 2015 y a febrero 2015. Los valores mostrados de C, NC y S/I han sido calculados como MW que cumplen sobre MW totales, MW que no cumplen sobre MW totales y MW sin información sobre MW totales.

- C: Cumple con el estándar.
- NC: No Cumple con el estándar.
- S/I: Sin Información.

Mes	HPROg			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	65%	35%	0%	37%	63%	0%	88%	12%	0%
Mayo 15	69%	31%	0%	41%	59%	0%	97%	3%	0%
Agosto 15	71%	29%	0%	41%	59%	0%	85%	15%	0%
Noviembre 15	79%	21%	0%	46%	54%	0%	86%	14%	0%

Tabla 43.- Cumplimiento de estándares de generación

En la siguiente tabla se incluyen los mismos índices y ventanas anteriores, mostrando los valores de C, NC y S/I por tipo de central (hidráulica de embalse, hidráulica de pasada, térmico, eólico y solar) calculados como MW del tipo de central que cumplen, no cumplen y S/I, sobre los MW totales de ese tipo de central.

	HPROg			HFORg			FFORg		
Hidro Pasada	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	60%	40%	0%	56%	44%	0%	84%	16%	0%
Mayo 15	64%	36%	0%	57%	43%	0%	83%	17%	0%
Agosto 15	54%	46%	0%	57%	43%	0%	83%	17%	0%
Noviembre 15	64%	36%	0%	62%	38%	0%	85%	15%	0%
Hidro Embalse	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	89%	11%	0%	89%	11%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	85%	15%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	78%	22%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	89%	11%	0%	85%	15%	0%	100%	0%	0%
Térmico	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	93%	7%	0%	24%	76%	0%	85%	15%	0%
Mayo 15	89%	11%	0%	23%	77%	0%	81%	19%	0%
Agosto 15	90%	10%	0%	24%	76%	0%	82%	18%	0%
Noviembre 15	91%	9%	0%	27%	73%	0%	83%	17%	0%
Eólico	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	2%	98%	0%	19%	81%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	7%	93%	0%	29%	71%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	7%	93%	0%	36%	64%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	47%	53%	0%	47%	53%	0%	100%	0%	0%
Solar *	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	20%	80%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	86%	14%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%

Tabla 44.- Cumplimiento de estándares de generación separado por tipo de central

Se presenta en la siguiente la Tabla 45, los mismos índices y ventanas anteriores, mostrando los valores de C, NC y S/I por empresa generadora, calculados como MW de la empresa generadora que C, NC y S/I sobre los MW totales de la empresa generadora.

	HPROg			HFORg			FFORg		
AesGener	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Febrero 15	82%	18%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	73%	27%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	73%	27%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	73%	27%	0%	55%	45%	0%	100%	0%	0%



	HPRog			HFORg			FFORg		
	C	NC	S/I	C	NC	S/I	C	NC	S/I
Arauco Bio									
Febrero 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	100%	0%	0%	50%	50%	0%	100%	0%	0%
Cardones									
Febrero 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	92%	8%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Colbún									
Febrero 15	83%	17%	0%	71%	29%	0%	92%	8%	0%
Mayo 15	75%	25%	0%	63%	38%	0%	92%	8%	0%
Agosto 15	63%	38%	0%	63%	38%	0%	92%	8%	0%
Noviembre 15	76%	24%	0%	64%	36%	0%	92%	8%	0%
Duke Energy									
Febrero 15	63%	38%	0%	0%	100%	0%	75%	25%	0%
Mayo 15	88%	13%	0%	0%	100%	0%	75%	25%	0%
Agosto 15	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
Noviembre 15	88%	13%	0%	13%	88%	0%	75%	25%	0%
Panguipulli									
Febrero 15	0%	100%	0%	38%	63%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	0%	100%	0%	33%	67%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	33%	67%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	27%	73%	0%	55%	45%	0%	100%	0%	0%
Endesa									
Febrero 15	45%	55%	0%	75%	25%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	54%	46%	0%	76%	24%	0%	98%	2%	0%
Agosto 15	58%	42%	0%	77%	23%	0%	95%	5%	0%
Noviembre 15	59%	41%	0%	73%	27%	0%	95%	5%	0%
Enlasa									
Febrero 15	100%	0%	0%	80%	20%	0%	100%	0%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	60%	40%	0%	100%	0%	0%
Agosto 15	100%	0%	0%	60%	40%	0%	100%	0%	0%
Noviembre 15	100%	0%	0%	67%	33%	0%	100%	0%	0%
La Confluencia									
Febrero 15	100%	0%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Mayo 15	100%	0%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Agosto 15	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Noviembre 15	0%	100%	0%	0%	100%	0%	50%	50%	0%
Otros									
Febrero 15	68%	32%	0%	24%	76%	0%	84%	16%	0%
Mayo 15	82%	18%	0%	30%	70%	0%	78%	22%	0%
Agosto 15	78%	22%	0%	30%	70%	0%	80%	20%	0%
Noviembre 15	87%	13%	0%	38%	62%	0%	82%	18%	0%

Tabla 45.- Cumplimiento de estándares de generación separado por empresa

Para el mes de noviembre 2015, las siguientes tablas incluyen los índices HPROg, HFORg y FFORg para las 5 mayores unidades que incumplen cada uno de esos índices, las que han sido ordenadas de mayor a menor potencia en MW, para cada uno de esos índices.

Para efectuar este ranking, se ha valorizado el calificativo de “No Cumple” como: NC = valor determinado para el parámetro / valor del estándar.

Unidad	Potencia	HPROg
	MW	NC
Canela II – U-1	60	390%
Eólica Negrete	33	284%
Canela 1	18	385%
Pullinque U1	17	251%
Lircay U2	10	254%

Tabla 46.- Cumplimiento del estándar HPRO de generación

Unidad	Potencia	HFORg
	MW	NC
Bocamina II – U-1	350	4425%
La Higuera U2	77	6533%
La Higuera U1	77	6533%
Lag. Verde TG	19	5244%
Cenizas U3	6	4366%

Tabla 47.- Cumplimiento del estándar HFOR de generación

Unidad	Potencia	FFORg
	MW	NC
L. Los Colorados 2 U1	3	543%
L. Los Colorados 2 U2	3	543%
L. Los Colorados 2 U3	3	543%
L. Los Colorados 2 U4	3	543%
L. Los Colorados 2 U5	3	543%

Tabla 48.- Cumplimiento del estándar FFOR de generación

II.7.2 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas

El artículo 5-60 de la NTSyCS define los siguientes estándares en transmisión, para circuitos de líneas de hasta 300 kms de longitud:

Nivel de Tensión (líneas hasta 300 km)	HProt	HFORT	FFORT
Mayor o igual que 500 kV	20	5	2
Mayor o igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor o igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor o igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Tabla 49.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en transmisión

- HProt:** Horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- HFORT:** Horas de desconexión promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- FFORT:** Frecuencia de desconexiones promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de cinco años. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

Para circuitos de líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará como valor límite un valor fijo de desconexiones como si fuera ésta un circuito de línea de 100 [km].

Para circuitos de líneas de longitud superior a 300 [km] los valores límite se determinan considerando para los primeros 300 [km], los valores por cada 100 [km] señalados en la tabla anterior, y para la longitud en exceso de 300 [km] un 65% de los valores de dicha tabla por cada 100 [km] adicionales.

En las siguientes tablas se incluye los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos en los meses de noviembre 2015, agosto 2015, mayo 2015 y febrero 2015. Se muestran los valores de C, NC y S/I calculados como km que Cumplen sobre km totales, km que No Cumplen sobre km totales y km Sin Información sobre km totales, para cada uno de los sistemas troncales, subtransmisión y adicional.

HPRotramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	52.6%	41.6%	5.8%	6493
Subtransmisión	50.1%	46.5%	3.4%	8385
Troncal	88.1%	11.9%	0.0%	5659

HPRotramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	50.6%	43.2%	6.2%	6493
Subtransmisión	50.1%	46.3%	3.6%	8311
Troncal	82.0%	18.0%	0.0%	5659

HPRotramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	49.1%	44.6%	6.2%	6456
Subtransmisión	51.5%	46.7%	1.8%	8230
Troncal	84.6%	15.4%	0.0%	5659

HPRotramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	58.7%	41.3%	0.0%	6556
Subtransmisión	60.1%	39.9%	0.0%	7860
Troncal	81.8%	18.2%	0.0%	5971

Tabla 50.- Grado de cumplimiento del índice HPRot en tramos

HFORtramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	67.9%	26.3%	5.8%	6493
Subtransmisión	79.7%	16.9%	3.4%	8385
Troncal	93.2%	6.8%	0.0%	5659

HFORtramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	65.4%	28.3%	6.2%	6493
Subtransmisión	77.6%	18.7%	3.6%	8311
Troncal	96.6%	3.4%	0.0%	5659

HFORtramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	72.5%	21.3%	6.2%	6456
Subtransmisión	80.9%	17.3%	1.8%	8230
Troncal	97.1%	2.9%	0.0%	5659

HFORtramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	76.3%	23.7%	0.0%	6456
Subtransmisión	85.8%	14.2%	0.0%	8230
Troncal	88.5%	11.5%	0.0%	5659

Tabla 51.- Grado de cumplimiento del índice HFORt en tramos

FFORtramos-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.6%	4.5%	5.8%	6493
Subtransmisión	86.6%	9.9%	3.4%	8385
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

FFORtramos-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.2%	4.5%	6.2%	6493
Subtransmisión	88.1%	8.2%	3.6%	8311
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

FFORtramos-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	89.8%	4.0%	6.2%	6456
Subtransmisión	89.9%	8.4%	1.8%	8230
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	5659

FFORtramos-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	kms
Adicional	97.7%	2.3%	0.0%	6456
Subtransmisión	89.7%	10.3%	0.0%	8230
Troncal	86.0%	14.0%	0.0%	5659

Tabla 52.- Grado de cumplimiento del índice FFORt en tramos

A continuación se incluyen tablas para los mismos índices y meses antes señalados, y para cada sistema de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), en las cuales se muestran los valores de C, NC y S/I por empresa transmisora, calculados como km que Cumplen, km que No Cumplen y S/I de esa empresa transmisora, sobre los km totales de esa transmisora en cada sistema de transmisión (TT, ST y TA).

HPROtramos-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	57.9%	42.1%	0.0%	1811
TRANSNET	53.7%	46.3%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	39.5%	60.5%	0.0%	573
CHILQUINTA	22.3%	77.7%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	71.8%	28.2%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	70.6%	15.8%	13.6%	655
TRANSELEC	44.5%	55.5%	0.0%	1881
TRANSNET	58.6%	37.1%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	92.3%	7.7%	0.0%	4725

Tabla 53.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Feb15 (por transmisor)

HPROtramos-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	57.9%	41.9%	0.2%	1811
TRANSNET	77.0%	23.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	36.3%	63.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	20.5%	79.5%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	69.8%	27.9%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	72.9%	13.5%	13.6%	655
TRANSELEC	43.9%	55.4%	0.7%	1881
TRANSNET	61.9%	34.2%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	85.0%	15.0%	0.0%	4725

Tabla 54.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – May15 (por transmisor)

HPROtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	55.7%	44.1%	0.2%	1811
TRANSNET	77.0%	23.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	34.9%	65.1%	0.0%	572
CHILQUINTA	20.5%	79.5%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	77.9%	19.6%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	76.8%	23.0%	0.1%	655
TRANSELEC	44.5%	55.3%	0.2%	1881
TRANSNET	62.3%	33.7%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	88.1%	11.9%	0.0%	4725

Tabla 55.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Ago15 (por transmisor)

HPROtramos-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	54.8%	45.2%	0.0%	1623
TRANSNET	78.2%	21.8%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	50.0%	50.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	50.4%	49.6%	0.0%	681
CHILQUINTA	27.2%	72.8%	0.0%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	155
STS	74.6%	25.4%	0.0%	628
TRANSELEC	62.4%	37.6%	0.0%	1673
TRANSNET	75.0%	25.0%	0.1%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	83.3%	16.7%	0.0%	409
TRANSELEC	84.5%	15.5%	0.0%	4592

Tabla 56.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Nov15 (por transmisor)

HFORtramos-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	82.0%	18.0%	0.0%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	86.3%	13.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	89.6%	10.4%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	76.6%	9.8%	13.6%	655
TRANSELEC	66.7%	33.3%	0.0%	1881
TRANSNET	90.2%	5.6%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	91.9%	8.1%	0.0%	4725

Tabla 57.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Feb15 (por transmisor)

HFORtramos-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	81.8%	18.0%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	86.3%	13.7%	0.0%	573
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	87.3%	10.4%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	80.5%	5.9%	13.6%	655
TRANSELEC	62.4%	36.9%	0.7%	1881
TRANSNET	86.7%	9.4%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.0%	4.0%	0.0%	4725

Tabla 58.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – May15 (por transmisor)

HFORtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	88.3%	11.5%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	86.4%	13.6%	0.0%	572
CHILQUINTA	85.1%	14.9%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	92.8%	4.7%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	94.0%	5.9%	0.1%	655
TRANSELEC	69.4%	30.4%	0.2%	1881
TRANSNET	85.8%	10.3%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.5%	3.5%	0.0%	4725

Tabla 59.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

HFORtramos-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	79.1%	20.9%	0.0%	1623
TRANSNET	56.3%	43.7%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	92.4%	7.6%	0.0%	681
CHILQUINTA	86.6%	13.4%	0.0%	796
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	155
STS	94.5%	5.5%	0.0%	628
TRANSELEC	78.1%	21.9%	0.0%	1673
TRANSNET	94.3%	5.7%	0.1%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRAN SCHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	90.7%	9.3%	0.0%	4592

Tabla 60.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

FFORtramos-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	93.0%	7.0%	0.0%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	573
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	70.8%	29.2%	0.0%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	86.4%	0.0%	13.6%	655
TRANSELEC	91.0%	9.0%	0.0%	1881
TRANSNET	78.6%	17.1%	4.3%	2734
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 61.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Feb15 (por transmisor)

FFORtramos-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	92.8%	7.0%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	573
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	79.4%	18.3%	2.3%	546
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	86.4%	0.0%	13.6%	655
TRANSELEC	91.3%	8.0%	0.7%	1881
TRANSNET	81.1%	14.9%	3.9%	2661
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 62.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – May15 (por transmisor)

FFORtramos-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	0.0%	0.0%	100.0%	7
FRONTEL	0.0%	100.0%	0.0%	3
STS	100.0%	0.0%	0.0%	40
TRANSELEC	92.8%	7.0%	0.2%	1811
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	115
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
TRANSRUCATAYO S.A.	100.0%	0.0%	0.0%	47
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	572
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	775
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	212
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	64.5%	33.0%	2.5%	489
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	71
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	132
STS	99.9%	0.0%	0.1%	655
TRANSELEC	94.8%	5.1%	0.2%	1881
TRANSNET	81.2%	14.9%	4.0%	2653
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSHILE	100.0%	0.0%	0.0%	409
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	4725

Tabla 63.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Ago15 (por transmisor)

FFORtramos-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	kms
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	21
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	9
STS	100.0%	0.0%	0.0%	59
TRANSELEC	91.8%	8.2%	0.0%	1623
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	192
TRANSQUILLOTA	100.0%	0.0%	0.0%	16
Subtransmisión	C	NC	S/I	kms
CHILECTRA	100.0%	0.0%	0.0%	681
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	796
FRONTEL	96.0%	4.0%	0.0%	72
SAESA	100.0%	0.0%	0.0%	155
STS	100.0%	0.0%	0.0%	628
TRANSELEC	85.7%	14.3%	0.0%	1673
TRANSNET	83.0%	17.0%	0.0%	3121
Troncal	C	NC	S/I	kms
TRANSCHILE	0.0%	100.0%	0.0%	409
TRANSELEC	96.3%	3.7%	0.0%	4592

Tabla 64.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

Para el mes de Agosto 2015, la siguiente tabla incluye los índices HPRO, HFOR y FFOR de tramos, para cada segmento (troncal, subtransmisión y adicional), de las 5 líneas más largas que No Cumplen (ordenadas de mayor a menor longitud).

Tramos	Adicional	Subtransmisión	Troncal
D.Almagro-Paposo 220 kV cto2	HPRO		
Quillota-Piuquenes 220 kV cto1	HPRO		
Quillota-Tap Mauro 220 kV cto2	HPRO		
Quillota-Tap Mauro 220 kV cto1	HPRO		
Santa María - Charrúa 220 kV cto1	HPRO		
Quillota-Tap Mauro 220 kV cto2	HFOR		
Charrúa - Ralco 220 kV cto1	HFOR		
Curillín - Itahue 154 kV cto1	HFOR		
Santa María - Charrúa 220 kV cto1	HFOR		
Santa María - Charrúa 220 kV cto2	HFOR		
Sauzal - A.Jahuel 110 kV cto2	FFOR		
Sauzal - A.Jahuel 110 kV cto1	FFOR		
Carena - malloco 44 kV cto1	FFOR		
Pullín - Panguipulli 66 kV cto1	FFOR		
Planta Constitución - Constitución 66 kV c	FFOR		
Duqueco - Pangué 66 kV cto1		HPRO	
Romeral - Incahuasi 110 kV cto1		HPRO	
El Peñón - Ovalle 110 kV cto1 L2		HPRO	
Pullín - Los Lagos 66 kV cto2		HPRO	
Parral - Monterrico 154 kV cto1		HPRO	
A.Jahuel-Tap Tuniche 154 kV cto2		HFOR	
PFV Javiera - Tapoff Planta de Óxido 110 kV cto1		HFOR	
Victoria - Curacautín 66 kV		HFOR	
Tap Punta Peuco - Las Vegas 110 kV cto1		HFOR	
Tap Punta Peuco - Las Vegas 110 kV cto2		HFOR	
Romeral - Incahuasi 110 kV cto1		FFOR	
El Peñón - Ovalle 110 kV cto1 L2		FFOR	
Panguipulli - Los Lagos 66 kV		FFOR	
Victoria - Curacautín 66 kV		FFOR	
San Javier - Nirivilo 66 kV		FFOR	
Colbún-Candelaria 220 kV cto1			HPRO
Maitencillo-Cardones 220 kV cto1 L2			HPRO
Los Vilos-Las Palmas 220 kV cto1			HPRO
A.Jahuel - Polpaico 500 kV cto2			HPRO
Don Goyo - Pan de Azúcar 220 kV cto2			HPRO
Ancoa - A.Jahuel 500 kV cto1 L3			HFOR
Nogales - Polpaico 220 kV cto1			HFOR
A.Jahuel - Polpaico 500 kV cto2			HFOR
Don Goyo - Pan de Azúcar 220 kV cto2			HFOR
Las Palmas - Tap Talinay 220 kV cto2			HFOR
Ancoa - A.Jahuel 500 kV cto1 L3			FFOR
Mulchén - Cautín 220 kV cto1			FFOR
Mulchén - Cautín 220 kV cto2			FFOR
A.Jahuel - Polpaico 500 kV cto2			FFOR
Charrúa - Mulchén 220 kV cto1			FFOR

Tabla 65.- Ranking de líneas que No Cumplen los índices en Noviembre 2015 (ranking de mayor a menor según longitud)

Las siguientes tres tablas elaboradas para los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos del mes de noviembre 2015, muestran los valores de C, NC y S/I calculados como km que cumplen sobre km totales, km que no cumplen sobre km totales y km sin información sobre km totales para cada nivel de tensión del sistema de transmisión, donde se han agrupado en una única categoría los sistemas troncales, subtransmisión y adicional.

Instalación	HPROtramos-Nov15					Total kms	
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV	500 kV	
Transmisión Adicional	137.2	668.3	1368.8	545.1	3836.2	6555.7	
C	82.6%	49.5%	50.7%	75.1%	60.0%	3851	
NC	17.4%	50.5%	49.3%	24.9%	40.0%	2704	
Subtransmisión	361.3	3214.2	2911.0	875.7	497.7	7860.0	
C	36.1%	63.7%	49.9%	79.2%	79.9%	4724	
NC	63.9%	36.3%	50.1%	20.8%	20.1%	3136	
Troncal					4687.1	1284.3	5971.4
C					79.4%	90.6%	4884
NC					20.6%	9.4%	1087

Tabla 66.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – noviembre 2015 (por nivel de tensión)

Instalación	HFORtramos-Nov15					Total kms	
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV		500 kV
Transmisión Adicional	137.2	668.3	1368.8	545.1	3836.2	6555.7	
C	100.0%	75.0%	76.3%	70.6%	76.5%	5002	
NC	0.0%	25.0%	23.7%	29.4%	23.5%	1554	
Subtransmisión	361.3	3214.2	2911.0	875.7	497.7	7860.0	
C	100.0%	90.7%	82.9%	69.4%	90.0%	6746	
NC	0.0%	9.3%	17.1%	30.6%	10.0%	1114	
Troncal					4687.1	1284.3	5971.4
C					93.5%	70.6%	5287
NC					6.5%	29.4%	684

Tabla 67.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – noviembre 2015 (por nivel de tensión)

Instalación	FFORtramos-Nov15					Total kms	
	44 kV	66 kV	110 kV	154 kV	220 kV		500 kV
Transmisión Adicional	137.2	668.3	1368.8	545.1	3836.2	6555.7	
C	90.0%	97.7%	91.0%	100.0%	100.0%	5794	
NC	10.0%	2.3%	9.0%	0.0%	0.0%	295	
Subtransmisión	361.3	3214.2	2911.0	875.7	497.7	7860.0	
C	100.0%	81.9%	92.2%	100.0%	100.0%	7326	
NC	0.0%	18.1%	7.8%	0.0%	0.0%	684	
Troncal					4687.1	1284.3	5971.4
C					90.2%	70.6%	5659
NC					9.8%	29.4%	0

Tabla 68.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – noviembre 2015 (por nivel de tensión)

II.7.3 Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión Transformadores

Para los transformadores disponibles en el sistema de transmisión, se presentan a continuación los resultados de grados de cumplimiento de los estándares definidos en la NTSyCS, indicados en la “Tabla 42.- Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptable en transmisión.”

Para los meses de febrero 2015, mayo 2015, agosto 2015 y noviembre 2015 se incluyen tablas con los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores, mostrando los valores de C, NC y S/I calculados como MVA que cumplen sobre MVA totales, MVA que no cumplen sobre MVA totales y MVA sin información sobre MVA totales, para cada uno de los sistemas de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional).

HPROtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	44.2%	13.1%	42.7%	7963
Subtransmisión	83.9%	13.7%	2.4%	21541
Troncal	78.6%	21.4%	0.0%	3500

HPROtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	46.1%	12.9%	41.0%	8033
Subtransmisión	85.8%	12.0%	2.2%	21541
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

HPROtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	44.8%	14.1%	41.1%	8033
Subtransmisión	85.9%	12.0%	2.1%	21578
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

HPROtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	53.5%	12.2%	34.3%	7916
Subtransmisión	86.2%	11.5%	2.4%	21578
Troncal	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 69.- Grado de cumplimiento del índice HPROt en transformadores (base MVA)

HFORtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	52.6%	4.7%	42.7%	7963
Subtransmisión	94.0%	3.6%	2.4%	21541
Troncal	92.9%	7.1%	0.0%	3500

HFORtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	56.3%	2.7%	41.0%	8033
Subtransmisión	94.6%	3.3%	2.2%	21541
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

HFORtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	56.1%	2.8%	41.1%	8033
Subtransmisión	94.9%	3.0%	2.1%	21578
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

HFORtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	63.5%	2.3%	34.3%	7916
Subtransmisión	94.1%	3.6%	2.4%	21578
Troncal	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 70.- Grado de cumplimiento del índice HFORt en transformadores (base MVA)

FFORtransformadores-Feb15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	57.3%	0.0%	42.7%	7963
Subtransmisión	96.4%	1.2%	2.4%	21541
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3500

FFORtransformadores-May15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	58.8%	0.1%	41.0%	8033
Subtransmisión	97.0%	0.8%	2.2%	21541
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

FFORtransformadores-Ago15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	58.8%	0.1%	41.1%	8033
Subtransmisión	97.1%	0.8%	2.1%	21578
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

FFORtransformadores-Nov15				
Sistema de Transmisión	C	NC	S/I	MVA
Adicional	65.7%	0.0%	34.3%	7916
Subtransmisión	96.5%	1.1%	2.4%	21578
Troncal	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 71.- Grado de cumplimiento del índice FFORt en transformadores (base MVA)

Las siguientes tablas incluyen, para los mismos índices y períodos, y para cada sistema de transmisión (troncal, subtransmisión y adicional), los valores de C, NC y S/I por empresa transmisora, calculados como MVA que cumplen, no cumplen y S/I de esa empresa transmisora, sobre los MVA totales de esa transmisora en cada sistema de transmisión.

HPROtransformadores-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	49.4%	50.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	69.9%	25.4%	4.6%	7368
CHILQUINTA	82.7%	17.3%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.8%	0.2%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	85.6%	7.6%	6.7%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.2%	3.3%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	78.6%	21.4%	0.0%	3500

Tabla 72.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Feb15 - empresas)

HPROtransformadores-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	49.4%	50.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	75.1%	20.0%	4.9%	7368
CHILQUINTA	81.0%	19.0%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.0%	0.2%	0.7%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	90.1%	9.9%	0.0%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.1%	3.0%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 73.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (May15 - empresas)

HPROtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	49.4%	50.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	76.1%	19.4%	4.5%	7368
CHILQUINTA	80.5%	19.0%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.0%	0.2%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	90.1%	9.9%	0.0%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	95.1%	3.9%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 74.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Ago15 - empresas)

HPROtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	82.4%	17.1%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	76.4%	19.1%	4.5%	7368
CHILQUINTA	84.0%	16.0%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	90.1%	5.4%	4.5%	1338
TRANSELEC	86.8%	13.2%	0.0%	3948
TRANSNET	95.2%	3.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	80.0%	20.0%	0.0%	3750

Tabla 75.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Nov15 - empresas)

HFORtransformadores-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	50.8%	21.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	93.4%	2.0%	4.6%	7368
CHILQUINTA	98.4%	1.6%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	87.3%	6.0%	6.7%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	98.0%	1.6%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	92.9%	7.1%	0.0%	3500

Tabla 76.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Feb15 - empresas)

HFORtransformadores-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	50.8%	21.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	93.2%	2.0%	4.9%	7368
CHILQUINTA	98.4%	1.6%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	84.5%	0.0%	15.5%	103
STS	97.8%	2.2%	0.0%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	97.6%	1.6%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 77.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (May15 - empresas)

HFORtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	50.8%	21.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.2%	1.3%	4.5%	7368
CHILQUINTA	98.0%	1.6%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	97.8%	2.2%	0.0%	1338
TRANSELEC	91.5%	8.5%	0.0%	3948
TRANSNET	97.4%	1.6%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 78.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Ago15 - empresas)

HFORtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	94.3%	1.3%	4.5%	7368
CHILQUINTA	96.7%	3.3%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	103
STS	93.3%	2.2%	4.5%	1338
TRANSELEC	91.8%	8.2%	0.0%	3948
TRANSNET	96.2%	2.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	93.3%	6.7%	0.0%	3750

Tabla 79.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

FFORtransformadores-Feb15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	55.0%	0.0%	45.0%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.4%	0.0%	4.6%	7368
CHILQUINTA	88.1%	11.9%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	53.4%	31.1%	15.5%	103
STS	93.3%	0.0%	6.7%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	98.6%	0.9%	0.5%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3500

Tabla 80.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Feb15 - empresas)

FFORtransformadores-May15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.1%	0.0%	4.9%	7368
CHILQUINTA	89.6%	10.4%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	857
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	53.4%	31.1%	15.5%	103
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	99.1%	0.0%	0.9%	6015
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 81.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (May15 - empresas)

FFORtransformadores-Ago15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	71.8%	0.0%	28.2%	319
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.5%	0.0%	4.5%	7368
CHILQUINTA	89.1%	10.4%	0.5%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	68.9%	31.1%	0.0%	103
STS	100.0%	0.0%	0.0%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	99.0%	0.0%	1.0%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 82.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Ago15 - empresas)

FFORtransformadores-Nov15				
Transmisión Adicional	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	55.4%	0.0%	44.6%	202
CHILQUINTA	100.0%	0.0%	0.0%	3
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	36
FRONTEL	100.0%	0.0%	0.0%	30
SAESA	0.0%	0.0%	100.0%	40
STS	96.3%	0.0%	3.7%	436
TRANSELEC	99.4%	0.0%	0.6%	364
TRANSNET	100.0%	0.0%	0.0%	74
Subtransmisión	C	NC	S/I	MVA
CHILECTRA	95.5%	0.0%	4.5%	7368
CHILQUINTA	89.6%	10.4%	0.0%	1446
EMELAT TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	150
EMELECTRIC TRANSMISIÓN	99.3%	0.0%	0.7%	859
EMETAL TRANSMISIÓN	100.0%	0.0%	0.0%	31
FRONTEL	68.9%	31.1%	0.0%	103
STS	95.5%	0.0%	4.5%	1338
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3948
TRANSNET	98.2%	0.9%	0.9%	6050
Troncal	C	NC	S/I	MVA
TRANSELEC	100.0%	0.0%	0.0%	3750

Tabla 83.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

Finalmente, se incluye la siguiente tabla se muestra los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores del mes de Noviembre 2015, para los cinco transformadores de mayor potencia que incumplen cada uno de estos índices, ordenados de mayor a menor potencia, y para cada uno de los sistemas de transmisión (Troncal, Subtransmisión y Adicional).

Transformadores: Incumplimiento estándares HPRO - HFOR - FFOR (Noviembre 2015)			
Transformador	Adicional	Subtransmisión	Troncal
Minero 230/115/13.8KV 100/133/167MVA 2	HPRO		
Minero 230/115/13.8KV 100/133/167MVA 3	HPRO		
Confluencia 220/23kv_100MVA_1	HPRO		
Mpelambres 220/23kv_100MVA_1	HPRO		
CDA 220/11/13.8KV 60MVA 2	HPRO		
Mauco 110/12 kv_80MVA_1B_1	HFOR		
Aconcagua 110/66/12KV 50MVA 3	HFOR		
Agrosuper 220/23kv_50MVA_1	HFOR		
Buin 220/110/13.8kv_400MVA		HPRO	
Chena 220/110/13.8kv_400MVA_1		HPRO	
Los Almendros 220/110kv_400MVA_1		HPRO	
Quillota TR4 220/115/13.8KV 150MVA 1U		HPRO	
Cardones TR1 220/115/13.8KV 75MVA 1U		HPRO	
Cerro Navia 220/33 kv - 140 MVA_STATCOM		HFOR	
Maitencillo TR1 220/115/13.2KV 90MVA 1U		HFOR	
Charrua TR2 154/66/13.8KV 75MVA 1U		HFOR	
SFernando 220/154/69/14,8 kv_75MVA_1		HFOR	
Coronel 154/69kv_56MVA_5		HFOR	
Alto Melipilla 220/110kv_150MVA		FFOR	
Coronel 154/69kv_56MVA_5		FFOR	
Negrete 66/24kv_16MVA		FFOR	
Cañete 69/24KV 16MVA		FFOR	
Polpaico 525/220kv_750MVAx3			HFOR
Charrúa TR8 525/230/66KV 250MVA 3U			HFOR
-----			FFOR

Tabla 84.- Detalle de transformadores con incumplimiento de índices (cinco mayores potencias)

CAPÍTULO III

MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES

En el presente capítulo se incluyen aquellas modificaciones relevantes a la normativa vigente, producidas durante el último trimestre del año 2015. Además, se indica el estado de Procedimientos DO, DP, DPD y DAP, asociados a requerimientos normativos, y se comentan las principales actividades desarrolladas en los diferentes ítems de este capítulo.

III.1 Legislación

No se han registrado modificaciones en este ámbito.

Durante este cuarto trimestre de 2015 se destaca el desarrollo de las siguientes actividades:

- El viernes 2 de octubre se emitieron las Actas de Adjudicación de las obras contempladas en el Dec. 201/2014, referidas a:

- “Subestación Nueva Charrúa, seccionamiento de líneas 2x500 kV Charrúa – Ancoa 1 y 2 y nueva línea 2x220 kV Nueva Charrúa – Charrúa”, adjudicado a Transelec Holding Rentas Ltda.
- “Línea 2x500 kV Pichirropulli – Puerto Montt, energizada en 220 kV”, adjudicado a Abengoa Chile S.A.

- El viernes 11 de diciembre la CNE emitió la Resolución Exenta N° 651-2015 que modificó las Bases de Licitación de las Obras Nuevas contempladas en el Decreto Exento N° 158-2015. La Obra Nueva correspondiente al SIC corresponde a “Subestación Seccionadora Nueva Diego de Almagro, Nueva línea 2x220 kV entre S/E Diego de Almagro – Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV”. Por otro lado, la Obra Nueva de Interconexión SIC - SING corresponde a: “Nueva Línea 2x500 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 2x750 MVA 500/220 kV en S/E Nueva Crucero Encuentro, Banco de Autotransformadores 750 MVA 500/220 kV en S/E Los Changos y Nueva línea 2x220 kV 1500 MW entre S/E Los Changos y S/E Kapatur”.

- De acuerdo a las Bases de Licitación, el jueves 7 de enero del 2016 se inicia la recepción de propuestas por parte de los proponentes, con fecha de cierre el martes 12 de enero de 2016.

III.2 Reglamentación

No se han registrado modificaciones o emitidos nuevos Reglamentos.

Entre las actividades más relevantes desarrollados bajo este ámbito, se destacan:

- El jueves 8 se emitió la R. Exta. N° 533, que aprobó el estudio Informe Modelación de las Restricciones de Suministro de GNL en la Programación de Mediano y Largo Plazo del SIC.
- El lunes 26 de octubre fue emitido el borrador de Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras, con plazo para observaciones hasta el 16 de noviembre. Este plazo para observaciones fue posteriormente ampliado hasta el lunes 23 de noviembre.
- El martes 27 de octubre se emitieron por parte de la CNE los siguientes Anexos Técnicos, con plazo para observaciones hasta el 17 de noviembre de 2015:
 - Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
 - Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
 - Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS, Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
 - Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
- En el ámbito de los servicios complementarios, el miércoles 11 de noviembre se envió una versión preliminar del Estudio de Costos de los SSCC para observaciones y comentarios de los Coordinados hasta el 28 de diciembre. Posteriormente, y a solicitud de algunos Coordinados, el plazo para observaciones y comentarios fue extendido por la DO hasta el 08 de enero de 2016.
- A finales de noviembre (miércoles 25), se emitió el informe final de la auditoría efectuada a las unidades generadoras de central Guacolda (parámetros técnicos de central Guacolda).
- El miércoles 23 de diciembre, y en el marco de adecuaciones de la NTSyCS para permitir una mayor incorporación de energías renovables no convencionales (ERNC) en los sistemas interconectados, la CNE remitió para observaciones del CDEC SIC, una propuesta de cambios normativos en esta materia.
- Con fecha 29 de diciembre fue emitida la R. Exta. N° 697, que informa favorablemente el presupuesto anual del CDEC SIC para el año 2016.

III.3 Normas Técnicas

En cuanto a requerimientos estipulados por la NTSyCS, durante el cuarto trimestre de 2015 se destaca lo siguiente:

Informe	Publicación
Estudio EDAC BF (preliminar para observaciones)	6/Oct/15
Estudio EDAC BF (definitivo con observaciones incorporadas)	29/Oct/15
Estudio de Tensiones de Servicio (preliminar para observaciones)	2/Nov/15
Estudio de Tensiones de Servicio (definitivo con observaciones incorporadas)	17/Nov/15
Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia (preliminar para observaciones)	10/Dic/15
Estudio de Sintonización de Estabilizadores de Potencia (definitivo con observaciones incorporadas)	30/Dic/15
Informe sobre grado de cumplimiento de coordinados (Art 1-16) de acuerdo a OF SEC 12399/2015	31/Dic/15

- El miércoles 7 de octubre se envió carta DO N°1220-2015 a las empresas coordinadas propietarias de instalaciones de clientes, solicitándoles realizar una certificación del correcto comportamiento de sus esquemas de baja frecuencia, considerando el nuevo protocolo de pruebas de habilitación elaborado con motivo de la Auditoria efectuada a los Relés de Baja Frecuencia de una muestra seleccionada.

- El martes 17 de noviembre se envió a la CNE las observaciones del CDEC y sus coordinados al borrador de los siguientes Anexos Técnicos:

- Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
- Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS.
- Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.

III.4 Procedimientos DO/DP/DPD/DAP

La siguiente Tabla 85 muestra la etapa en que se encuentran los procedimientos desarrollados por este CDEC.

Dirección / Nombre Procedimiento	Estado
DO / Declaración de costos combustibles	En proceso de revisión observaciones y comentarios del CDEC-SING
DO / Declaración de costo variable no combustibles	En proceso de revisión observaciones y comentarios del CDEC-SING
DO / Condiciones especiales de operación de embalses	Se elaboró una segunda versión que fue enviada a los coordinados a fines de noviembre, la cual incorporó las observaciones recibidas al primer ejemplar (de septiembre). A mediados de diciembre se recibieron las observaciones emitidas por las empresas, las que se encuentran en proceso de análisis
DO / Programación de mediano y largo plazo (Programación semanal)	El 22/Oct se envió para observaciones de los coordinados una primera versión de este procedimiento. Se recibieron las observaciones por parte de los coordinados el día 19/Nov. A fines de diciembre se encuentra finalizada la etapa de revisión de las observaciones emitidas por las empresas.
DO / Programación de corto plazo (Programa Diario)	Se elaboró una segunda versión para enviar a los coordinados, la cual incorporó las observaciones recibidas al primer ejemplar (de septiembre). A fines de diciembre se encuentra finalizada la etapa de revisión de las observaciones emitidas por las empresas, para su posterior envío.
DO / Procedimiento caudales para la planificación de la operación	En desarrollo estudio de apoyo del consultor, se espera disponer del informe final para observaciones, durante enero de 2016.
DP / Cálculo y Determinación de Transferencias Económicas de Potencia	El 30/Dic se envió a las empresas la segunda versión de este procedimiento, considerando las observaciones de parte de los coordinados y el acuerdo de Directorio sobre la materia.
DP / Pagos ente Empresas Participantes de los Balances, liquidaciones o Reliquidaciones Emitidas por la DP	El 30/Dic se envió a las empresas la segunda versión de este procedimiento, considerando las observaciones de parte de los coordinados y el acuerdo de Directorio sobre la materia.

Tabla 85.- Estado de procedimientos

Peajes Troncales

El lunes 28 de diciembre se emitió informe con cálculo de pagos de peajes troncales correspondientes al año 2016 para observaciones hasta el día 15 de enero de 2016.

Proyecto Centralización de Medidas de Facturación

El año 2015 finalizó con un total de 662 medidores a la Plataforma de Recepción de Medidas para Transferencias Económicas (PRMTE), logrando un 100% de avance con respecto a la meta programada para el año 2015.

III.5 Discrepancias

Durante el cuarto trimestre de 2015 no se han formalizado Discrepancias en el ámbito de acción del CDEC SIC.

CAPÍTULO IV

MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

- El viernes 6 de noviembre se remitió a los encargados de las empresas integrantes la carta Presidencia N° 069/2015, por medio de la cual se informó la segunda propuesta preliminar de modificación al reglamento interno del CDEC SIC. En términos generales, se incorporaron disposiciones relativas a la definición del momento en que se adquiere la calidad de integrante del organismo, especificación de funciones de su Directorio, nuevas funciones de la Dirección de Peajes, transparencia y acceso a la información y cumplimiento normativo, la cual ha sido aprobada por unanimidad de su Directorio en Sesión Extraordinaria Ex.10.1-2015. Junto con ello, se procedió a su publicación en la página web del CDEC SIC.

Conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N° 291/2007, se otorgó plazo para que las empresas efectuaran sus observaciones, las cuales se recibieron hasta el día 27 de noviembre.

- El jueves 31 de diciembre se informó a los encargados de las empresas integrantes la propuesta definitiva de modificaciones al Reglamento Interno, elaborada y aprobada por el Directorio del CDEC SIC en Sesión Ordinaria OR 12-2015, oportunidad en que fueron resueltas las observaciones presentadas por las empresas integrantes del CDEC SIC.