

INFORME TRIMESTRAL A LAS EMPRESAS INTEGRANTES

TRIMESTRE JULIO – SEPTIEMBRE 2016

24 de Octubre de 2016

INDICE DEL INFORME TRIMESTRAL

| | <i>Página</i> |
|--|---------------|
| Introducción | 3 |
| <hr/> | |
| 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 | 17 |
| I.1.8 Capacidad Instalada de Generación | 19 |
| I.2.- Escenarios de Operación y Seguridad de Abastecimiento para los próximos 12 Meses | 20 |
| I.2.1 Abastecimiento de la Demanda según Tipo de Aporte e Hidrología | 20 |
| I.2.2 Producción y Ventas Esperadas de Energía Mensual en el SIC | 22 |
| I.2.3 Evolución Esperada de Cotas de Embalses (a fines de cada mes) Según Hidrología | 22 |
| I.2.4 Demanda Promedio Esperada en Horas de Demanda Alta, Demanda Media y Demanda Baja | 23 |
| I.2.5 Costos Marginales Esperados | 24 |
| I.2.6 Proyectos Informados de Generación y transmisión | 25 |
| <hr/> | |
| 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 | 42 |
| II.4 Tiempos de Restablecimiento del Servicio (TRS) | 44 |
| II.5 Energía No Suministrada por Fallas | 45 |
| II.6 Índices FMIK y TTIK | 48 |

| | | |
|---------------------|---|----|
| II.7 | Estándares de Calidad de Suministro en Generación y Transmisión | 50 |
| II.7.1 | Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Generación | 50 |
| II.7.2 | Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Líneas | 54 |
| II.7.3 | Estándares de Calidad del Suministro en Instalaciones de Transmisión- Transformadores | 64 |
| <hr/> | | |
| Capítulo III | MODIFICACIONES NORMATIVAS RECIENTES | |
| III.1 | Legislación | 72 |
| III.2 | Reglamentación | 72 |
| III.2.1 | Auditorías | 72 |
| III.2.2 | Reglamento de la Ley 20.936/2016 | 73 |
| III.3 | Normas Técnicas | 74 |
| III.4 | Procedimientos DO/DP/DPD/DAP | 75 |
| III.5 | Guías de Aplicación | 75 |
| III.6 | Peajes Troncales | 77 |
| III.7 | Peajes Subtransmisión | 77 |
| III.8 | Revisión 2016 Estudio de Transmisión Troncal | 78 |
| III.9 | Estudio de Recomendaciones para Subtransmisión | 78 |
| III.10 | Proyecto de Centralización de Medidas de Facturación | 78 |
| III.11 | Discrepancias | 79 |
| <hr/> | | |
| Capítulo IV | MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO | |
| <hr/> | | |

INTRODUCCIÓN

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

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

En cumplimiento de lo señalado, el Directorio del CDEC SIC presenta a las empresas Integrantes, el Informe correspondiente al tercer trimestre de 2016.

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 tercer trimestre de 2016 alcanzó los 13.378 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 tercer trimestre de 2016.

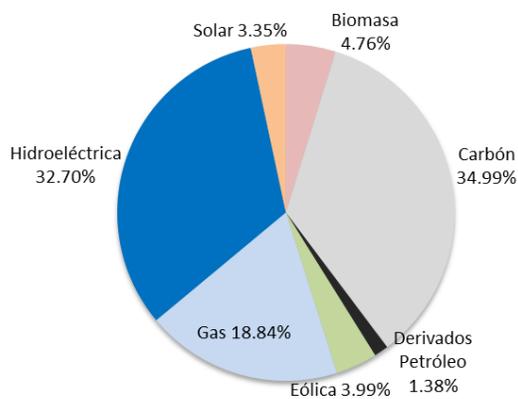


Fig.1.- Abastecimiento de la Demanda del SIC (Producción trimestral desagregada por tipo)

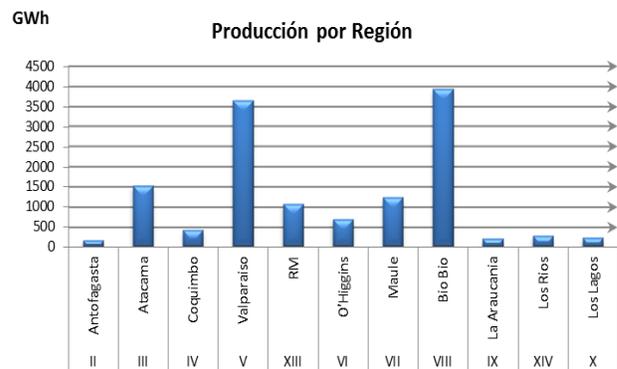


Fig.2.- Producción trimestral desagregada por región

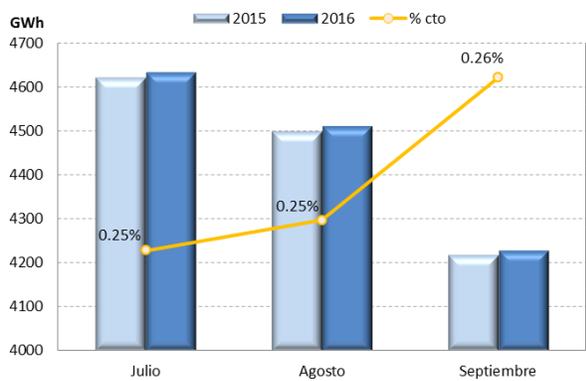


Fig.3.- Producción mensual y tasa de crecimiento

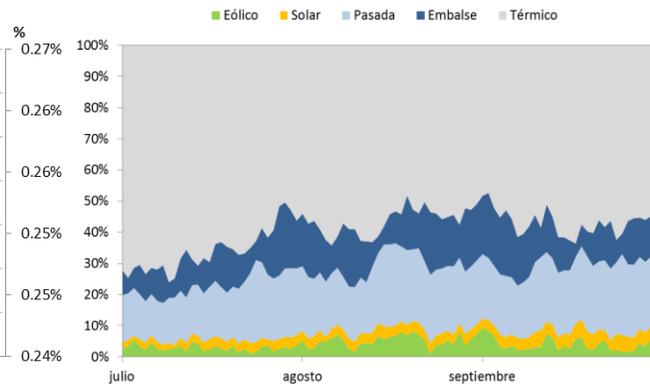


Fig.4.- Producción diaria de energía según fuente

Por otro lado, la producción ERNC en cada mes del trimestre (de las centrales que participan en el balance ERNC conforme la Ley 20.257 y 20.698 según corresponda), se muestra en la siguiente tabla 1.

| Tecnología | Producción (GWh) | | |
|-----------------------------|------------------|--------------|--------------|
| | Julio | Agosto | Septiembre |
| Eólica | 134,8 | 230,9 | 167,6 |
| Solar | 120,8 | 147,9 | 179,1 |
| Minihidro <20 MW | 122,6 | 154,9 | 142,1 |
| Biomasa | 159,4 | 140,7 | 144,3 |
| Biogas | 23,5 | 23,8 | 51,7 |
| Total Generación SIC | 4.633,6 | 4.515,3 | 4.229,6 |
| Total ERNC | 561,1 | 698,2 | 684,8 |
| % ERNC | 12,1% | 15,5% | 16,2% |

Tabla 1.- Producción Mensual de Energía ERNC

I.1.2 Ventas de Energía

Las ventas de energía del período analizado alcanzaron los 12.527 GWh los que, segmentados 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 2015. Durante este tercer trimestre de 2016 las ventas se incrementaron un 0,8% respecto a igual período del año 2015.

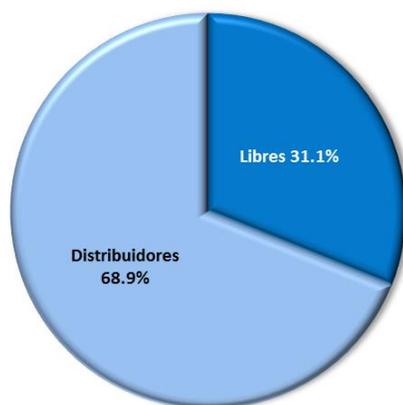


Fig.5.- Ventas trimestrales desagregadas por tipo de consumo

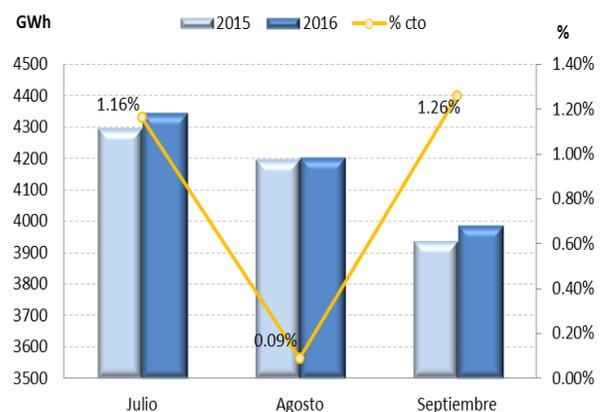


Fig.6.- Venta total mensual y tasa de crecimiento

Las figuras N°7 y N°8 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período julio-septiembre, la tasa de crecimiento de las ventas efectuadas a consumos de distribuidores experimentó un aumento del 0,7% (ventas por 8.631 GWh en 2016 vs 8.573 GWh en 2015). Por otro lado, las ventas efectuadas a consumos de precio libre han experimentado un alza del 1,2% en este tercer trimestre (ventas por 3.896 GWh en 2016 vs 3.851 GWh en 2015).

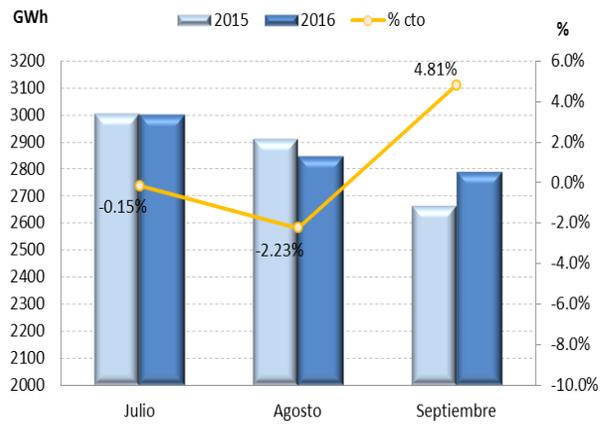


Fig.7.- Venta efectuadas a precio de distribuidores

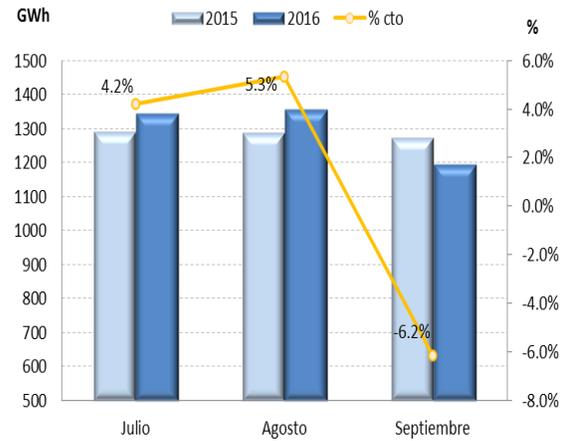


Fig.8.- Venta efectuadas a precio libre

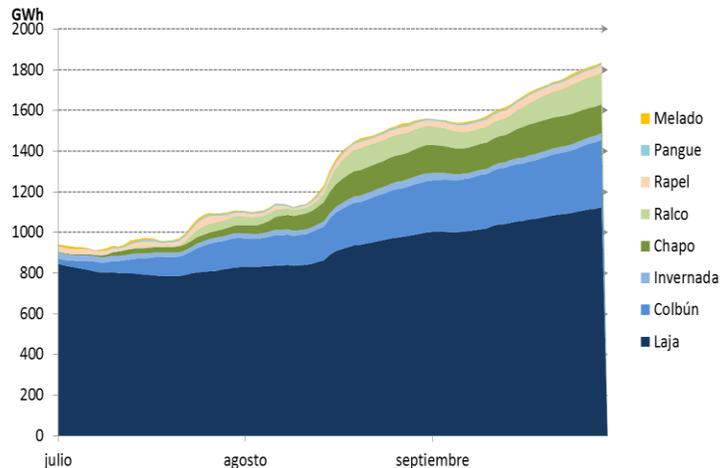
La siguiente tabla 2 resume los valores de ventas por tipo de cliente, a nivel trimestral, para los años 2014, 2015 y 2016.

| VENTAS SIC (en GWh) | | | | | | |
|---------------------|-----------|---------|---------|------------|---------|------------|
| Cliente | Trimestre | 2014 | 2015 | %cto 15/14 | 2016 | %cto 16/15 |
| Distribuidoras | T1 | 8.661,7 | 8.850,1 | 2,18% | 8.965,3 | 0,19% |
| | T2 | 8.433,5 | 8.490,6 | 0,68% | 8.653,7 | 1,92% |
| | T3 | 8.463,2 | 8.572,7 | 1,29% | 8.631,3 | 0,68% |
| | T4 | 8.499,0 | 8.532,7 | 0,40% | | |
| Libres | T1 | 3.457,0 | 3.616,0 | 4,60% | 3.890,6 | 6,41% |
| | T2 | 3.670,8 | 3.697,1 | 0,72% | 3.958,8 | 7,08% |
| | T3 | 3.876,3 | 3.851,3 | -0,64% | 3.895,8 | 1,16% |
| | T4 | 3.915,5 | 3.931,1 | 0,40% | | |

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 30 de septiembre alcanzaba 1838,1 GWh. Este monto representa un aumento del 94,4% en relación a la energía almacenada a comienzos de julio, y una disminución del 36,0% respecto de la energía almacenada a igual fecha de 2015. El año hidrológico actual 2016/2017 presenta una probabilidad de excedencia del 93% (año del tipo seco).



| | GWh | |
|----------------------|--------------|---------------|
| | 01-jul-16 | 30-sep-16 |
| Laja (1) | 864.2 | 1124.3 |
| Colbún (2) | 23.5 | 331.5 |
| Invernada (3) | 32.3 | 33.5 |
| Chapo | 2.8 | 142.3 |
| Ralco | 2.8 | 158.1 |
| Rapel | 16.5 | 34.6 |
| Pangue | 3.1 | 8.6 |
| Melado | 0.7 | 5.2 |
| Total | 945.7 | 1838.1 |

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

Fig.9.- Evolución energía almacenada en el SIC

Tabla 3.- Energía por embalse

La figura 10 muestra, para cada día, el valor mínimo y máximo registrado para la demanda bruta. Durante este tercer trimestre, la demanda mínima horaria promedió 4.985 MW, mientras que la demanda máxima horaria promedió 6.912 MW. Las demandas mínimas y máximas del período alcanzaron los 4.341,2 MW (ocurrida el 19 de septiembre) y 7.605,8 MW (ocurrida el 13 de julio). Estos valores representan un incremento del 0,4% y una disminución del 0,5% para la demanda máxima y mínima, respectivamente, en relación a igual parámetro registrado durante el tercer trimestre de 2015.

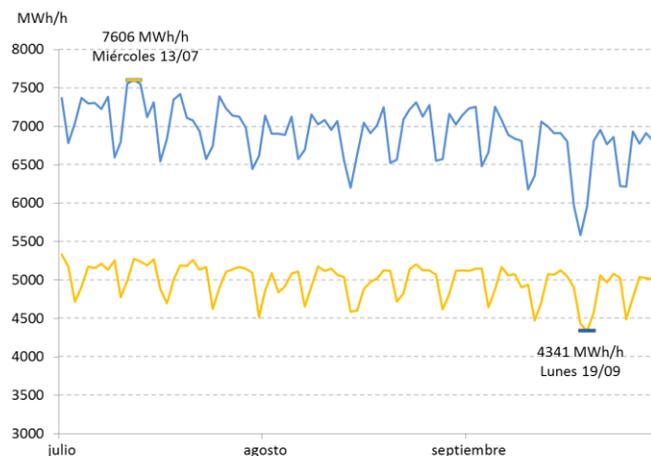


Fig.10.- Evolución de la demanda máxima/mínima diaria

I.1.4 Trabajos de Mantenimiento Mayor

En la siguiente tabla 4 se resumen los trabajos de mantenimiento mayor efectuados durante el tercer trimestre del año 2016, en unidades generadoras del SIC.

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN | | |
|---|--------|--------|
| UNIDAD | INICIO | FIN |
| Chiburgo U-1 | 20-jun | 12-jul |
| Mariposas | 21-jun | 11-jul |
| El Paso U-2 | 22-jun | 05-jul |
| Maitenes U-1 | 29-jun | 27-jul |
| Juncalito | 04-jul | 28-ago |
| Aconcagua U-Blanco | 04-jul | 14-ago |
| Aconcagua U-Juncal | 04-jul | 06-oct |
| Licantén | 06-jul | 17-jul |
| El Paso U-3 | 06-jul | 19-jul |
| Cipreses U-2 | 11-jul | 17-jul |
| Abanico U-1 | 12-jul | 22-jul |
| Calle Calle U-2 | 12-jul | 15-jul |
| Calle Calle U-1 | 13-jul | 15-jul |
| Chiburgo U-2 | 14-jul | 29-jul |
| Calle Calle U-3 | 18-jul | 29-jul |
| Sauzal U-3 | 18-jul | 26-jul |
| Cipreses U-3 | 19-jul | 23-jul |
| Calle Calle U-4 | 22-jul | 30-jul |
| Nehuenco 2 | 22-jul | 11-ago |
| Eólica San Pedro U-1 a U-9 | 24-jul | 02-ago |
| Los Quilos U-1 | 25-jul | 05-ago |
| Eólica San Pedro U-10 a U-18 | 25-jul | 03-ago |
| Calle Calle U-5 | 28-jul | 30-jul |
| Puntilla U-3 | 01-ago | 11-ago |
| Canutillar U-2 | 01-ago | 14-ago |
| Canutillar U-1 | 01-ago | 03-sep |
| Los Molles U-2 | 01-ago | 05-ago |
| Los Quilos U-2 | 08-ago | 19-ago |
| Carena | 08-ago | 02-sep |
| San Clemente | 08-ago | 03-sep |
| Las Vegas U-2 | 08-ago | 26-ago |
| Los Molles U-1 | 09-ago | 11-ago |
| Guayacán | 08-ago | 11-ago |
| La Confluencia U-1 | 10-ago | 26-ago |
| San Andrés U-1 | 16-ago | 26-ago |
| Calle - Calle U-7 | 01-ago | 13-ago |
| Calle - Calle U-6 | 01-ago | 13-ago |
| Loma Alta | 16-ago | 25-ago |
| Puntilla U-1 | 16-ago | 27-ago |
| Puntilla U-2 | 16-ago | 01-sep |

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN | | |
|---|--------|--------|
| UNIDAD | INICIO | FIN |
| Arauco | 23-ago | 03-sep |
| Los Quilos U-3 | 22-ago | 01-sep |
| Lircay U-1 | 22-ago | 26-ago |
| Lircay U-2 | 22-ago | 27-ago |
| Coronel TG | 24-ago | 25-ago |
| Maitenes U-2 | 23-ago | 04-sep |
| Mariposas | 24-ago | 25-ago |
| Providencia | 24-ago | 25-ago |
| Curillinque | 26-ago | 01-sep |
| Degañ | 26-ago | 28-ago |
| Nehuenco 1 | 27-ago | 03-sep |
| CMPC Cordillera | 27-ago | 28-ago |
| Sauzalito | 28-ago | 12-sep |
| San Andrés U-2 | 29-ago | 11-sep |
| Placilla | 29-ago | 09-sep |
| Ojos de Agua | 05-sep | 10-sep |
| Los Espinos | 06-sep | 07-sep |
| Nueva Renca | 09-sep | 13-sep |
| Emelda U-2 | 10-sep | 23-sep |
| Cipreses U-3 | 10-sep | 10-sep |
| Chacabuquito U-2 | 12-sep | 15-sep |
| Alfalfal U-2 | 20-sep | 30-sep |
| Chacabuquito U-3 | 20-sep | 23-sep |
| Ventanas 2 | 22-sep | 13-oct |
| Angostura U-3 | 26-sep | 08-oct |
| San Ignacio | 26-sep | 13-oct |
| Licantén | 28-sep | 28-sep |

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 tercer trimestre de 2016.

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - TRANSMISIÓN | | |
|--|--------|--------|
| INSTALACIÓN | INICIO | FIN |
| S/E San Bernardo: Instalación de desconectador 12 kV en cable interconexión entre barra auxiliar 12 kV y barra principal 12 kV N° 4. Además se habilitan posiciones 12 kV N° 1 y N°2 para futuros alimentadores. | 01-sep | 02-sep |
| S/E Curanilahue: Desconexión de transformador T3 para revisión de TTCC según mantenimiento mayor. | 20-ago | 21-ago |
| S/E Canutillar: Trabajos de mantenimiento mayor en barra N°2 de SS/EE GIS en Central Canutillar. | 09-ago | 16-ago |

Tabla 5.- Mantenimientos mayores en instalaciones de transmisión

En relación a los trabajos realizados en instalaciones del sistema, durante el tercer trimestre de 2016 el CDEC SIC analizó cerca de 12.341 solicitudes de trabajos emitidas por las empresas coordinadas, autorizándose y coordinándose la ejecución de cerca del 66% 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 83% 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 tercer trimestre 2016. Se presentan valores para una muestra representativa de centrales térmicas con insumo de Carbón, GNL y Diésel.

| Costo Combustible | | | |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Carbón (USD/Ton) | Jul-16 | Ago-16 | Sep-16 |
| Bocamina 2 | 73,45 | 79,67 | 81,63 |
| Bocamina TV | 73,45 | 79,67 | 81,63 |
| Campiche | 68,87 | 68,75 | 70,21 |
| Guacolda 1 | 67,70 | 67,64 | 67,57 |
| Guacolda 2 | 67,70 | 67,64 | 67,57 |
| Guacolda 3 | 57,59 | 57,52 | 57,46 |
| Guacolda 4 | 69,37 | 69,37 | 69,3 |
| Guacolda 5 | 70,32 | 70,35 | 70,28 |
| Nva Ventanas | 66,86 | 66,74 | 68,24 |
| Sta María | 63,45 | 66,10 | 69,37 |
| Ventanas 1 | 72,56 | 72,47 | 72,76 |
| Ventanas 2 | 72,85 | 72,76 | 72,98 |
| GNL (USD/Dam3) | | | |
| Nva Renca | 241,09 | 214,47 | 229,84 |
| Quintero | 185,91 | 208,68 | 218,43 |
| San Isidro 2 | 185,91 | 208,68 | 218,43 |
| San Isidro | 185,91 | 208,68 | 218,43 |
| Diesel (USD/Ton) | | | |
| TalTal | 511,80 | 462,08 | 494,98 |
| San Lorenzo | 620,94 | 620,94 | 620,94 |
| Huasco TG | 495,56 | 445,59 | 478,88 |
| Quintero | 488,97 | 438,68 | 472,02 |
| Nva Renca | 502,32 | 449,43 | 488,53 |
| San Isidro | 489,37 | 439,14 | 472,51 |
| San Isidro 2 | 489,37 | 439,14 | 472,51 |

| Costo Combustible | | | |
|-------------------|--------|--------|--------|
| Nehuenco 2 | 414,83 | 414,55 | 408,43 |
| Nehuenco | 414,83 | 414,55 | 408,43 |
| Candelaria | 432,45 | 432,29 | 425,91 |
| Los Vientos | 525,96 | 473,56 | 511,97 |
| Horcones TG | 418,13 | 377,79 | 251,79 |
| Los Pinos | 429,74 | 410,95 | 404,88 |
| Antilhue | 544,14 | 522,06 | 536,76 |

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 2015 vs 2016. 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, ese tipo de centrales vieron limitada su producción trimestral en 72,5 GWh, equivalente al 3,6% de la energía ERNC total trimestral, y al 0,5% de la producción bruta del SIC durante ese período.

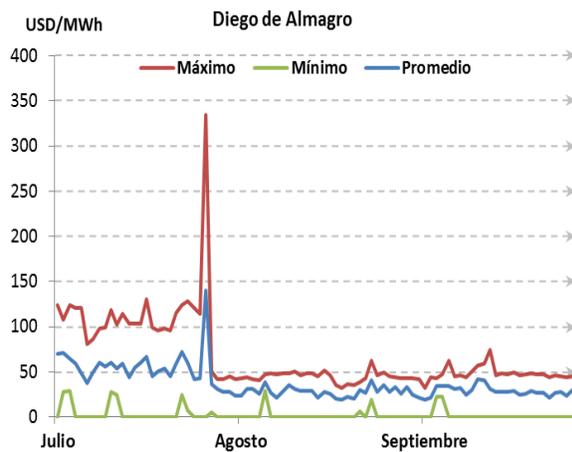


Fig.11.- Costo marginal S/E Diego de Almagro

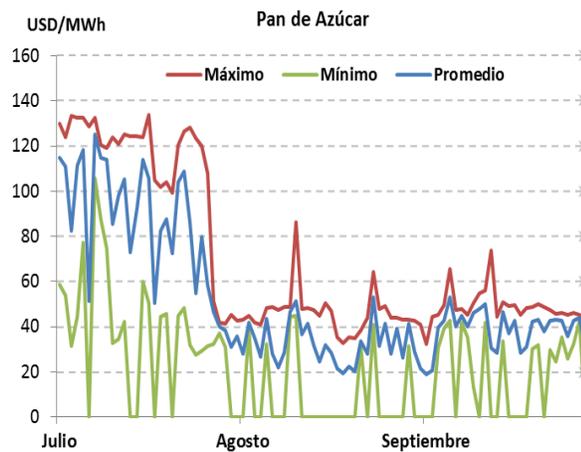


Fig.12.- Costo marginal S/E Pan de Azúcar

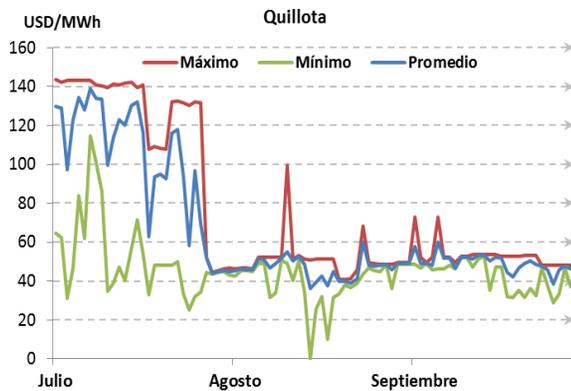


Fig.13.- Costo marginal S/E Quillota

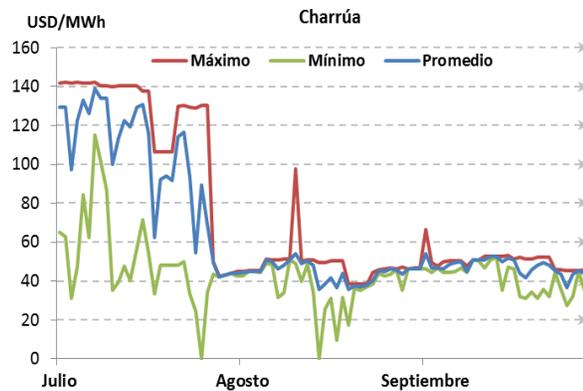


Fig.14.- Costo marginal S/E Charrúa

La tabla 7 presenta un resumen de costo marginal, a nivel mensual comparado con el mismo periodo del año anterior.

| Año | Julio | | | | Agosto | | | | Septiembre | | | |
|--------------|------------------|---------------|----------|---------|------------------|---------------|----------|---------|------------------|---------------|----------|---------|
| | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa |
| 2015 | 62,5 | 66,5 | 71,7 | 64,1 | 42,0 | 48,2 | 54,1 | 46,4 | 32,7 | 38,6 | 40,9 | 32,1 |
| 2016 | 53,8 | 83,7 | 100,4 | 99,3 | 27,7 | 32,2 | 46,7 | 44,6 | 28,0 | 38,8 | 49,3 | 47,6 |
| 2015 vs 2016 | -13,9% | 25,9% | 40,1% | 54,9% | -34,0% | -33,2% | -13,6% | -4,0% | -14,5% | 0,5% | 20,5% | 48,0% |

Tabla 7.- Costo marginal promedio mensual

Se puede apreciar un aumento del costo marginal real de energía durante este tercer trimestre de 2016 cercano al 6% en comparación a similar período de 2015, explicado principalmente por el aumento de la probabilidad de excedencia.

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 muestra 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 indica a continuación.

| DESCRIPCIÓN | Julio | Agosto | Septiembre | % total trimestre | Segmento |
|--|--|--|---|-------------------|------------|
| LT 220 kV Pta. Colorada - Maitencillo | Viernes 1 al sábado 9 Lunes 11 al domingo 31 | Lunes 1 a miércoles 3 Viernes 5 Martes 9 a martes 16 Martes 23 a jueves 25 Sábado 27 Lunes 29 | Domingo 4 a martes 6 Jueves 8 a domingo 11 Miércoles 14 Jueves 22 Sábado 24 a martes 27 | 20,831% | STT |
| Horas de Desacople | 279,05 | 88,39 | 92,5 | | |
| LT 220 kV Los Vilos - Las Palmas | Lunes 4 al miércoles 6 Martes 12 al jueves 14 Domingo 17 Miércoles 20 Lunes 25 al domingo 31 | Lunes 1 Miércoles 3 a lunes 8 Jueves 11 a sábado 20 Lunes 22 Miércoles 24 a miércoles 31 | Jueves 1 a sábado 3 Martes 6 Jueves 8 a sábado 10 Lunes 12 a martes 13 Jueves 15 a domingo 18 Miércoles 21 Viernes 23 Miércoles 28 Viernes 30 | 19,697% | STT |
| Horas de Desacople | 70,28 | 243,59 | 121,03 | | |
| LT 220 kV Pan de Azúcar - Pta. Colorada | Martes 5 Domingo 10 | Domingo 21 Martes 23 a miércoles 24 Lunes 29 a martes 30 | Sábado 3 a domingo 4 Martes 6 a miércoles 7 Viernes 9 a domingo 11 Jueves 15 a domingo 25 Miércoles 28 a viernes 30 | 6,594% | STT |
| Horas de Desacople | 5,95 | 21,95 | 117,7 | | |
| LT 220 kV Don Goyo - Pan de Azúcar | Domingo 3 Domingo 24 | Sábado 6 a lunes 8 Viernes 12 Domingo 14 a sábado 20 | Lunes 12 Domingo 18 martes 20 Domingo 25 Viernes 30 | 3,404% | STT |
| Horas de Desacople | 11,38 | 50,37 | 13,4 | | |
| LT 500 kV Charrúa - Ancoa | Martes 5 a miércoles 6 Domingo 24 a lunes 25 | Viernes 19 Lunes 22 a miércoles 24 | Jueves 1 a viernes 2 Lunes 5 | 2,298% | STT |
| Horas de Desacople | 8,48 | 22,1 | 20,15 | | |
| LT 220 kV Ciruelos – Valdivia | Lunes 4 al miércoles 6 Lunes 11 Lunes 25 al martes 26 | Lunes 1 a jueves 4 | - | 1,752% | STT |
| Horas de Desacople | 22,83 | 15,85 | - | | |
| LT 220 kV C. Pinto – D. de Almagro | Jueves 14 Lunes 25 y Martes 26 | - | - | 0,841% | STT |
| Horas de Desacople | 18,58 | - | - | | |

| DESCRIPCIÓN | Julio | Agosto | Septiembre | % total trimestre | Segmento |
|--|--------------------------|------------|--|-------------------|------------|
| LT 220 kV San Andrés – C. Pinto | - | - | Jueves 22 a viernes 23 | 0,810% | STT |
| Horas de Desacople | - | - | 17,88 | | |
| LT 154 kV Sauzal - M.V. Central | - | - | Domingo 11 | 0,581% | TA |
| Horas de Desacople | - | - | 12,83 | | |
| LT 154 kV Quinenco - Coronel | - | Domingo 14 | - | 0,539% | STx |
| Horas de Desacople | - | 11,9 | - | | |
| LT 66 kV Nirivilo - Constitución | Miércoles 13 y jueves 14 | - | Miércoles 14 a jueves 15 | 0,396% | STx |
| Horas de Desacople | 7,23 | - | 1,52 | | |
| LT 154 kV Rancagua - M.V. Central | - | Lunes 29 | - | 0,381% | TA |
| Horas de Desacople | - | 8,41 | - | | |
| LT 220 kV Cardones - San Andrés | Viernes 1 | - | Viernes 23 | 0,363% | STT |
| Horas de Desacople | 6,58 | - | 1,43 | | |
| LT 66 kV San Javier - Nirivilo | Miércoles 13 y jueves 14 | Jueves 11 | Miércoles 14 a viernes 16 Martes 27 | 0,333% | STx |
| Horas de Desacople | 6,47 | 0,15 | 0,73 | | |
| LT 154 kV A. Jahuel - Paine | Lunes 15 | - | Domingo 11 | 0,313% | STx |
| Horas de Desacople | 6,53 | - | 0,38 | | |
| LT 154 kV Tuniche 2 - Rancagua | - | Lunes 29 | - | 0,131% | STx |
| Horas de Desacople | - | 2,9 | - | | |
| LT 110 kV Maitencillo - Algarrobo | - | - | Miércoles 21 a jueves 22 | 0,119% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 2,63 | | |
| LT 110 kV Chonchi - Quellón | - | - | Miércoles 14 | 0,092% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 2,03 | | |
| LT 154 kV Tuniche 2 - Pta. Cortes 2 | - | Lunes 29 | - | 0,091% | STx |
| Horas de Desacople | - | 2,01 | - | | |
| LT 500 kV Ancoa - A.Jahuel | - | - | Jueves 1 | 0,085% | STT |
| Horas de Desacople | - | - | 1,88 | | |
| LT 66 kV Colcura - Enacar | - | - | Lunes 12 | 0,045% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 1,0 | | |
| LT 154 kV Maule - Yervas Buenas | - | - | Viernes 9 Martes 13 Jueves 22 | 0,045% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 1,0 | | |
| LT 66 kV Temuco - P. las Casas | - | - | Miércoles 7 | 0,017% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,37 | | |

| DESCRIPCIÓN | Julio | Agosto | Septiembre | % total trimestre | Segmento |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------|
| LT 66 kV Pelequén - Rengo | - | - | Viernes 9 | 0,017% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,37 | | |
| LT 110 kV C. Navia - T. Altamirano | - | - | Miércoles 21 | 0,014% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,32 | | |
| LT 66 kV Espino - Combarbalá | - | - | Lunes 5 | 0,012% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,27 | | |
| LT 110 kV San Pedro - Quilpué | - | - | Jueves 22 | 0,012% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,27 | | |
| LT 110 kV Florida - Las Vizcachas | - | - | Sábado 3 | 0,009% | STx |
| Horas de Desacople | - | - | 0,2 | | |
| LT 154 kV Tinguiririca - Malloa | - | Lunes 29 | - | 0,003% | STx |
| Horas de Desacople | - | 0,07 | - | | |
| Índice de Congestión de líneas | $I_{TT}=1,000\%$ | $I_{TT}=0,927\%$ | $I_{TT}=0,893\%$ | | |
| | $I_{STx}=0,010\%$ | $I_{STx}=0,001\%$ | $I_{STx}=0,005\%$ | | |
| | $I_{TA}=0,000\%$ | $I_{TA}=0,002\%$ | $I_{TA}=0,001\%$ | | |

Tabla 8.- Desacoples trimestre Julio - Septiembre

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

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

En esta expresión:

- $t_{duración_desacople}$ corresponde a la cantidad de horas del mes durante las cuales estuvo activo el desacople.
- $kms_{línea_afectada}$ 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.

Durante el trimestre, las tres líneas más afectadas según número de horas de desacople, correspondieron a:

- LT 220 kV Punta Colorada - Maitencillo: 459,9 horas de desacople (equivalentes al 20,8% de las horas del período), debido a capacidad térmica.
- LT 220 kV Los Vilos – Las Palmas: 434,9 horas de desacople (equivalentes al 19,7% de las horas del período), debido a capacidad térmica.
- LT 220 kV Pan de Azúcar – Punta Colorada: 145,6 horas de desacople (equivalentes al 6,6% de las horas del período), debido a capacidad térmica.

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 |
|---------------------------------------|-------------|--------------|----------|
| LT 220 kV Pta. Colorada - Maitencillo | 459,94 | 114,6 | STT |
| LT 220 kV Los Vilos - Las Palmas | 434,90 | 78,1 | STT |
| LT 220 kV P. Azúcar - Pta. Colorada | 145,60 | 92,4 | STT |
| LT 220 kV Don Goyo - Pan de Azúcar | 75,15 | 76,5 | STT |
| LT 500 kV Charrúa - Ancoa | 50,73 | 191,7 | STT |
| LT 220 kV Ciruelos – Valdivia | 38,68 | 36,4 | STT |
| LT 220 kV C. Pinto – D. de Almagro | 18,58 | 75,8 | STT |
| LT 220 kV San Andrés – C. Pinto | 17,88 | 45,3 | STT |
| LT 154 kV Sauzal - M.V. Central | 12,83 | 2,5 | TA |
| LT 154 kV Quinenco - Coronel | 11,90 | 0,9 | STx |
| LT 66 kV Nirivilo - Constitución | 8,75 | 36,8 | STx |
| LT 154 kV Rancagua - M.V. Central | 8,41 | 11,1 | TA |
| LT 220 kV Cardones - San Andrés | 8,01 | 30,0 | STT |
| LT 66 kV San Javier - Nirivilo | 7,35 | 28,8 | STx |
| LT 154 kV A. Jahuel - Paine | 6,91 | 18,2 | STx |
| LT 154 kV Tuniche 2 - Rancagua | 2,90 | 10,5 | STx |
| LT 110 kV Maitencillo - Algarrobo | 2,63 | 33,5 | STx |
| LT 110 kV Chonchi - Quellón | 2,03 | 17,9 | STx |
| LT 154 kV Tuniche 2 - Pta. Cortes 2 | 2,01 | 12,8 | STx |
| LT 500 kV Ancoa - A.Jahuel | 1,88 | 253,3 | STT |
| LT 66 kV Colcura - Enacar | 1,00 | 3,8 | STx |
| LT 154 kV Maule - Yerbias Buenas | 1,00 | 23,1 | STx |
| LT 66 kV Temuco - P. las Casas | 0,37 | 9,3 | STx |
| LT 66 kV Pelequén - Rengo | 0,37 | 7,5 | STx |
| LT 110 kV C. Navia - T. Altamirano | 0,32 | 4,7 | STx |
| LT 66 kV Espino - Combarbalá | 0,27 | 28,3 | STx |
| LT 110 kV San Pedro - Quilpué | 0,27 | 18,4 | STx |
| LT 110 kV Florida - Las Vizcachas | 0,20 | 6,2 | STx |
| LT 154 kV Tinguiririca - Malloa | 0,07 | 19,9 | STx |

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

I.1.7 Nuevas Instalaciones de Generación-Transmisión

Durante este tercer trimestre de 2016, 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] |
|----------------------------------|---------------------------------------|------------|--------------------|--------------------|---------------|
| Parque Eólico Renaico | Parque Eolico Renaico S.p.A. | Entregada | Eólica | Lunes 12/Sep16 | 88,00 |
| Itata | Puntilla | Entregada | Hídrico pasada | Viernes 09/Sep16 | 20,40 |
| Solar Conejo | Pattern Energy | Entregada | Solar | Jueves 08/Sep16 | 104,00 |
| Parque Eólico Los Buenos Aires | Parque Eólico Renaico S.p.A | Entregada | Eólica | Martes 30/Ago16 | 24,00 |
| Parque Solar Los Loros | SDGX05 | Entregada | Solar | Miércoles 17/Ago16 | 45,82 |
| Solar La Silla | Parque Eolico Renaico S.p.A. | Entregada | PMG Solar | Viernes 12/Ago16 | 1,53 |
| PMGD El Divisadero | Orion Power S.A | Entregada | PMGD Solar | Miércoles 10/Ago16 | 3,0 |
| Pulelfu | Empresa Eléctrica La Leonera S.A. | Entregada | PMG Hídrico pasada | Jueves 07/Jul16 | 9,00 |
| Diego de Almagro * | Almeyda Solar S.p.A. | Entregada | Solar | Jueves 16/Jun16 | 3,96 |
| PMGD Corral | SAGESA S.A. | En Pruebas | PMGD Térmico | Jueves 01/Sep16 | 0,80 |
| PMGD HBS GNL | HBS Gas Natural Licuado S.A. | En Pruebas | PMGD Térmico | Jueves 01/Sep16 | 3,50 |
| PMGD Cumpeo | Hidroeléctrica Cumpeo S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Jueves 25/Ago16 | 5,24 |
| PMGD Colorado | Desarrollo de Energía S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Miércoles 24/Ago16 | 2,00 |
| PMGD Cordillerilla | Teatinos Energía S.A. | En Pruebas | PMGD Solar | Jueves 11/Ago16 | 1,30 |
| Viña Tarapacá | Andes Energy & Capital S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Martes 2/Ago16 | 0,25 |
| Parque Eólico San Juan | San Juan | En Pruebas | Eólica | Miércoles 29/Jul16 | 193,20 |
| PMGD La Montaña I | Hidroeléctrica Puma | En Pruebas | PMGD Hídrico | Martes 26/Jul16 | 2,95 |
| Quilapilún | Chungungo | En Pruebas | Solar | Lunes 25/Jul16 | 46,00 |
| PMGD El Agrio | El Agrio Hidro S.p.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Jueves 07/Jul16 | 2,51 |
| PMGD Chuchiñi | SPV P4 | En Pruebas | PMGD Solar | Viernes 24/Jun16 | 2,88 |
| Eólico Las Peñas | Eólico Las Peñas S.p.A. | En Pruebas | PMGD Eólico | Miércoles 15/Jun16 | 8,40 |
| Altos del Paico | Sun Enel Green | En Pruebas | PMGD Solar | Martes 7/Jun16 | 0,50 |
| Central Hidroeléctrica Chanleufu | Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Jueves 19/May16 | 3,40 |

| CENTRAL | PROPIETARIO | ESTADO | TIPO | FECHA (DESDE) | POTENCIA [MW] |
|---------------------------------|--------------------------------|------------|-----------------------|--------------------|---------------|
| El Galpón | Eléctrica El Galpón SpA | En Pruebas | PMGD Hídrico | Miércoles 27/Abr16 | 1,30 |
| Santa Julia | SPV P4 | En Pruebas | PMGD Solar | Jueves 17/Mar16 | 3,00 |
| Parque Eólico La Esperanza | Eólica La Esperanza | En Pruebas | Eólica | Martes 5/Abr16 | 10,50 |
| PV Pampa Solar Norte | Parque Eólico Renaico S.p.A | En Pruebas | Solar | Lunes 21/Mar16 | 69,30 |
| Carilafquén | Eléctrica Caren | En Pruebas | Hídrico pasada | Domingo 7/Feb16 | 19,80 |
| Malalcahuello | Eléctrica Caren | En Pruebas | Hídrico pasada | Martes 9/Feb16 | 9,20 |
| Santa Marta (generador 9 y 10) | Consorcio Santa Marta | En Pruebas | Termoeléctrica Biogas | Miércoles 23/Dic15 | 3,93 |
| Carrera Pinto (Segunda Entrega) | Parque Eólico Renaico S.p.A | En Pruebas | Solar | Miércoles 23/Dic15 | 73,50 |
| Panguipulli PMGD | Latinoamericana S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico pasada | Jueves 3/Dic15 | 0,36 |
| PE Lebu (Ampliación II) | Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A. | En Pruebas | PMG Eólico | Martes 8/Nov15 | 3,50 |
| El Pilar - Los Amarillos | RTS-Energy | En Pruebas | PMG Solar | Miércoles 21/Oct15 | 2,90 |
| Loma Los Colorados | KDM Energía S.A. | En Pruebas | PMG Solar | Lunes 11/May15 | 1,00 |
| Alto Renaico | Mainco S.A. | En Pruebas | PMG Hídrico pasada | Lunes 19/May14 | 1,50 |

* En diciembre 2014, EGP entregó a explotación una parte de la central por un total de 28.05 MW

Tabla 10.- Nuevas instalaciones de generación

| Tipo | Entregada MW | En Pruebas MW |
|---------|--------------|---------------|
| Hídrica | 29,4 | 48,51 |
| Eólica | 112,00 | 215,6 |
| Solar | 158,31 | 200,38 |
| Térmica | 0 | 8,232 |

Tabla 11.- Potencia instalada de nuevas instalaciones de generación en tercer trimestre de 2016.

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

| INSTALACIÓN | PROPIETARIO | FECHA | COMENTARIO |
|---|-------------|--------------------|--|
| S/E Lagunillas | Transec | Viernes 30/Sep16 | Nuevo transformador de potencial de la barra A de 220 kV |
| C. Emelda | Emelda | Jueves 22/Sep16 | Entrada en operación TR 2 110/11.5 kV y 50 MVA |
| S/E Carrera Pinto | Transec | Miércoles 20/Jul16 | Extensiones de barra de 220 kV, Paño acoplador de 220 kV, paño seccionador 220 kV y nueva protección diferencial de reemplazo de barra de 220 kV |
| LT 220 kV Diego de Almagro - Cardones 2 | Eletrans | Miércoles 06/Jul16 | Línea de 220 kV Diego de Almagro - Cardones 2 Entregada a la Operación |

Tabla 12.- Nuevas instalaciones de transmisión

I.1.8 Capacidad Instalada de Generación

Al 30 de septiembre de 2016, y considerando las centrales entregadas a la explotación durante este tercer trimestre, la capacidad instalada en el SIC alcanza los 16.514,8 MW (según definición estipulada en Reglamento Interno), un 1,8% mayor que la capacidad existente a inicios de julio de 2016. 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.

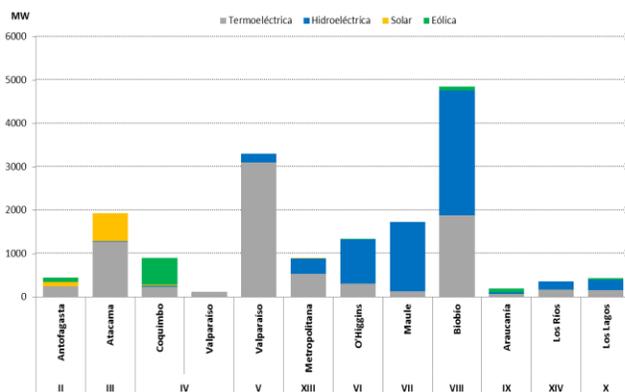


Fig.15.- Capacidad instalada por región

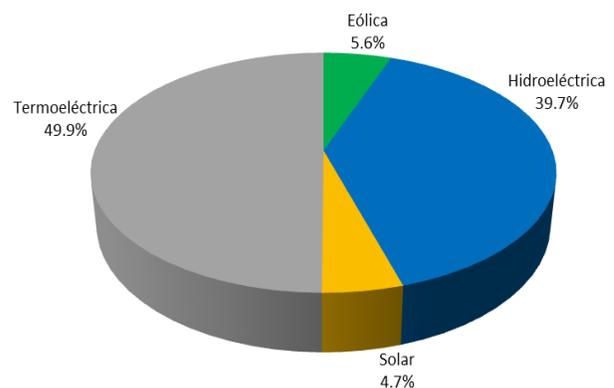


Fig.16.- Capacidad instalada según tipo de aporte

| Por Tecnología | Cierre a Diciembre 2015 MW | | Cierre a Septiembre 2016 MW | |
|----------------|----------------------------|---------------|-----------------------------|---------------|
| Térmica | 8.177,0 | 51,4% | 8.241,7 | 49,9% |
| Embalse | 3.402,0 | 21,4% | 3.402,0 | 20,6% |
| Pasada | 3.068,5 | 19,3% | 3.161,6 | 19,1% |
| Eólica | 819,9 | 5,2% | 931,9 | 5,6% |
| Solar | 443,6 | 2,8% | 777,6 | 4,7% |
| Total | 15.911,1 | 100,0% | 16.514,8 | 100,0% |
| ERNC | 1.983,6 | 12,5% | 2.482,2 | 15,0% |

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 octubre 2016 – septiembre 2017, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

- Octubre 2016-Marzo 2017: Caudales según Pronóstico de Deshielo N° 2
- Abril 2017 - Septiembre 2017: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (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 período octubre 2016 a septiembre 2017.

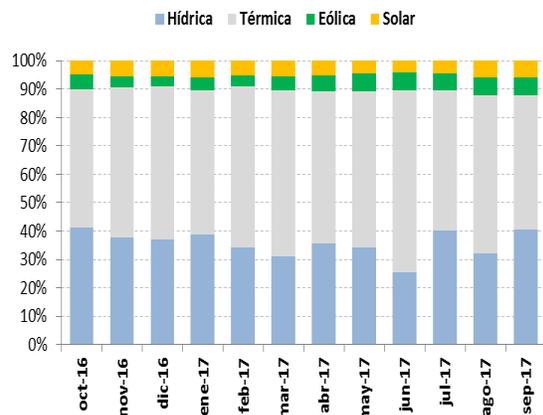


Fig.17.- Participación esperada en hidrología seca

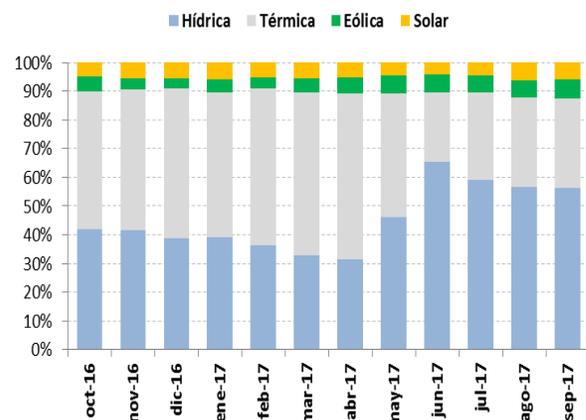


Fig.18.- Participación esperada en hidrología media

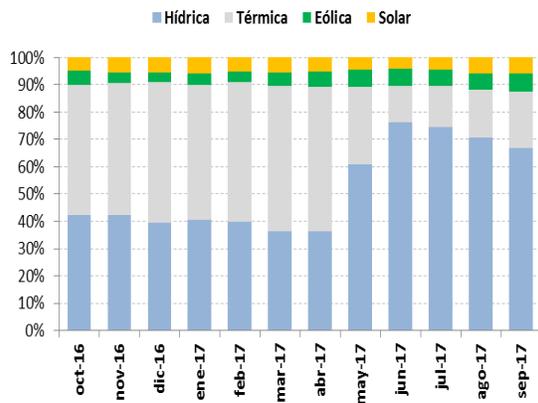


Fig.19.- Participación esperada hidrología húmeda

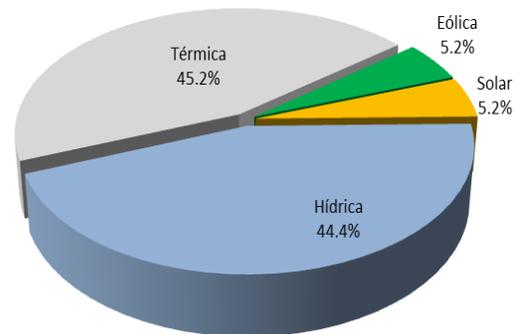


Fig.20.- Participación promedio esperada

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

| PARTICIPACIÓN ESPERADA | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Tipo | Hidrología | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | Promedio |
| Hídrico | Seca | 41,26% | 37,75% | 37,16% | 38,92% | 34,31% | 30,95% | 35,46% | 34,17% | 25,59% | 40,22% | 31,97% | 40,57% | 35,69% |
| | Media | 42,01% | 41,45% | 38,77% | 39,15% | 36,37% | 32,74% | 31,51% | 46,25% | 65,27% | 59,26% | 56,58% | 56,19% | 45,46% |
| | Húmeda | 42,13% | 42,20% | 39,52% | 40,37% | 39,74% | 36,20% | 36,22% | 60,82% | 76,27% | 74,43% | 70,52% | 66,65% | 52,09% |
| | Promedio | 41,80% | 40,47% | 38,48% | 39,48% | 36,81% | 33,30% | 34,40% | 47,08% | 55,71% | 57,97% | 53,02% | 54,47% | 44,42% |
| Térmico | Seca | 48,61% | 53,02% | 53,83% | 50,84% | 56,62% | 58,63% | 53,76% | 55,17% | 63,92% | 49,42% | 56,04% | 47,15% | 53,92% |
| | Media | 47,86% | 49,32% | 52,21% | 50,61% | 54,55% | 56,83% | 57,72% | 43,10% | 24,15% | 30,38% | 31,26% | 31,42% | 44,12% |
| | Húmeda | 47,73% | 48,60% | 51,48% | 49,42% | 51,22% | 53,37% | 53,01% | 28,48% | 13,15% | 15,19% | 17,54% | 20,93% | 37,51% |
| | Promedio | 48,07% | 50,31% | 52,51% | 50,29% | 54,13% | 56,28% | 54,83% | 42,25% | 33,74% | 31,66% | 34,95% | 33,16% | 45,18% |
| Eólico | Seca | 5,23% | 3,56% | 3,56% | 4,54% | 3,85% | 4,98% | 5,50% | 6,06% | 6,29% | 5,96% | 6,28% | 6,50% | 5,19% |
| | Media | 5,23% | 3,56% | 3,56% | 4,54% | 3,85% | 4,98% | 5,49% | 6,05% | 6,34% | 5,96% | 6,08% | 6,57% | 5,18% |
| | Húmeda | 5,23% | 3,55% | 3,56% | 4,53% | 3,85% | 4,98% | 5,51% | 6,09% | 6,33% | 5,97% | 6,20% | 6,55% | 5,20% |
| | Promedio | 5,23% | 3,56% | 3,56% | 4,54% | 3,85% | 4,98% | 5,50% | 6,07% | 6,32% | 5,96% | 6,19% | 6,54% | 5,19% |
| Solar | Seca | 4,91% | 5,67% | 5,45% | 5,70% | 5,21% | 5,44% | 5,27% | 4,60% | 4,20% | 4,40% | 5,72% | 5,78% | 5,20% |
| | Media | 4,91% | 5,67% | 5,46% | 5,71% | 5,22% | 5,44% | 5,27% | 4,59% | 4,23% | 4,40% | 6,08% | 5,83% | 5,23% |
| | Húmeda | 4,91% | 5,65% | 5,44% | 5,69% | 5,19% | 5,45% | 5,27% | 4,61% | 4,24% | 4,41% | 5,74% | 5,87% | 5,21% |
| | Promedio | 4,91% | 5,66% | 5,45% | 5,70% | 5,21% | 5,44% | 5,27% | 4,60% | 4,22% | 4,40% | 5,85% | 5,82% | 5,21% |

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) | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Hidrología Seca | 4.384,7 | 4.305,4 | 4.568,9 | 4.628,8 | 4.425,2 | 4.829,6 | 4.374,4 | 4.620,4 | 4.629,4 | 4.660,9 | 4.451,9 | 4.278,5 |
| Hidrología Media | 4.386,2 | 4.309,3 | 4.573,6 | 4.629,9 | 4.423,1 | 4.825,1 | 4.383,9 | 4.631,2 | 4.599,4 | 4.661,5 | 4.497,6 | 4.287,7 |
| Hidrología Húmeda | 4.387,2 | 4.316,0 | 4.573,6 | 4.632,9 | 4.427,0 | 4.824,6 | 4.373,0 | 4.603,3 | 4.582,7 | 4.644,4 | 4.472,8 | 4.260,4 |

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 | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|--------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| VENTAS (GWh) | 4.143,6 | 4.070,6 | 4.280,5 | 4.340,9 | 4.163,9 | 4.518,1 | 4.108,1 | 4.336,1 | 4.332,1 | 4.399,2 | 4.227,1 | 4.036,1 |

Tabla 16.- Ventas esperadas de energía en el SIC (en 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 30 de septiembre, medidas en metros sobre el nivel del mar (msnm).

| Hidrología Seca | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1.317,0 | 1.318,0 | 1.317,7 | 1.316,9 | 1.314,6 | 1.312,6 | 1.310,7 | 1.309,8 | 1.308,6 | 1.308,5 | 1.308,5 | 1.308,8 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 103,8 | 104,6 | 103,9 | 104,0 | 104,8 | 104,0 | 102,0 | 100,5 | 100,5 | 100,5 | 100,5 | 101,9 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 424,1 | 428,6 | 428,7 | 426,4 | 426,0 | 425,6 | 425,0 | 410,9 | 397,1 | 398,8 | 413,0 | 419,9 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1.290,7 | 1.296,6 | 1.291,7 | 1.289,0 | 1.289,0 | 1.289,0 | 1.287,4 | 1.297,8 | 1.282,8 | 1.282,8 | 1.282,8 | 1.285,9 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2.163,1 | 2.163,5 | 2.163,9 | 2.164,4 | 2.159,8 | 2.157,4 | 2.157,5 | 2.158,0 | 2.158,4 | 2.158,9 | 2.159,5 | 2.160,0 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 227,9 | 228,3 | 227,3 | 226,0 | 226,0 | 226,0 | 223,8 | 222,0 | 222,0 | 222,0 | 222,5 | 222,0 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 711,1 | 707,7 | 707,1 | 708,4 | 710,1 | 707,9 | 692,0 | 693,5 | 692,0 | 692,0 | 692,0 | 692,0 |

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

| Hidrología Media | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1.317,0 | 1.318,0 | 1.318,2 | 1.317,3 | 1.315,3 | 1.313,0 | 1.311,0 | 1.310,1 | 1.311,3 | 1.316,8 | 1.319,2 | 1.321,6 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 103,8 | 104,6 | 104,3 | 104,0 | 105,0 | 104,1 | 102,0 | 100,5 | 100,5 | 102,7 | 100,5 | 102,0 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 424,1 | 427,7 | 428,4 | 425,9 | 425,3 | 425,0 | 425,0 | 408,4 | 397,1 | 405,0 | 415,1 | 428,8 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1.290,7 | 1.300,5 | 1.300,5 | 1.300,5 | 1.300,5 | 1.294,8 | 1.283,0 | 1.282,8 | 1.282,8 | 1.291,7 | 1.296,5 | 1.300,7 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2.163,1 | 2.163,5 | 2.163,9 | 2.164,4 | 2.159,5 | 2.157,3 | 2.157,3 | 2.157,5 | 2.157,9 | 2.158,6 | 2.159,1 | 2.159,5 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 227,9 | 227,7 | 227,4 | 226,5 | 226,3 | 226,0 | 224,1 | 222,7 | 222,6 | 223,3 | 227,3 | 230,7 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 711,1 | 703,0 | 704,5 | 704,2 | 708,4 | 707,6 | 696,6 | 694,5 | 693,3 | 711,0 | 702,1 | 710,5 |

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

| Hidrología Húmeda | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1.317,0 | 1.318,0 | 1.318,2 | 1.317,3 | 1.315,3 | 1.313,2 | 1.311,2 | 1.310,8 | 1.315,2 | 1.321,1 | 1.322,3 | 1.324,7 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 103,8 | 103,9 | 103,9 | 104,0 | 104,7 | 104,7 | 102,0 | 105,0 | 105,0 | 105,0 | 100,5 | 105,0 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 424,1 | 428,2 | 428,6 | 426,5 | 425,0 | 425,0 | 425,0 | 414,8 | 420,7 | 437,0 | 436,8 | 437,0 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1.290,7 | 1.300,5 | 1.300,5 | 1.300,5 | 1.298,5 | 1.290,3 | 1.284,8 | 1.295,5 | 1.303,6 | 1.316,0 | 1.317,9 | 1.318,3 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2.163,1 | 2.163,5 | 2.164,1 | 2.164,6 | 2.161,8 | 2.159,1 | 2.157,6 | 2.158,2 | 2.159,2 | 2.160,3 | 2.160,8 | 2.161,4 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 227,9 | 229,2 | 230,6 | 229,0 | 227,7 | 226,0 | 224,0 | 223,6 | 225,1 | 226,3 | 226,1 | 227,0 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 711,1 | 701,5 | 706,3 | 707,0 | 710,8 | 708,4 | 693,1 | 699,5 | 702,2 | 725,0 | 710,7 | 710,2 |

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) | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| En hora de Demanda Alta | 6.025,8 | 6.075,6 | 6.161,3 | 6.256,5 | 6.625,0 | 6.612,4 | 5.899,4 | 6.253,8 | 6.498,3 | 6.375,3 | 6.096,8 | 5.906,1 |
| En hora de Demanda Media | 5.904,2 | 6.054,7 | 6.172,6 | 6.156,1 | 6.596,4 | 6.407,7 | 6.119,7 | 6.233,5 | 6.487,3 | 6.308,1 | 6.058,4 | 5.983,3 |
| En hora de Demanda Baja | 4.863,3 | 4.889,2 | 4.996,4 | 5.168,1 | 5.362,5 | 5.302,8 | 5.067,9 | 5.088,3 | 5.167,9 | 5.052,0 | 4.954,8 | 4.949,6 |

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 | oct-16 | nov-16 | dic-16 | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 |
|----------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Demanda Alta | 248 | 240 | 248 | 248 | 224 | 248 | 240 | 248 | 240 | 248 | 248 | 240 |
| Demanda Media | 310 | 300 | 310 | 310 | 280 | 310 | 300 | 310 | 300 | 310 | 310 | 300 |
| Demanda Baja | 186 | 180 | 186 | 186 | 168 | 186 | 180 | 186 | 180 | 186 | 186 | 180 |

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 bloques 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.

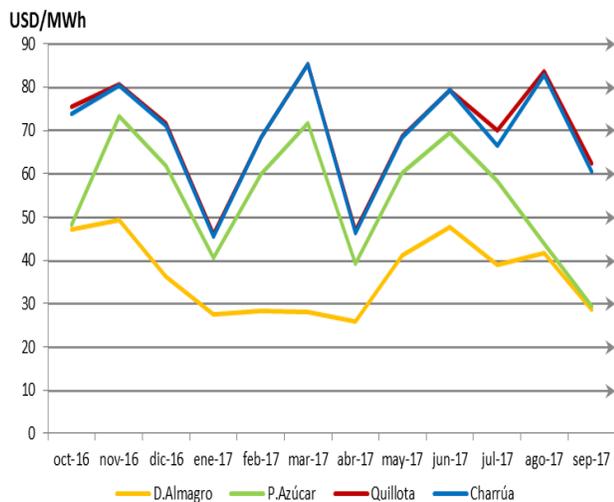


Fig.21.- CMG Esperados en Hidrología Seca

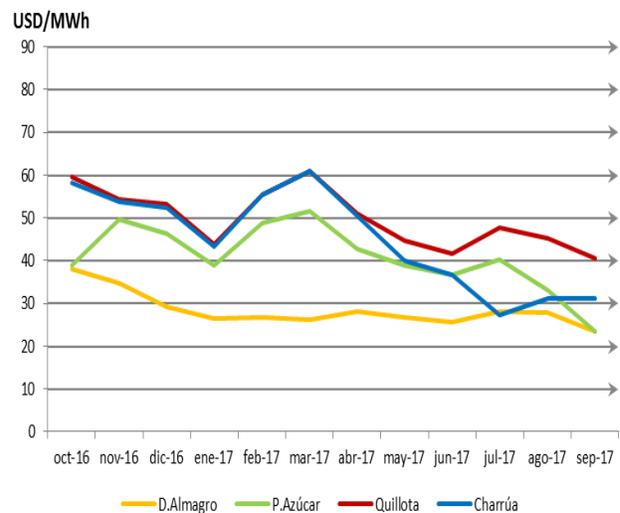


Fig.22.- CMG Esperados en Hidrología Media

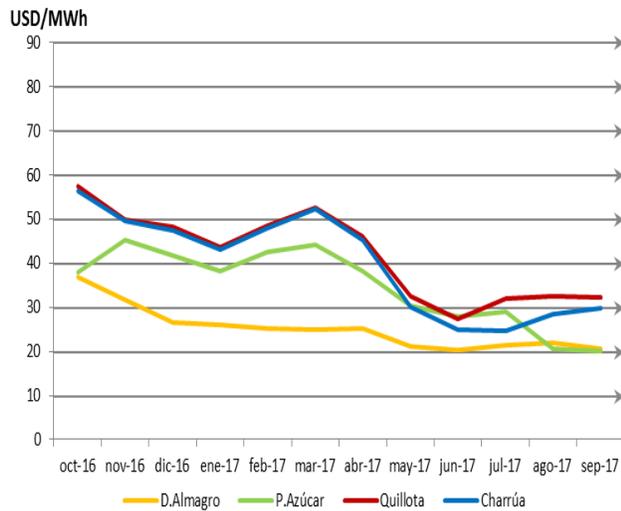


Fig.23.- CMG Esperados en Hidrología Húmeda

| | 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 |
| oct-16 | 47,0 | 48,2 | 75,5 | 73,8 | 37,9 | 39,0 | 59,6 | 58,3 | 36,7 | 37,8 | 57,5 | 56,3 |
| nov-16 | 49,2 | 73,2 | 80,6 | 80,3 | 34,8 | 49,7 | 54,4 | 53,7 | 31,7 | 45,3 | 49,8 | 49,4 |
| dic-16 | 36,2 | 61,8 | 71,7 | 71,0 | 29,2 | 46,3 | 53,3 | 52,5 | 26,6 | 41,7 | 48,1 | 47,4 |
| ene-17 | 27,4 | 40,6 | 46,0 | 45,4 | 26,5 | 38,8 | 43,8 | 43,2 | 25,9 | 38,1 | 43,6 | 42,9 |
| feb-17 | 28,3 | 59,8 | 68,3 | 68,4 | 26,8 | 48,9 | 55,5 | 55,3 | 25,3 | 42,5 | 48,5 | 47,9 |
| mar-17 | 28,1 | 71,6 | 85,2 | 85,3 | 26,3 | 51,6 | 60,9 | 61,0 | 24,9 | 44,1 | 52,5 | 52,3 |
| abr-17 | 25,8 | 39,1 | 46,9 | 46,3 | 28,1 | 42,7 | 50,9 | 50,5 | 25,1 | 38,2 | 45,9 | 45,2 |
| may-17 | 41,2 | 60,3 | 68,8 | 68,4 | 26,8 | 38,9 | 44,8 | 39,9 | 21,2 | 30,3 | 32,4 | 30,1 |
| jun-17 | 47,7 | 69,4 | 79,3 | 79,3 | 25,7 | 36,7 | 41,5 | 36,8 | 20,2 | 27,8 | 27,5 | 24,8 |
| jul-17 | 38,9 | 58,2 | 69,9 | 66,4 | 28,1 | 40,2 | 47,7 | 27,3 | 21,4 | 28,9 | 32,0 | 24,7 |
| ago-17 | 41,7 | 44,0 | 83,5 | 82,9 | 27,9 | 33,1 | 45,3 | 31,1 | 21,8 | 20,7 | 32,6 | 28,3 |
| sep-17 | 28,6 | 29,4 | 62,5 | 60,3 | 23,3 | 23,5 | 40,4 | 31,2 | 20,5 | 20,1 | 32,1 | 29,9 |

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:

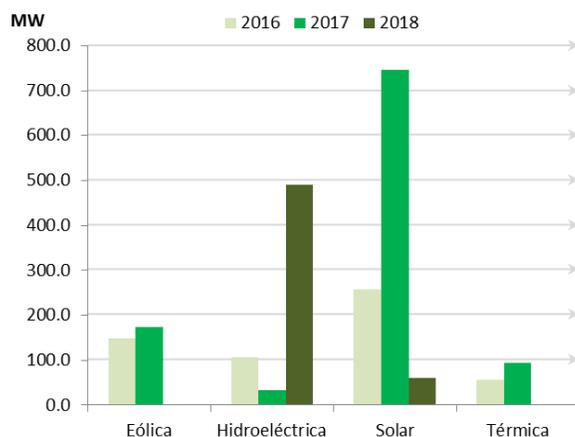


Fig.24.- Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

Nota: 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.

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 | 148,10 | 174,90 | 0,0 |
| Hídrica | 106,03 | 33,50 | 491,0 |
| Solar | 257,62 | 745,68 | 61,5 |
| Térmica | 56,232 | 95,00 | 0,0 |

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

De acuerdo a estos antecedentes, en lo que queda de 2016 podría disponerse de una capacidad adicional ascendente a 568,0 MW. En 2017 podría disponerse de 1049,1 MW instalados adicionales, mientras que en 2018 serán 552,5. 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.

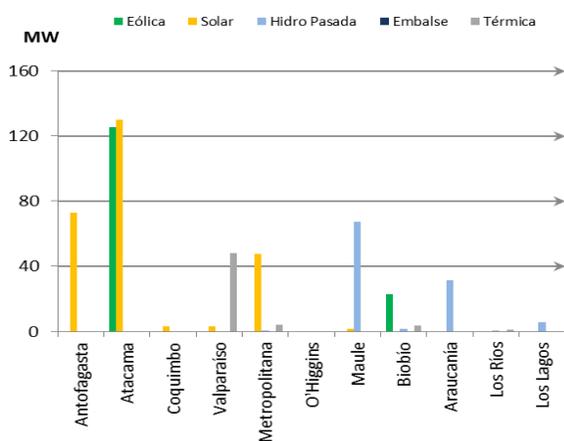


Fig.25.- Desagregado de proyectos por región 2016

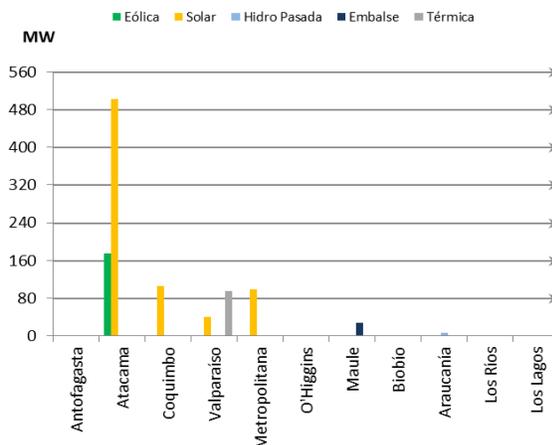


Fig.26.- Desagregado de proyectos por región 2017

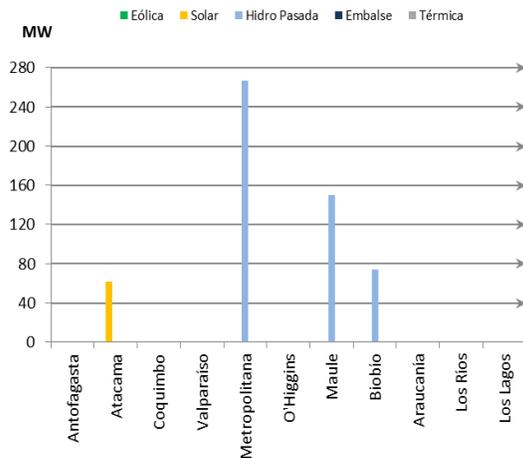


Fig.27.- Desagregado de proyectos por región 2018

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 |
|----------------------------------|----------------|----------------|---------|---------------|
| PE Las Peñas | 2016 | 8,4 | Eólica | VIII Región |
| HBS GNL | 2016 | 3,5 | Térmica | VIII Región |
| San Juan I | 2016 | 33 | Eólica | III Región |
| Parque Eólico La Esperanza | 2016 | 10,8 | Eólica | VIII Región |
| Carilafquén | 2016 | 19,8 | Hídrica | IX Región |
| Malalcahuello | 2016 | 9,2 | Hídrica | IX Región |
| Pampa Solar Norte | 2016 | 73,04 | Solar | II región |
| Carrera Pinto II | 2016 | 77 | Solar | III Región |
| Santa Julia | 2016 | 3 | Solar | V Región |
| PMGD Corral | 2016 | 0,80 | Térmica | XIV Región |
| PMGD Colorado | 2016 | 2,00 | Hídrica | X Región |
| PMGD Cordillerilla | 2016 | 1,30 | Solar | VI Región |
| Viña Tarapacá | 2016 | 0,25 | Hídrica | Metropolitana |
| PMGD La Montaña I | 2016 | 2,95 | Hídrica | VI Región |
| Quilapilún | 2016 | 46,00 | Solar | Metropolitana |
| PMGD El Agrio | 2016 | 2,51 | Hídrica | IX Región |
| PMGD Chuchiñi | 2016 | 2,88 | Solar | IV Región |
| Altos del Paico | 2016 | 0,50 | Solar | Metropolitana |
| Central Hidroeléctrica Chanleufu | 2016 | 3,40 | Hídrica | X Región |
| El Galpón | 2016 | 1,30 | Hídrica | VI Región |
| Santa Marta (generador 9 y 10) | 2016 | 3,93 | Térmica | Metropolitana |
| Panguipulli PMGD | 2016 | 0,36 | Hídrica | XIV Región |
| PE Lebu (Ampliación II) | 2016 | 3,50 | Eólica | VIII Región |
| El Pilar - Los Amarillos | 2016 | 2,90 | Solar | III Región |

| Nombre | Año de entrada | Capacidad (MW) | Tipo | Región |
|------------------------------------|----------------|----------------|---------|---------------|
| Loma Los Colorados | 2016 | 1,00 | Solar | Metropolitana |
| Alto Renaico | 2016 | 1,50 | Hídrica | VIII Región |
| San Juan II | 2016 | 29,7 | Eólica | III Región |
| Chaka I | 2016 | 27 | Solar | III Región |
| Chaka II | 2016 | 23 | Solar | III Región |
| Doña Carmen | 2016 | 48 | Térmica | V Región |
| La Mina | 2016 | 40 | Hídrica | VII Región |
| San Juan III | 2016 | 29,7 | Eólica | III Región |
| San Juan IV | 2016 | 33 | Eólica | III Región |
| Hidroeléctrica Río Colorado | 2016 | 17 | Hídrica | VII Región |
| Central Hidroeléctrica Cumpeo | 2016 | 5,76 | Hídrica | VII Región |
| San Juan V | 2017 | 26,4 | Eólica | III Región |
| San Juan VI | 2017 | 33 | Eólica | III Región |
| Guanaco Solar | 2017 | 50 | Solar | III Región |
| El Pelicano | 2017 | 105 | Solar | IV Región |
| Malgarida | 2017 | 28 | Solar | III Región |
| Las Nieves | 2017 | 6,5 | Hídrica | IX Región |
| Doña Carmen | 2017 | 40 | Solar | V Región |
| Hidroeléctrica Embalse Ancoa | 2017 | 27 | Hídrica | VII Región |
| PARQUE EOLICO CABO LEONES I | 2017 | 115,5 | Eólica | III Región |
| Proyecto Fotovoltaico ValleSolar | 2017 | 70 | Solar | III Región |
| El Romero Solar | 2017 | 216 | Solar | III Región |
| Divisadero | 2017 | 70 | Solar | III Región |
| Parque fotovoltaico Santiago Solar | 2017 | 98,17 | Solar | Metropolitana |
| Valleland Solar | 2017 | 68,51 | Solar | III Región |
| Gas Natural Aconcagua | 2017 | 95 | Térmica | V Región |
| ABASOL | 2018 | 61,5 | Solar | III Región |
| Ñuble | 2018 | 74 | Hídrica | VIII Región |
| Los Cóndores | 2018 | 150 | Hídrica | VII Región |
| Alto Maipo - Las Lajas | 2018 | 267 | Hídrica | Metropolitana |

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

| Nombre | Año de entrada | Nivel de tensión kV | Punto de conexión |
|---|----------------|------------------------|---|
| Proyecto Alto Maipo | 2016 | 220/110 | S/E Alfalfal |
| Proyecto Alto Maipo | 2016 | 110 | S/E Tap la Laja |
| Sistema de transmisión S/E Río Toltén y S/E Melipeuco | 2016 | 110 | S/E Río Toltén y S/E Melipeuco |
| Proyecto Alto Maipo | 2016 | 220 | LT Alfalfal - Central Alfalfal 2 |
| Proyecto Alto Maipo | 2016 | 110 | LT Alfalfal - Maitenes y S/E Maitenes |
| SE Punta Sierra | 2016 | 220 | Nueva S/E Punta Sierra, entre la S/E Las Palmas y Pan de Azucar |
| Proyecto Alto Maipo | 2017 | | S/E Alto Maipo |

| Nombre | Año de entrada | Nivel de tensión kV | Punto de conexión |
|---|----------------|------------------------|---------------------------------------|
| SE Itahue | 2017 | 154/66/13,8 | Nuevo transformador 154/66/13.8 kV |
| S/E Ciruelos: Ampliación 220 kV | 2017 | 220 | LT Cautín - Valdivia |
| S/E Alto Jahuel: Seccionamiento barra 500 kV | 2017 | 500 | S/E Alto Jahuel |
| S/E Ancoa: Seccionamiento barra 500 kV | 2017 | 500 | S/E Ancoa |
| S/E Rahue: Seccionamiento completo | 2017 | 220 | S/E Rahue 220 kV |
| LT PE Cabo Leones - S/E Maitencillo | 2017 | 220 | S/E Maitencillo |
| Cambio interruptores 52J3 y 52J10 en SE Alto Jahuel 220kV | 2017 | 220 | S/E Alto Jahuel |
| Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche | 2017 | 220 | Tap off Tuniche |
| S/E Temuco: Nueva barra 220 kV | 2017 | 220 | S/E Temuco. |
| Nuevo Transformador S/E Quillota | 2017 | 220/110 | S/E Quillota |
| Nueva SE Seccionadora Puente Negro 220kV | 2017 | 220 | LT 2x220 kV Colbún - Candelaria |
| S/E Charrúa: Cambio Interruptores 220 kV | 2017 | 220 | S/E Charrúa. |
| S/E Cerro Navia: Banco de autotransformadores 220/110/13,2 kV 400 MVA | 2017 | 220 | S/E Cerro Navia |
| Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500kV | 2017 | 500 | S/E Maitencillo |
| Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500kV | 2017 | 500 | S/E Cardones |
| Línea Cardones Carrera Pinto Diego de Almagro 1x220 kV: Aumento de Capacidad | 2018 | 220 | S/E Cardones |
| S/E Alto Jahuel: Tercer Banco Autotransformadores 750 MVA | 2018 | 500 | S/E Alto Jahuel |
| Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV | 2018 | 500 | S/E Pan de Azúcar |
| Autotransformador S/E Nueva Cardones 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Cardones |
| Autotransformador S/E Nueva Maitencillo 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Maitencillo |
| Autotransformador S/E Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Pan de Azúcar |

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 | Abr16 | May16 | Jun16 | Jul16 | Ago16 | Sep16 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 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 | 0,97 | 0,97 | 0,94 | 0,96 | 0,95 | 0,95 |
| Dmax (Hz) | 3,126 | 3,142 | 3,068 | 3,036 | 3,001 | 3,069 |

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 Δf_{max} 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 | Abr16 | May16 | Jun16 | Jul16 | Ago16 | Sep16 |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $\Delta f_{max} < 0.5$ Hz | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| [0.5 – 1.0) | 0,3% | 4,0% | 13,8% | 0,4% | 0,3% | 0,0% |
| [1.0 – 1.5) | 0,3% | 26,9% | 32,3% | 34,3% | 5,9% | 4,2% |
| [1.5 – 2.0) | 1,5% | 9,1% | 0,7% | 35,5% | 57,1% | 41,0% |
| $\Delta f_{max} > 2.0$ Hz | 94,8% | 59,9% | 50,0% | 29,8% | 36,7% | 54,9% |

Tabla 27.- Δf_{max} mensual en el SIC

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 Subestación 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 agosto, 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 99,77%, 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 agosto, se tiene que el peor comportamiento registrado en ese rango alcanzó el 0,11%, valor mucho menor al 0,5% aceptado por la NTSyCS cumpliéndose, en consecuencia, con el criterio exigido.

| Mes | RANGO DE PERTENENCIA | | | Aporte generación hidráulica |
|------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------------|
| | (49,8 - 50,2) > 99% | [50,2 - 50,7) < 0,5% | (49,3 - 49,8] < 0,5% | Si aporte > 60% |
| | (49,8 - 50,2) > 97% | [50,2 - 50,7) < 1,5% | (49,3 - 49,8] < 1,5% | Si aporte < 60% |
| Abril | 99,80% | 0,14% | 0,07% | 32,3% |
| Mayo | 99,83% | 0,14% | 0,03% | 32,2% |
| Junio | 99,93% | 0,05% | 0,05% | 31,0% |
| Julio | 99,90% | 0,04% | 0,07% | 31,7% |
| Agosto | 99,77% | 0,11% | 0,22% | 32,0% |
| Septiembre | 99,92% | 0,05% | 0,05% | 31,9% |

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:

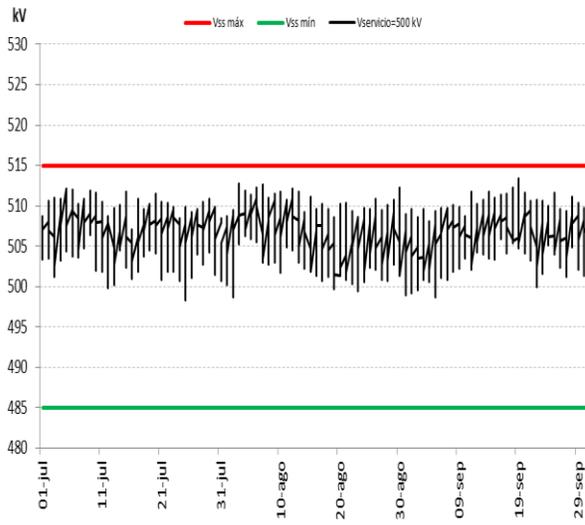


Fig.28.- Voltaje en barras con tensión de servicio 500 kV

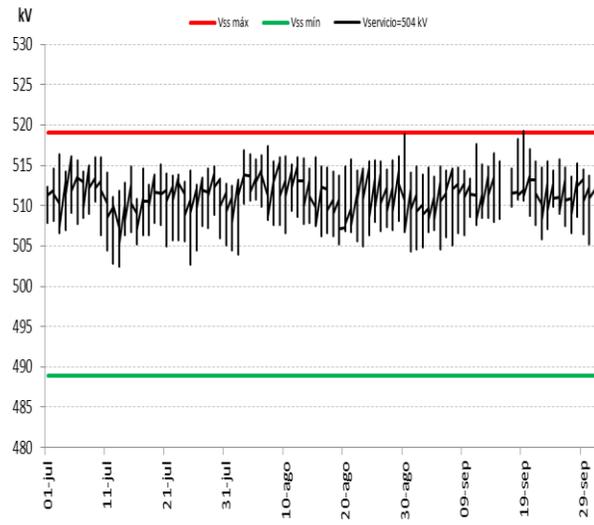


Fig.29.- Voltaje en barras con tensión de servicio 504 kV

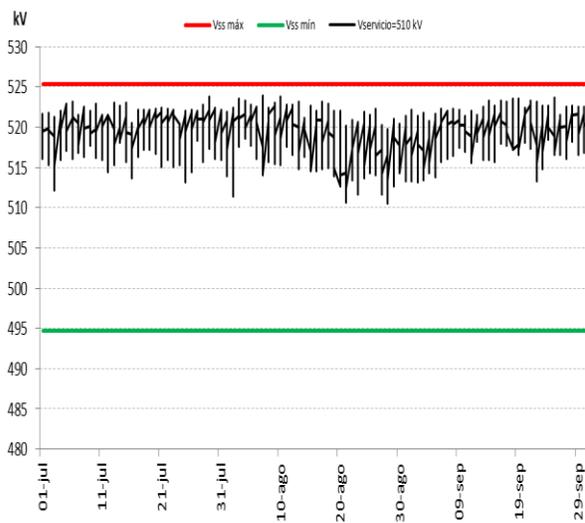


Fig.30.- Voltaje en barras con tensión de servicio 510 kV

| Barra de 500 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|-----------|---------------|
| | Julio 16 | Agosto 16 | Septiembre 16 |
| 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

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:

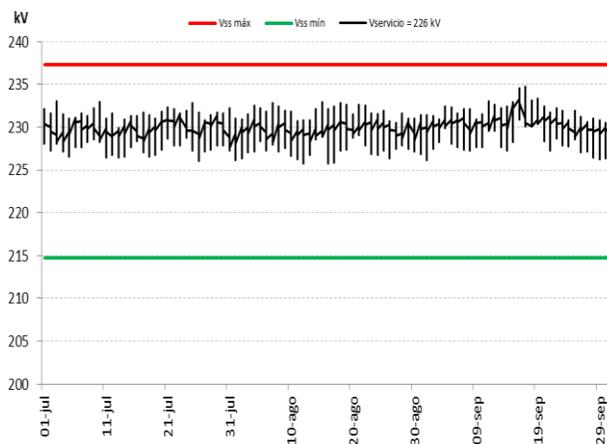


Fig.31.- Voltaje en barras con tensión de servicio 224 kV

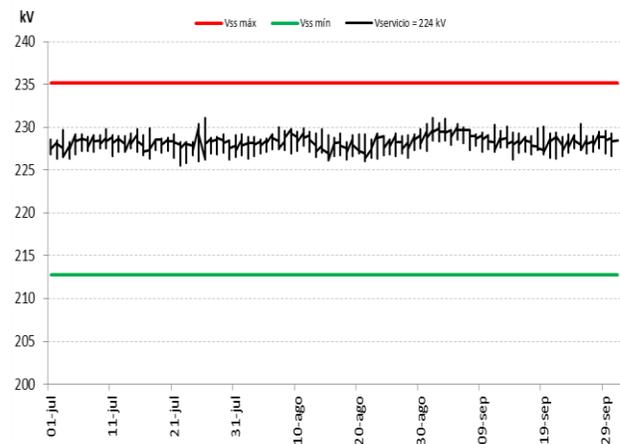


Fig.32.- Voltaje en barras con tensión de servicio 226 kV

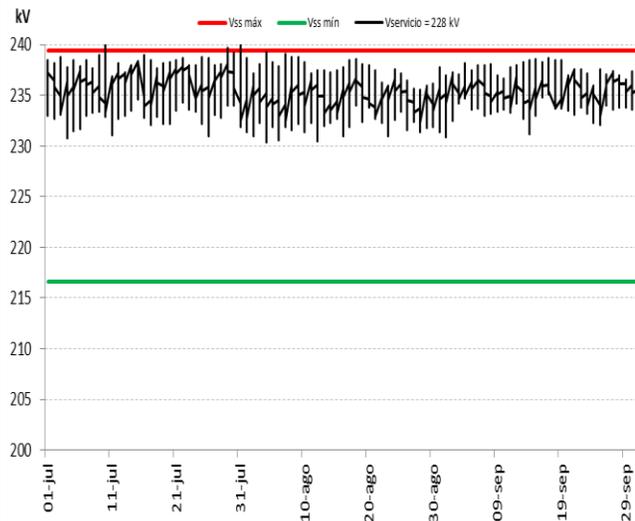


Fig.33.- Voltaje en barras con tensión de servicio 228 kV

| Barra de 220 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|-----------|---------------|
| | Julio 16 | Agosto 16 | Septiembre 16 |
| D. Almagro | 98,1% | 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 | 99,9% | 100,0% | 100,0% |
| P. Azúcar | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Quillota | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Charrúa | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Valdivia | 86,8% | 95,5% | 95,7% |
| P. Montt | 99,6% | 100,0% | 100,0% |
| Temuco | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Cautín | 97,4% | 100,0% | 100,0% |
| Ciruelos | 86,2% | 94,4% | 95,1% |

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 | | |
|-----------------|---|-----------|---------------|
| | Julio 16 | Agosto 16 | Septiembre 16 |
| Valdivia | 239,0 kV | 238,1 kV | 237,8 kV |
| Cautín | 240,1 kV | - | - |
| Ciruelos | 241,1 kV | 239,9 kV | 239,9 kV |
| P. Montt | 236,8 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:

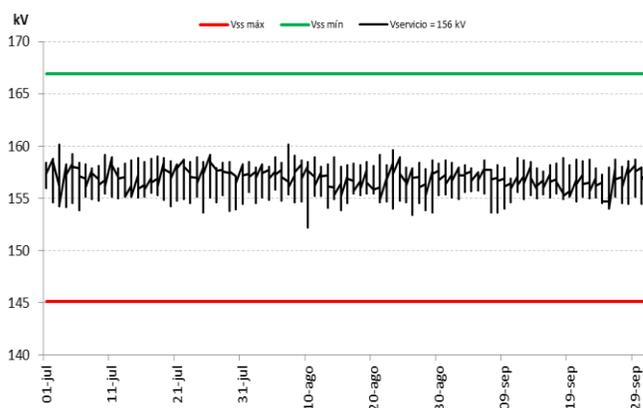


Fig.34.- Voltaje en barras con tensión de servicio 156 kV

| Barra de 154 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|-----------|---------------|
| | Julio 16 | Agosto 16 | Septiembre 16 |
| 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:

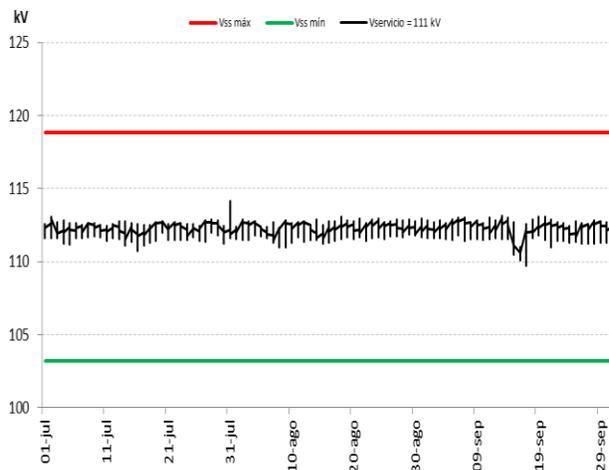


Fig.35.- Voltaje en barras con tensión de servicio 111 kV

| Barra de 110 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|-----------|---------------|
| | Julio 16 | Agosto 16 | Septiembre 16 |
| 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% | 100,0% | 99,7% |

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 julio-septiembre del presente año.

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN | DÍAS* |
|---------------------------------------|------------------------------------|
| LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt 1 | jueves 18/Ago16 a viernes 19/Ago16 |
| | Viernes 9/Sep16 |
| | Lunes 12/Sep16 a martes 13/Sep16 |
| | Jueves 15/Sep16 a viernes 16/Sep16 |
| | Martes 20/Sep16 a jueves 22/Sep16 |
| | Sábado 24/Sep16 |
| | Martes 27/Sep16 |
| | Jueves 29/Sep16 a viernes 30/Sep16 |
| LT 220 kV Canutillar – Puerto Montt 2 | Sábado 11/Jul16 a viernes 24/Jul16 |
| | Viernes 19/Ago16 a sábado 20/Ago16 |
| | Domingo 4/Sep16 |
| | Viernes 9/Sep16 a lunes 12/Sep16 |
| | Miércoles 14/Sep16 |
| | Sábado 17/Sep16 a lunes 19/Sep16 |
| | Miércoles 21/Sep16 |
| | Viernes 23/Sep16 a lunes 26/Sep16 |
| Miércoles 28/Sep16 | |
| LT 220 kV Charrúa – Mulchén 1 | Viernes 30/Sep16 |
| | Viernes 10/Jul16 |
| | Viernes 24/Jul16 a lunes 27/Jul16 |
| | Miércoles 10/Ago16 |
| | Viernes 12/Ago16 |
| | Sábado 13/Ago16 a lunes 15/Ago16 |
| Miércoles 17/Ago16 | |
| Viernes 19/Ago16 | |

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN | DÍAS* |
|-------------------------------|---------------------------------------|
| | Viernes 26/Ago16 |
| | Domingo 11/Sep16 |
| | Viernes 23/Sep16 |
| | Domingo 25/Sep16 a lunes 26/Sep16 |
| | Miércoles 28/Sep16 a viernes 30/Sep16 |
| | |
| LT 220 kV Charrúa – Mulchén 2 | Domingo 5/Jul16 a lunes 6/Jul16 |
| | Miércoles 15/Jul16 a lunes 20/Jul16 |
| | Lunes 8/Ago16 |
| | Jueves 11/Ago16 |
| | Sábado 13/Ago16 |
| | Martes 16/Ago16 |
| | Jueves 18/Ago16 |
| | Domingo 21/Ago16 |
| | Domingo 28/Ago16 |
| | Domingo 18/Sep16 a martes 20/Sep16 |
| | Miércoles 21/Sep16 a jueves 22/Sep16 |
| | Sábado 24/Sep16 |
| | Martes 27/Sep16 |
| | |
| | |
| LT 220 kV Mulchén – Cautín 1 | Viernes 10/Jul16 |
| | Domingo 12/Jul16 |
| | Viernes 24/Jul16 a lunes 27/Jul16 |
| | Miércoles 10/Ago16 |
| | Viernes 12/Ago16 |
| | Sábado 13/Ago16 a lunes 15/Ago16 |
| | Miércoles 17/Ago16 |
| | Viernes 19/Ago16 |
| | Viernes 26/Ago16 |
| | Domingo 11/Sep16 |
| | Viernes 23/Sep16 |
| | Domingo 25/Sep16 a lunes 26/Sep16 |
| | Miércoles 28/Sep16 a viernes 30/Sep16 |
| | |
| LT 220 kV Mulchén – Cautín 2 | Domingo 5/Jul16 a lunes 6/Jul16 |
| | Miércoles 15/Jul16 a lunes 20/Jul16 |
| | Lunes 8/Ago16 |
| | Jueves 11/Ago16 |
| | Sábado 13/Ago16 |
| | Martes 16/Ago16 |
| | Jueves 18/Ago16 |
| | Domingo 21/Ago16 |
| | Domingo 28/Ago16 |
| | Domingo 18/Sep16 a martes 20/Sep16 |
| | Miércoles 21/Sep16 a jueves 22/Sep16 |
| | Sábado 24/Sep16 |
| | Martes 27/Sep16 |

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN | DÍAS* |
|--------------------------------------|-------------------------------------|
| LT 220 kV Ralco - Charrúa | Jueves 2/Jul16 a jueves 30/Jul16 |
| | Miércoles 3/Ago16 a martes 16/Ago16 |
| | Jueves 18/Ago16 a viernes 20/Ago16 |
| | Viernes 16/Sep16 |
| | Martes 20/Sep16 a jueves 22/Sep16 |
| | Sábado 24/Sep16 a domingo 25/Sep16 |
| | Martes 27/Sep16 a viernes 30/Sep16 |
| LT 220 kV Maitencillo - Cardones 3 | Miércoles 1/Jul16 a jueves 2/Jul16 |
| | Viernes 24/Jul16 |
| | Miércoles 3/Ago16 |
| | Sábado 6/Ago16 |
| | Domingo 14/Ago16 a martes 16/Ago16 |
| | Jueves 18/Ago16 |
| | Sábado 20/Ago16 a domingo 28/Ago16 |
| | Martes 30/Ago16 |
| | Jueves 1/Sep16 a viernes 2/Sep16 |
| | Jueves 8/Sep16 |
| Lunes 12/Sep16 | |
| Martes 21/Sep16 a miércoles 22/Sep16 | |
| LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 1 | Domingo 26/Jul16 |
| | Martes 28/Jul16 |
| | Domingo 7/Ago16 |
| | Lunes 15/Ago16 |
| | Viernes 9/Sep16 |
| | Jueves 15/Sep16 |
| | Lunes 19/Sep16 |
| LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 2 | Domingo 5/Jul16 |
| | Lunes 27/Jul16 |
| | Domingo 14/Ago16 |
| | Domingo 28/Ago16 a lunes 29/Ago16 |
| | Lunes 12/Sep16 |
| | Domingo 18/Sep16 |
| | Martes 20/Sep16 |
| | Domingo 25/Sep16 |
| Viernes 30/Sep16 | |
| LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 3 | Domingo 12/Jul16 a lunes 20/Jul16 |
| | Domingo 26/Jul16 |
| | Domingo 14/Ago16 |
| | Domingo 11/Sep16 |
| | Sábado 17/Sep16 |
| LT 500 kV Ancoa - A. Jahuel 4 | Lunes 19/Sep16 |
| | Lunes 27/Jul16 |
| | Jueves 11/Ago16 |
| | Domingo 28/Ago16 |

| LÍNEA DE TRANSMISIÓN | DÍAS* |
|--|--------------------------------------|
| LT 220 kV Diego de Almagro - Cachiyuyal | Viernes 9/Sep16 |
| LT 220 kV Angostura - Mulchén 1 | Domingo 12/Jul16 |
| | Domingo 7/Ago16 |
| | Martes 13/Sep16 |
| | Domingo 18/Sep16 |
| | Jueves 29/Sep16 |
| LT 220 kV Diego de Almagro-Carrera Pinto | Martes 21/Jul16 a miércoles 22/Jul16 |
| | Lunes 1/Ago16 a miércoles 3/Ago16 |
| | Sábado 13/Ago16 a domingo 14/Ago16 |
| | Viernes 19/Ago16 a domingo 21/Ago16 |
| | Jueves 1/Sep16 a sábado 3/Sep16 |
| | Domingo 11/Sep16 a martes 20/Sep16 |
| | Viernes 23/Sep16 a viernes 30/Sep16 |

* Días en los que la LT indicada estuvo abierta al menos una vez por regulación de tensión

Tabla 38.- Apertura de líneas por regulación de tensión para el trimestre julio-septiembre 2016

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

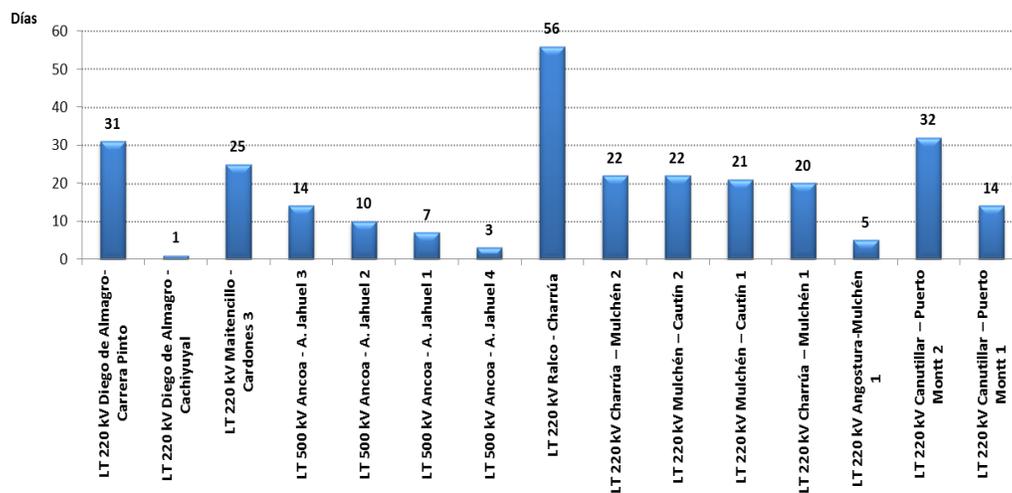


Fig.36.- Apertura de líneas por regulación de tensión

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:

- 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].

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 julio-septiembre, 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.

Sobre la base de la información disponible en la página web del CDEC SIC, relacionada con Calidad de Producto: Información de Clientes en Puntos de Control, las siguientes figuras muestran el cumplimiento de aspectos normativos relativos a factor de potencia.

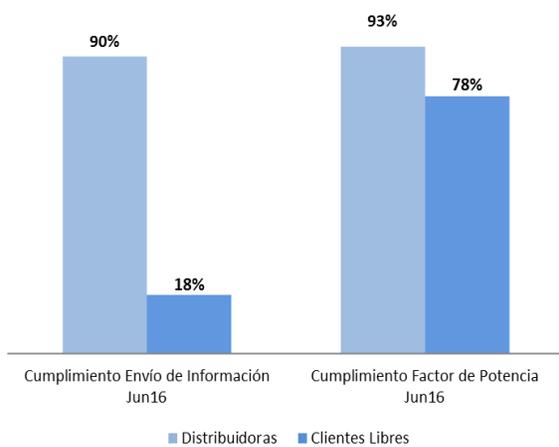


Fig.37.- Cumplimiento envío información FP-Jun16

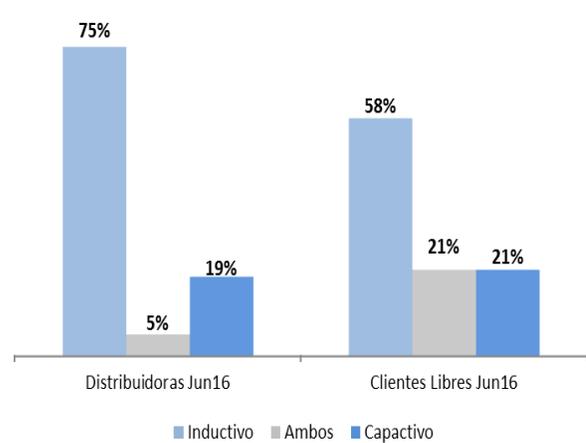


Fig.38.- Comportamiento de factor de potencia Jun16

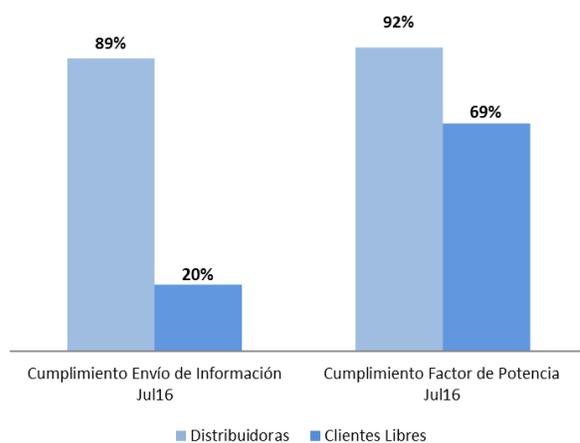


Fig.39.- Cumplimiento envío información FP-Abr16

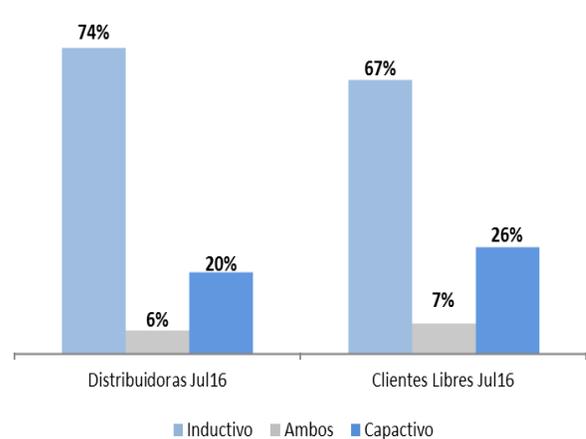


Fig.40.- Comportamiento de factor de potencia Abr16

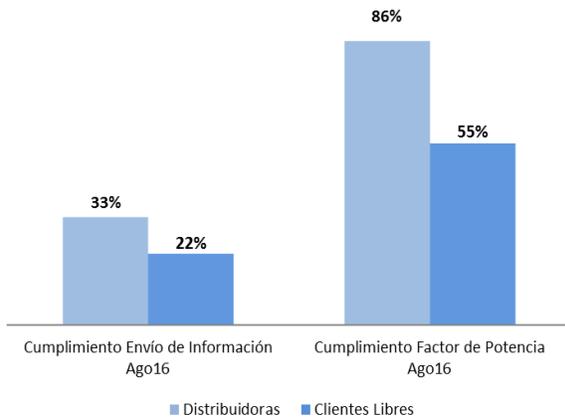


Fig.41.- Cumplimiento envío información FP-Ago16

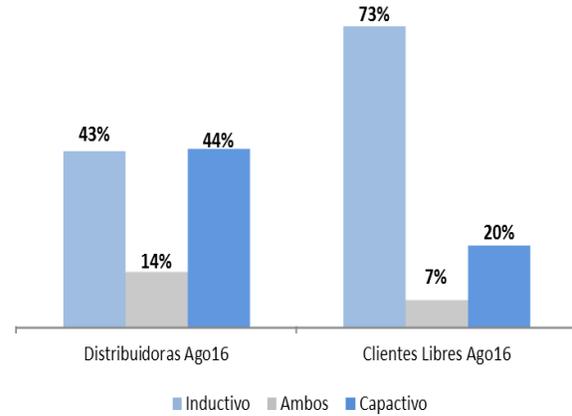


Fig.42.- Comportamiento de factor de potencia Ago16

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:

- Diciembre14-noviembre15
- Marzo15-febrero16
- Junio15-mayo16
- Septiembre15-agosto16

En base a los antecedentes mostrados, se puede concluir que la tendencia del TRS ha sido a la baja (mejora), con tiempos de restablecimiento promedio del orden de 1,61 horas.

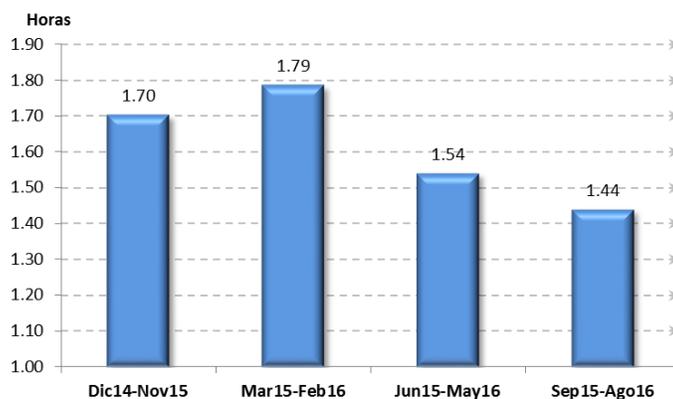


Fig.-43.- TRS promedio para fallas con pérdida de suministro igual o mayor a 4,0 MW

Por otro lado, la siguiente tabla muestra las 10 fallas con mayor TRS para el período correspondiente a junio-agosto de 2016 (septiembre en elaboración), ordenados de mayor TRS a menor TRS.

| Fecha de Interrupción Suministro | Interrupción | Promedio Tiempo Restablecimiento del Servicio (hrs) | Pérdida Total Estimada (MW) |
|----------------------------------|--|---|-----------------------------|
| 25-06-2016 17:27:00 | S/E SAN RAFAEL: Se requiere la desconexión por cierre de puentes asociado a la línea Itahue-Talca N°2 de acuerdo al informe de falla N°1821/2016. | 72,9 | 4,6 |
| 03-06-2016 13:35:00 | Se produce la apertura del interruptor 220 kV asociado al arranque de S/E Lampa y del interruptor 23 kV asociado a la barra 23 kV N°2 de S/E Lampa, a causa de la operación de la protección diferencial 87T2 debido a falla interna en este último interruptor. | 20,2 | 7,7 |
| 29-06-2016 05:13:00 | Desconexión forzada del interruptor 52B5 de S/E Talca, afectando los consumos de SS/EE La Palma y San Javier. | 13,3 | 8,6 |
| 14-08-2016 08:47:00 | Pruebas de control en teleprotecciones línea 154 kV de 3 puntas Bocamina-Lagunillas-Coronel. Además reemplazo de crucetas en la línea. | 10,9 | 80,0 |
| 07-08-2016 10:03:00 | Puesta en servicio de nuevo tramo de línea entre las estructuras N°26 y N°56 de LT 110 kV Copayapu - Cerrillos. Para realizar estos trabajos se desconecta línea antes mencionada por un periodo de 10 horas entre las 07:30 y 17:30 hrs afectando los consumos de S/E Cerrillos, S/E Los Loros y Central SolaireDirect. | 9,2 | 6,4 |
| 14-06-2016 08:23:00 | S/E CENTRAL QUINTERO J2: Inyección de corrientes protecciones paño J2. | 8,6 | 5,0 |
| 07-08-2016 10:03:00 | Se desconecta S/E Cerrillos, consumos asociados al circuito E1 (2.15 MW;534 clientes) se transfieren previamente hacia S/E Tierra Amarilla a través de redes de media tensión. | 8,4 | 12,3 |
| 13-07-2016 16:00:00 | Falla en línea 66 kV San Javier - Constitución por cortocircuito monofásico en la fase C, provocada por caída de árbol sobre la estructura N°336, a una distancia aproximada de 13,5 Km desde S/E Constitución. | 7,2 | 8,1 |
| 03-07-2016 07:21:00 | Mantenimiento correctiva a DD.CC 89BT3 asociado al transformador N°3 de la S/E Pitrufrquén. | 7,1 | 6,1 |
| 28-07-2016 00:09:00 | Reparación de punto caliente en unión de compresión de conductor en vano ---estructuras N° 40 y 40A circuito 1 fase superior y en vano 40A - 41 fase --- superior del circuito 2. | 6,9 | 9,0 |

Tabla 39.- Mayores TRS registrados en el período junio 2016 - agosto 2016

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 julio-septiembre 2016, junto con una comparación respecto de igual período de 2015. Se muestra, además, el número de esos estudios realizados durante cada mes de este trimestre.

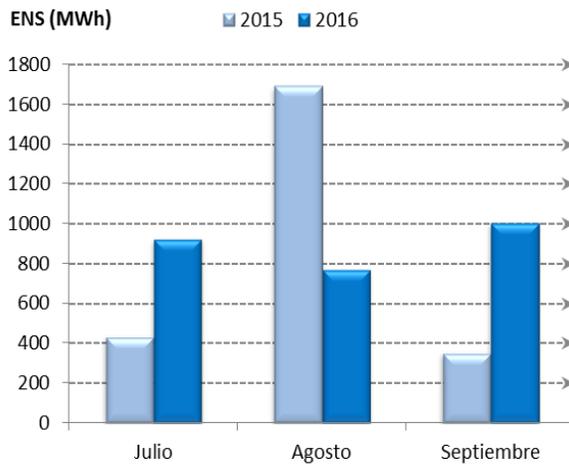


Fig.44.- Energía No Suministrada período julio-septiembre

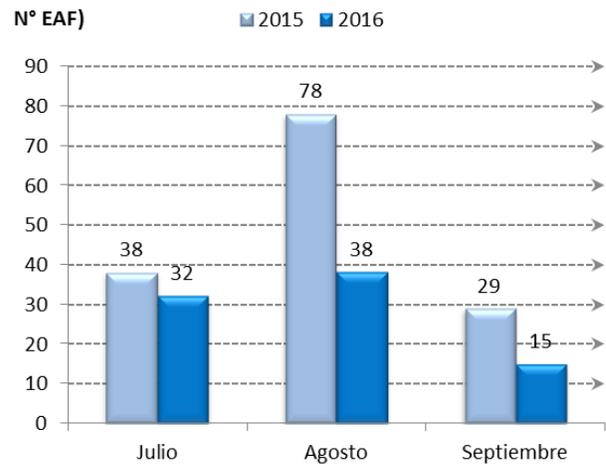


Fig.45.- Estudios de Análisis de Falla realizados (EAF)

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:

- Diciembre 2014-noviembre 2015
- Marzo 2015-febrero 2016
- Junio 2015-mayo 2016
- Septiembre 2015-agosto 2016

| Período | ENS por Fallas (GWh) | % Respecto Demanda Bruta Acumulada |
|-------------|----------------------|------------------------------------|
| Dic14-Nov15 | 12,74 | 0,03% |
| Mar15-Feb16 | 14,28 | 0,03% |
| Jun15-May16 | 10,07 | 0,02% |
| Sep15-Ago16 | 9,64 | 0,02% |

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

Respecto de la demanda bruta mensual, la ENS por falla registrada para cada mes del trimestre julio-septiembre 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 tercer trimestre de 2016, en base al fenómeno físico que originó la falla analizada (según codificación SEC para EAF):

| Origen de la falla | Jul16 | Ago16 | Sep16 |
|---|-------|-------|-------|
| Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) | 6 | 5 | |
| Falla originada por terceros (Accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.) | | | 1 |
| Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) | 2 | 4 | 1 |
| Caída de árbol sobre línea o instalación | 6 | | |
| Pérdida de aislación debido a contaminación por actividades de terceros | | | |
| Origen no determinado (trip de interruptor) | 2 | 4 | |
| Ruptura de capacidad dieléctrica | | | |
| Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. | 3 | 1 | 1 |
| Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal) | | 1 | |
| Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución | 4 | | |
| Otros | 1 | 2 | |
| Desconexión debido a puesta en servicios de equipos o instalaciones nuevas | | 3 | |
| Atentados / Explosivos / Sabotaje | | | |
| Violación de distancia eléctrica | | | 1 |
| Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales | | | 1 |
| Robo Conductor o Equipo | 2 | 8 | 4 |
| Maquinaria de trabajo pesado | | | |
| Trabajos en instalaciones, mantención o limpieza | | 2 | 1 |
| Falla de material, por fatiga de material o mala calidad | | 2 | 2 |
| Objeto llevado por el viento hacia los conductores | 1 | 2 | 1 |
| Súbito aumento de demanda | | | |
| Error de personal u operador | 1 | 3 | |
| Objeto, alambre o cadena lanzada | | | |
| Suciedad en aisladores o terminales | | | |
| Conector suelto o sucio | | | 2 |
| Daño cable de poder | | | |
| Error en programación | 2 | | |
| Fuga o degradamiento eléctrico (Ej. SF6, Aceite, etc.) | 1 | | |
| Activación sobre presión en transformador | | | |
| Contacto de ramas con conductores | 1 | | |
| Error en conexionado | | | |
| Choque de vehículo a poste | | 1 | |
| Explosión de equipos | | | |
| Calor excesivo debido a incendio | | | |

| Origen de la falla | Jul16 | Ago16 | Sep16 |
|---|-----------|-----------|------------|
| Crecimiento de la demanda no evaluado | | | |
| Vida útil de equipo o número de operaciones | | | |
| Total Mes | 32 | 38 | 15* |

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

* Cantidad de EAF Preliminar.

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:

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

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 enero de 2016 a septiembre de 2016, 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.

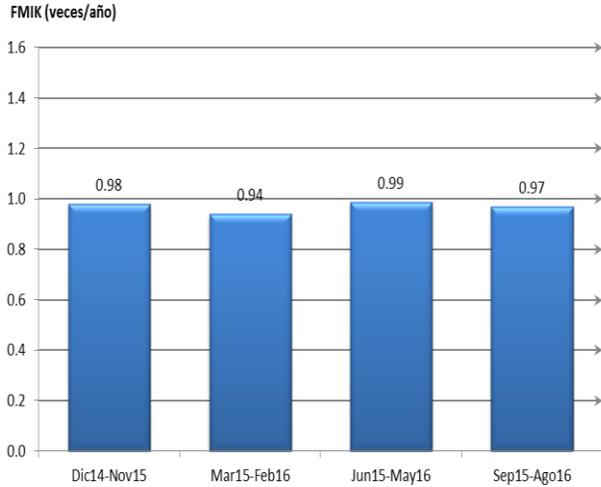


Fig.46.- FMIK acumulado

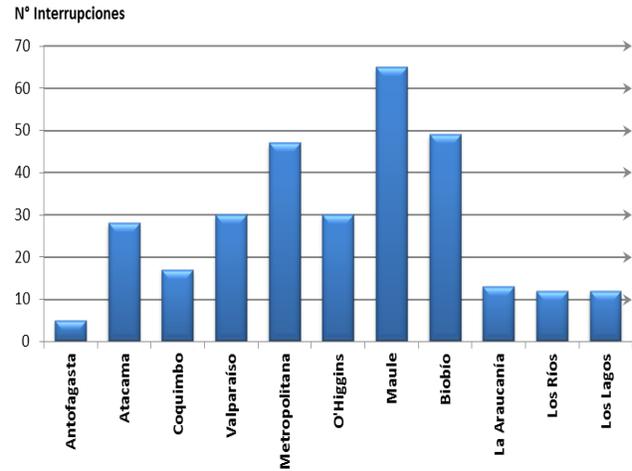


Fig.47.- Interrupciones por región Enero16-Septiembre16

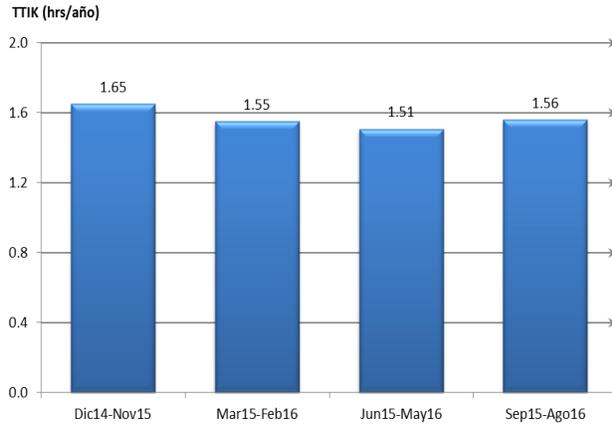


Fig.48.- TTIK acumulado promedio

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, febrero 2016, mayo 2016 y agosto 2016. 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 | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| Noviembre 15 | 79% | 21% | 0% | 46% | 54% | 0% | 86% | 14% | 0% |
| Febrero 16 | 75% | 25% | 0% | 44% | 56% | 0% | 88% | 12% | 0% |
| Mayo 16 | 76% | 24% | 0% | 44% | 56% | 0% | 88% | 12% | 0% |
| Agosto 16 | 71% | 29% | 0% | 42% | 58% | 0% | 87% | 13% | 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.

| Mes | HPROg | | | HFORg | | | FFORg | | |
|---------------------------|----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|
| Hidráulica Pasada | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| nov-15 | 64% | 36% | 0% | 62% | 38% | 0% | 85% | 15% | 0% |
| feb-16 | 64% | 36% | 0% | 62% | 38% | 0% | 85% | 15% | 0% |
| may-16 | 65% | 35% | 0% | 54% | 46% | 0% | 85% | 15% | 0% |
| ago-16* | 56% | 44% | 0% | 58% | 42% | 0% | 87% | 13% | 0% |
| Hidráulica Embalse | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| nov-15 | 89% | 11% | 0% | 85% | 15% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 89% | 11% | 0% | 85% | 15% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 89% | 11% | 0% | 81% | 19% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16* | 92% | 8% | 0% | 83% | 17% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| Térmica | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| nov-15 | 91% | 9% | 0% | 27% | 73% | 0% | 83% | 17% | 0% |
| feb-16 | 91% | 9% | 0% | 27% | 73% | 0% | 83% | 17% | 0% |
| may-16 | 85% | 15% | 0% | 29% | 71% | 0% | 85% | 15% | 0% |
| ago-16* | 79% | 21% | 0% | 23% | 77% | 0% | 85% | 15% | 0% |
| Eólica | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| nov-15 | 47% | 53% | 0% | 47% | 53% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 47% | 53% | 0% | 47% | 53% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 50% | 50% | 0% | 56% | 44% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16* | 0% | 100% | 0% | 50% | 50% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| Solar | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| nov-15 | 86% | 14% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 86% | 14% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 56% | 44% | 0% | 56% | 44% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16* | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |

*Debido a que los índices de indisponibilidad son aplicables para una ventana móvil de cinco años, según lo estipulado en el artículo 5-58 de la NTSyCS, aquellas centrales que aún no cuentan con ese requerimiento fueron retiradas de los cálculos a partir de junio de 2016.

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.

| Mes | HPRog | | | HFORg | | | FFORg | | |
|--------------------------------------|-------|------|----|-------|------|----|-------|-----|----|
| | C | NC | SI | C | NC | SI | C | NC | SI |
| AES GENER | | | | | | | | | |
| nov-15 | 73% | 27% | 0% | 55% | 45% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 73% | 27% | 0% | 41% | 59% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 82% | 18% | 0% | 36% | 64% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16 | 81% | 19% | 0% | 33% | 67% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ARAUCO BIOENERGIA | | | | | | | | | |
| nov-15 | 100% | 0% | 0% | 50% | 50% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| CARDONES | | | | | | | | | |
| nov-15 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| COLBUN | | | | | | | | | |
| nov-15 | 76% | 24% | 0% | 64% | 36% | 0% | 92% | 8% | 0% |
| feb-16 | 68% | 32% | 0% | 64% | 36% | 0% | 96% | 4% | 0% |
| may-16 | 68% | 32% | 0% | 64% | 36% | 0% | 96% | 4% | 0% |
| ago-16 | 62% | 38% | 0% | 62% | 38% | 0% | 95% | 5% | 0% |
| DUKE ENERGY | | | | | | | | | |
| nov-15 | 88% | 13% | 0% | 13% | 88% | 0% | 75% | 25% | 0% |
| feb-16 | 88% | 13% | 0% | 13% | 88% | 0% | 75% | 25% | 0% |
| may-16 | 88% | 13% | 0% | 50% | 50% | 0% | 75% | 25% | 0% |
| ago-16 | 88% | 13% | 0% | 63% | 38% | 0% | 88% | 13% | 0% |
| ELECTRICA PANGUIPULLI | | | | | | | | | |
| nov-15 | 27% | 73% | 0% | 55% | 45% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 25% | 75% | 0% | 50% | 50% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 25% | 75% | 0% | 42% | 58% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16 | 0% | 100% | 0% | 25% | 75% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ENDESA | | | | | | | | | |
| nov-15 | 59% | 41% | 0% | 73% | 27% | 0% | 95% | 5% | 0% |
| feb-16 | 61% | 39% | 0% | 70% | 30% | 0% | 95% | 5% | 0% |
| may-16 | 68% | 32% | 0% | 66% | 34% | 0% | 95% | 5% | 0% |
| ago-16 | 66% | 34% | 0% | 73% | 27% | 0% | 98% | 2% | 0% |
| ENLASA | | | | | | | | | |
| nov-15 | 100% | 0% | 0% | 67% | 33% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| feb-16 | 100% | 0% | 0% | 67% | 33% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| may-16 | 100% | 0% | 0% | 67% | 33% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| ago-16 | 80% | 20% | 0% | 60% | 40% | 0% | 100% | 0% | 0% |
| HIDROELECTRICA LA CONFLUENCIA | | | | | | | | | |
| nov-15 | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 50% | 50% | 0% |
| feb-16 | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 0% | 50% | 50% | 0% |
| may-16 | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 50% | 50% | 0% |
| ago-16 | 0% | 100% | 0% | 0% | 100% | 0% | 50% | 50% | 0% |
| OTROS | | | | | | | | | |
| nov-15 | 87% | 13% | 0% | 38% | 62% | 0% | 82% | 18% | 0% |
| feb-16 | 81% | 19% | 0% | 36% | 64% | 0% | 83% | 17% | 0% |
| may-16 | 80% | 20% | 0% | 37% | 63% | 0% | 83% | 17% | 0% |
| ago-16 | 74% | 26% | 0% | 30% | 70% | 0% | 81% | 19% | 0% |

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

Para el mes de agosto 2016, 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.

| | POTENCIA | HPROg |
|------------------------|----------|-------|
| BOCAMINA - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 128 | 252% |
| CANUTILLAR - U2 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 86 | 219% |
| CANELA II - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 60 | 496% |
| CANELA - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 18 | 456% |
| CHILOE - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 9 | 314% |

Tabla 46.- Cumplimiento del estándar HPRO de generación

| | POTENCIA | HFORg |
|-----------------------------|----------|--------|
| LA HIGUERA - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 77 | 6449% |
| LA HIGUERA - U2 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 77 | 6565% |
| LA CONFLUENCIA - U2 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 81 | 3579% |
| MONTE REDONDO - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 48 | 3794% |
| LAGUNA VERDE TG - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 19 | 17700% |

Tabla 47.- Cumplimiento del estándar HFOR de generación

| | POTENCIA | FFORg |
|----------------------------------|----------|-------|
| LOMA LOS COLORADOS 2 - U1 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 3 | 593% |
| LOMA LOS COLORADOS 2 - U2 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 3 | 593% |
| LOMA LOS COLORADOS 2 - U3 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 3 | 593% |
| LOMA LOS COLORADOS 2 - U4 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 3 | 593% |
| LOMA LOS COLORADOS 2 - U5 | MW | NC |
| <i>ago-16</i> | 3 | 593% |

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, febrero 2016, mayo 2016 y agosto 2016. 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-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 |

| HPROtramos-Feb16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 59.3% | 40.7% | 0.0% | 6604 |
| Subtransmisión | 59.4% | 40.6% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 80.8% | 19.2% | 0.0% | 5834 |

| HPROtramos-May16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 58.7% | 41.3% | 0.0% | 6714 |
| Subtransmisión | 58.4% | 41.6% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 85.6% | 14.4% | 0.0% | 5834 |

| HPROtramos-Ago16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 58.9% | 41.1% | 0.0% | 5812 |
| Subtransmisión | 59.8% | 40.2% | 0.0% | 7466 |
| Troncal | 90.9% | 9.1% | 0.0% | 5478 |

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

| 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 |

| HFORtramos-Feb16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 75.9% | 24.1% | 0.0% | 6604 |
| Subtransmisión | 85.1% | 14.9% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 89.5% | 10.5% | 0.0% | 5834 |

| HFORtramos-May16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 79.6% | 20.4% | 0.0% | 6714 |
| Subtransmisión | 87.6% | 12.4% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 90.8% | 9.2% | 0.0% | 5834 |

| HFORtramos-Ago16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 70.7% | 29.3% | 0.0% | 5812 |
| Subtransmisión | 86.7% | 13.3% | 0.0% | 7466 |
| Troncal | 95.1% | 4.9% | 0.0% | 5478 |

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

| 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 |

| FFORtramos-Feb16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 97.7% | 2.3% | 0.0% | 6604 |
| Subtransmisión | 88.8% | 11.2% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 92.2% | 7.8% | 0.0% | 5834 |

| FFORtramos-May16 | | | | |
|------------------------|-------|-------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 97.7% | 2.3% | 0.0% | 6714 |
| Subtransmisión | 87.6% | 12.4% | 0.0% | 7760 |
| Troncal | 92.2% | 7.8% | 0.0% | 5834 |

| FFORtramos-Ago16 | | | | |
|------------------------|--------|------|------|------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | kms |
| Adicional | 97.6% | 2.4% | 0.0% | 5812 |
| Subtransmisión | 92.0% | 8.0% | 0.0% | 7466 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 5478 |

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-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% | 0.2% | 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% | 2.5% | 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 53.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Nov15 (por transmisor)

| HPROtramos-Feb16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 9 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 58.6% | 41.4% | 1623 |
| TRANSNET | 78.2% | 21.8% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | 1 | 0 | kms |
| CHILECTRA | 51.6% | 48.4% | 681 |
| CHILQUINTA | 28.0% | 72.0% | 796 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 72 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 112 |
| STS | 74.7% | 25.3% | 630 |
| TRANSELEC | 64.3% | 35.7% | 1659 |
| TRANSNET | 72.7% | 27.3% | 3095 |
| Troncal | C | NC | kms |
| TRANSHILE | 83.3% | 16.7% | 409 |
| TRANSELEC | 89.2% | 10.8% | 4489 |

Tabla 54.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Feb16 (por transmisor)

| HPROtramos-May16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 9 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 52.8% | 47.2% | 1788 |
| TRANSNET | 78.2% | 21.8% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | 1 | 0 | kms |
| CHILECTRA | 39.7% | 60.3% | 681 |
| CHILQUINTA | 28.0% | 72.0% | 796 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 72 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 112 |
| STS | 74.7% | 25.3% | 630 |
| TRANSELEC | 68.0% | 32.0% | 1659 |
| TRANSNET | 70.7% | 29.3% | 3095 |
| Troncal | C | NC | kms |
| TRANSHILE | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 93.8% | 6.2% | 4489 |

Tabla 55.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – May16 (por transmisor)

| HPROtramos-Ago16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|-------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 67.9% | 32.1% | 1655 |
| TRANSNET | 78.0% | 22.0% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | C | NC | kms |
| CHILECTRA | 39.7% | 60.3% | 676 |
| CHILQUINTA | 26.3% | 73.7% | 784 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 88 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 99 |
| STS | 82.0% | 18.0% | 444 |
| TRANSELEC | 68.3% | 31.7% | 1611 |
| TRANSNET | 74.2% | 25.8% | 2854 |
| Troncal | C | NC | kms |
| TRANSELEC | 96.4% | 3.6% | 4,350 |
| AJTE | 100.0% | 0.0% | 256 |
| COLBUN TRANSMISION | 41.2% | 58.8% | 522 |
| ELETRANS S.A | 100.0% | 0.0% | 313 |

Tabla 56.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – Ago16 (por transmisor)

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

Tabla 57.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

| HFORtramos-Feb16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 9 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 77.3% | 22.7% | 1623 |
| TRANSNET | 56.3% | 43.7% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | C | NC | kms |
| CHILECTRA | 92.4% | 7.6% | 681 |
| CHILQUINTA | 86.6% | 13.4% | 796 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 72 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 112 |
| STS | 94.5% | 5.5% | 630 |
| TRANSELEC | 72.4% | 27.6% | 1659 |
| TRANSNET | 93.0% | 7.0% | 3095 |
| Troncal | C | NC | kms |
| TRANSCHILE | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 92.1% | 7.9% | 4489 |

Tabla 58.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Feb16 (por transmisor)

| HFORtramos-May16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 9 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 88.9% | 11.1% | 1788 |
| TRANSNET | 56.3% | 43.7% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | C | NC | kms |
| CHILECTRA | 94.9% | 5.1% | 681 |
| CHILQUINTA | 86.6% | 13.4% | 796 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 72 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 112 |
| STS | 94.5% | 5.5% | 630 |
| TRANSELEC | 77.7% | 22.3% | 1659 |
| TRANSNET | 95.0% | 5.0% | 3095 |
| Troncal | C | NC | kms |
| TRANSCHILE | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 88.0% | 12.0% | 4489 |

Tabla 59.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – May16 (por transmisor)

| HFORtramos-Ago16 | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 21 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 67.9% | 32.1% | 1655 |
| TRANSNET | 56.3% | 43.7% | 192 |
| TRANSQUILLOTA | 100.0% | 0.0% | 16 |
| Subtransmisión | C | NC | kms |
| CHILECTRA | 95.6% | 4.4% | 676 |
| CHILQUINTA | 86.4% | 13.6% | 784 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 88 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 99 |
| STS | 92.2% | 7.8% | 444 |
| TRANSELEC | 71.8% | 28.2% | 1611 |
| TRANSNET | 96.3% | 3.7% | 2854 |
| Troncal | C | NC | kms |
| COLBUN TRANSMISION | 99.9% | 0.1% | 522 |
| ELETRANS S.A | 100.0% | 0.0% | 313 |
| AJTE | 100.0% | 0.0% | 256 |
| TRANSELEC | 94.6% | 5.4% | 4350 |

Tabla 60.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – Ago16 (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 |
| TRANSHILE | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 96.3% | 3.7% | 0.0% | 4592 |

Tabla 61.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Nov15 (por transmisor)

| FFORtramos-Feb16 | | | | |
|-----------------------|--------|--------|------|------|
| 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 |
| TRANSHILE | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 96.3% | 3.7% | 0.0% | 4592 |

Tabla 62.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Feb16 (por transmisor)

| FFORtramos-May16 | | | | |
|-----------------------|--------|--------|------|------|
| 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 | 92.6% | 7.4% | 0.0% | 1788 |
| 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% | 112 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 630 |
| TRANSELEC | 81.3% | 18.7% | 0.0% | 1659 |
| TRANSNET | 82.8% | 17.2% | 0.0% | 3095 |
| Troncal | C | NC | S/I | kms |
| TRANSHILE | 0.0% | 100.0% | 0.0% | 409 |
| TRANSELEC | 98.9% | 1.1% | 0.0% | 4489 |

Tabla 63.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – May16 (por transmisor)

| FFORtramos-Ago16 | | | | |
|-----------------------|--------|-------|------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | kms |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 21 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 59 |
| TRANSELEC | 92.6% | 7.4% | 0.0% | 1655 |
| 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% | 676 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 784 |
| FRONTEL | 96.7% | 3.3% | 0.0% | 88 |
| SAESA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 99 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 444 |
| TRANSELEC | 85.2% | 14.8% | 0.0% | 1611 |
| TRANSNET | 90.2% | 9.8% | 0.0% | 2854 |
| Troncal | C | NC | S/I | kms |
| COLBUN TRANSMISION | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 522 |
| ELETRANS S.A | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 313 |
| AJTE | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 256 |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 4350 |

Tabla 64.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – Ago16 (por transmisor)

Para el mes de Agosto 2016, 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: Incumplimiento estándares HPRO - HFOR - FFOR (Agosto 2016) | | | |
|--|-----------|----------------|---------|
| Tramos | Adicional | Subtransmisión | Troncal |
| QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C1 | HPRO | | |
| QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C2 | HPRO | | |
| CACHIYUYAL - DIEGO DE ALMAGRO 220KV C2 | HPRO | | |
| CURILLINQUE - ITAHUE 154KV C1 | HPRO | | |
| SANTA MARIA - CHARRUA 220KV C1 | HPRO | | |
| QUILLOTA - TAP MAURO 220KV C2 | HFOR | | |
| CHARRUA - RALCO 220KV C1 | HFOR | | |
| CACHIYUYAL - DIEGO DE ALMAGRO 220KV C2 | HFOR | | |
| CURILLINQUE - ITAHUE 154KV C1 | HFOR | | |
| TAP RIO MELADO - ITAHUE 154KV C2 | HFOR | | |
| SAUZAL - ALTO JAHUEL 110KV C1 | FFOR | | |
| SAUZAL - ALTO JAHUEL 110KV C2 | FFOR | | |
| CARENA - MALLOCO 44KV C1 | FFOR | | |
| PLANTA CONSTITUCION - CONSTITUCION 66KV C1 | FFOR | | |
| -- | FFOR | | |
| DUQUECO - PANGUE 66KV C1 | | HPRO | |
| TAP ROMERAL - INCAHUASI 110KV C1 | | HPRO | |
| PULLINQUE - LOS LAGOS 66KV C2 | | HPRO | |
| PANGUIPULLI - LOS LAGOS 66KV C1 | | HPRO | |
| PFV JAVIERA - TAP PLANTA OXIDO 110KV C1 | | HPRO | |
| PARRAL - MONTERRICO 154KV C1 | | HFOR | |
| MONTERRICO - CHARRUA 154KV C1 | | HFOR | |
| ALTO JAHUEL - TAP TUNICHE 154KV C2 | | HFOR | |
| PFV JAVIERA - TAP PLANTA OXIDO 110KV C1 | | HFOR | |
| ITAHUE - MAULE 154KV C1 | | HFOR | |
| DUQUECO - PANGUE 66KV C1 | | FFOR | |
| TAP ROMERAL - INCAHUASI 110KV C1 | | FFOR | |
| PANGUIPULLI - LOS LAGOS 66KV C1 | | FFOR | |
| VICTORIA - CURACAUTIN 66KV C1 | | FFOR | |
| SAN JAVIER - NIRIVILO 66KV C1 | | FFOR | |
| CANDELARIA - COLBUN 220KV C1 | | | HPRO |
| LOS VILOS - LAS PALMAS 220KV C1 | | | HPRO |
| MAIPO - CANDELARIA 220KV C1 | | | HPRO |
| MAIPO - CANDELARIA 220KV C2 | | | HPRO |
| POLPAICO - QUILAPILUN 220KV C1 | | | HPRO |
| NOGALES - POLPAICO 220KV C1 | | | HFOR |
| TAP TALINAY - LAS PALMAS 220KV C2 | | | HFOR |
| POLPAICO - QUILAPILUN 220KV C1 | | | HFOR |
| DON GOYO - TAP TALINAY 220KV C2 | | | HFOR |
| TAP EL ROSAL - DUQUECO 220KV C1 | | | HFOR |
| ----- | | | FFOR |

Tabla 65.- Ranking de líneas que No Cumplen los índices en Agosto 2016 (ranking de mayor a menor según longitud)

Las siguientes tres tablas elaboradas para los índices HPROtramos, HFORtramos y FFORtramos del mes de agosto 2016, 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-Ago16 | | | | | | Total kms |
|------------------------------|------------------|-------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| | 44 kV | 66 kV | 110 kV | 154 kV | 220 kV | 500 kV | |
| Transmisión Adicional | | | | | | | |
| C | 63.1% | 57.8% | 68.5% | 60.4% | 74.1% | 0.0% | 5663 |
| NC | 36.9% | 42.2% | 31.5% | 39.6% | 25.9% | 0.0% | 2390 |
| Subtransmisión | | | | | | | |
| C | 38.4% | 65.5% | 58.3% | 90.5% | 63.6% | 0.0% | 5315 |
| NC | 61.6% | 34.5% | 41.7% | 9.5% | 36.4% | 0.0% | 2999 |
| Troncal | | | | | | | |
| C | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 91.0% | 100.0% | 6659 |
| NC | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 9.0% | 0.0% | 501 |

Tabla 66.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de tramos – agosto 2016 (por nivel de tensión)

| Instalación | HFORtramos-Ago16 | | | | | | Total kms | |
|------------------------------|------------------|-------|--------|--------|--------|--------|-----------|------|
| | 44 kV | 66 kV | 110 kV | 154 kV | 220 kV | 500 kV | | |
| Transmisión Adicional | | | | | | | | |
| C | 63.1% | | 57.8% | 68.5% | 60.4% | 74.1% | 0.0% | 6351 |
| NC | 36.9% | | 42.2% | 31.5% | 39.6% | 25.9% | 0.0% | 1702 |
| Subtransmisión | | | | | | | | |
| C | 38.4% | | 65.5% | 58.3% | 90.5% | 63.6% | 0.0% | 7320 |
| NC | 61.6% | | 34.5% | 41.7% | 9.5% | 36.4% | 0.0% | 994 |
| Troncal | | | | | | | | |
| C | 0.0% | | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 91.0% | 100.0% | 6889 |
| NC | 0.0% | | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 9.0% | 0.0% | 270 |

Tabla 67.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de tramos – agosto 2016 (por nivel de tensión)

| Instalación | HFORtramos-Ago16 | | | | | | Total kms |
|------------------------------|------------------|-------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| | 44 kV | 66 kV | 110 kV | 154 kV | 220 kV | 500 kV | |
| Transmisión Adicional | | | | | | | |
| C | 90.0% | 99.3% | 92.9% | 100.0% | 100.0% | 0.0% | 7911 |
| NC | 10.0% | 0.7% | 7.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 142 |
| Subtransmisión | | | | | | | |
| C | 100.0% | 86.0% | 95.9% | 100.0% | 100.0% | 0.0% | 7714 |
| NC | 0.0% | 14.0% | 4.1% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 601 |
| Troncal | | | | | | | |
| C | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 100.0% | 7160 |
| NC | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0 |

Tabla 68.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de tramos – agosto 2016 (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 noviembre 2015, febrero 2016, mayo 2016 y agosto 2016 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-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 |

| HPROtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 51.6% | 14.1% | 34.3% | 8032 |
| Subtransmisión | 88.3% | 9.4% | 2.3% | 21937 |
| Troncal | 83.3% | 16.7% | 0.0% | 4500 |

| HPROtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 57.1% | 7.4% | 35.5% | 7786 |
| Subtransmisión | 87.0% | 10.1% | 2.9% | 19338 |
| Troncal | 70.0% | 30.0% | 0.0% | 2500 |

| HPROtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 56.5% | 7.2% | 36.3% | 7992 |
| Subtransmisión | 86.6% | 10.3% | 3.1% | 19134 |
| Troncal | 70.0% | 30.0% | 0.0% | 2500 |

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

| 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 |

| HFORtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|-------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 63.0% | 2.7% | 34.3% | 8032 |
| Subtransmisión | 94.1% | 3.5% | 2.3% | 21937 |
| Troncal | 94.4% | 5.6% | 0.0% | 4500 |

| HFORtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 62.3% | 2.2% | 35.5% | 7786 |
| Subtransmisión | 93.8% | 3.3% | 2.9% | 19338 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

| HFORtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 61.6% | 2.1% | 36.3% | 7992 |
| Subtransmisión | 93.4% | 3.5% | 3.1% | 19134 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

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

| 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 |

| FFORtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 65.7% | 0.0% | 34.3% | 8032 |
| Subtransmisión | 97.7% | 0.0% | 2.3% | 21937 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 4500 |

| FFORtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 64.5% | 0.0% | 35.5% | 7786 |
| Subtransmisión | 97.1% | 0.0% | 2.9% | 19338 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

| FFORtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|-------|-------|
| Sistema de Transmisión | C | NC | S/I | MVA |
| Adicional | 63.4% | 0.3% | 36.3% | 7992 |
| Subtransmisión | 96.8% | 0.1% | 3.1% | 19134 |
| Troncal | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

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

| HPROtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|---------|--------|---------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 62.81% | 0.00% | 37.19% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 3 |
| FRONTEL | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 30 |
| SAESA | 0.00% | 0.00% | 100.00% | 40 |
| STS | 96.33% | 0.00% | 3.67% | 436 |
| TRANSELEC | 82.39% | 17.06% | 0.55% | 364 |
| TRANSNET | 84.62% | 0.00% | 15.38% | 130 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 81.96% | 13.61% | 4.43% | 7418 |
| CHILQUINTA | 83.99% | 16.01% | 0.00% | 1446 |
| FRONTEL | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 119 |
| STS | 94.58% | 5.42% | 0.00% | 1403 |
| TRANSELEC | 86.84% | 13.16% | 0.00% | 3948 |
| TRANSNET | 95.44% | 2.90% | 1.66% | 7317 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 83.3% | 16.7% | 0.0% | 4500 |

Tabla 73.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Feb16 - empresas)

| HPROtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|---------|--------|---------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 62.81% | 0.00% | 37.19% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 3 |
| FRONTEL | 65.22% | 0.00% | 34.78% | 46 |
| SAESA | 0.00% | 0.00% | 100.00% | 40 |
| STS | 95.24% | 0.00% | 4.76% | 336 |
| TRANSELEC | 82.94% | 16.51% | 0.55% | 364 |
| TRANSNET | 80.00% | 0.00% | 20.00% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 80.15% | 15.78% | 4.08% | 6843 |
| CHILQUINTA | 82.39% | 15.51% | 2.10% | 1428 |
| FRONTEL | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 103 |
| STS | 92.26% | 4.64% | 3.10% | 1292 |
| TRANSELEC | 87.47% | 12.53% | 0.00% | 2943 |
| TRANSNET | 94.30% | 3.29% | 2.41% | 6443 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 70.0% | 30.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 74.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (May16 - empresas)

| HPROtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|---------|--------|---------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 62.81% | 0.00% | 37.19% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 3 |
| FRONTEL | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 30 |
| SAESA | 0.00% | 0.00% | 100.00% | 40 |
| STS | 95.24% | 0.00% | 4.76% | 336 |
| TRANSELEC | 82.94% | 16.51% | 0.55% | 364 |
| TRANSNET | 80.00% | 0.00% | 20.00% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 81.31% | 15.72% | 2.97% | 6868 |
| CHILQUINTA | 82.50% | 15.41% | 2.09% | 1437 |
| FRONTEL | 100.00% | 0.00% | 0.00% | 103 |
| STS | 93.71% | 4.72% | 1.57% | 1272 |
| TRANSELEC | 86.88% | 13.12% | 0.00% | 2810 |
| TRANSNET | 91.75% | 3.81% | 4.44% | 6363 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 70.0% | 30.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 75.- Grado de cumplimiento del índice HPRO de transformadores (Ago16 - 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 76.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

| HFORtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|--------|-------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 46.3% | 16.5% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| 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 | 84.6% | 0.0% | 15.4% | 130 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 94.3% | 1.3% | 4.4% | 7418 |
| CHILQUINTA | 96.7% | 3.3% | 0.0% | 1446 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 119 |
| STS | 97.9% | 2.1% | 0.0% | 1403 |
| TRANSELEC | 91.9% | 8.1% | 0.0% | 3948 |
| TRANSNET | 95.9% | 2.5% | 1.7% | 7317 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 94.4% | 5.6% | 0.0% | 4500 |

Tabla 77.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Feb16 - empresas)

| HFORtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|--------|-------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 46.3% | 16.5% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| FRONTEL | 65.2% | 0.0% | 34.8% | 46 |
| SAESA | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 40 |
| STS | 95.2% | 0.0% | 4.8% | 336 |
| TRANSELEC | 99.4% | 0.0% | 0.6% | 364 |
| TRANSNET | 80.0% | 0.0% | 20.0% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 94.5% | 1.4% | 4.1% | 6843 |
| CHILQUINTA | 94.6% | 3.3% | 2.1% | 1428 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 103 |
| STS | 94.6% | 2.3% | 3.1% | 1292 |
| TRANSELEC | 94.4% | 5.6% | 0.0% | 2943 |
| TRANSNET | 94.6% | 3.0% | 2.4% | 6443 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 78.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (May16 - empresas)

| HFORtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|--------|-------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 46.3% | 16.5% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 30 |
| SAESA | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 40 |
| STS | 95.2% | 0.0% | 4.8% | 336 |
| TRANSELEC | 99.4% | 0.0% | 0.6% | 364 |
| TRANSNET | 80.0% | 0.0% | 20.0% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 95.1% | 1.9% | 3.0% | 6868 |
| CHILQUINTA | 94.6% | 3.3% | 2.1% | 1437 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 103 |
| STS | 96.1% | 2.4% | 1.6% | 1272 |
| TRANSELEC | 94.1% | 5.9% | 0.0% | 2810 |
| TRANSNET | 92.5% | 3.1% | 4.4% | 6363 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 79.- Grado de cumplimiento del índice HFOR de transformadores (Ago16 - 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 80.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Nov15 - empresas)

| FFORtransformadores-Feb16 | | | | |
|---------------------------|--------|------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 62.8% | 0.0% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| 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 | 84.6% | 0.0% | 15.4% | 130 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 95.6% | 0.0% | 4.4% | 7418 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 1446 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 119 |
| STS | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 1403 |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3948 |
| TRANSNET | 98.3% | 0.0% | 1.7% | 7317 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 4500 |

Tabla 81.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Feb16 - empresas)

| HFORtransformadores-May16 | | | | |
|---------------------------|--------|-------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 46.3% | 16.5% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| FRONTEL | 65.2% | 0.0% | 34.8% | 46 |
| SAESA | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 40 |
| STS | 95.2% | 0.0% | 4.8% | 336 |
| TRANSELEC | 99.4% | 0.0% | 0.6% | 364 |
| TRANSNET | 80.0% | 0.0% | 20.0% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 94.5% | 1.4% | 4.1% | 6843 |
| CHILQUINTA | 94.6% | 3.3% | 2.1% | 1428 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 103 |
| STS | 94.6% | 2.3% | 3.1% | 1292 |
| TRANSELEC | 94.4% | 5.6% | 0.0% | 2943 |
| TRANSNET | 94.6% | 3.0% | 2.4% | 6443 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 82.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (May16 - empresas)

| HFORtransformadores-Ago16 | | | | |
|---------------------------|--------|-------|--------|------|
| Transmisión Adicional | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 46.3% | 16.5% | 37.2% | 242 |
| CHILQUINTA | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 3 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 30 |
| SAESA | 0.0% | 0.0% | 100.0% | 40 |
| STS | 95.2% | 0.0% | 4.8% | 336 |
| TRANSELEC | 99.4% | 0.0% | 0.6% | 364 |
| TRANSNET | 80.0% | 0.0% | 20.0% | 100 |
| Subtransmisión | C | NC | S/I | MVA |
| CHILECTRA | 95.1% | 1.9% | 3.0% | 6868 |
| CHILQUINTA | 94.6% | 3.3% | 2.1% | 1437 |
| FRONTEL | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 103 |
| STS | 96.1% | 2.4% | 1.6% | 1272 |
| TRANSELEC | 94.1% | 5.9% | 0.0% | 2810 |
| TRANSNET | 92.5% | 3.1% | 4.4% | 6363 |
| Troncal | C | NC | S/I | MVA |
| TRANSELEC | 100.0% | 0.0% | 0.0% | 2500 |

Tabla 83.- Grado de cumplimiento del índice FFOR de transformadores (Ago16 - empresas)

Finalmente, se incluye la siguiente tabla se muestra los índices HPROtransformadores, HFORtransformadores y FFORtransformadores del mes de Agosto 2016, 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 (Agosto 2016) | | | |
|---|-----------|----------------|---------|
| Transformador | Adicional | Subtransmisión | Troncal |
| Confluencia 220/23kV 100MVA 1 | HPRO | | |
| Mpelambres 220/23kV 100MVA 1 | HPRO | | |
| CDA 220/11/13.8KV 60MVA 2 | HPRO | | |
| LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 1 | HPRO | | |
| LMaitenes 220/69/15kV 60MVA 2 | HPRO | | |
| Mauco 110/12 kV 80MVA 1B 1 | HFOR | | |
| Aconcagua 110/66/12KV 50MVA 3 | HFOR | | |
| Lampa 220/23kV 67MVA 1 | HFOR | | |
| Florida 110/12.5kV 25MVA | FFOR | | |
| Buin 220/110/13.8kV 400MVA | | HPRO | |
| Chena 220/110/13.8kV 400MVA 1 | | HPRO | |
| Cardones TR1 220/115/13.8KV 75MVA 1U | | HPRO | |
| Cardones TR2 220/115/13.8KV 75MVA 1U | | HPRO | |
| Charrua TR2 154/66/13.8KV 75MVA 1U | | HPRO | |
| 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 | |
| Santa Elena 110/12.5kV 50MVA 2 | | HFOR | |
| LEBU 13.2/66KV 10MVA (Para Parque Eolico) | | FFOR | |
| Polpaico 525/220kV 750MVAx3 | | | HPRO |
| ----- | | | 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 tercer trimestre del año 2016. 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

A partir del 20 de julio se encuentra vigente la Ley 20.936, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”. Esta Ley modificó el DFL N°4/2006.

III.2 Reglamentación

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

III.2.1 Auditorías

Durante este tercer trimestre, las Auditorías efectuadas en conforme al literal m) del artículo 36° del DS 291/2007, son las siguientes:

“Auditoría sobre Costos para Agua de Refrigeración de Central San Isidro”

Con fecha 15 de septiembre se notificó a Endesa la realización de esta auditoría. A la fecha, esa auditoría se encuentra en desarrollo.

“Auditoría sobre Estructura de Costos de Combustibles de Central Santa María”

Con fecha 19 de agosto se notificó a Colbún la realización de esta auditoría. A la fecha, ella se encuentra finalizada, y ha concluido que el Coordinado ha informado a la DO el costo de combustible de la central generadora Santa María de acuerdo al Procedimiento DO: “Declaración de Costos de Combustibles”, y que la evidencia tenida a la vista sustenta adecuadamente los valores utilizados en su declaración.

“Auditoría sobre Estructura de Costos de Combustibles de Unidades Bocamina y Bocamina 2”

Con fecha 19 de agosto se notificó a Endesa la realización de esta auditoría. A la fecha, ella se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Estructura de Costos de Combustibles de Centrales Ventanas I y II, Campiche y Guacolda”

Con fecha 19 de agosto se notificó a AesGener la realización de esta auditoría. A la fecha, ella se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Fecha de Entrada en Operación Central Quilapilún”

Con fecha 30 de junio se notificó a Chungungo S.A. la realización de esta auditoría. El miércoles 21 de septiembre se publicó el informe con sus resultados, concluyéndose que la fecha estimada de entrada en operación más conservadora para la central Quilapilún es durante la segunda quincena de febrero de 2017, y un escenario probable es entre el 30 de enero y el 12 de febrero de 2017.

“Auditoría sobre Capacidad de Regulación Tranque Sauzal de Central Sauzal”

El miércoles 13 de julio se notificó a Endesa la realización de esta auditoría. El jueves 15 de septiembre se publicó el informe con sus resultados, los que concluyeron que, si bien el volumen de regulación que se puede desprender de la metodología empleada por el consultor es mayor que lo informado por el auditado, existen explicaciones que justifican esa diferencia.

“Auditoría sobre Capacidad de Regulación Tranque Chupallal de Central Chacayes”

El miércoles 13 de julio se notificó a Pacific Hydro Chacayes S.A. la realización de esta auditoría. El miércoles 21 de septiembre se publicó el informe con sus resultados concluyendo que, si bien el volumen de regulación que se puede desprender de la metodología empleada por el consultor es mayor que lo informado por el auditado, existen explicaciones que justifican esa diferencia.

“Auditoría sobre Costo de Partida de Central Los Guindos”

El viernes 24 de junio se notificó a Los Guindos Generación SpA la realización de esta auditoría. El viernes 15 de julio se publicó el informe con sus resultados concluyendo que se pudo detectar que el costo de partida informado incluía el Impuesto Específico a los Combustibles y el Impuesto al Valor Agregado. A juicio de la DO estos dos ítems no deben formar parte de esta declaración de costos. El Coordinado corrigió la información en la declaración de costos del 17 de julio de 2016 y que resultó igual a USD 3.496.

Los informes y el detalle de resultados de las auditorías efectuadas por el CDEC SIC se encuentran publicados en la web del CDEC [[Disponibles en la dirección: Informes y Documentos/Auditorías y Verificaciones/ficha: Auditorías 2016](#)].

III.2.2 Reglamentos de la Ley 20.936/2016

La Ley 20.936/2016 establece la necesidad de elaborar los reglamentos que serán utilizados por el nuevo Coordinador Independiente del sistema eléctrico para el desarrollo de sus funciones. Durante el mes de agosto, las Direcciones Técnicas del CDEC SIC iniciaron su participación en los siguientes reglamentos:

Actividades DO

- Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Elaboración y Modificación de Normas Técnicas.

Actividades DP

- Calificación, valorización, tarificación y remuneración de las instalaciones de Transmisión.
- Sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión.
- Pagos entre empresas participantes de los balances, liquidaciones o reliquidaciones emitidas por el coordinador nacional independiente.

Actividades DPD

- Sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión.
- Planificación energética de largo plazo.

Además, durante el mes de septiembre se participó en el taller convocado para efectos de elaboración del nuevo “Reglamento del Coordinador Independiente”, y se dio inicio al grupo de trabajo convocado para definir los aspectos relacionados con el nuevo #Sistema de Información del Coordinador Independiente”.

III.3 Normas Técnicas

En cuanto a requerimientos estipulados por la NTSyCS, durante el tercer trimestre de 2016 se destaca lo siguiente:

| Informe | Publicación o Cantidad |
|--|------------------------|
| Estudios de Análisis de Falla (EAF) para fallas ocurridas el tercer trimestre de 2016 | 99 |
| Plan de verificación de modelos según artículo 10-14 de la NTSyCS [Antecedentes disponibles en la página web del CDECSIC en la dirección: Informes y Documentos/Informes/ficha: Representación Dinámica del SIC (Art. 10-14 de la NTSyCS)] | En desarrollo |
| Estudio de Restricción en el Sistema de Transmisión | 17/08/16 |
| Estudio de Sintonización de PSS | En desarrollo |
| Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva | 02/09/16 |
| OF SEC 12399/2015 Informe trimestral sobre el estado de avance de las actividades comprometidas por las empresas coordinadas para dar cumplimiento a puntos específicos del Artículo 1-16 de la NTSyCS | 30/09/16 |

Tabla 85.- Requerimientos NTSyCS.

Por otro lado, en lo referido a Anexos Técnicos, a mediados de julio se envió a la CNE las observaciones al documento sobre “Requisitos Técnicos mínimos de Instalaciones que se interconectan al sistema”.

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 / Cálculo Potencia de Suficiencia de las centrales generadoras del SIC [Disponible en la página web del CDEC SIC en la dirección: Informes/Normativa/Procedimientos/Procedimientos para observaciones de los coordinados (Art10 DS291/2007)]. | A mediados de julio se recibieron las observaciones de los coordinados al segundo ejemplar de este procedimiento (publicado el 24 de junio). A fines de septiembre se publicó el informe con los resultados de la Potencia de Suficiencia Definitiva 2015-2016. En los Anexos de ese informe se incluyó la metodología de este Procedimiento DO, que permite determinar las Potencias de Suficiencias de las centrales generadoras, así como las respuestas a las observaciones efectuadas por los Coordinados. |
| DO / Definición de los caudales a utilizar en la Programación de la Operación | A comienzos de septiembre se recibió por parte del consultor Meteodata el Informe Final del Estudio de Caudales. |

Tabla 86.- Estado de procedimientos

III.5 Guías de Aplicación

En conformidad con lo acordado por el Directorio del CDEC SIC, Acuerdo OR 10-2015-01, las actividades rutinarias que realizan las Direcciones Técnicas y que no estén incorporadas en Procedimientos, serán formalizadas a través de “Guías de Aplicación”. La finalidad de estas Guías es generar trazabilidad y monitorear objetivamente su aplicación.

Durante 2016 las Direcciones Técnicas del CDEC SIC trabajaron en las siguientes Guías de Aplicación, las que se encuentran publicadas en la página web del CDEC SIC en el ambiente homónimo.

Guías DO

- Comunicación de evento energético.
- Recepción de nuevos equipos para su entrada en operación.
- Comunicación entre el CDC y los CC.
- Evacuación sala de Despacho ante emergencias.
- Cambio de turno en el CDC.
- Integración de instalaciones al módulo de registro de protecciones.

- Integración de instalaciones al módulo de medición fasorial.
- Habilitación de instalaciones para participar en el AGC.
- Habilitación de instalaciones de coordinados para participar en la prestación de SSCC.
- Integración de las señales SITR de los coordinados al SCADA.
- Proceso de conexión y puesta en servicio de nuevas instalaciones.
- Solicitudes de desconexión e intervención.
- Estudio de seguridad de abastecimiento.
- Programación de largo plazo.
- Programación de 12 meses.
- Programación de mediano y largo plazo.
- Programación de corto plazo.
- Plan de defensa contra contingencias extremas.
- Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas.
- Estudio de control de tensión y requerimiento de potencia reactiva.
- Estudio de restricción en el sistema de transmisión.

Guías DP

- Indisponibilidad de generación-transmisión.
- Actualización y Mantenimiento de las Estadísticas de Calidad de Producto.
- Actualización y Mantenimiento de las Estadísticas de Calidad de Suministro.
- Actualización Diagrama Unilineal del SIC.
- Actualización y Mantenimiento de la Infotécnica.
- Cálculo del Balance de Acreditación de ERNC.
- Cálculo de Liquidación de Ajustes y Recargos entre Empresas Distribuidoras.
- Cálculo de Remuneración de Servicios Complementarios.
- Transferencias de potencia.
- Transferencias de energía
- Administración Contratos Auditoría Sistema Troncal.
- Contabilidad de Ingresos y Gastos de los Procesos de Licitación Obras Nuevas ST.
- Ejecución Licitación Auditorías Técnicas Sistema Troncal.
- Ejecución Licitación Obras Nuevas Sistema Troncal.
- Reliquidación de Peajes Troncales.
- Liquidación de Peajes Troncales.
- Liquidación Peajes de Retiros de Subtransmisión.

Guías DPD

- Estudios Aplicación de Criterios de Diseño en SS/EE.
- Determinación de Restricciones del Sistema de Transmisión para Análisis de Expansión.
- Proceso de Revisión Anual del ETT.
- Proceso de Normalización de Conexiones en Derivación.
- Catastro y Gestión de Proyectos.

- Proceso de Auditoría de Calidad y Consistencia de Información Técnica.
- Proceso de Seguimiento Técnico y Coordinación de Proyecto.
- Control de Correspondencia.
- Aprobación y Revisión de Conexiones al STx.
- Aprobación y Revisión de Conexiones al STT.
- Proceso de Cálculo de Capacidad Técnica de Sistemas.
- Proceso de Desarrollo de Proyectos en el STT.

Guías Generales para las Direcciones Técnicas

- Auditorías de las Direcciones Técnicas.
- Elaboración de los Procedimientos de las Direcciones Técnicas.

III.6 Peajes Troncales

En este ámbito se registraron los siguientes hechos relevantes, durante el tercer trimestre de 2016.

- El viernes 22 de julio se emitió para observaciones (hasta el 29 de julio) la Reliquidación de Peajes 23T y vertimiento ERNC para los meses de enero a mayo de 2016.
- El martes 30 de agosto se puso a disposición de las empresas una propuesta metodológica para la incorporación de una prorrata por vertimiento (reducción) de ERNC. A partir de las observaciones recibidas de parte de las empresas, se efectuaron modificaciones que buscan evitar el redespacho de las centrales no involucradas en zonas con costos marginales nulos y que asegure la distribución de la energía vertida entre las centrales de la zona respectiva.

III.7 Peajes de SubTransmisión

En lo referido a peajes de subtransmisión, durante este tercer trimestre se destaca el desarrollo de las siguientes actividades:

- En el mes de julio se implementó la reliquidación de la Asignación de Ingresos Tarifarios de subtransmisión correspondientes al año 2011.
- En septiembre se emitió la versión preliminar de la reliquidación del año 2015 de los Pagos de Subtransmisión considerando, entre otros, la actualización de los precios de nudo de Corto y Largo Plazo, actualización de la Potencia de Facturación para 2015 y el cambio en los retiros de la S/E San Bernardo. Además, se incluyó el pago de las Instalaciones de Transmisión Adicional que abastecen directamente a consumos sometidos a regulación de precios correspondiente al año 2015.

III.8 Revisión 2016 Estudio de Transmisión Troncal

En lo referido a la revisión anual del Estudio de Transmisión Troncal, se tiene:

- En el mes de julio se elaboró la guía de Aplicación de Determinación de Restricciones de Transmisión para la Expansión del STT.
- A finales de agosto se emitió, para observaciones de las empresas Coordinadas del SIC y de los desarrolladores de proyectos, el Informe Preliminar de la Revisión Anual del STT 2016.

III.9 Estudio de recomendaciones para la Subtransmisión

- En el contexto de la implementación de la ley de transmisión, particularmente el artículo 13° Transitorio, en julio se realizó un levantamiento del número de proyectos de transmisión zonal, una propuesta de contenidos de proyectos a solicitar a los coordinados, organización para enfrentar el desarrollo del proceso, cronograma de plazos y propuesta de criterios. Con estos antecedentes se realizó una presentación a la CNE el día martes 26 de julio. A finales de septiembre la DPD se encontraba realizando una clasificación y revisión de los proyectos preliminares enviados por la CNE al CDEC SIC.
- En el mes de agosto se concluyó un primer informe correspondiente al estudio de requerimientos de regularización de instalaciones de subtransmisión. Las subestaciones estudiadas correspondieron a Agua Santa, Melipilla, Concepción y El Salto, en las cuales se analizó el cumplimiento de seguridad N-1 en barras y transformadores y la capacidad de mantenimiento de interruptores, encontrando que en todas ellas se requerirían obras para solucionar actuales incumplimientos.
- En septiembre se emitió el informe final correspondiente al estudio de requerimientos de regularización de instalaciones de subtransmisión, el cual consideró las observaciones emitidas por los coordinados.

III.10 Proyecto Centralización de Medidas de Facturación

Este proyecto se inició en 2015, y su desarrollo se enmarca dentro de las funciones de determinar las transferencias económicas que debe cumplir la DP, con el objeto de poseer una plataforma para realizar la lectura remota de los medidores utilizados en el proceso de facturación. Durante este año 2016 el objetivo es incorporar 850 medidores adicionales que, sumados a los 660 medidores ya incorporados en 2015, permitirá alcanzar los 1.510 medidores en esta plataforma. Durante este trimestre, las principales actividades desarrolladas se refieren a:

- En julio se lanzó la página web “Sistemas de Medidas para Transferencias”, dentro de dicha página se habilitó el módulo WEB “Gestión de Medidas”.

- En el mes de agosto se logró incorporar 88 medidores para interrogación remota. Al cierre de ese mes, se superaron los 1000 medidores interrogados diariamente.
- Por otro lado, durante el mes de septiembre se incorporaron 100 medidores para interrogación remota. Al cierre de ese mes, se superaron los 1.100 medidores interrogados diariamente, lo que representa un avance del 53% respecto de lo programado para este año 2016.

Se debe destacar que, durante agosto, se participó en la mesa de trabajo Norma Técnica de Distribución, específicamente en el Comité de Calidad de Producto. En esa instancia se expusieron las dificultades que afectan la implementación de la PRMTE derivadas de situaciones no contempladas en la normativa vigente, específicamente en lo referido a tratamiento de clientes libres en distribución y situación de distribuidoras sin alimentación directa desde una Subestación Primaria de Distribución (SPD).

III.11 Discrepancias

Durante este trimestre, se gestó una Discrepancia, con el siguiente detalle:

- El martes 5 de julio, Enel Green Power presentó una discrepancia ante el Panel de Expertos contra la DO del CDEC SIC respecto de parámetros operacionales de la Central Termoeléctrica Guacolda, cumpliendo esa Discrepancia con los requisitos de admisibilidad.
- El martes 19 de julio la DO presentó al Panel un escrito con sus observaciones relativas a la discrepancia, exponiendo sus argumentos en la audiencia pública efectuada el lunes 25 de julio. Posteriormente, el miércoles 27 la DO presentó al Panel un segundo escrito con sus observaciones relativas a la discrepancia y a las exposiciones efectuadas en la Audiencia Pública.
- Finalmente, el Dictamen N° 5 de 2016 que resolvió ésta Discrepancia, se publicó el día lunes 05 de septiembre.

CAPÍTULO IV

MODIFICACIONES Y PROPUESTAS DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

No se han registrado modificaciones en este ámbito.