

INFORME TRIMESTRAL
COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

OCTUBRE - DICIEMBRE 2016



Índice

| | |
|---|----------|
| INTRODUCCIÓN | 4 |
| MODIFICACIONES NORMATIVAS | 5 |
| <hr/> | |
| LEGISLACIÓN | 5 |
| REGLAMENTACIÓN | 5 |
| NORMAS TÉCNICAS | 5 |
| 1. DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 5 |
| 2. DE POTENCIA | 5 |
| 3. OTRAS NORMAS TÉCNICAS | 5 |
| OTRA NORMATIVA SECTORIAL | 6 |
| PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO | 6 |
| SECCIÓN UNO SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL | 7 |
| <hr/> | |
| 1. OPERACIÓN DEL SISTEMA | 7 |
| 1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA | 7 |
| 1.2. VENTAS DE ENERGÍA | 8 |
| 1.3. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA | 10 |
| 1.4. TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR | 10 |
| 1.5. COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS | 12 |
| 1.6. COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA | 14 |
| 1.7. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN | 15 |
| 1.8. ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PARA LOS PRÓXIMOS 12 MESES | 18 |
| 2. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA PARA LOS ÚLTIMOS 6 MESES | 28 |
| 2.1. CONTROL DE FRECUENCIA | 28 |
| 2.2. CONTROL DE TENSIÓN | 29 |
| 2.3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR FALLAS | 35 |
| 3. CUMPLIMIENTO NORMATIVO | 38 |
| 3.1. REGLAMENTACIÓN | 38 |
| 3.2. NORMAS TÉCNICAS | 39 |
| 3.3. PEAJES TRONCALES | 40 |
| 3.4. PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN | 40 |

| | |
|--|-----------|
| 3.5. REVISIÓN ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL | 40 |
| 3.6. ESTUDIO DE RECOMENDACIONES PARA LA SUBTRANSMISIÓN | 40 |
| 3.7. PROYECTO CENTRALIZACIÓN DE MEDIDAS DE FACTURACIÓN | 41 |
| 3.8. DISCREPANCIAS | 41 |
| SECCIÓN DOS SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE | 42 |
| 1. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES | 42 |
| 1.1. COSTOS MARGINALES | 42 |
| 1.2. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA | 44 |
| 1.3. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE | 45 |
| 1.4. PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL | 48 |
| 1.5. RESUMEN DE VENTAS | 49 |
| 1.6. MANTENIMIENTOS MAYORES | 52 |
| 1.7. INTERCONEXIÓN SING-SADI | 53 |
| 2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES | 54 |
| 3. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO | 57 |
| 3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA | 57 |
| 3.2. ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA | 58 |
| 3.3. CONTROL DE TENSIÓN | 59 |
| 3.4. CONTROL DE FRECUENCIA | 60 |
| 3.5. DESEMPEÑO EDAC | 61 |
| 3.6. DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA | 62 |
| 3.7. DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO | 63 |
| 3.8. CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES | 64 |
| 4. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES | 66 |
| 5. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN | 77 |
| 6. ESTUDIOS TARIFARIOS | 79 |
| 6.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL | 79 |
| 6.2. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN | 80 |
| 6.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL | 80 |
| 7. ANEXOS SING | 81 |
| 7.1. ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES | 81 |
| 7.2. ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA | 84 |
| 7.3. ANEXO 3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR | 85 |

Introducción

Los sistemas interconectados, Central y del Norte Grande, operan desde el 1° de enero de 2017 bajo la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional.

Según lo señalan las disposiciones transitorias de la Ley N° 20.936, específicamente en su Artículo Primero, el Coordinador es el continuador legal de los CDEC, razón por la cual, le corresponde ejercer las funciones que la ley le asigna, entre otras, las establecidas en el Artículo 32 del DS N°291/2007, modificado a través del DS N°115/2012, según el cual se debe enviar trimestralmente a los integrantes un informe resumido que contenga, 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 y,
- d) Propuestas de modificaciones al reglamento interno.

En cumplimiento con lo señalado, se presenta a los integrantes el informe trimestral correspondiente al cuarto trimestre de 2016.

Modificaciones Normativas

El presente capítulo contiene el estado de la normativa vigente, incluyendo aquellas modificaciones relevantes producidas durante el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2016. Asimismo, se presentan los avances realizados durante el mismo periodo de los estudios tarifarios en ejecución

LEGISLACIÓN

Durante el cuarto trimestre de 2016 no se registraron modificaciones en el ámbito legislativo.

REGLAMENTACIÓN

En el periodo objeto de este informe, mediante Decreto N° 128, de 27 de septiembre de 2016, del Ministerio de Energía, se aprobó Reglamento para Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica.

Durante el periodo se dictó también el Reglamento de Planificación Energética de Largo Plazo, aprobado mediante Decreto Supremo N° 134, de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial en fecha 5 de enero de 2017.

Adicionalmente, se dictó la Resolución Exenta de 28 de diciembre de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, que establece disposiciones que indica para la publicación de la información relativa a la anualidad del V.I. y C.O.M.A., de cada una de las instalaciones de transmisión, de conformidad al literal i) del artículo 72°-8 sobre los Sistemas de Información Pública del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, de la Ley N° 20.936 modificatoria del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante la Ley.

NORMAS TÉCNICAS

1. DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Mediante Resolución Exenta N° 713, de 19 de octubre de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, se incorporaron a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, los siguientes anexos técnicos:

- Desconexión Manual de Carga
- Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento
- Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva
- Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI.

2. DE POTENCIA

No se registran modificaciones a la Norma Técnica en este periodo.

3. OTRAS NORMAS TÉCNICAS

La Resolución Exenta N° 638, de 29 de agosto de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, aprobó la "Norma Técnica para la programación y coordinación de la operación de las unidades que utilicen Gas Natural Regasificado".

OTRA NORMATIVA SECTORIAL

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles a través de Resolución Exenta N° 15.469, de 30 de septiembre de 2016, estableció las condiciones, etapas y plazos para la implementación del procedimiento de valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo, a que se refiere el artículo vigesimotercero transitorio de la Ley N° 20.936. Asimismo, mediante Oficio SEC 10.571-201, impartió instrucciones sobre procedimiento para reliquidación de consumos (Decretos 4T, 5T y 7T), publicado en el diario oficial 25 de noviembre 2016. En adición, se publicó la Resolución Exenta SEC 15.704-2016, de 21 de octubre de 2016, que fija alcance y requisitos del concepto de Fuerza Mayor o caso fortuito para situaciones de interrupciones de suministro eléctrico con aplicación a partir del 01/12/2016.

Por su parte, mediante Resolución Exenta N° 659, de 12 de septiembre de 2016, de la Comisión Nacional de Energía, se Fijó Plazos, Requisitos y Condiciones para declarar en construcción las nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al Sistema Eléctrico en los términos del artículo 72-17° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Finalmente, mediante Resolución Exenta CNE 734-2016, que modifica Resolución Exenta N°688 de 2016, se estableció procedimiento especial para la adecuada implementación del proceso ad-hoc de determinación de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, a que se refiere el artículo 13 transitorio de la Ley N°20.936.

PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL REGLAMENTO INTERNO

En el período no se realizaron propuestas de modificaciones a los reglamentos de internos de los CDEC.

Sección Uno | Sistema Interconectado Central

1. OPERACIÓN DEL SISTEMA

1.1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La producción de energía durante el cuarto trimestre de 2016 alcanzó los 13.433 GWh, con la participación mostrada en la figura N°1 según tipo de fuente. A nivel regional, la figura N°2 muestra la participación que tuvo cada región en la producción de energía del SIC. Por otro lado, la figura N°3 muestra el detalle de la producción mensual de energía junto a las tasas de crecimiento experimentadas, mientras que la figura N°4 refleja la participación que los diferentes tipos de fuente tuvieron en el abastecimiento de la demanda durante cada día de este cuarto trimestre de 2016.

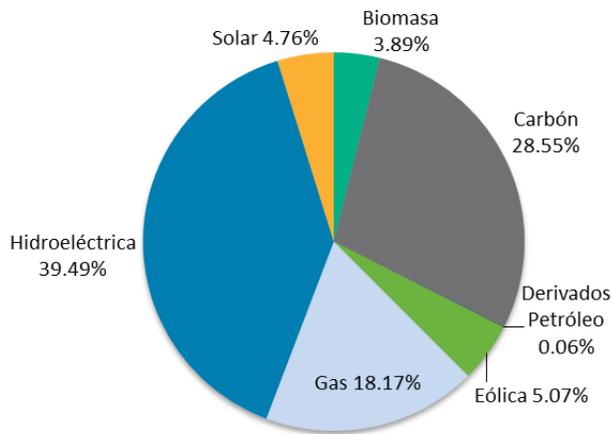


Figura 1: Abastecimiento de la Demanda del SIC

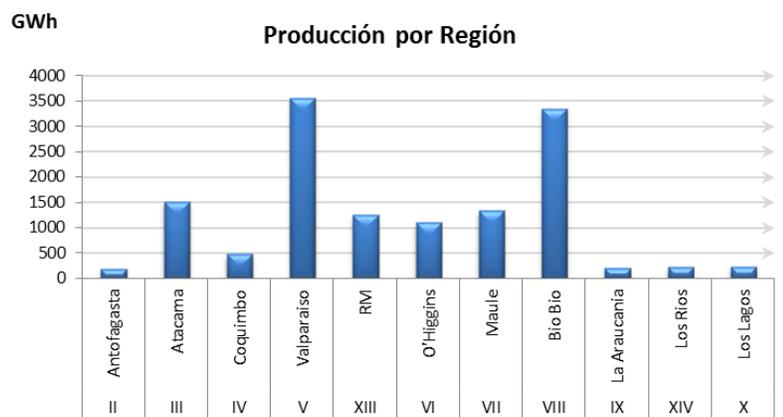


Figura 2: Producción trimestral desagregada por región

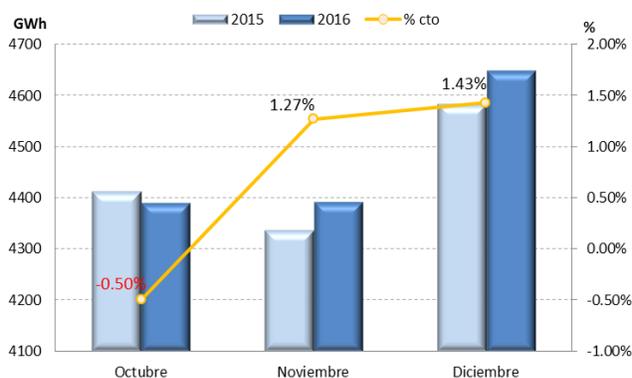


Figura 3: Producción mensual y tasa de crecimiento

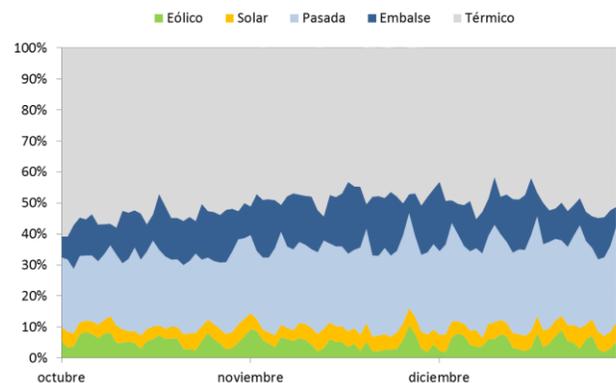


Figura 4: Producción diaria de energía según fuente

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) Octubre | Producción (GWh) Noviembre | Producción (GWh) Diciembre |
|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Eólica | 241,3 | 211,4 | 228,2 |
| Solar | 194,4 | 213,2 | 232,2 |
| Minihidro <20 MW | 150,5 | 149,8 | 153,9 |
| Biomasa | 149,1 | 82,9 | 144,5 |
| Biogás | 42,9 | 49,6 | 68,0 |
| Total Generación SIC | 4.391,2 | 4.393,0 | 4.648,5 |
| Total ERNC | 778,1 | 706,9 | 826,8 |
| % ERNC | 17,7% | 16,1% | 17,8% |

Tabla 1: Producción Mensual de Energía ERNC

1.2.VENTAS DE ENERGÍA

Las ventas de energía del período analizado alcanzaron los 12.648 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 cuarto trimestre de 2016 las ventas se incrementaron un 1,4% respecto a igual período del año 2015.

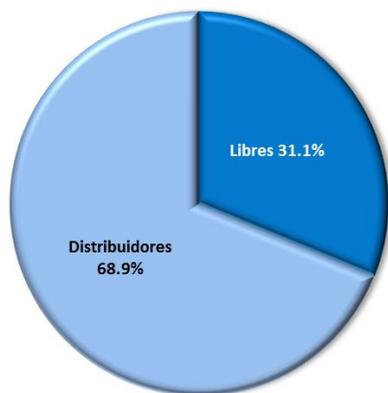


Figura 5: Ventas trimestrales desagregadas por tipo de consumo

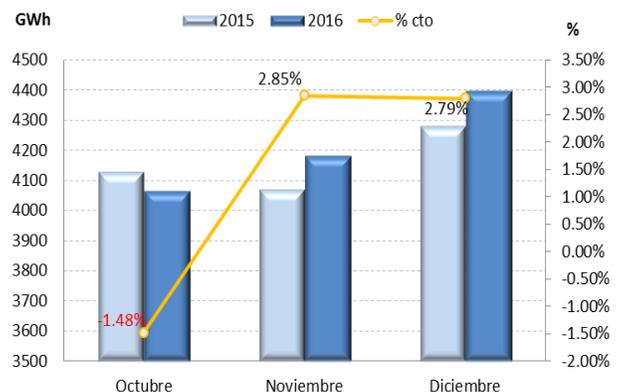


Figura 6: Venta total mensual y tasa de crecimiento

Las figuras N°7 y N°8 han desagregado las ventas a nivel mensual y por tipo de consumo. Para el período octubre-diciembre, la tasa de crecimiento de las ventas efectuadas a consumos de distribuidores experimentó un aumento del 2,5% [ventas por 8.708 GWh en 2016 vs 8.496 GWh en 2015]. Por otro lado, las ventas efectuadas

a consumos de precio libre han experimentado una disminución del 1,0% en este cuarto trimestre (ventas por 3.940 GWh en 2016 vs 3.977 GWh en 2015).

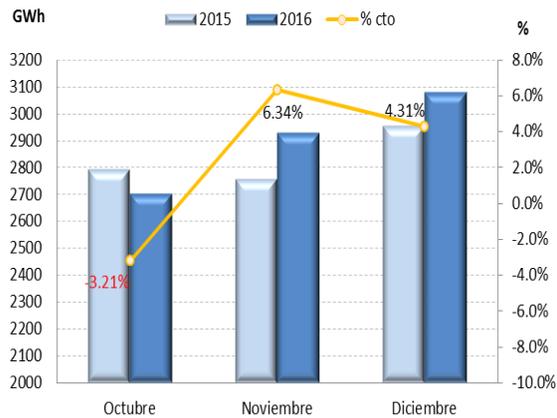


Figura 7: Venta efectuadas a precio de distribuidores.

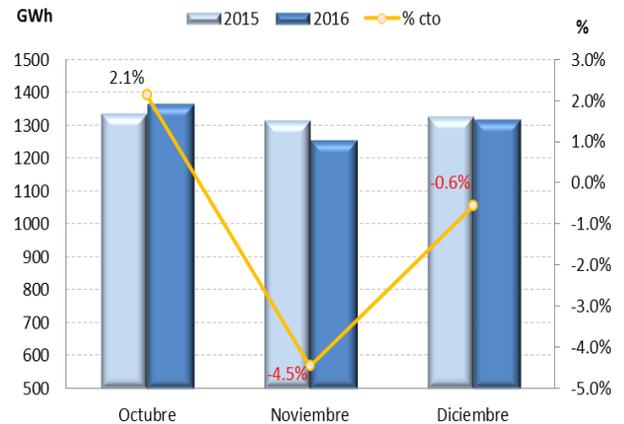


Figura 8: Venta efectuadas a precio libre

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 | %Δ 15/14 | 2016 | %Δ 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% | 8.496,2 | -0,89% |
| | T4 | 8.499,0 | 8.532,7 | 0,40% | 8.708,1 | 2,06% |
| 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% | 4.025,6 | 4,53% |
| | T4 | 3.915,5 | 3.931,1 | 0,40% | 3.939,8 | 0,22% |
| Total Anual | | | | | | |
| Distribuidores | | 34.057,4 | 34.446,0 | 1,14% | 34.823,3 | 0,82% |
| Libres | | 14.919,6 | 15.095,5 | 1,18% | 15.814,8 | 4,48% |
| Ventas SIC Anual | | 48.977,1 | 49.542,0 | 1,15% | 50.638,1 | 1,93% |

Tabla 2: Ventas SIC según cliente

1.3.EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La figura 9 muestra, para cada día, el valor mínimo y máximo registrado para la demanda bruta. Durante este cuarto trimestre, la demanda mínima horaria promedió 4.962 MW, mientras que la demanda máxima horaria promedió 6.920 MW. Las demandas mínimas y máximas del período alcanzaron los 4.173,0 MW (ocurrida el 16 de octubre) y 7.788,4 MW (ocurrida el 14 de diciembre). Estos valores representan una disminución del 1,9% y un aumento del 3,8% para la demanda máxima y mínima, respectivamente, en relación a igual parámetro registrado durante el cuarto trimestre de 2015.

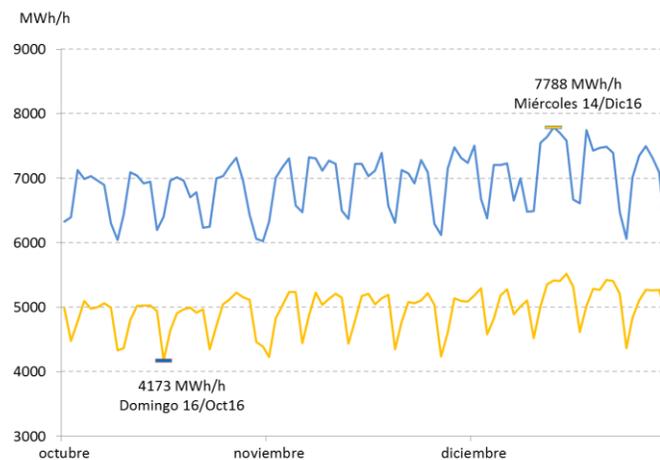


Figura 9: Evolución de la demanda máxima/mínima diaria

1.4.TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MAYOR

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

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN | | |
|---|--------|--------|
| UNIDAD | INICIO | FIN |
| Aconcagua U-Juncal | 04-jul | 06-oct |
| Ventanas 2 | 22-sep | 13-oct |
| Angostura U-3 | 26-sep | 08-oct |
| San Ignacio | 26-sep | 13-oct |
| Licantén | 02-oct | 06-nov |
| CMPC Cordillera | 03-oct | 08-oct |
| CMPC Tissue | 03-oct | 07-oct |
| Nueva Aldea 3 | 04-oct | 17-oct |
| Santa María | 08-oct | 18-nov |
| Cardones | 10-oct | 17-oct |
| CMPC Santa Fe | 17-oct | 01-nov |
| Pulelfu | 19-oct | 21-oct |

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN | | |
|--|---------------|------------|
| UNIDAD | INICIO | FIN |
| Energía Pacífico | 21-oct | 04-dic |
| Nueva Renca | 21-oct | 24-oct |
| Chacabuquito U-4 | 24-oct | 27-oct |
| Colmito | 31-oct | 06-nov |
| Lautaro - Comasa 1 | 31-oct | 26-nov |
| Lautaro - Comasa 2 | 31-oct | 28-nov |
| Nehuenco 2 | 22-jul | 30-dic |
| Ventanas 1 | 31-oct | 30-nov |
| Constitución 1 U-3 | 01-nov | 15-nov |
| Arauco TG-6 | 02-nov | 01-dic |
| Guacolda 2 | 01-nov | 05-nov |
| Hornitos | 02-nov | 05-nov |
| Masisa | 06-nov | 06-dic |
| Queltehues U-1 | 07-nov | 10-nov |
| Laja | 14-nov | 23-nov |
| Santa Fe Energía | 14-nov | 28-nov |
| Valdivia | 12-nov | 22-nov |
| Chacabuquito U-1 | 07-nov | 10-nov |
| Palmucho | 07-nov | 11-nov |
| Las Vegas U-2 | 07-nov | 02-dic |
| Yungay | 08-nov | 16-nov |
| Viñales | 08-nov | 18-nov |
| Guacolda 3 | 08-nov | 16-nov |
| Coronel TG | 11-nov | 25-nov |
| Chacabuquito U-2 | 14-nov | 16-nov |
| Los Espinos | 15-nov | 16-nov |
| Olivos | 17-nov | 18-nov |
| Los Vientos | 18-nov | 20-nov |
| Los Pinos | 19-nov | 26-nov |
| CMPC Laja | 21-nov | 05-dic |
| Chacabuquito U-3 | 21-nov | 24-nov |
| Guacolda 5 | 22-nov | 02-dic |
| Nehuenco 9B | 30-nov | 02-dic |
| Los Pinos | 19-nov | 26-nov |
| Nueva Ventanas | 01-dic | 03-dic |
| Cipreses | 01-dic | 01-dic |
| Isla | 01-dic | 02-dic |
| Curilinque | 01-dic | 01-dic |
| La Higuera U-1 | 02-dic | 02-dic |
| Guacolda U-5 | 02-dic | 02-dic |
| Luz del Norte | 02-dic | 02-dic |
| Santa Fe | 02-dic | 02-dic |

| TRABAJOS MANTENIMIENTO MAYOR - GENERACIÓN | | |
|---|--------|--------|
| UNIDAD | INICIO | FIN |
| Curilinque | 03-dic | 04-dic |
| Cipreses | 03-dic | 04-dic |
| Santa Fe | 03-dic | 03-dic |
| La Higuera U-2 | 04-dic | 04-dic |
| Chacayes U-2 | 05-dic | 05-dic |
| Nehuenco I TV | 05-dic | 06-dic |
| Curilinque | 07-dic | 07-dic |
| Isla | 07-dic | 08-dic |
| Cipreses | 07-dic | 08-dic |
| Nehuenco I | 08-dic | 08-dic |
| Bocamina 2 | 09-dic | 10-dic |
| Santa Fe | 10-dic | 10-dic |
| Canutillar I | 11-dic | 11-dic |
| La Higuera U-2 | 13-dic | 13-dic |
| Chacayes U-2 | 14-dic | 14-dic |
| La Higuera U-1 | 14-dic | 14-dic |
| La Higuera U-2 | 14-dic | 14-dic |
| Aconcagua U-Blanco | 15-dic | 16-dic |
| La Confluencia U-1 | 16-dic | 16-dic |
| Chacayes | 16-dic | 17-dic |
| La Higuera U-1 | 22-dic | 22-dic |
| Guacolda U-4 | 26-dic | 29-dic |
| Ventanas 1 | 29-dic | 29-dic |

Tabla 3: Mantenimientos mayores en unidades generadoras

En relación a los trabajos realizados en instalaciones del sistema, durante el cuarto trimestre de 2016 el CDECSIC analizó cerca de 11.717 solicitudes de trabajos emitidas por las empresas coordinadas, autorizándose y coordinándose la ejecución de cerca del 70% de ellas, correspondiendo la diferencia principalmente a solicitudes de trabajo anuladas por parte de las mismas empresas, o rechazadas por el CDEC debido a falta de antecedentes de la empresa requirente, o condiciones operacionales desfavorables al momento de poner en vigencia la solicitud de trabajo, entre otros. De estas solicitudes ejecutadas, cerca del 87% correspondió a trabajos realizados en instalaciones de transmisión.

1.5.COSTOS COMBUSTIBLES EN CENTRALES TÉRMICAS

La tabla 4 muestra el promedio ponderado (por días de duración de la respectiva Política de Operación) del Costo Combustible utilizado en la planificación de la operación, durante cada uno de los meses de este cuarto trimestre 2016. Se presentan valores para una muestra representativa de centrales térmicas con insumo de Carbón, GNL y Diésel.

| Costo Combustible | | | |
|--------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Carbón (USD/Ton) | Oct-16 | Nov-16 | Dic-16 |
| Bocamina 2 | 89,32 | 100,70 | 102,39 |
| Bocamina TV | 89,32 | 100,70 | 102,39 |
| Campiche | 74,56 | 85,17 | 92,25 |
| Guacolda 1 | 67,57 | 70,56 | 82,54 |
| Guacolda 2 | 67,57 | 70,70 | 83,22 |
| Guacolda 3 | 57,46 | 58,72 | 63,77 |
| Guacolda 4 | 69,30 | 72,26 | 84,09 |
| Guacolda 5 | 70,28 | 73,08 | 84,25 |
| Nva Ventanas | 72,69 | 81,00 | 86,54 |
| Sta María | 70,64 | 71,72 | 72,68 |
| Ventanas 1 | 73,87 | 74,42 | 74,79 |
| Ventanas 2 | 73,89 | 73,99 | 74,05 |
| GNL (USD/Dam3) | | | |
| Nva Renca | 216,96 | 211,09 | 226,18 |
| Quintero | 206,01 | 201,70 | 217,18 |
| San Isidro 2 | 206,01 | 201,70 | 217,18 |
| San Isidro | 206,86 | 201,70 | 217,18 |
| Diesel (USD/Ton) | | | |
| TalTal | 512,24 | 528,78 | 517,35 |
| San Lorenzo | 620,94 | 620,94 | 620,94 |
| Huasco TG | 537,89 | 512,19 | 501,10 |
| Quintero | 488,94 | 505,32 | 494,74 |
| Nva Renca | 500,28 | 521,49 | 515,79 |
| San Isidro | 488,91 | 505,77 | 495,20 |
| San Isidro 2 | 489,36 | 505,77 | 495,20 |
| Nehuenco 2 | 409,41 | 415,41 | 409,22 |
| Nehuenco | 409,41 | 415,41 | 409,22 |
| Candelaria | 426,93 | 433,19 | 426,73 |
| Los Vientos | 526,19 | 538,11 | 533,50 |
| Horcones TG | 484,90 | 504,97 | 495,71 |
| Los Pinos | 405,85 | 411,80 | 405,66 |
| Antilhue | 545,40 | 557,82 | 551,95 |

Tabla 4: Costo combustible de centrales térmicas del SIC

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 241,8 GWh, equivalente al 10,5% de la energía ERNC total trimestral, y al 1,8% de la producción bruta del SIC durante ese período.

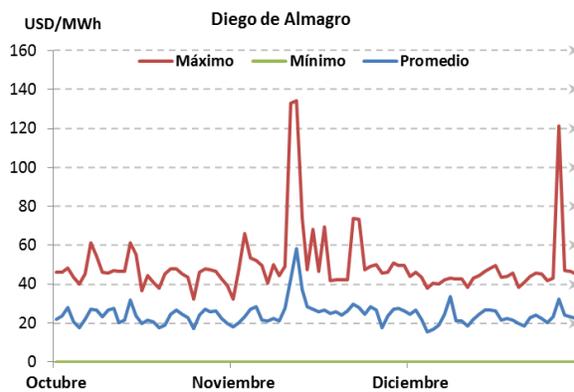


Figura 10: Costo marginal S/E Diego de Almagro

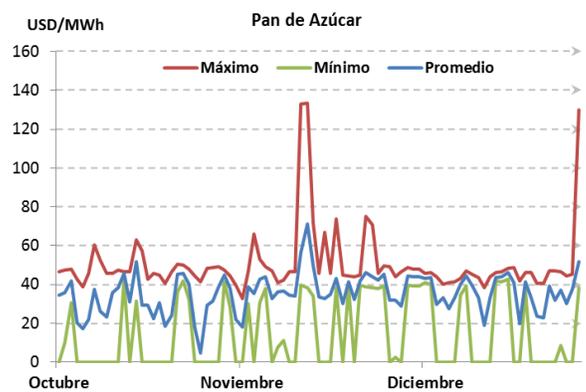


Figura 11: Costo marginal S/E Pan de Azúcar

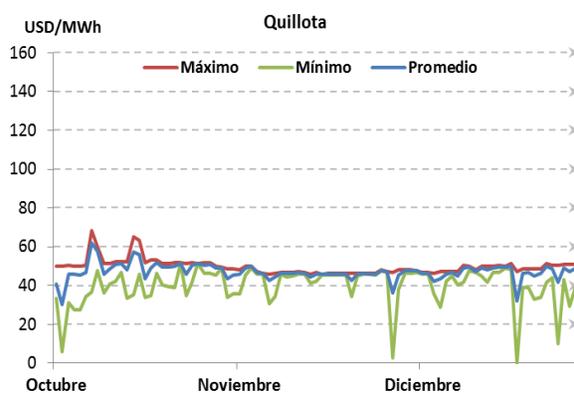


Figura 12: Costo marginal S/E Quillota

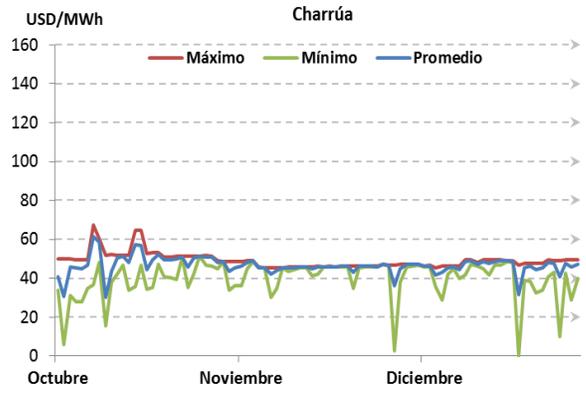


Figura 13: Costo marginal S/E Charrúa

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

| Año | Octubre | | | | Noviembre | | | | Diciembre | | | |
|--------------|------------------|---------------|----------|---------|------------------|---------------|----------|---------|------------------|---------------|----------|---------|
| | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa | Diego de Almagro | Pan de Azúcar | Quillota | Charrúa |
| 2015 | 29,4 | 37,0 | 35,9 | 32,6 | 28,9 | 39,9 | 38,0 | 34,4 | 24,8 | 37,1 | 43,6 | 41,2 |
| 2016 | 23,2 | 31,3 | 48,8 | 48,2 | 27,1 | 39,2 | 45,9 | 45,6 | 22,9 | 36,1 | 46,7 | 46,0 |
| 2015 vs 2016 | -21,1% | -15,3% | 36,2% | 47,8% | -6,2% | -1,7% | 20,7% | 32,7% | -7,6% | -2,7% | 7,0% | 11,7% |

Tabla 5: Costo marginal promedio mensual

Es posible apreciar un aumento del costo marginal real de energía durante este cuarto trimestre de 2016 cercano al 8% en comparación a similar período de 2015, explicado principalmente por la menor disponibilidad de generación hidroeléctrica [95% de probabilidad de excedencia].

1.7. NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN-TRANSMISIÓN

Durante este cuarto 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] |
|------------------------------------|------------------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|---------------|
| Eólico Las Peñas | Eólico Las Peñas S.p.A. | Entregada | PMGD Eólico | Miércoles 28/Dic16 | 8,4 |
| Santa Marta (generador 9 y 10) | Consorcio Santa Marta | Entregada | Termoeléctrica Biogás | Jueves 22/Dic16 | 3,9 |
| PMGD Ñilhue | Gestel Ingeniería Limitada | Entregada | PMGD Solar | Jueves 1/Dic16 | 1,1 |
| PMGD Tranquil | El Arroyo Energías Renovables S.A. | Entregada | PMGD Hídrico | Miércoles 23/Nov16 | 3,0 |
| PMGD La Montaña I | Hidroeléctrica Puma | Entregada | PMGD Hídrico | Miércoles 16/Nov16 | 3,0 |
| Carrera Pinto (Bloque II y III) | Parque Eólico Renaico S.p.A | Entregada | Solar | Lunes 07/Nov16 | 73,0 |
| Carilafquén | Eléctrica Caren | Entregada | Hídrico pasada | Sábado 29/Oct16 | 19,8 |
| Malalcahuello | Eléctrica Caren | Entregada | Hídrico pasada | Sábado 29/Oct16 | 9,2 |
| PMGD Hormiga Solar | Hormiga Solar S.p.A. | Entregada | PMGD Solar | Jueves 27/Oct16 | 2,5 |
| PMGD Cumpeo | Hidroeléctrica Cumpeo S.A. | Entregada | PMGD Hídrico | Miércoles 26/Oct16 | 5,8 |
| PMGD Parque Fotovoltaico San Pedro | GR Coihue S.p.A. | Entregada | PMGD Solar | Miércoles 26/Oct16 | 3,0 |
| PV Pampa Solar Norte | Parque Eólico Renaico S.p.A | Entregada | Solar | Miércoles 19/Oct16 | 69,3 |
| PMGD Alturas de Ovalle | Grenergy Energías Renovables | Entregada | PMGD Solar | Martes 04/Oct16 | 6,0 |
| PMGD Rey | SAGESA S.A. | Entregada | PMGD Térmico | Domingo 04/Sep16 | 0,8 |

| CENTRAL | PROPIETARIO | ESTADO | TIPO | FECHA (DESDE) | POTENCIA [MW] |
|-------------------------------------|---------------------------------------|------------|---------------------|--------------------|---------------|
| PMGD HBS GNL | HBS Gas Natural Licuado S.A. | Entregada | PMGD Térmico | Jueves 01/Sep16 | 3,5 |
| PMGD Colorado | Enerbosch S.A. | Entregada | PMGD Hídrico | Lunes 29/Ago16 | 2,0 |
| PMGD El Agrio | El Agrio Hidro S.p.A. | Entregada | PMGD Hídrico | Lunes 18/Jul16 | 2,5 |
| El Galpón | Eléctrica El Galpón SpA | Entregada | PMGD Hídrico | Miércoles 28/Jun16 | 1,3 |
| PMGD Chuchiñi | SPV P4 | Entregada | PMGD Solar | Jueves 09/Jun16 | 2,9 |
| Central Hidroeléctrica Chanleufu II | Central Hidroeléctrica Chanleufu S.A. | Entregada | PMGD Hídrico | Jueves 19/May16 | 3,4 |
| Santa Julia | SPV P4 | Entregada | PMGD Solar | Jueves 17/Mar16 | 3,0 |
| Piloto Solar Cardones | Central Cardones S.A. | En Pruebas | PMG Solar | Jueves 15/Dic16 | 0,4 |
| PMGD Molina | Bío Energía Molina | En Pruebas | PMGD Térmico | Miércoles 16/Nov16 | 1,0 |
| PFV El Romero | Acciona Energía Chile | En Pruebas | Solar | Jueves 10/Nov16 | 196,0 |
| PE San Pedro II | Río Alto Generación | En Pruebas | Eólica | Miércoles 26/Oct16 | 65,0 |
| PMGD Cordillerilla | Teatinos Energía S.A. | En Pruebas | PMGD Solar | Jueves 11/Ago16 | 1,3 |
| Viña Tarapacá | Andes Energy & Capital S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico | Martes 2/Ago16 | 0,3 |
| Parque Eólico San Juan | San Juan | En Pruebas | Eólica | Miércoles 29/Jul16 | 184,8 |
| Quilapilún | Chungungo | En Pruebas | Solar | Lunes 25/Jul16 | 103,0 |
| Altos del Paico | Sun Enel Green | En Pruebas | PMGD Solar | Martes 7/Jun16 | 2,1 |
| Parque Eólico La Esperanza | Eólica La Esperanza | En Pruebas | Eólica | Martes 5/Abr16 | 10,5 |
| Panguipulli PMGD | Latinoamericana S.A. | En Pruebas | PMGD Hídrico pasada | Jueves 3/Dic15 | 0,4 |
| PE Lebu (Ampliación II) | Parque Eólico Lebu-Toro S.p.A. | En Pruebas | PMG Eólico | Martes 8/Nov15 | 3,5 |
| El Pilar - Los Amarillos | RTS-Energy | En Pruebas | PMG Solar | Miércoles 21/Oct15 | 2,9 |
| Loma Los Colorados | KDM Energía S.A. | En Pruebas | PMG Solar | Lunes 11/May15 | 1,0 |
| Alto Renaico | Mainco S.A. | En Pruebas | PMG Hídrico pasada | Lunes 19/May14 | 1,5 |

Tabla 6: Nuevas instalaciones de generación

| Tipo | Entregada MW | En Pruebas MW |
|---------|--------------|---------------|
| Hídrica | 50,0 | 2,1 |
| Eólica | 8,4 | 263,8 |
| Solar | 160,8 | 306,8 |
| Térmica | 8,2 | 1,0 |

Tabla 7: Potencia instalada de nuevas instalaciones de generación en cuarto trimestre de 2016.

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

| INSTALACIÓN | PROPIETARIO | FECHA | COMENTARIO |
|---|---------------------------|--------------------|--|
| S/E Alto Jahuel | Transec | Martes 27/Dic16 | Barra de 500 kV Sección "C" y Paño Seccionador 52KSAC entregados a la operación |
| S/E Peñablanca | Chilquinta | Viernes 23/Dic16 | TR2 de 110/12.5 kV de 25 MVA, Paños H1 y H2 Entregados a la operación |
| S/E Maule | Transnet | Domingo 13/Nov16 | Paño A1 en servicio |
| LT 110 kV Río Toltén - Melipeuco | Transmisora Valle Allipén | Viernes 28/Oct16 | Entrada en operación de línea 110 kV Río Toltén - Melipeuco. |
| SS/EE Río Toltén y Melipeuco | Transmisora Valle Allipén | Viernes 28/Oct16 | SS/EE Río Toltén y Melipeuco. |
| S/E Don Goyo | Aes Gener | Miércoles 19/Oct16 | Entrada en operación celda de monitoreo del SICT - ZN. |
| LT 220 kV El Toro - Antuco | Transec | Martes 18/Oct16 | Entrada en operación de nuevo enlace OPLAT de línea 220 kV El Toro - Antuco. |
| LT 220 kV Cardones - Diego de Almagro 1 | Eletrans | Martes 18/Oct16 | Entrada en operación de sincronizador de línea 220 kV Cardones - Diego de Almagro 1 en ambos extremos. |
| S/E Charrúa | Transec | Martes 11/Oct16 | Entrada en operación de barras de 500 kV sección C y D, paños KSAC, KSBD, KS2 y sus respectivos desconectores. |
| S/E Abanico | Transec | Jueves 06/Oct16 | Paño A2 de línea de 154 kV Abanico - Charrúa entrada en operación de nueva protección de distancia 21/21N sistema 2. |

Tabla 8: Nuevas instalaciones de transmisión

1.8. ESCENARIOS DE OPERACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO PARA LOS PRÓXIMOS 12 MESES

Se presenta a continuación para el período comprendido entre enero 2017 – diciembre 2017, tres escenarios posibles de abastecimiento para el Sistema Interconectado Central, los que consideran en su elaboración los siguientes antecedentes:

- Enero 2017-Marzo 2017: Caudales según Pronóstico de Deshielo N° 4
- Abril 2017 - Diciembre 2017: Caudales estadísticos según Hidrología seca (probabilidad de excedencia 90%), Hidrología media (probabilidad de excedencia 50%) e Hidrología húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

1.8.1. ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA SEGÚN TIPO DE APOORTE E HIDROLOGÍA.

Las figuras N°14, N°15 y N°16 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°17 muestra el abastecimiento promedio esperado para el período enero 2017 a diciembre 2017.

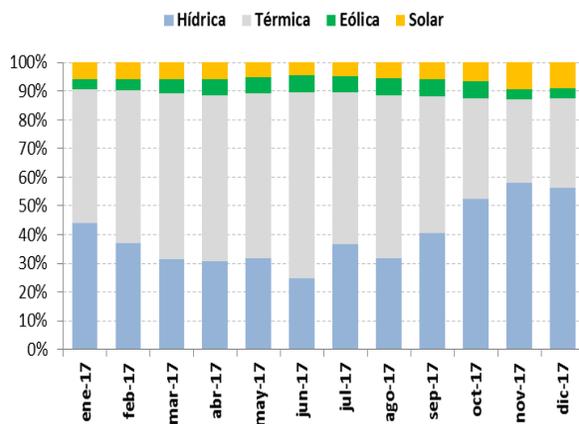


Figura 14: Participación esperada en hidrología seca

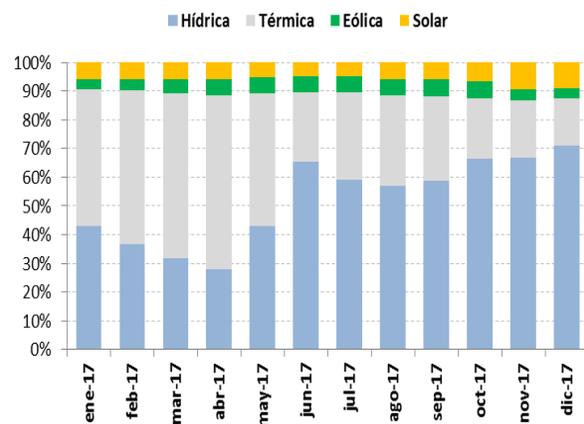


Figura 15: Participación esperada en hidrología media

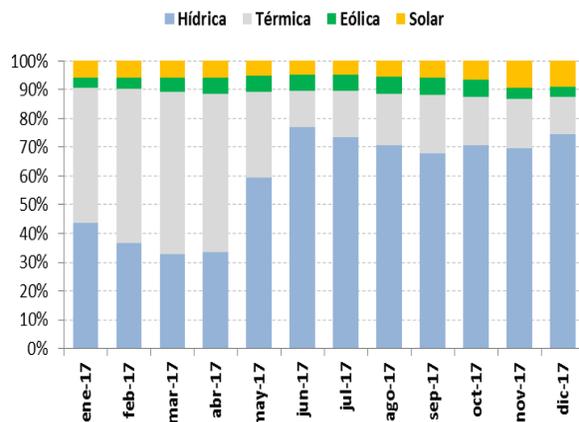


Figura 16: Participación esperada hidrología húmeda

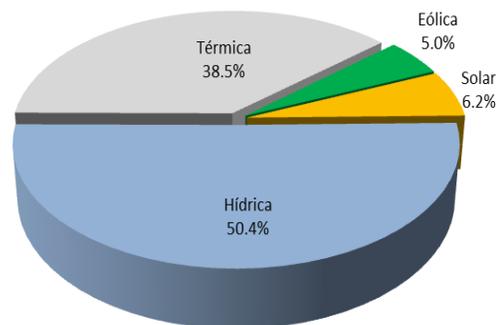


Figura 17: Participación promedio esperada

La siguiente tabla muestra el detalle de esta participación esperada.

| PARTICIPACIÓN ESPERADA | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Tipo | Hidrología | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 | Promedio |
| Hídrico | Seca | 43,95% | 36,89% | 31,57% | 30,85% | 31,78% | 24,62% | 36,61% | 31,65% | 40,68% | 52,34% | 58,17% | 56,14% | 39,60% |
| | Media | 43,09% | 36,72% | 31,87% | 27,93% | 43,13% | 65,52% | 59,23% | 57,09% | 58,87% | 66,43% | 66,93% | 71,03% | 52,32% |
| | Húmeda | 43,77% | 36,57% | 32,77% | 33,50% | 59,50% | 77,01% | 73,44% | 70,59% | 67,93% | 70,66% | 69,60% | 74,67% | 59,17% |
| | Promedio | 43,61% | 36,72% | 32,07% | 30,76% | 44,81% | 55,72% | 56,43% | 53,11% | 55,83% | 63,14% | 64,90% | 67,28% | 50,36% |
| Térmico | Seca | 46,78% | 53,43% | 57,53% | 57,77% | 57,59% | 64,90% | 53,09% | 56,82% | 47,62% | 35,32% | 28,81% | 31,37% | 49,25% |
| | Media | 47,63% | 53,60% | 57,23% | 60,69% | 46,26% | 23,93% | 30,46% | 31,31% | 29,31% | 21,10% | 20,03% | 16,39% | 36,50% |
| | Húmeda | 46,96% | 53,75% | 56,33% | 55,12% | 29,85% | 12,42% | 16,22% | 17,93% | 20,23% | 16,86% | 17,35% | 12,76% | 29,65% |
| | Promedio | 47,12% | 53,60% | 57,03% | 57,86% | 44,57% | 33,75% | 33,26% | 35,35% | 32,39% | 24,43% | 22,06% | 20,18% | 38,47% |
| Eólico | Seca | 3,55% | 3,84% | 4,89% | 5,50% | 5,58% | 5,89% | 5,37% | 5,95% | 5,98% | 5,91% | 3,76% | 3,62% | 4,99% |
| | Media | 3,55% | 3,84% | 4,89% | 5,50% | 5,56% | 5,91% | 5,37% | 5,61% | 5,99% | 5,91% | 3,76% | 3,66% | 4,96% |
| | Húmeda | 3,55% | 3,84% | 4,89% | 5,50% | 5,59% | 5,93% | 5,39% | 5,89% | 6,04% | 5,96% | 3,77% | 3,65% | 5,00% |
| | Promedio | 3,55% | 3,84% | 4,89% | 5,50% | 5,58% | 5,91% | 5,38% | 5,82% | 6,00% | 5,92% | 3,76% | 3,64% | 4,98% |
| Solar | Seca | 5,72% | 5,84% | 6,01% | 5,88% | 5,05% | 4,60% | 4,93% | 5,57% | 5,72% | 6,44% | 9,26% | 8,87% | 6,16% |
| | Media | 5,72% | 5,84% | 6,01% | 5,88% | 5,05% | 4,63% | 4,94% | 6,00% | 5,82% | 6,56% | 9,28% | 8,92% | 6,22% |
| | Húmeda | 5,72% | 5,85% | 6,02% | 5,88% | 5,05% | 4,63% | 4,95% | 5,59% | 5,80% | 6,53% | 9,28% | 8,93% | 6,18% |
| | Promedio | 5,72% | 5,84% | 6,01% | 5,88% | 5,05% | 4,62% | 4,94% | 5,72% | 5,78% | 6,51% | 9,27% | 8,91% | 6,19% |

Tabla 9: Participación esperada en el abastecimiento de la demanda según tipo de fuente

1.8.2. 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 10.

| PRODUCCIÓN BRUTA (GWh) | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Hidrología Seca | 4.669,6 | 4.423,7 | 4.820,7 | 4.382,2 | 4.611,9 | 4.620,1 | 4.652,9 | 4.471,8 | 4.281,7 | 4.361,9 | 4.375,1 | 4.761,0 |
| Hidrología Media | 4.667,6 | 4.422,1 | 4.822,1 | 4.388,2 | 4.622,8 | 4.597,9 | 4.656,8 | 4.517,4 | 4.269,7 | 4.360,5 | 4.376,5 | 4.736,8 |
| Hidrología Húmeda | 4.669,2 | 4.422,5 | 4.817,9 | 4.383,0 | 4.599,6 | 4.582,6 | 4.635,8 | 4.490,4 | 4.239,5 | 4.326,5 | 4.366,2 | 4.727,8 |

Tabla 10: 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 11.

| Mes | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|---------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| VENTAS (GWh) | 4.399,6 | 4.163,9 | 4.518,1 | 4.108,1 | 4.336,1 | 4.332,1 | 4.399,2 | 4.254,5 | 4.030,8 | 4.119,1 | 4.114,5 | 4.454,9 |

Tabla 11: Ventas esperadas de energía en el SIC (en GWh)

1.8.3. EVOLUCIÓN ESPERADA DE COTAS DE EMBALSES SEGÚN HIDROLOGÍA

Las Tablas 12, 13 y 14 que se presentan a continuación, muestran la evolución esperada de la cota en los diferentes embalses del sistema, a fines de cada mes, para hidrología seca, hidrología media e hidrología húmeda, indicándose entre paréntesis la cota mínima y la cota máxima operacional vigente al 31 de diciembre, medidas en metros sobre el nivel del mar (msnm).

| Hidrología Seca | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1,314.5 | 1,312.6 | 1,311.2 | 1,311.3 | 1,311.5 | 1,311.8 | 1,313.1 | 1,313.5 | 1,314.3 | 1,316.5 | 1,319.1 | 1,318.4 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 104.1 | 104.0 | 102.0 | 100.5 | 100.5 | 100.5 | 100.5 | 101.9 | 103.4 | 103.6 | 105.0 | 104.8 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 426.7 | 425.7 | 425.0 | 412.7 | 397.1 | 397.2 | 411.3 | 418.5 | 426.7 | 431.6 | 435.8 | 433.6 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1,287.3 | 1,282.8 | 1,282.8 | 1,297.4 | 1,282.8 | 1,282.8 | 1,282.8 | 1,282.8 | 1,283.5 | 1,288.5 | 1,307.7 | 1,306.1 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2,160.6 | 2,158.3 | 2,156.8 | 2,157.3 | 2,157.8 | 2,158.5 | 2,159.2 | 2,159.8 | 2,160.2 | 2,160.6 | 2,161.4 | 2,160.7 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 228.1 | 226.0 | 223.8 | 222.0 | 222.0 | 222.0 | 222.5 | 222.0 | 222.0 | 224.5 | 225.6 | 226.1 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 711.0 | 705.2 | 692.0 | 697.0 | 692.0 | 692.0 | 692.0 | 692.0 | 692.0 | 714.5 | 718.3 | 711.9 |

Tabla 12: Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología seca (HS)

| Hidrología Media | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1,314.5 | 1,313.0 | 1,311.8 | 1,312.1 | 1,313.9 | 1,319.1 | 1,321.4 | 1,323.6 | 1,325.7 | 1,327.9 | 1,331.3 | 1,332.5 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 104.6 | 102.0 | 100.5 | 100.5 | 100.5 | 100.5 | 102.1 | 103.0 | 103.6 | 104.0 | 105.0 | 0.0 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 426.7 | 425.0 | 410.0 | 397.1 | 409.1 | 416.1 | 429.8 | 435.3 | 430.1 | 433.7 | 437.0 | 0.0 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1,288.7 | 1,287.5 | 1,287.5 | 1,283.0 | 1,282.8 | 1,282.9 | 1,290.2 | 1,296.0 | 1,301.7 | 1,284.2 | 1,297.9 | 1,318.3 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2,160.6 | 2,158.5 | 2,157.3 | 2,157.0 | 2,157.4 | 2,158.2 | 2,158.7 | 2,159.2 | 2,159.7 | 2,160.0 | 2,160.9 | 2,162.1 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 227.2 | 226.0 | 224.1 | 222.7 | 222.6 | 223.3 | 227.3 | 229.8 | 233.9 | 236.5 | 239.9 | 241.1 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 712.3 | 707.9 | 692.4 | 695.7 | 699.1 | 719.0 | 712.4 | 719.4 | 715.4 | 707.5 | 725.0 | 725.0 |

Tabla 13: Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología media (HM)

| Hidrología Húmeda | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LAG. LAJA (1308.48-1368.0) | 1,314.5 | 1,312.6 | 1,311.2 | 1,311.6 | 1,316.1 | 1,321.9 | 1,323.6 | 1,325.9 | 1,327.3 | 1,330.5 | 1,333.2 | 1,333.9 |
| EMB. RAPEL (100.5-105.0) | 104.1 | 104.0 | 102.0 | 105.0 | 105.0 | 105.0 | 100.5 | 105.0 | 103.3 | 103.6 | 104.0 | 105.0 |
| EMB. COLBUN (397.0-436.0) | 426.7 | 425.7 | 425.0 | 417.6 | 423.5 | 437.0 | 436.9 | 437.0 | 434.9 | 437.0 | 437.0 | 437.0 |
| LAG. INVERNADA (1280.0-1319.0) | 1,290.1 | 1,290.1 | 1,290.1 | 1,298.1 | 1,303.1 | 1,309.8 | 1,308.7 | 1,314.6 | 1,317.9 | 1,316.0 | 1,318.3 | 1,318.3 |
| LAG. MAULE (2152.1-2180.0) | 2,160.6 | 2,158.3 | 2,156.9 | 2,157.6 | 2,158.6 | 2,159.7 | 2,160.2 | 2,160.8 | 2,161.2 | 2,161.9 | 2,163.2 | 2,164.8 |
| LAG. CHAPO (222.0-243.0) | 228.1 | 226.0 | 224.0 | 223.6 | 225.1 | 226.9 | 226.8 | 226.7 | 227.5 | 229.8 | 232.1 | 232.7 |
| EMB. RALCO (692.0-725.0) | 710.0 | 707.0 | 696.6 | 702.8 | 709.4 | 725.0 | 709.7 | 710.1 | 692.4 | 703.9 | 718.1 | 725.0 |

Tabla 14: Cotas esperadas de embalses (fin de mes) en hidrología húmeda (HH)

1.8.4. DEMANDA PROMEDIO ESPERADA EN HORAS DE DEMANDA ALTA, MEDIA Y BAJA

La tabla 15 muestra los valores de demanda horaria promedio esperada en horas de demanda alta, horas de demanda media y horas de demanda baja en el SIC.

| Valor de Demanda Promedio Esperada (en MWh/h) | ene-17 | feb-17 | mar-17 | abr-17 | may-17 | jun-17 | jul-17 | ago-17 | sep-17 | oct-17 | nov-17 | dic-17 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| En hora de Demanda Alta | 6339.2 | 6626.2 | 6614.0 | 5904.4 | 6259.1 | 6494.4 | 6377.4 | 6141.9 | 5894.4 | 5994.6 | 6146.7 | 6436.6 |
| En hora de Demanda Media | 6226.1 | 6597.5 | 6410.3 | 6123.7 | 6230.6 | 6486.7 | 6308.1 | 6100.3 | 5978.7 | 5879.4 | 6121.3 | 6407.7 |
| En hora de Demanda Baja | 5249.6 | 5358.5 | 5298.0 | 5065.0 | 5086.7 | 5162.9 | 5052.4 | 4979.8 | 4938.8 | 4820.2 | 4936.3 | 5200.0 |

Tabla 15: Demanda promedio esperada en horas de demanda alta, demanda media y demanda baja

Por otro lado, la tabla 16 muestra la cantidad de horas de cada bloque perteneciente a cada mes del horizonte de simulación.

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

Tabla 16: Número de horas/mes por bloque de demanda

1.8.5. 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°18, N°19 y N°20 para las subestaciones Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Quillota y Charrúa, en 220 kV.

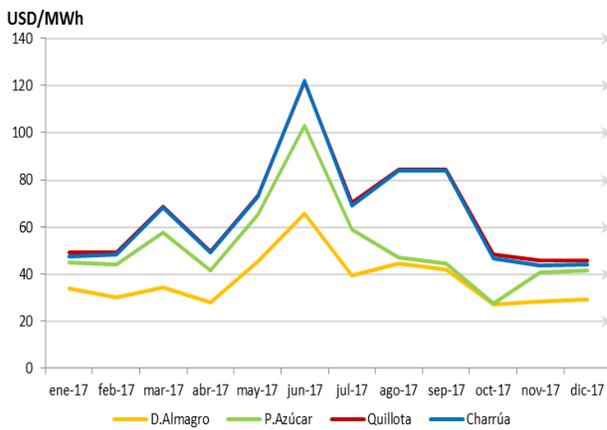


Figura 18: CMG Esperados en Hidrología Seca

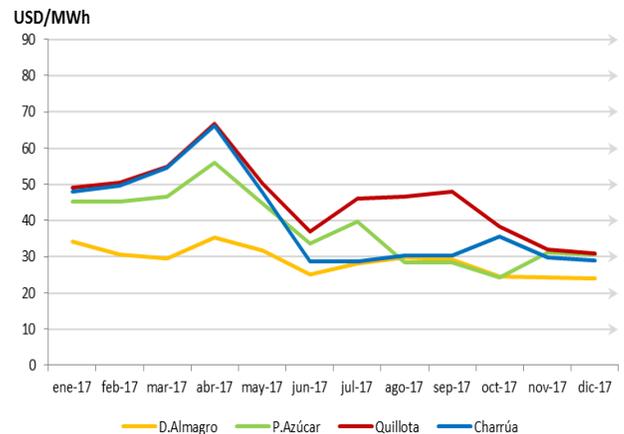


Figura 19: CMG Esperados en Hidrología Media

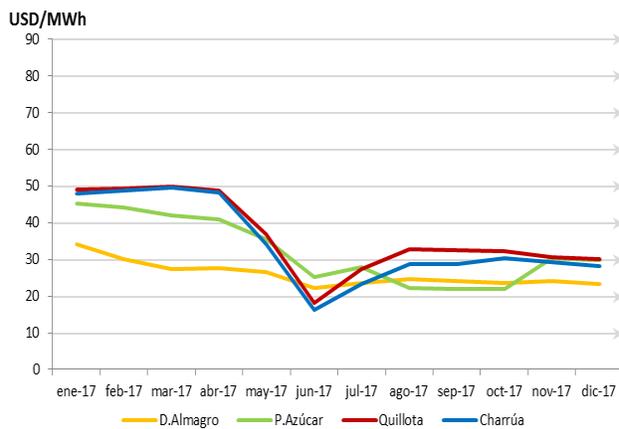


Figura 20: CMG Esperados en Hidrología Húmeda

| | CMG (USD/MWh) Hidrología Seca | | | | CMG (USD/MWh) Hidrología Media | | | | CMG (USD/MWh) Hidrología Húmeda | | | |
|---------------|-------------------------------|----------|----------|---------|--------------------------------|----------|----------|---------|---------------------------------|----------|----------|---------|
| | D.Almagro | P.Azúcar | Quillota | Charrúa | D.Almagro | P.Azúcar | Quillota | Charrúa | D.Almagro | P.Azúcar | Quillota | Charrúa |
| ene-17 | 34,1 | 45,1 | 49,0 | 47,6 | 34,2 | 45,3 | 49,1 | 47,9 | 34,1 | 45,1 | 49,1 | 47,8 |
| feb-17 | 30,0 | 44,1 | 49,3 | 48,5 | 30,5 | 45,1 | 50,4 | 49,7 | 30,0 | 44,0 | 49,3 | 48,8 |
| mar-17 | 34,5 | 57,6 | 68,5 | 68,4 | 29,5 | 46,5 | 54,9 | 54,7 | 27,3 | 42,1 | 49,7 | 49,5 |
| abr-17 | 28,1 | 41,5 | 49,6 | 49,3 | 35,4 | 55,8 | 66,6 | 66,1 | 27,5 | 40,8 | 48,8 | 48,1 |
| may-17 | 45,3 | 65,1 | 73,4 | 72,9 | 31,7 | 44,5 | 50,3 | 47,6 | 26,4 | 35,4 | 36,8 | 34,2 |
| jun-17 | 65,7 | 102,9 | 121,6 | 122,0 | 25,1 | 33,5 | 36,8 | 28,6 | 22,2 | 25,3 | 18,2 | 16,3 |
| jul-17 | 39,3 | 59,0 | 70,2 | 69,0 | 28,0 | 39,6 | 45,9 | 28,8 | 23,7 | 27,9 | 27,4 | 23,2 |
| ago-17 | 44,6 | 47,1 | 84,5 | 84,0 | 29,7 | 28,4 | 46,5 | 30,4 | 24,7 | 22,3 | 32,7 | 28,6 |
| sep-17 | 41,9 | 44,3 | 84,3 | 83,8 | 29,3 | 28,4 | 47,9 | 30,4 | 24,1 | 22,0 | 32,4 | 28,7 |
| oct-17 | 27,0 | 27,5 | 48,3 | 46,4 | 24,5 | 24,3 | 38,2 | 35,5 | 23,5 | 21,9 | 32,1 | 30,3 |
| nov-17 | 28,6 | 40,8 | 45,6 | 43,7 | 24,2 | 31,2 | 31,9 | 29,9 | 24,0 | 30,4 | 30,7 | 29,1 |
| dic-17 | 29,2 | 41,5 | 46,0 | 43,9 | 23,8 | 30,7 | 31,0 | 29,0 | 23,3 | 29,8 | 30,0 | 28,2 |

Tabla 17: Costo marginal esperado por hidrología

1.8.6. PROYECTOS INFORMADOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

De acuerdo a los antecedentes proporcionados por las empresas, la carpeta de proyectos de generación para el horizonte 2017 a 2019, y que se encuentran declaradas en construcción con fecha de entrada en operación informada, se desglosa según la figura 21 ¹.

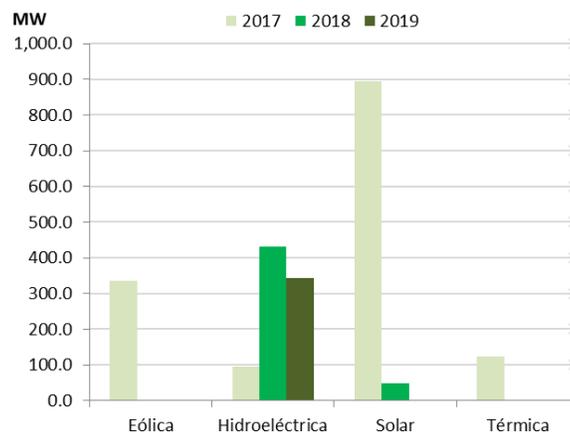


Figura 21: Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

La siguiente tabla detalla los valores graficados en la figura 21.

¹ **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 a la explotación durante el presente año 2017.

| Tipo de Central | Proyectos 2017 MW | Proyectos 2018 MW | Proyectos 2019 MW |
|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Eólica | 335,8 | 0,0 | 0,0 |
| Hídrica | 96,2 | 431,9 | 344,5 |
| Solar | 894,9 | 50,0 | 0,0 |
| Térmica | 125,0 | 0,0 | 0,0 |

Tabla 18: Capacidad instalada de proyectos de generación con fecha tentativa de conexión

De acuerdo a estos antecedentes, en 2017 podría disponerse de una capacidad adicional ascendente a 1.451,8 MW. En 2018 podría disponerse de 481,9 MW instalados adicionales, mientras que en 2019 serán 344,5. 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.

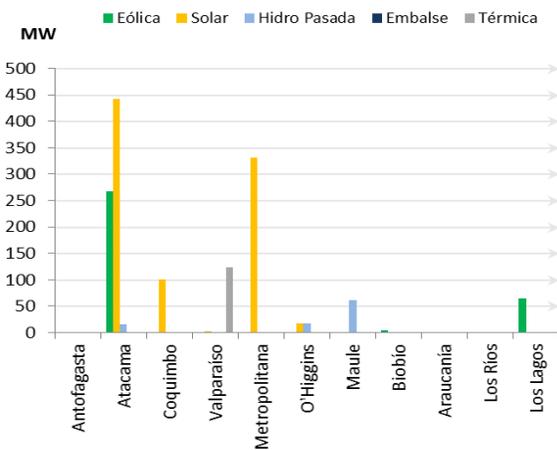


Figura 22: Desagregado de proyectos por región 2017

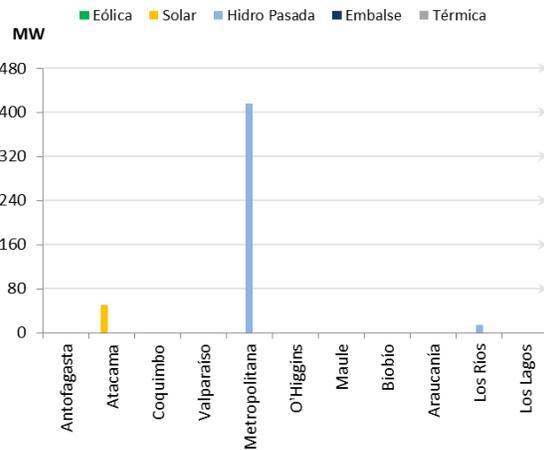


Figura 23: Desagregado de proyectos por región 2018

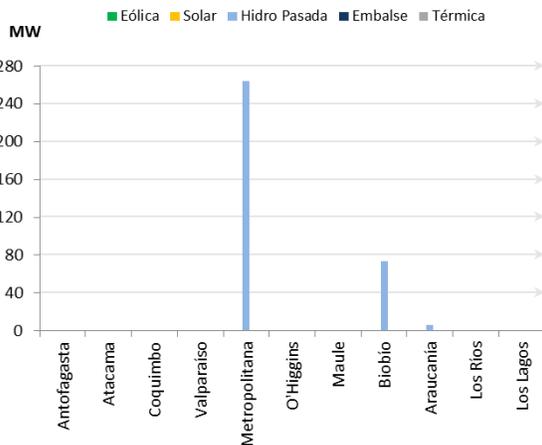


Figura 24: Desagregado de proyectos por región 2019

Los principales proyectos declarados en construcción y con fecha tentativa de entrada en operación informada, para instalaciones de generación y transmisión, se presentan en las tablas a continuación.

| Nombre | Año de entrada | Capacidad (MW) | Tipo | Región |
|---------------------------------------|----------------|----------------|---------------------|---------------|
| Piloto Solar Cardones | 2017 | 0,4 | PMG Solar | III Región |
| PMGD Molina | 2017 | 1,0 | PMGD Térmico | VII Región |
| PFV El Romero | 2017 | 196,0 | Solar | III Región |
| PMGD Cordillerilla | 2017 | 1,3 | PMGD Solar | VII Región |
| Viña Tarapacá | 2017 | 0,3 | PMGD Hídrico | Metropolitana |
| Altos del Paico | 2017 | 2,1 | PMGD Solar | Metropolitana |
| PE Lebu (Ampliación II) | 2017 | 3,5 | PMG Eólico | VIII Región |
| El Pilar - Los Amarillos | 2017 | 2,9 | PMG Solar | III Región |
| Loma Los Colorados | 2017 | 1,0 | PMG Solar | Metropolitana |
| Alto Renaico | 2017 | 1,5 | PMG Hídrico | VIII Región |
| Parque Eólico San Juan | 2017 | 151,8 | Eólico | III Región |
| Quilapilún | 2017 | 103,2 | Solar | Metropolitana |
| San Pedro II | 2017 | 65,0 | Eólico | X Región |
| Panguipulli PMGD | 2017 | 0,4 | PMGD Hídrico | XIV Región |
| Parque Eólico San Juan IV | 2017 | 33,0 | Eólico | III Región |
| Hidroeléctrica Río Colorado | 2017 | 15,0 | Hídrico | III Región |
| Cintac | 2017 | 2,5 | Solar | Metropolitana |
| Esperanza II | 2017 | 9,0 | Solar | VI Región |
| Marchihue II | 2017 | 9,0 | Solar | VI Región |
| Parque Fotovoltaico El Boco | 2017 | 3,0 | PMGD Solar | V Región |
| La Mina | 2017 | 34,0 | Hídrico | VII Región |
| Malgarida | 2017 | 28,0 | Solar | III Región |
| El Pelicano | 2017 | 100,0 | Solar | IV Región |
| Hidroeléctrica Embalse Ancoa | 2017 | 27,0 | Hídrico | VII Región |
| Proyecto Fotovoltaico ValleSolar | 2017 | 90,0 | Parque Fotovoltaico | III Región |
| Doña Carmen | 2017 | 48,0 | Térmico | V Región |
| Divisadero | 2017 | 65,0 | Solar | III Región |
| Planta Solar fotovoltaica Doña Carmen | 2017 | 34,9 | Solar | Metropolitana |
| Central Hidraulica Convento Viejo | 2017 | 18,0 | Hídrico | VI Región |
| Valleland Solar | 2017 | 60,0 | Solar | III Región |
| Parque fotovoltaico Santiago Solar | 2017 | 93,3 | Solar | Metropolitana |

| Nombre | Año de entrada | Capacidad (MW) | Tipo | Región |
|---------------------------------------|----------------|----------------|---------|---------------|
| Cogeneradora a Gas Natural Aconcagua | 2017 | 76,0 | Térmico | V Región |
| Parque Eólico Cabo Leones I | 2017 | 115,5 | Eólico | III Región |
| Guanaco Solar | 2018 | 50,0 | Solar | III Región |
| Cumbres | 2018 | 14,9 | Hídrico | XIV Región |
| Alto Maipo - Las Lajas | 2018 | 267,0 | Hídrico | Metropolitana |
| Central Los Cóndores | 2018 | 150,0 | Hídrico | Metropolitana |
| Ñuble | 2019 | 74,0 | Hídrico | VIII Región |
| Minicentral Hidroeléctrica Las Nieves | 2019 | 6,5 | Hídrico | IX Región |
| Alto Maipo - Alfalfal II | 2019 | 264,0 | Hídrico | Metropolitana |

Tabla 19: Proyectos de generación en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2019

| Nombre | Año de entrada | Nivel de tensión kV | Punto de conexión |
|---|----------------|---------------------|---|
| Proyecto Alto Maipo (*) | 2017 | | S/E Alto Maipo |
| S/E Ciruelos: Ampliación 220 kV | 2017 | 220 | S/E Ciruelos |
| S/E Ancoa: Seccionamiento barra 500 kV | 2017 | 500 | S/E Ancoa |
| LÍNEA DE TRANSMISION PARQUES EOLICOS CABO LEONES-SE 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 Punta Sierra | 2017 | 220 | Entre la SS/EE Las Palmas y Pan de Azúcar |
| S/E Temuco: Nueva barra 220 kV | 2017 | 220 | S/E Temuco |
| S/E Quillota: Tercer transformador 220/110 kV 150 MVA | 2017 | 220 | S/E Quillota |
| Seccionamiento del circuito 1 Línea Cardones - Diego de Almagro, En S/E Carrera Pinto | 2017 | - | S/E Carrera pinto |
| Ampliación S/E Cardones (*) | 2017 | 220 | S/E Cardones |
| Amplaiación S/E Carrera Pinto (*) | 2017 | 220 | S/E Carrera pinto |
| Nueva S/E Seccionadora Puente Negro 220kV | 2017 | 220 | |
| S/E Pan de Azúcar: Banco de autotransformadores 220/110/13,2 KV 150 MVA | 2017 | 220 | Conectado a sección 2. |
| S/E Charrúa: Cambio Interruptores 220 kV | 2017 | 220 | S/E Charrúa |
| S/E Cerro Navía: Banco de autotransformadores 220/110/13,2 kV 400 MVA | 2017 | 220 | Transformador Nuevo de Transelec: Conexión a sección 1. |
| Nueva Línea Maitencillo - Pan de Azúcar 2x500kV | 2017 | 500 | S/E Nueva Maitencillo |

| Nombre | Año de entrada | Nivel de tensión kV | Punto de conexión |
|--|----------------|---------------------|---|
| Nueva Línea Cardones - Maitencillo 2x500kV | 2017 | 500 | S/E Nueva 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 | Conexión doble barra, con barra de transferencia. |
| Nueva Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x500kV | 2018 | 500 | S/E Nueva Pan de Azúcar |
| Autotransformador S/E Nueva Cardones 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Cardones |
| Autotransformador SE Nueva Maitencillo 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Maitencillo |
| Autotransformador SE Nueva Pan de Azúcar 500/220 kV | 2018 | 220 | S/E Nueva Pan de Azúcar |
| Subestación seccionadora Nueva Diego de Almagro | 2018 | | |
| Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido Segundo circuito | 2018 | 220 | SS/EE Ciruelos y Pichirropulli |
| Nueva Línea 2x220 Ciruelos - Pichirropulli: Tendido del primer circuito | 2018 | 220 | SS/EE Ciruelos y Pichirropulli |
| Nueva Línea 1x220 kV Melipilla - Rapel | 2018 | 220 | SS/EE Melipilla y Rapel |
| Nueva Línea 2x220 kV Lo Aguirre - A. Melipilla | 2018 | 220 | S/E Lo Aguirre y A. Melipilla |
| S/E Nueva Charrúa y línea 2x220 kV Charrúa - Nueva Charrúa | 2018 | 220 | SS/EE Charrúa y Nueva Charrúa |
| Nueva Línea 220 kV Lo Aguirre - Cerro Navía | 2019 | 220 | S/E Lo Aguirre |
| Nueva línea 2x220kV entre S/E Nueva Diego de Almagro - Cumbres y Banco de Autotransformadores 1x750 MVA 500/220 kV | 2019 | 220 | S/E Nueva Diego de Almagro |

Tabla 20: Proyectos de transmisión en construcción y con fecha de entrada informada hasta 2019

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

2.1. CONTROL DE FRECUENCIA

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:

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.

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 21, 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 octubre, 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 91,82% debido a que la frecuencia se mantuvo en 49,7 Hz una gran parte del tiempo a causa de regulación de frecuencia por centrales térmicas. 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 noviembre, se tiene que el peor comportamiento registrado en ese rango alcanzó el 0,05%, valor mucho menor al 0,5% aceptado por la NTSyCS cumpliéndose, en consecuencia, con el criterio exigido.

| 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% |
| Julio | 99,90% | 0,04% | 0,07% | 31,72% |
| Agosto | 99,77% | 0,11% | 0,22% | 31,95% |
| Septiembre | 99,92% | 0,05% | 0,05% | 31,94% |
| Octubre | 91,82% | 0,04% | 8,18% | 31,77% |
| Noviembre | 92,55% | 0,05% | 7,44% | 33,23% |

| Diciembre | RANGO DE PERTENENCIA | | | Aporte generación hidráulica |
|-----------|----------------------|-------|-------|------------------------------|
| | 95,07% | 0,03% | 0,18% | 33,15% |

Tabla 21: Rangos de pertenencia de la frecuencia (frecuencia medida en C. Navia 220 kV)

2.2. 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:

- 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- 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].
- 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 22: 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:

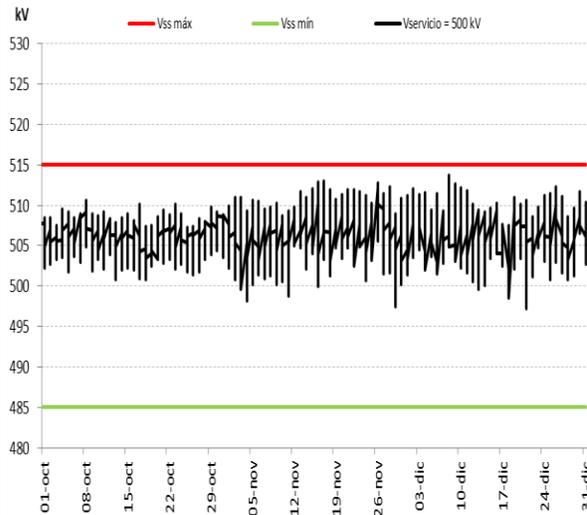


Figura 25: Voltaje en barras con tensión de servicio 500 kV

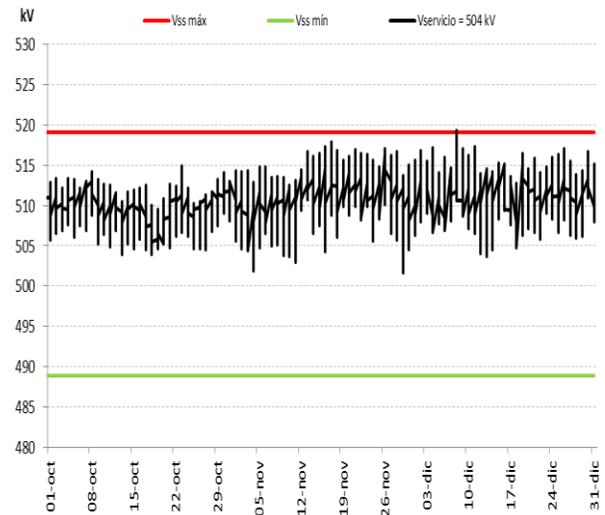


Figura 26: Voltaje en barras con tensión de servicio 504 kV

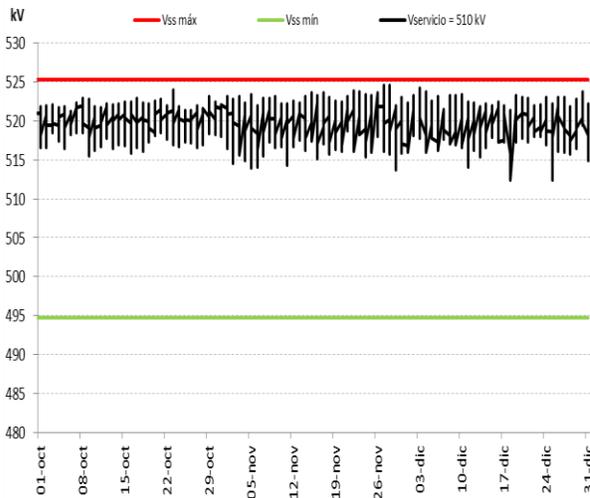


Figura 27: Voltaje en barras con tensión de servicio 510 kV

| Barra de 500 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| A. Jahuel | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Polpaico | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

| Barra de 500 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| Ancoa y Charrúa | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

Tabla 23: 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 24: 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:

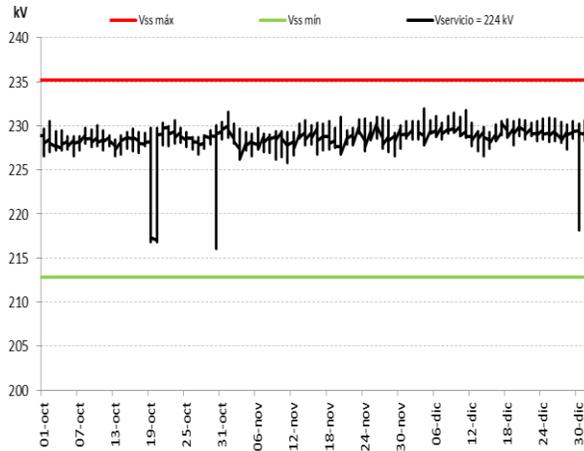


Figura 28: Voltaje en barras con tensión de servicio 224 kV

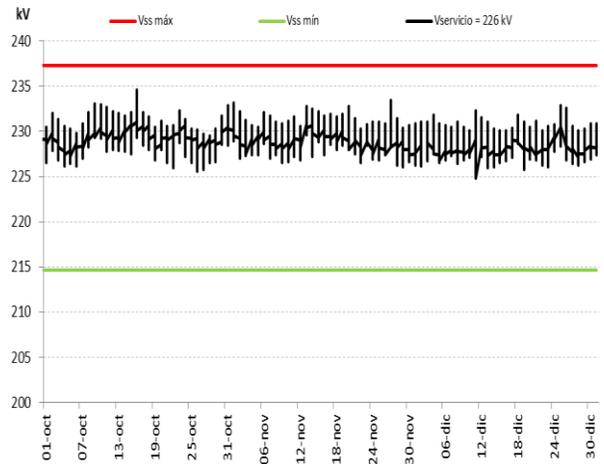


Figura 29: Voltaje en barras con tensión de servicio 226 kV

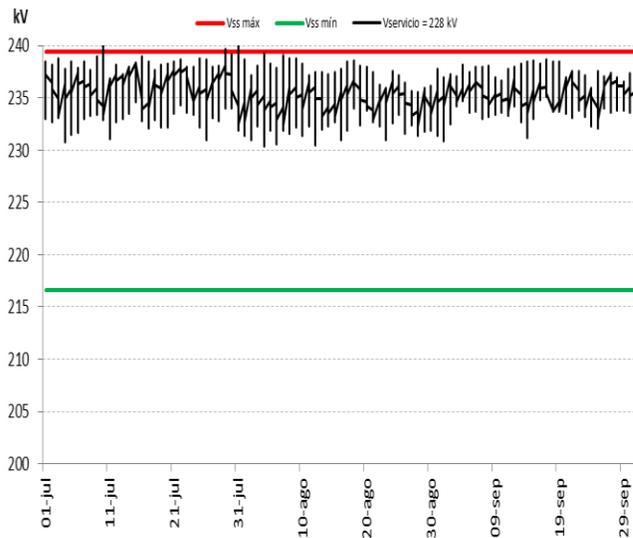


Figura 30: Voltaje en barras con tensión de servicio 228 kV

| Barra de 220 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| D. Almagro | 95,5% | 100,0% | 100,0% |
| Cardones | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| C. Navia | 100,0% | 100,0% | 99,0% |
| A. Jahuel | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

| Barra de 220 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| Concepción | 96,6% | 96,7% | 100,0% |
| P. Azúcar | 99,6% | 100,0% | 100,0% |
| Quillota | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Charrúa | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Valdivia | 99,9% | 99,0% | 100,0% |
| P. Montt | 100,0% | 100,0% | 99,9% |
| Temuco | 100,0% | 99,9% | 100,0% |
| Cautín | 98,8% | 98,1% | 100,0% |
| Ciruelos | 99,0% | 97,9% | 99,0% |

Tabla 25: Cumplimiento mensual del voltaje en sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 kV

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

| Barra de 220 kV | Voltaje requerido para cumplir 1% dentro de una banda | | |
|-----------------|---|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| Concepción | 235.7 | 236.1 | - |
| Cautín | 240.5 | 242.1 | - |
| Ciruelos | - | 241.1 | - |

Tabla 26: 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 |

| Barra de 154 kV | Vss (Tensión Servicio) | 1,07 p.u | 0,93 p.u |
|-----------------|------------------------|----------|----------|
| L. Ángeles | 156,0 kV | 166,9 kV | 145,1 kV |

Tabla 27: 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:

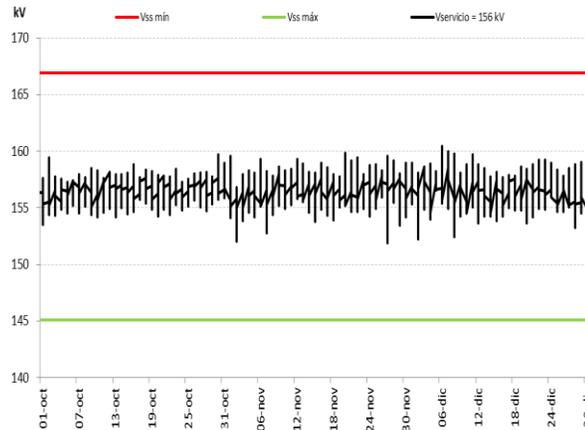


Figura 31: Voltaje en barras con tensión de servicio 156 kV

| Barra de 154 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| A. Jahuel | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Rancagua | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Itahue | 100,00% | 100,00% | 99,50% |
| Hualpén | 100,00% | 99,70% | 100,00% |
| L. Ángeles | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

Tabla 28: 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 |

| Barra de 110 kV | Vss (Tensión Servicio) | 1,07 p.u | 0,93 p.u |
|-----------------|------------------------|----------|----------|
| Quillota | 111,0 kV | 118,8 kV | 103,2 kV |
| C. Navia | 111,0 kV | 118,8 kV | 103,2 kV |

Tabla 29: 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:

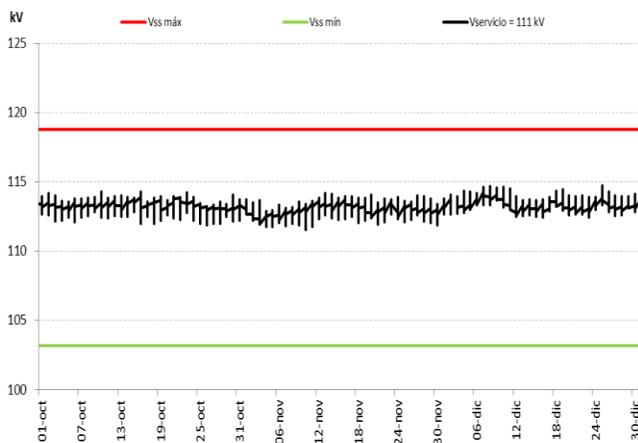


Figura 32: Voltaje en barras con tensión de servicio 111 kV

| Barra de 110 kV | Tiempo dentro de banda de Vss (% de horas de cada mes) | | |
|-----------------|--|--------------|--------------|
| | Octubre 16 | Noviembre 16 | Diciembre 16 |
| Cardones | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Maitencillo | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| P. Azúcar | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| Quillota | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| C. Navia | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

Tabla 30: 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.

2.3. ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR FALLAS

El siguiente gráfico muestra la energía no suministrada mensual debido a eventos que tuvieron como resultado la elaboración de un Estudio para Análisis de Falla (EAF), de acuerdo al Artículo 6-74 de la NTSyCS para el trimestre octubre-diciembre 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.

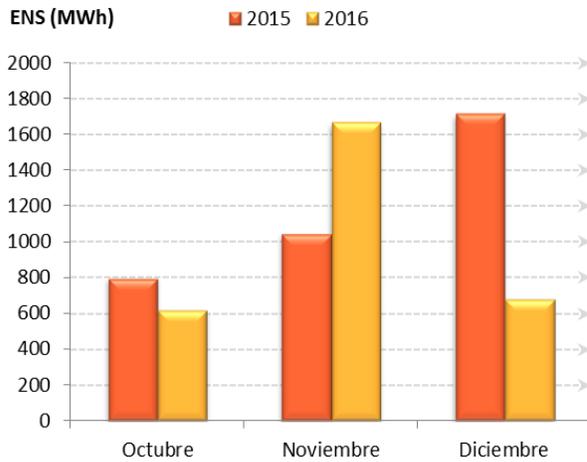


Figura 33: Energía No Suministrada período octubre-diciembre

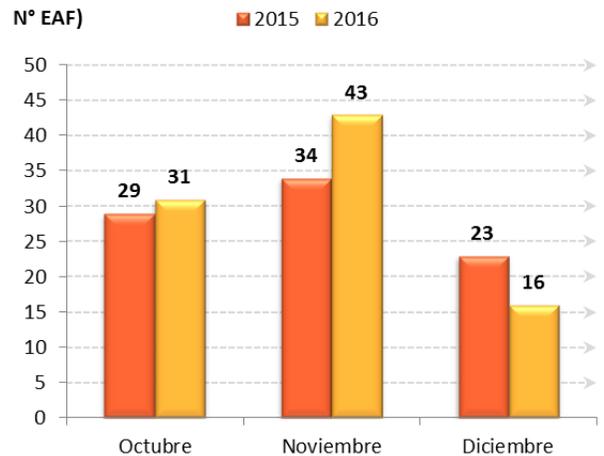


Figura 34: Estudios de Análisis de Falla realizados (EAF)

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

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

| Período | ENS por Fallas (GWh) | % Respecto Demanda Bruta Acumulada |
|-------------|----------------------|------------------------------------|
| Mar15-Feb16 | 14,28 | 0,03% |
| Jun15-May16 | 10,07 | 0,02% |
| Sep15-Ago16 | 9,64 | 0,02% |
| Dic15-Nov16 | 10,63 | 0,02% |

Tabla 31: Energía No Suministrada (ENS) por fallas

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

Finalmente, la siguiente tabla muestra una clasificación de los EAF elaborados durante cada mes del cuarto trimestre de 2016, en base al fenómeno físico que originó la falla analizada (según codificación SEC para EAF).

| Descripción | oct-16 | nov-16 | dic-16 ² |
|---|-----------|-----------|---------------------|
| Evento climático o catastrófico fuera del alcance del diseño (viento, lluvia, nieve, temporal, rayos, etc.) | 1 | | |
| Falla originada por terceros (Accidentes, interferencias, rodado, deslizamiento de tierra, juegos, etc.) | | 3 | |
| Falla ocasionada por animales, roedores o pájaros (por contacto directo u otro) | 4 | 1 | 1 |
| Caída de árbol sobre línea o instalación | 2 | 1 | |
| Origen no determinado (trip de interruptor) | 1 | 4 | 2 |
| Elemento dañado, corrosión, trizadura, etc. | | 2 | 1 |
| Incendio bajo una línea o en proximidades de instalaciones (natural o provocado, ej. Quema de pastizal) | | 8 | |
| Desconexión debido a falla en instalaciones de distribución | 4 | 4 | 2 |
| Otros | 3 | 4 | 1 |
| Desconexión debido a puesta en servicios de equipos o instalaciones nuevas | | 1 | 1 |
| Violación de distancia eléctrica | 3 | | |
| Pérdida de aislación debido a fenómenos ambientales | 1 | | |
| Robo Conductor o Equipo | 6 | 7 | 3 |
| Maquinaria de trabajo pesado | 1 | 1 | 2 |
| Falla de material, por fatiga de material o mala calidad | 1 | | 1 |
| Objeto llevado por el viento hacia los conductores | 3 | 1 | |
| Error de personal u operador | | 2 | 1 |
| Error en programación | | 1 | |
| Fuga o degradamiento eléctrico (Ej. SF6, Aceite, etc.) | | | 1 |
| Choque de vehículo a poste | 1 | 1 | |
| Crecimiento de la demanda no evaluado | | 1 | |
| Temperatura fuera de límites | | 1 | |
| TOTAL | 31 | 43 | 16 |

Tabla 32: Origen de falla según criterio de fenómeno físico

² Corresponde a información preliminar.

3. CUMPLIMIENTO NORMATIVO

En el presente capítulo, se comentan las principales actividades desarrolladas durante el cuarto trimestre del año 2016, asociadas a requerimientos normativos.

3.1. REGLAMENTACIÓN

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

3.1.1. AUDITORÍAS

Durante este cuarto 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, ella se encuentra finalizada, y ha concluido que los criterios utilizados para el cálculo de los costos de agua para el sistema de refrigeración de la central San Isidro incluidos en las Declaraciones de los Costos Variables No Combustibles, se basaron en un escenario de muy baja disponibilidad de agua de pozos y en un criterio conservador, al suponer generación a potencia máxima durante todo el período de cálculo.

“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, esta se encuentra finalizada, concluyendo que el Coordinado ha informado a la DO el costo de combustible de las unidades generadoras Bocamina y Bocamina 2 de acuerdo al Procedimiento DO: “Declaración de Costos de Combustibles”, y que las diferencias detectadas respecto de los servicios de descarga, Poder Calorífico estimado de 6.000 kCal/kg e índices internacionales del mercado del carbón fueron aclaradas ante la DO sustentando adecuadamente los valores utilizados en su declaración.

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

Con fecha 19 de agosto se notificó a AES GENER la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra finalizada, concluyendo que el Coordinado ha informado a la DO el costo de combustible de las unidades generadoras de Guacolda 1, Guacolda 2, Guacolda 3, Guacolda 4, Guacolda 5, Campiche, Ventanas 1 y Ventanas 2, de acuerdo al Procedimiento DO: “Declaración de Costos de Combustibles”, y que las diferencias detectadas respecto de la interpretación del Procedimiento, del valor de Manejo en Cancha y del Valor FOB fueron corregidas sustentando adecuadamente los valores utilizados en su declaración.

“Auditoría sobre Parámetros de Centrales Térmicas - San Isidro I y II, Bocamina y Bocamina 2”

Con fecha 19 de octubre se notificó a ENDESA la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Parámetros de Centrales Térmicas - Nueva Renca”

Con fecha 19 de octubre se notificó a AES GENER la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Parámetros de Centrales Térmicas – Santa María, Nehuenco I y Nehuenco II”

Con fecha 19 de octubre se notificó a AES GENER la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Mínimos Técnicos de las Unidades Generadoras de Central Guacolda”

Con fecha 15 de noviembre y a motivo del cumplimiento del Dictamen N°5-2016 del Panel de Expertos, se notificó a Guacolda Energía S.A. la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra en proceso.

“Auditoría sobre Costo de Combustible Central Lautaro”

Con fecha 23 de noviembre se notificó a COMASA la realización de esta auditoría. A la fecha, esta se encuentra finalizada, concluyendo que:

- En la declaración de costos de combustibles de la unidad Lautaro 1 del 10 de agosto de 2016 el Auditado informó a la DO el costo de combustible de acuerdo al Procedimiento.
- En la declaración de costos de combustibles de la unidad Lautaro 1 del 5 de octubre del 2016 el Auditado no informó a la DO el costo de combustible de acuerdo al Procedimiento.
- En la declaración de costos de combustibles de la unidad Lautaro 2 del 10 de agosto del 2016 el Auditado no informó a la DO el costo de combustible de acuerdo al Procedimiento.
- En la declaración de costos de combustibles de la unidad Lautaro 2 del 5 de octubre del 2016, el Auditado no informó a la DO el costo de combustible de acuerdo al Procedimiento.

Los informes y el detalle de resultados de las auditorías efectuadas por el CDECSIC se encuentran publicados en la web del Coordinador Eléctrico Nacional.

3.1.2. 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 noviembre, las Direcciones Técnicas del CDEC SIC iniciaron su revisión al reglamento del coordinador, enviándolos el lunes 21 de noviembre.

3.2. NORMAS TÉCNICAS

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

| Informe | Fecha de Publicación |
|--|----------------------|
| 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)] | 14/12/16 |
| Estudio de Sintonización de PSS | 16/12/16 |

Tabla 33: Requerimientos NTSyCS.

3.3. PEAJES TRONCALES

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

- El jueves 27 de octubre se emitió para observaciones hasta el 7 de noviembre, la reliquidación correspondiente al informe de la Revisión Anual del Informe de Peajes de 2015. La reliquidación se origina en los nuevos valores de Ingreso Tarifario de Potencia correspondiente a la reliquidación del Balance de Potencia Firme de 2015, informado en junio.
- El jueves 10 de noviembre mediante carta DP 923/2016 se emitió para pago, la Reliquidación de Peajes Troncales del año 2015 por reliquidación de Balance de Potencia 2015.
- El viernes 30 de diciembre se emitió el Informe de Peajes Troncales correspondiente al año 2017, según D23T-2015.

3.4. PEAJES DE SUBTRANSMISIÓN

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

- El día martes 25 de octubre se emitió para pago la reliquidación de pagos de subtransmisión para el año 2015.
- El miércoles 28 de diciembre Se emitió la reliquidación por pago anual de centrales correspondiente al año 2016, considerando la exclusión de este pago durante la aplicación extendida del Decreto Supremo N° 14.

3.5. REVISIÓN ESTUDIO DE TRANSMISIÓN TRONCAL

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

- En el mes de octubre Se analizaron las implicancias de la incorporación del proyecto Melipulli – Chiloé en el resto de los proyectos evaluados en la zona sur, concluyendo que el proyecto Ciruelos – Cautín 2x500 kV (220 kV) resultaría conveniente.
- El día jueves 22 de diciembre se emitió el complemento de la revisión troncal 2016. Este complemento contiene 8 proyectos en que se detallan y precisan obras de ampliación contenidas en la propuesta de expansión troncal de octubre de 2016.

3.6. ESTUDIO DE RECOMENDACIONES PARA LA SUBTRANSMISIÓN

- En relación con el desarrollo de la metodología para diagnosticar el uso de líneas de subtransmisión y determinar los requerimientos de expansión, durante el mes de octubre se continuó avanzando con el desarrollo del informe preliminar, en temas relacionados con los criterios para la identificación de puntos críticos y complementando diferentes secciones del informe. Este informe preliminar fue emitido el 31 de octubre.
- En el contexto de la implementación del artículo 13° Transitorio sobre proyectos de Transmisión Zonal de la Ley de Transmisión, el día viernes 4 de noviembre la CNE envió la información de los 173 proyectos de expansión presentados. Los días lunes 7 y martes 8 de noviembre se realizó la revisión y

clasificación en las siguientes clases: Nueva Línea, Nueva SE, Aumento de Capacidad en SE, Obra menor, Refuerzo / Aumento Capacidad Línea.

- En el contexto de la implementación del artículo 13° Transitorio sobre proyectos de Transmisión Zonal de la Ley de Transmisión, el viernes 30 de diciembre se despachó a la CNE el informe con el resumen de los estudios y los 140 informes con los análisis específicos de cada proyecto.
- En relación al desarrollo del informe de expansión de la Tx zonal a presentar dentro de los 15 primeros días del mes de enero de 2017, fueron revisadas propuestas para las siguientes SS.EE. Hualpén, Cardones, Maitencillo, Pan de Azúcar, Agua Santa, Alto Melipilla, Concepción y El Salto.

3.7. 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 se incorporaron 850 medidores adicionales que, sumados a los 660 medidores ya incorporados en 2015, alcanzan los 1.510 medidores en esta plataforma al cierre del cuarto trimestre de 2016.

3.8. DISCREPANCIAS

En lo referido a las discrepancias presentadas ante el panel de expertos, se tiene lo siguiente:

- El día 16 de noviembre, la Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA presentó la discrepancia N°6-2016 respecto del artículo 53 del Procedimiento DO "Cálculo de la Potencia de Suficiencia de las Centrales Generadoras del SIC".
- Cabe destacar que la discrepancia señalada fue declarada "Inadmisible" por el Panel de Expertos el día 5 de diciembre de 2016, debido a que la Empresa Eléctrica Aguas del Melado SpA discrepa de una versión preliminar de un Procedimiento DO y no de un Procedimiento Definitivo. Por lo tanto, al no tratarse de una materia susceptible de discrepancia en el marco de lo dispuesto en el art. 10 del Reglamento CDEC, el panel no tiene competencia para conocer de ella.

Sección Dos | Sistema Interconectado del Norte Grande

1. SÍNTESIS DE LA OPERACIÓN Y HECHOS RELEVANTES

1.1. COSTOS MARGINALES

El costo marginal promedio del tercer trimestre del año 2016 en la barra Crucero 220 kV fue de 62,8 US\$/MWh, lo que es un 5,0% inferior al promedio en el mismo periodo del año 2015 (66,1 US\$/MWh). El costo marginal promedio diario máximo fue de 121,2 US\$/MWh, ocurrido el día domingo 4 de diciembre, lo que es un 8,5% inferior al costo marginal promedio diario máximo del mismo periodo de 2015. Por otro lado, el valor promedio diario mínimo se produjo el día domingo 13 de noviembre con 34,9 US\$/MWh, valor 1,0% inferior al mínimo que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de los promedios diarios del periodo resultó en 22,5 US\$/MWh, superior en un 22,3% a la que se obtuvo en el mismo periodo del año 2015, lo que permite además determinar un coeficiente de variación de 35,8% en los costos marginales diarios durante el periodo.

Tabla 34: Costo Marginal promedio diario cuarto trimestre 2016 [US\$/MWh] Crucero 220 kV.

| Estadístico | 2016 | 2015 | Comparación 2016/2015 |
|---------------------|-------|-------|-----------------------|
| Promedio | 62,8 | 66,1 | -5,0% |
| Máximo | 121,2 | 132,5 | -8,5% |
| Mínimo | 34,9 | 35,2 | -1,0% |
| Desviación Estándar | 22,5 | 18,4 | 22,3% |
| Variación | 35,8% | 27,8% | 28,7% |

En la siguiente figura, se presentan los costos marginales promedio diarios del cuarto trimestre de 2016, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2015.

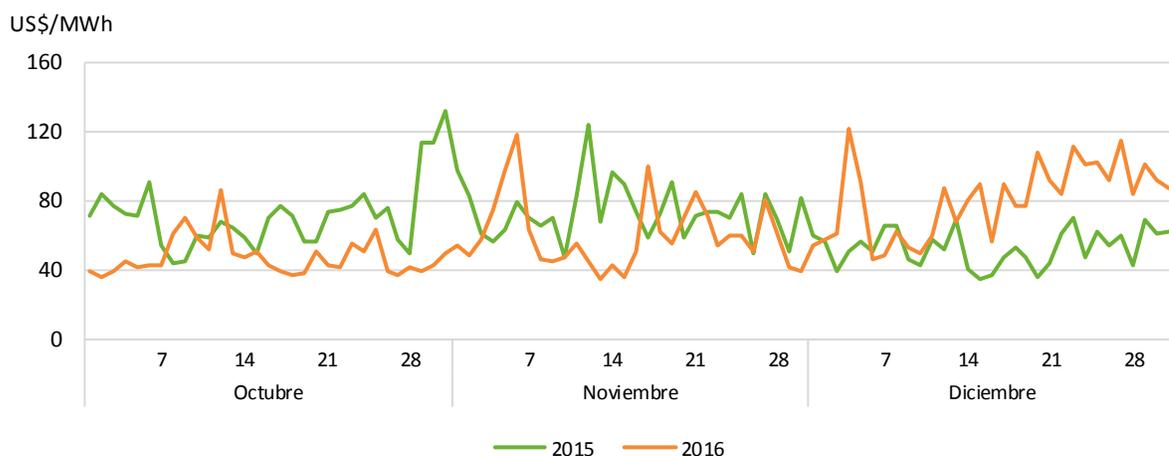


Figura 35: Costos Marginales Promedio Diarios Barra Crucero 220 kV.

En el cuadro a continuación, se presentan los costos marginales promedio mensuales del cuarto trimestre del año 2016, comparados con los valores en el mismo periodo del año 2015.

Tabla 35: Costos marginales promedio mensuales [US\$/MWh] Crucero 220 kV.

| Mes | 2016 | 2015 | Comparación 2016/2015 |
|-----|------|------|-----------------------|
| Oct | 47,5 | 71,8 | -33,9% |
| Nov | 60,3 | 73,9 | -18,3% |
| Dic | 80,6 | 53,0 | 52,1% |

En la siguiente figura se presentan los costos marginales promedio mensual del cuarto trimestre de 2016, comparado con los valores en el mismo periodo del año 2015.

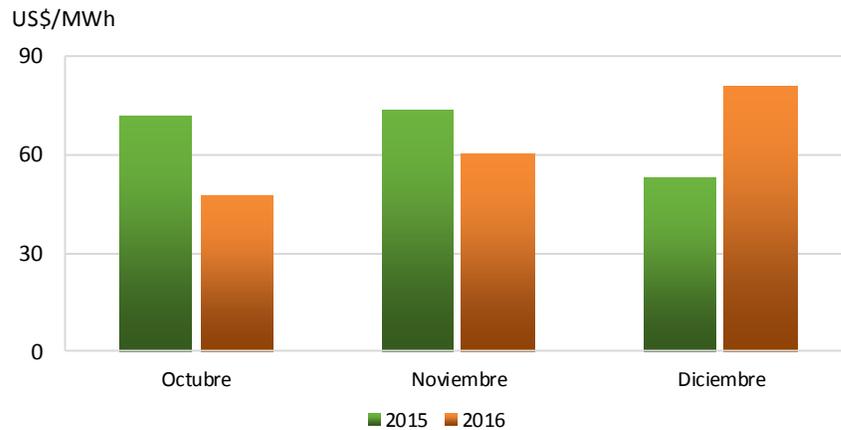


Figura 36: Costos Marginales Promedio Mensual Barra Crucero 220 kV [US\$/MWh].

1.2.PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La figura siguiente muestra la evolución de la potencia bruta media horaria del sistema durante el cuarto trimestre del año 2016. La máxima generación fue de 2.483,3 MW durante la hora 22 del día viernes 16 de diciembre, y la mínima fue de 1.753,1 MW durante la hora 14 del día domingo 23 de octubre.

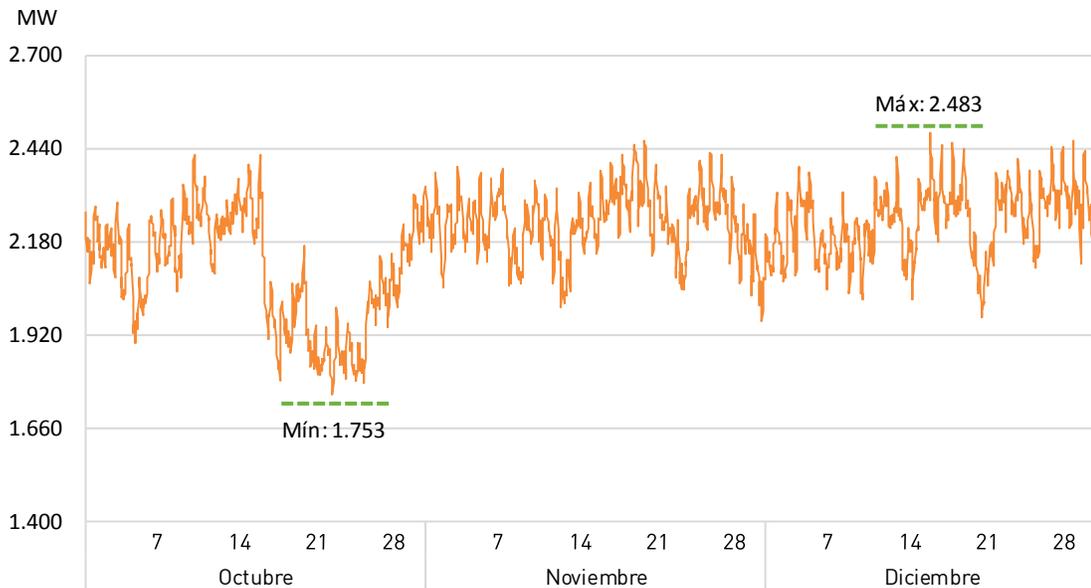


Figura 37: Potencia Bruta Media Horaria cuarto trimestre.

En el siguiente cuadro, se presenta un resumen con la estadística de la potencia bruta media horaria durante el cuarto trimestre, donde se observó un promedio de 2.187,6 MW en el periodo, con una desviación estándar de 135,8 MW.

Tabla 36: Resumen potencia media horaria cuarto trimestre.

| Estadística | MW |
|------------------------|---------|
| Promedio | 2.187,6 |
| Desviación Estándar | 135,8 |
| Mínima | 1.753,1 |
| Máxima | 2.483,3 |
| Factor de Carga | 88,1% |
| Coefficiente Variación | 6,2% |

Por otra parte, la siguiente figura presenta la evolución de la energía bruta diaria del periodo.

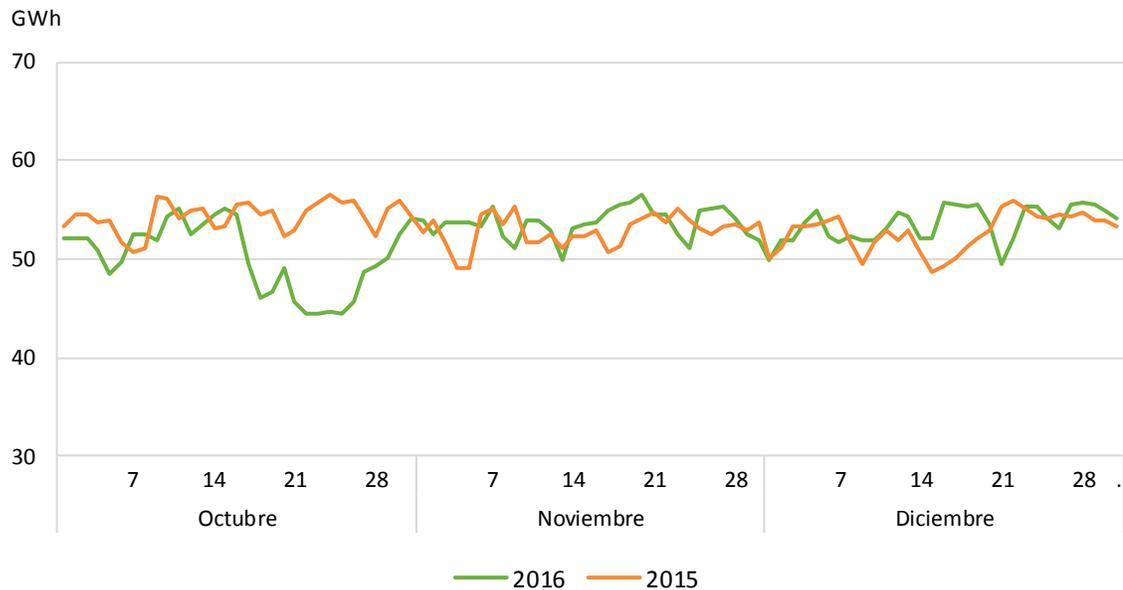


Figura 38: Energía bruta diaria cuarto trimestre.

El promedio de energía bruta diaria generada durante el periodo de análisis es de 52,48 GWh, lo que es un 1,6% inferior al promedio del mismo periodo del año 2015. La desviación estándar de la energía bruta diaria durante el periodo es de 2,91 GWh, lo que indica una variación de 5,5% con respecto a la media.

Tabla 37: Resumen energía bruta diaria cuarto trimestre [GWh].

| Energía Bruta Diaria | 2016 | 2015 |
|----------------------|-------|-------|
| Promedio | 52,48 | 53,31 |
| Desviación Estándar | 2,91 | 1,82 |
| Coficiente Variación | 5,5% | 3,4% |
| Máximo | 56,55 | 56,53 |
| Mínimo | 44,41 | 48,62 |

1.3.PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR COMBUSTIBLE

Durante el cuarto trimestre del año 2016, la producción de energía eléctrica en el SING alcanzó 4.828,4 GWh, lo que es 0,74% inferior a la generación bruta del trimestre anterior (4.864,2 GWh), y a su vez representa una disminución del 1,6% con respecto al cuarto trimestre del año 2015 (4.904,9 GWh).

En la siguiente figura se observa la generación bruta anual por combustible desde el año 2006 hasta el año 2016. Durante este último año 2016, se mantiene la tendencia observada desde el año 2007, donde la producción de energía ha sido mayoritariamente en base a centrales térmicas a carbón.

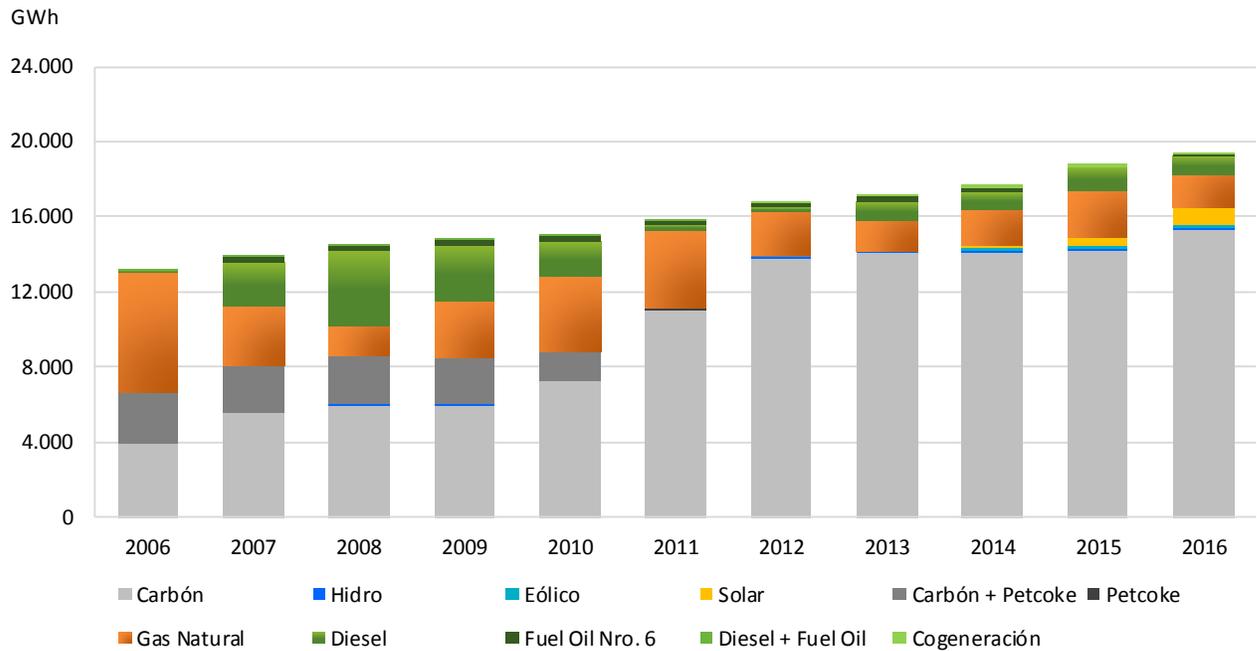


Figura 39: Generación bruta por combustible periodo 2006-2016 [GWh].

En la siguiente tabla, se presenta la participación porcentual anual de la utilización de combustibles en la generación bruta de energía desde el año 2006 hasta el 2016.

Tabla 38: Participación anual de combustibles en generación bruta anual.

| Tipo Combustible | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Carbón | 49,9% | 57,6% | 58,5% | 56,6% | 57,9% | 69,8% | 83,0% | 81,8% | 79,6% | 75,4% | 78,5% |
| Gas Natural | 48,4% | 22,6% | 11,8% | 20,1% | 26,8% | 25,8% | 13,6% | 9,3% | 11,1% | 13,5% | 9,1% |
| Diesel + Fuel Oil | 1,2% | 19,4% | 29,2% | 22,8% | 15,0% | 3,9% | 2,8% | 7,7% | 6,4% | 6,7% | 5,7% |
| Cogeneración | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,1% | 0,7% | 0,7% | 0,7% | 0,7% |
| Solar+Eólico | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 1,7% | 3,2% | 5,7% |
| Hidro | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,4% | 0,4% | 0,4% | 0,5% | 0,5% | 0,5% | 0,4% | 0,4% |
| GWh Anual | 13.236 | 13.946 | 14.502 | 14.907 | 15.100 | 15.889 | 16.756 | 17.237 | 17.674 | 18.805 | 19.467 |

Como se ilustra en la siguiente figura, del total de la generación bruta de energía del trimestre, el 81,5% corresponde a generación con carbón, 7,0% con gas natural, 3,0% con combustibles derivados del petróleo, 7,5% con fuentes solares y eólicas, 0,4% con energía hidroeléctrica y 0,7% con fuentes de cogeneración.

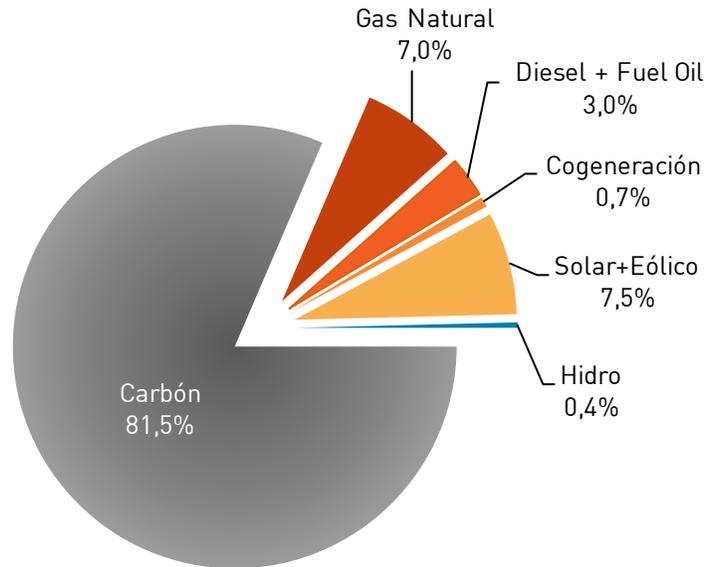


Figura 40: Participación por tipo de combustible en la generación bruta del trimestre.

En la figura siguiente, se muestra la generación bruta diaria del cuarto trimestre del año, por tipo de combustible.

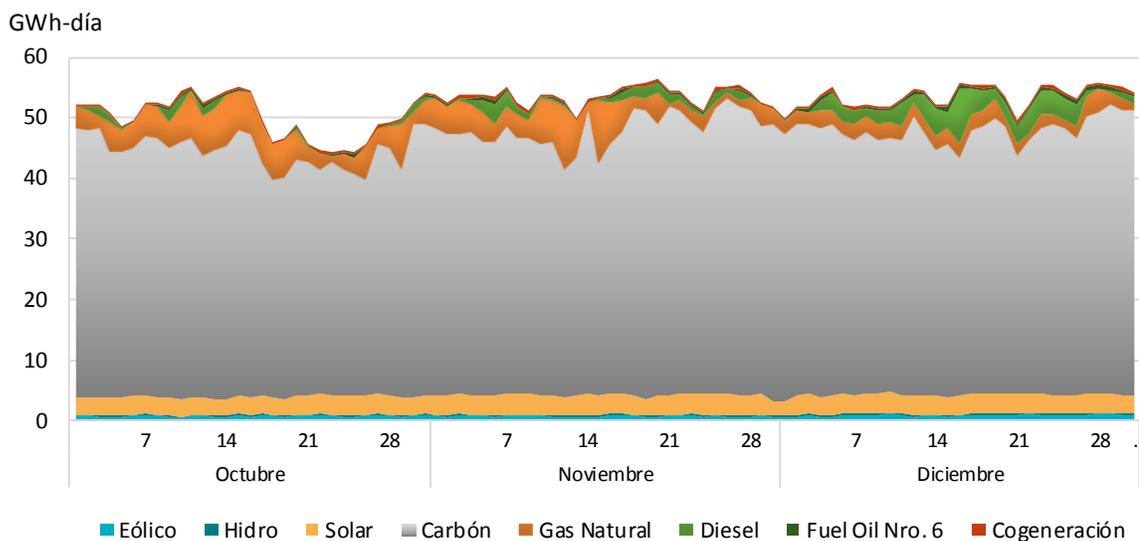


Figura 41: Generación bruta diaria por tipo de combustible.

En el cuadro a continuación, se presenta la generación bruta por tipo de combustible del cuarto trimestre, el cual indica que el mes con mayor producción de energía fue diciembre con 1.660,6 GWh, que corresponde al 34,4% de la generación bruta del trimestre.

Tabla 39: Generación bruta mensual por tipo de combustible [GWh].

| Tipo Combustible | Oct | Nov | Dic | Total |
|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Carbón | 1.259,45 | 1.318,84 | 1.354,46 | 3.932,76 |
| Cogeneración | 12,14 | 11,89 | 11,87 | 35,90 |
| Diesel | 13,48 | 26,75 | 77,64 | 117,87 |
| Eólico | 22,87 | 22,06 | 27,36 | 72,30 |
| Fuel Oil Nro. 6 | 4,18 | 8,16 | 13,05 | 25,39 |
| Gas Natural | 145,72 | 119,08 | 71,22 | 336,02 |
| Hidro | 6,18 | 6,62 | 6,38 | 19,18 |
| Solar | 93,23 | 97,19 | 98,58 | 288,99 |
| TOTAL | 1.557,25 | 1.610,61 | 1.660,56 | 4.828,41 |

1.4.PRODUCCIÓN CON GAS NATURAL

La participación del Gas Natural en la matriz de generación de energía del SING fue en promedio 7,0% durante el cuarto trimestre de 2016, variando entre un mínimo de 4,3% durante el mes de diciembre y un máximo de 9,4% durante el mes de octubre. A continuación, se muestra la participación por empresa en la generación con gas natural.

Tabla 40: Generación con gas natural trimestral.

| Empresa | GWh | Participación |
|------------------|--------------|---------------|
| AES GENER | 0 | 0% |
| GAS ATACAMA | 0 | 0% |
| ENGIE | 182,6 | 54% |
| TAMAKAYA ENERGÍA | 153,4 | 46% |
| Total | 336,0 | 100% |

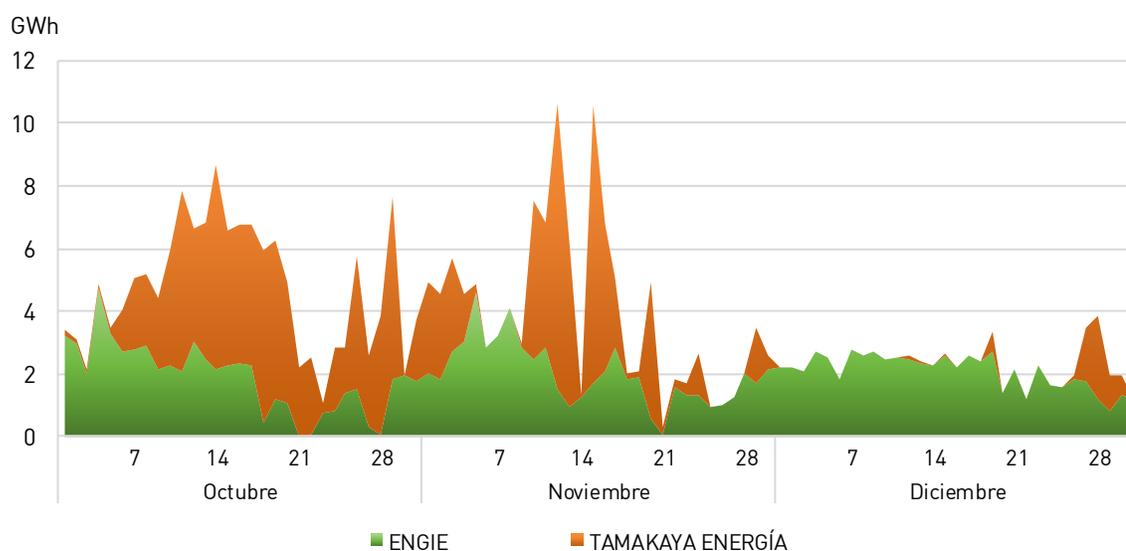


Figura 42: Producción de energía con gas natural por empresa.

1.5.RESUMEN DE VENTAS

En el siguiente cuadro se presenta un resumen con las ventas mensuales a clientes libres y regulados de las empresas generadoras del SING. Las ventas totales del periodo octubre – diciembre de 2016 fueron de 4.034,1 GWh, de los cuales el 88,3% corresponde a ventas a clientes libres y el 11,7% a ventas a clientes regulados, siendo estas últimas exclusivamente de la empresa ENGIE.

Tabla 41: Ventas por empresa cuarto trimestre [GWh].

| Empresa | Tipo Cliente | Octubre | Noviembre | Diciembre | Total Trimestre |
|-----------|--------------|---------|-----------|-----------|-----------------|
| AES GENER | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 182,7 | 186,4 | 171,4 | 540,6 |
| ANDINA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 57,6 | 57,8 | 60,5 | 175,9 |
| ANGAMOS | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 188,5 | 238,1 | 257,0 | 683,6 |
| CAVANCHA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| CELTA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 106,3 | 91,8 | - | 198,1 |
| COCHRANE | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 124,1 | 132,0 | 130,6 | 386,7 |
| ENGIE | Regulado | 156,0 | 154,1 | 160,7 | 470,9 |
| | Libre | 399,1 | 389,2 | 402,5 | 1.190,7 |

| Empresa | Tipo Cliente | Octubre | Noviembre | Diciembre | Total Trimestre |
|----------------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| ENERNUEVAS | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| ENORCHILE | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | 31,1 | 31,1 |
| EQUIPOS DE GENERACION | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| GASATACAMA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 11,7 | 10,7 | 110,0 | 132,3 |
| GENERACIÓN SOLAR | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| HORNITOS | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 94,2 | 111,4 | 109,9 | 315,5 |
| LOS PUQUIOS | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| NORACID | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 1,0 | - | 1,4 | 2,4 |
| ON GROUP | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 1,6 | 1,5 | 1,6 | 4,7 |
| PLANTA SOLAR SAN PEDRO III | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| PMGD PICA PILOT | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| PAS1 | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| PAS2 | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 2,2 | - | 2,2 | 4,4 |
| PAS3 | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 3,7 | - | 3,6 | 7,3 |
| SPS LA HUAYCA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| TECNET | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| VALLE DE LOS VIENTOS | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | - | - | - | - |
| TAMAKAYA ENERGÍA | Regulado | - | - | - | - |
| | Libre | 0,1 | 11,1 | 12,3 | 23,4 |
| TOTAL | Regulado | 156,0 | 154,1 | 160,7 | 470,9 |
| | Libre | 1.172,6 | 1.230,0 | 1.294,0 | 3.673,2 |

A continuación, se presenta un resumen por generación bruta de energía y ventas de las empresas presentadas en la tabla anterior, durante el cuarto trimestre de 2016.

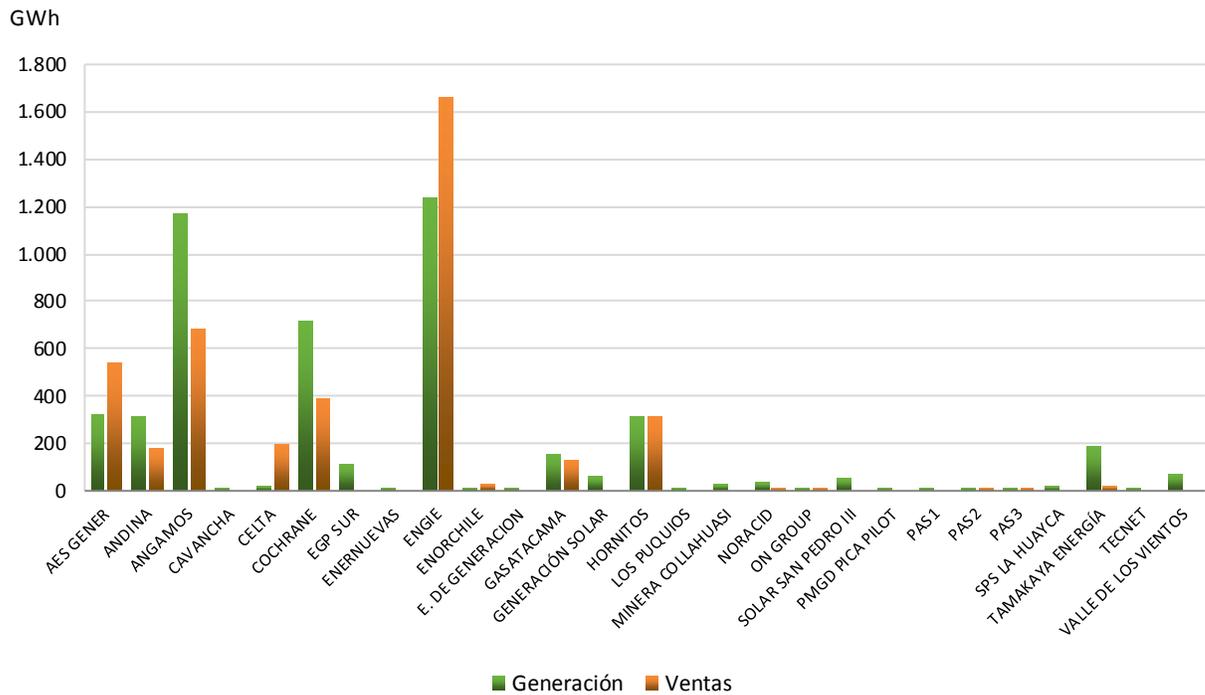


Figura 43: Generación y ventas por empresa cuarto trimestre.

1.6.MANTENIMIENTOS MAYORES

En el siguiente cuadro, se presentan las unidades de generación que realizaron mantenimientos mayores durante el cuarto trimestre del año 2016.

Tabla 42: Mantenimientos mayores cuarto trimestre.

| Unidad | Empresa | Desde | Hasta | Duración [Días] |
|--------|-----------|--------|--------|-----------------|
| NT01 | AES GENER | 01-oct | 10-nov | 41 |
| CHAP2 | ENGIE | 12-oct | 16-oct | 5 |
| CCR1 | COCHRANE | 04-nov | 12-nov | 9 |
| U16-TG | ENGIE | 04-nov | 01-ene | 59 |
| U16-TV | ENGIE | 04-nov | 01-ene | 59 |
| GMAR1 | ENGIE | 07-nov | 18-nov | 12 |
| CHAP2 | ENGIE | 18-nov | 24-nov | 7 |
| NTO2 | AES GENER | 28-nov | 28-dic | 31 |
| CCR1 | COCHRANE | 04-dic | 31-dic | 28 |
| M1AR1 | ENGIE | 22-dic | 31-dic | 10 |

1.7. INTERCONEXIÓN SING-SADI

El día viernes 12 de febrero de 2016, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se interconectó con el Sistema Argentino De Interconexión (SADI) a través de la línea 345 kV Central Salta – Andes, permitiendo desde esa fecha el intercambio de energía entre ambos países. Durante el cuarto trimestre, no hubo intercambios de energía entre el SING y el SADI.

A continuación, se presentan los intercambios de energía entre el SING y el SADI durante el año 2016.

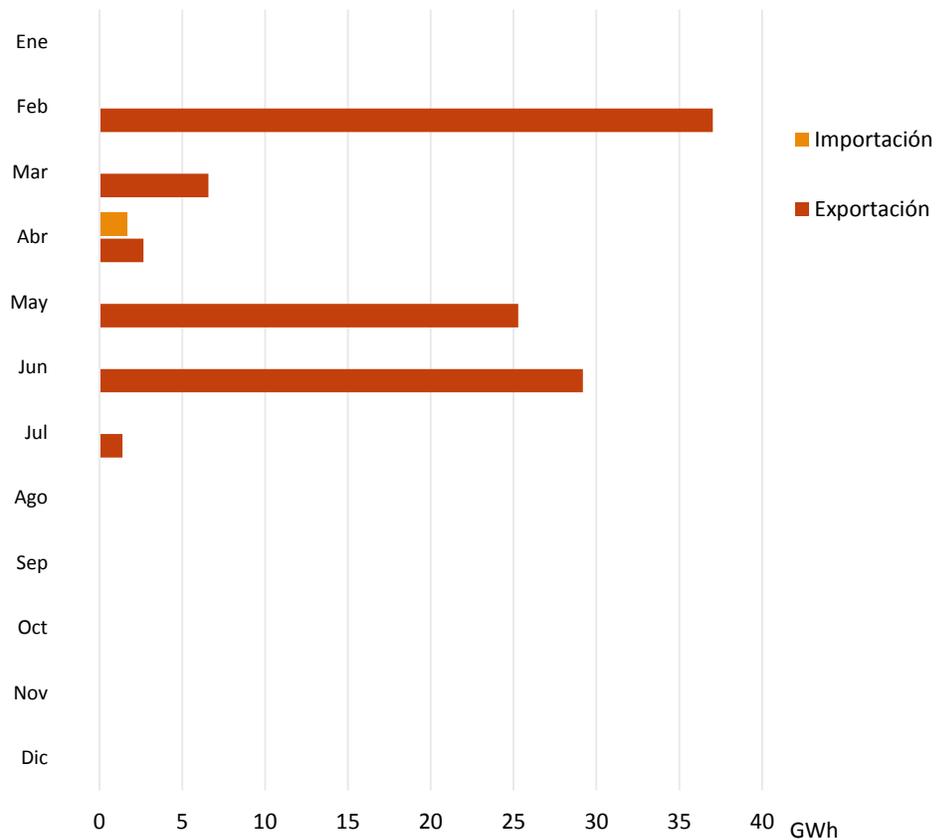


Figura 44: Intercambios de Energía entre el SING y el SADI.

2. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

Se presenta una síntesis de los precios promedio mensuales para los tres principales combustibles utilizados en el SING: carbón, diesel y gas natural.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del carbón durante el periodo octubre – diciembre 2016, utilizados por las centrales Mejillones, Angamos, Tocopilla, Andina, Hornitos, Norgener y Tarapacá.

Cabe destacar que CDEC-SING publica los precios del carbón utilizando una base equivalente de 6.000 kcal/kg.

Tabla 43: Precios promedio mensuales del carbón por central generadora.

| Carbón [US\$/Ton] | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|-------------------|---------|-----------|-----------|
| MEJILLONES | 73,88 | 76,28 | 86,49 |
| ANGAMOS | 72,96 | 73,36 | 63,62 |
| TOCOPILLA | 75,76 | 79,55 | 81,13 |
| ANDINA | 64,54 | 69,22 | 80,87 |
| HORNITOS | 68,20 | 72,11 | 91,15 |
| NORGENER | 81,00 | 82,82 | 87,87 |
| TARAPACÁ | 71,04 | 71,04 | 71,04 |

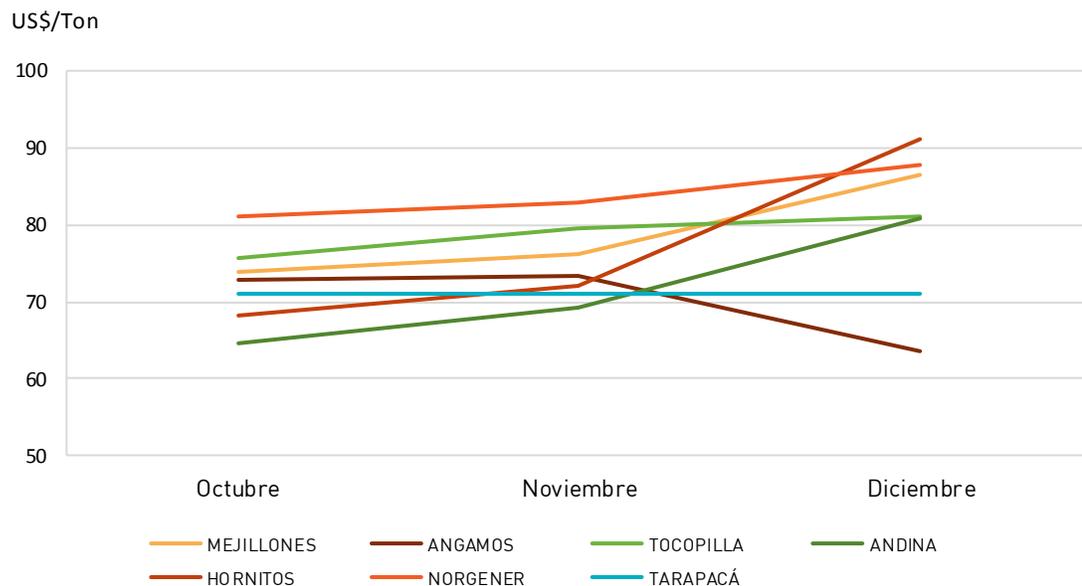


Figura 45: Evolución del precio promedio mensual del carbón por central generadora.

En la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del diesel durante el periodo octubre – diciembre 2016, utilizados por las centrales Mejillones, Atacama, Tocopilla y Tarapacá.

Tabla 44: Precios promedio mensuales del diesel por central generadora.

| Diesel [US\$/m3] | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|------------------|---------|-----------|-----------|
| MEJILLONES | 417,94 | 417,54 | 428,87 |
| ATACAMA | 449,90 | 447,25 | 464,14 |
| TOCOPILLA | 419,44 | 419,09 | 430,41 |
| TARAPACÁ | 428,83 | 428,71 | 439,89 |

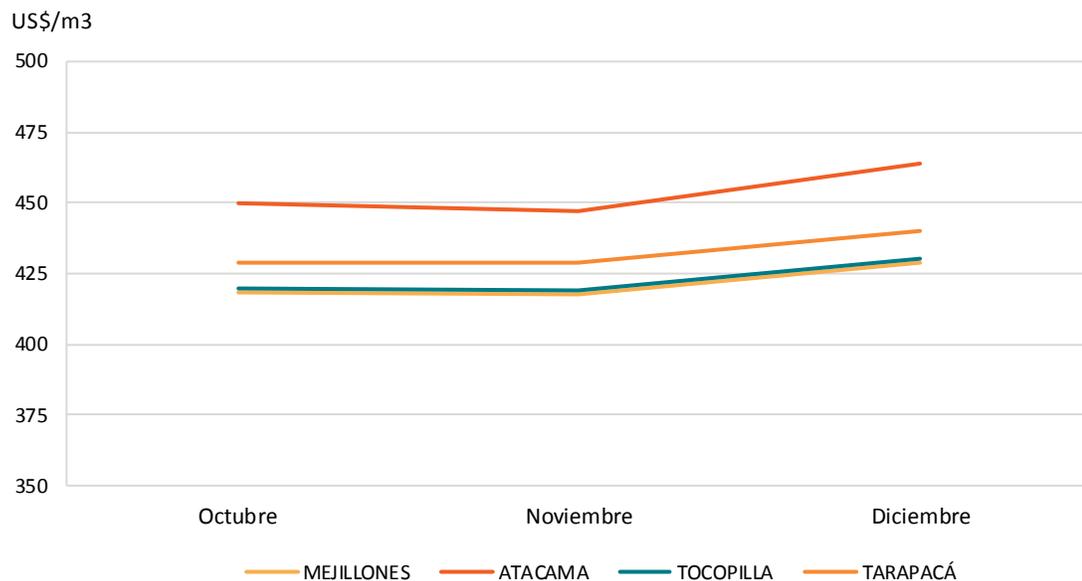


Figura 46: Evolución del precio promedio mensual del diesel por central generadora.

Finalmente, en la siguiente tabla y gráfico se muestra la evolución de los precios del gas natural para las centrales Mejillones, Atacama y Tocopilla.

Cabe destacar que los precios del gas natural son publicados utilizando una base equivalente de 9.300 kcal/kg. Además, con fecha 9 de febrero, GasAtacama informó que la operación de la Central Atacama durante los próximos 12 meses no considera el uso de gas natural, en carta CDEC-SING G/E N° 0012/2016.

Tabla 45: Precios promedio mensuales del gas natural por central generadora.

| Gas Natural [US\$/MMBTU] | Octubre | Noviembre | Diciembre |
|--------------------------|---------|-----------|-----------|
| MEJILLONES/TOCOPILLA | 5,33 | 4,75 | 5,82 |
| ATACAMA | 7,60 | 7,60 | 7,60 |

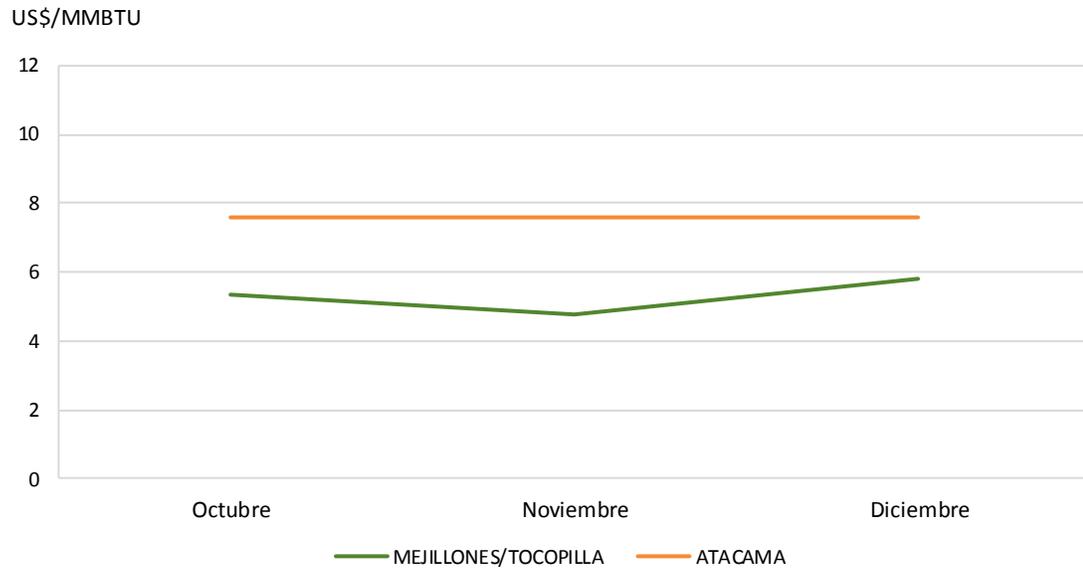


Figura 47: Evolución de precio promedio mensual del gas natural por central generadora.

3. ESTÁNDARES E INDICADORES DE DESEMPEÑO

A continuación, se presenta el comportamiento durante los últimos seis meses de Estándares e Indicadores de Desempeño del Sistema.

3.1. ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el gráfico a continuación, se ilustra 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.

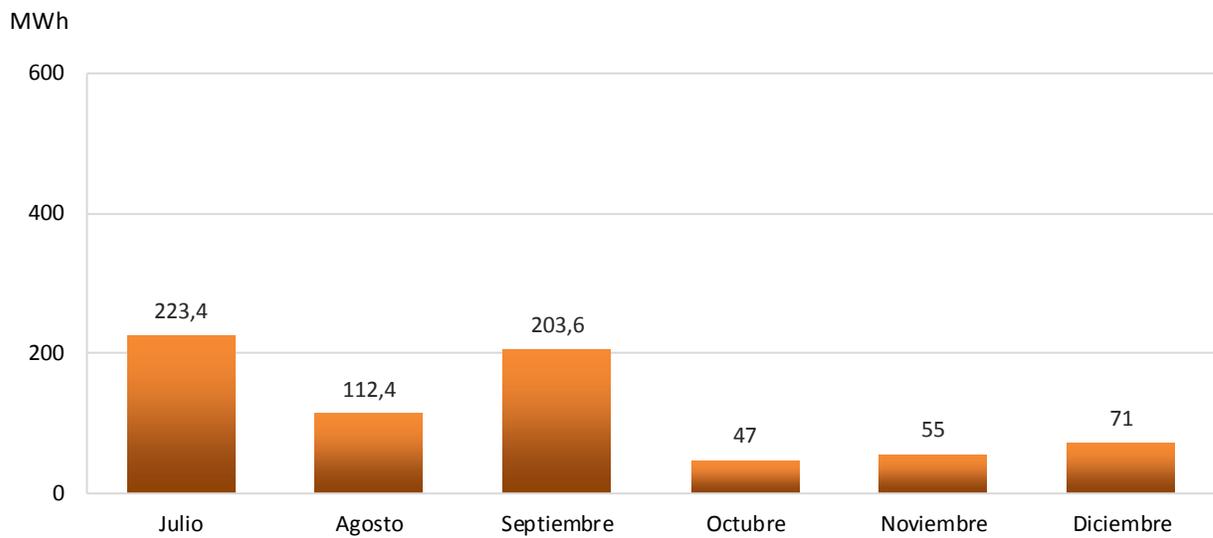


Figura 48: Energía No Suministrada durante los últimos seis meses.

3.2. ANÁLISIS DE FALLAS DEL SISTEMA

En la siguiente figura, se puede observar el comportamiento durante los últimos 6 meses del número de fallas, desglosadas por tipo de instalación, que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico: Informes de Falla de Coordinados de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

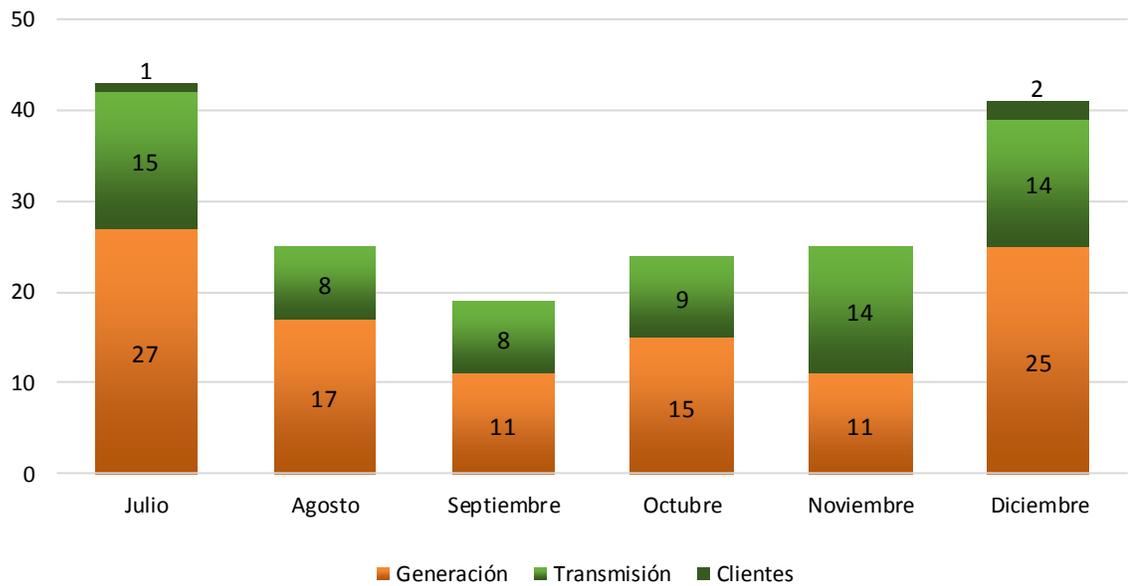


Figura 49: Número de Fallas registradas por tipo de instalación en los últimos seis meses.

3.3. CONTROL DE TENSIÓN

A continuación, se presenta el desempeño de la tensión para cada una de las barras pertenecientes al sistema de transmisión troncal del SING, correspondiente a los últimos 6 meses.

Según lo establecido en el Artículo 5-24 de la NTSyCS, para estado normal de operación, la magnitud de la tensión para las barras del sistema interconectado deberá estar comprendida entre 0,95 y 1,05 por unidad, en instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal igual o superior a 200kV e inferior a 500kV. En base a esto, se desarrolló el siguiente gráfico, el cual presenta el porcentaje de los datos analizados que se encuentran dentro del rango mencionado en este Artículo. Los datos utilizados se obtuvieron a partir de información histórica contenida en la base de datos del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).

Adicionalmente, el Artículo 5-64 de la NTSyCS indica que 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, durante el 99% del tiempo de cualquier periodo de control o de medición semanal, excluyendo periodos con interrupciones de suministro. En la figura siguiente se puede apreciar el cumplimiento de la exigencia en las barras del Sistema de Transmisión Troncal, donde la exigencia se muestra con una línea horizontal roja.

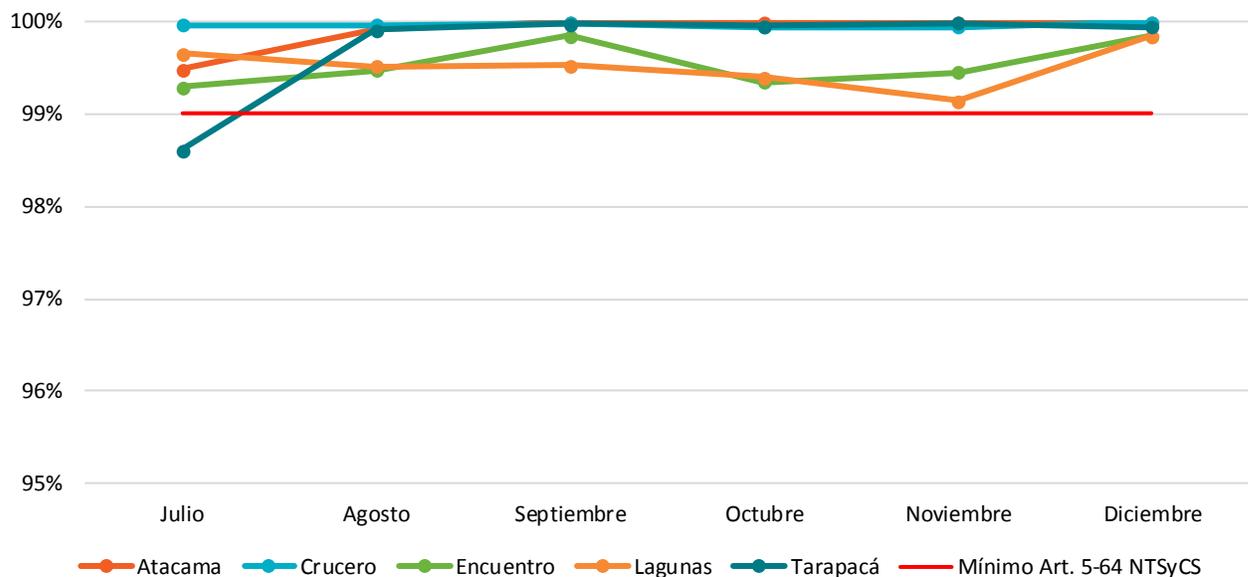


Figura 50: Porcentaje de cumplimiento mensual de los niveles de tensión en barras del sistema de transmisión troncal en los últimos 6 meses.

3.4. CONTROL DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño de la frecuencia durante los últimos 6 meses, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS.

Tabla 46: Desempeño mensual promedio de control de frecuencia en los últimos 6 meses.

| Rango | [Hz] < 49,3 | 49,3 <= [Hz] < 49,8 | 49,8 <= [Hz] <= 50,2 | 50,2 < [Hz] <= 50,7 | [Hz] < 50,7 |
|--------------------------|--------------|---------------------|----------------------|---------------------|--------------|
| Exigencia | 0% | Máximo 1,5% | Mínimo 97% | Máximo 1,5% | 0% |
| Julio | 0,00% | 5,57% | 78,70% | 15,70% | 0,01% |
| Agosto | 0,06% | 4,63% | 71,94% | 16,87% | 0,03% |
| Septiembre | 0,03% | 5,18% | 77,88% | 16,90% | 0,00% |
| Octubre | 0,00% | 4,27% | 81,17% | 14,54% | 0,00% |
| Noviembre | 0,03% | 5,19% | 78,79% | 15,97% | 0,01% |
| Diciembre | 0,04% | 5,46% | 77,71% | 16,77% | 0,00% |
| Julio - Diciembre | 0,03% | 5,05% | 77,70% | 16,13% | 0,01% |

De la misma forma, se presenta el porcentaje de tiempo donde la frecuencia se encuentra en el rango [49,8 - 50,2] Hz, según lo establecido en el Artículo 5-30 de la NTSyCS. Rango en el cual debe estar durante al menos 97% del periodo.

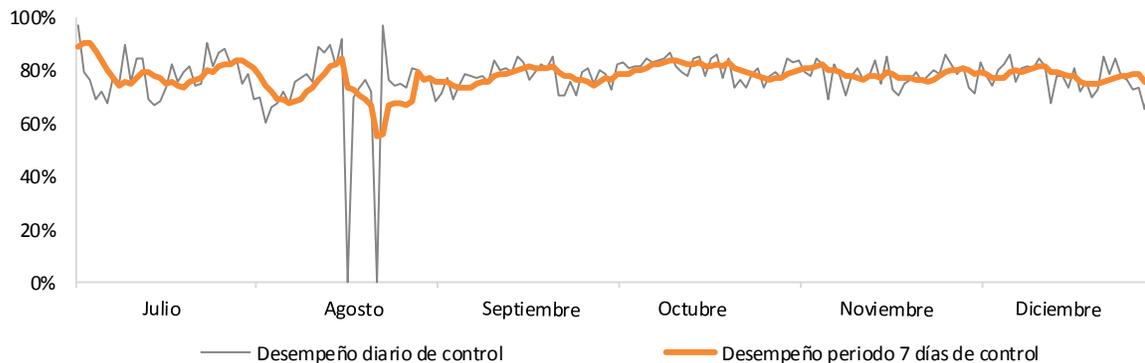


Figura 51: Desempeño del control de frecuencia según Artículo 5-30 de la NTSyCS.

El Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas emitido en febrero de 2016, establece aspectos que influyen en el actual desempeño y aborda soluciones que podrían mejorar el desempeño actual, las que están siendo desarrolladas, en particular con el Proyecto AGC.

3.5. DESEMPEÑO EDAC

A continuación, se presenta el desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia durante los últimos 6 meses, comparando la desconexión real versus la nominal.

Tabla 47: Desempeño de la operación del EDAC por Subfrecuencia en los últimos 6 meses.

| Mes | Evento | Frecuencia Mínima / Máxima [Hz] | Desconexión Nominal [MW] | Desconexión Real [MW] | Desemp. Real / Nominal [%] |
|------------|---------------------|---|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|
| Julio | 4190 | 49,00 | 43,1 | 21,31 | 49,43% |
| | 4194 | 48,83 | 196,6 | 103,84 | 52,82% |
| | 4197 | 48,80 | 196,6 | 118,80 | 60,43% |
| | 4200 | 48,60 | 393,8 | 223,28 | 56,70% |
| | 4212 | 48,79 | 196,6 | 115,84 | 58,92% |
| Agosto | 4216 | 48,69 | 199,5 | 152,46 | 76,42% |
| | 4217 | 49,01 | 43,1 | 3,18 | 7,38% |
| | 4225 | 48,88 | 97,2 | 40,64 | 41,83% |
| | 4227 | 48,89 | 97,2 | 41,01 | 42,21% |
| | 4235 | 48,90 | 97,2 | 33,58 | 34,57% |
| Septiembre | 4243 | 48,81 | 97,2 | 73,13 | 75,28% |
| | 4252 | 48,81 | 87,6 | 57,14 | 65,27% |
| Octubre | - | - | - | - | - |
| Noviembre | 4298 ⁽¹⁾ | 49,01 | 44,2 | 21,16 | 47,85% |
| | 4312 | 48,78 | 200,6 | 81,72 | 40,74% |
| Diciembre | 4327 ⁽¹⁾ | 49,01 | 44,2 | 22,42 | 50,70% |
| | 4337 ⁽¹⁾ | 49,01 | 39,4 | 6,08 | 15,42% |

Nota:

- (1) En los eventos N°4298, N°4327 y N°4337, la frecuencia desciende hasta 49,01 Hz, lo que produjo la operación parcial del primer escalón del EDAC por subfrecuencia.

3.6. DESEMPEÑO DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

A continuación, se presenta el desempeño del control primario de frecuencia de las unidades generadoras, durante los últimos 6 meses (medida en eventos de falla que generan EAF y que presentaron operación de EDAC):

Tabla 48: Desempeño del Control Primario de Frecuencia en los últimos 6 meses.

| Mes | N° Evento | Reserva Observada respecto a Reserva Programada [%] |
|------------|---------------------|---|
| Julio | 4190 | 67,39% |
| | 4194 | 72,52% |
| | 4197 | 83,67% |
| | 4200 | 52,20% |
| | 4212 | 58,88% |
| Agosto | 4216 | 68,40% |
| | 4217 | 67,70% |
| | 4225 | 85,34% |
| | 4227 | 85,32% |
| | 4235 | 119,58% |
| Septiembre | 4243 | 72,45% |
| | 4252 | 81,77% |
| Noviembre | 4298 | 40,71% |
| Diciembre | 4312 | 73,60% |
| | 4327 ⁽¹⁾ | - |
| | 4337 | 44,80% |

Nota:

- (1) En el evento N°4327 no se realizó la evaluación del desempeño del CPF, debido a que corresponde a una regresión de carga progresiva.

Donde:

- *Reserva Primaria Programada* corresponde a la Reserva Primaria total del SING que debieran aportar las unidades generadoras despachadas según el programa de generación.
- *Reserva Primaria Observada* corresponde a la Reserva Primaria que efectivamente aportaron las unidades. Su medición se realiza para tiempos menores a 20 segundos, según lo indicado en los respectivos EAF.

3.7. DESEMPEÑO DE LA PREVISIÓN DE DEMANDA DE CORTO PLAZO

A continuación, se presenta el desempeño de la previsión de demanda a corto plazo para los últimos 6 meses. Este desempeño se muestra en el siguiente gráfico, el cual compara la previsión de demanda informada por los Clientes Coordinados con respecto a la previsión ajustada, la cual se utiliza para la Programación de Corto Plazo.

La comparación se basa en el “Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global” que pondera tres índices estadísticos definidos para revisar el desempeño de las predicciones según documento CDEC-SING C-049/2007 “ANEXOS AL INFORME DE DEMANDAS”, publicado en el sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional.

Estos tres índices son:

PDAD: Promedio de las desviaciones absolutas de demanda (%).

DDAD: Duración de las desviaciones absolutas de demanda que superan el 5% de su demanda proyectada.

DSVAD: Desviación estándar de las variaciones de demanda (%).

Además, la ponderación utilizada es la siguiente:

Tabla 49: Ponderación de índices.

| PDAD | DDAD | DSVAD |
|------|------|-------|
| 40% | 40% | 20% |

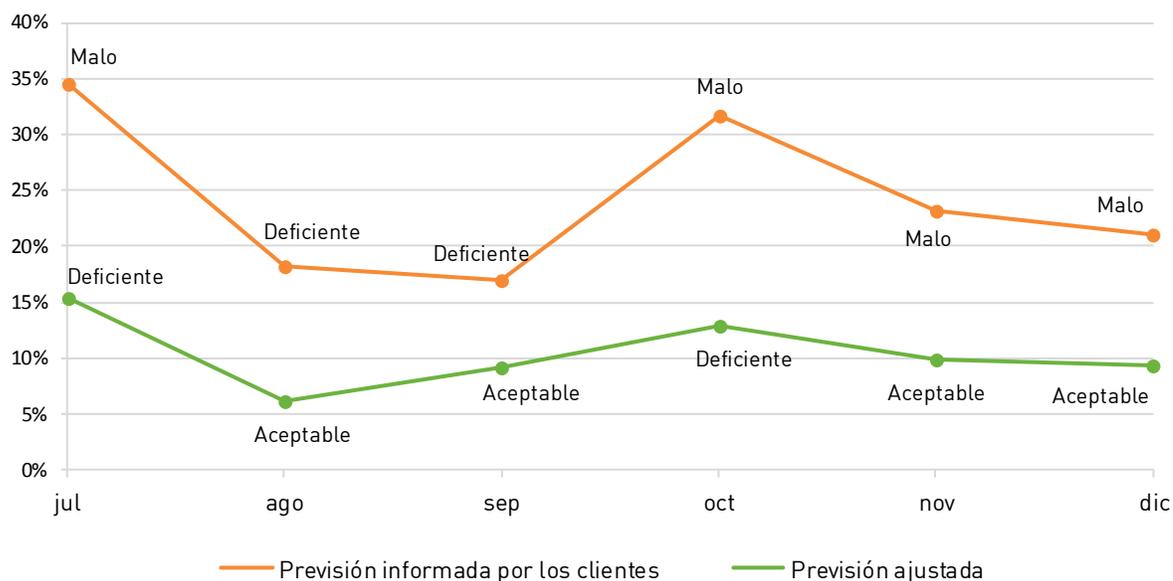


Figura 52: Comparación del Índice Ponderado de Desviación de la Demanda Global.

3.8. CALIDAD DE SUMINISTRO DE CIUDADES

A continuación, se presenta la cantidad de interrupciones de suministro, a raíz de fallas en instalaciones de generación o transmisión, con desconexión de consumos ocurridas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta en los últimos 6 meses.

Tabla 50: Número de interrupciones de suministro por ciudad en los últimos 6 meses.

| Mes | Arica | Iquique | Antofagasta |
|--------------|----------|----------|-------------|
| Julio | 4 | 4 | 4 |
| Agosto | 1 | 1 | 1 |
| Septiembre | 2 | 1 | 0 |
| Octubre | 0 | 0 | 0 |
| Noviembre | 0 | 0 | 2 |
| Diciembre | 1 | 1 | 2 |
| Total | 8 | 7 | 9 |

Además, a continuación se presentan las duraciones de las desconexiones, individualizadas por evento y considerando el mismo periodo de los últimos 6 meses. Para cada interrupción, la duración se mide entre el inicio de la falla y la hora en que el Centro de Despacho y Control (CDC) autoriza la normalización.

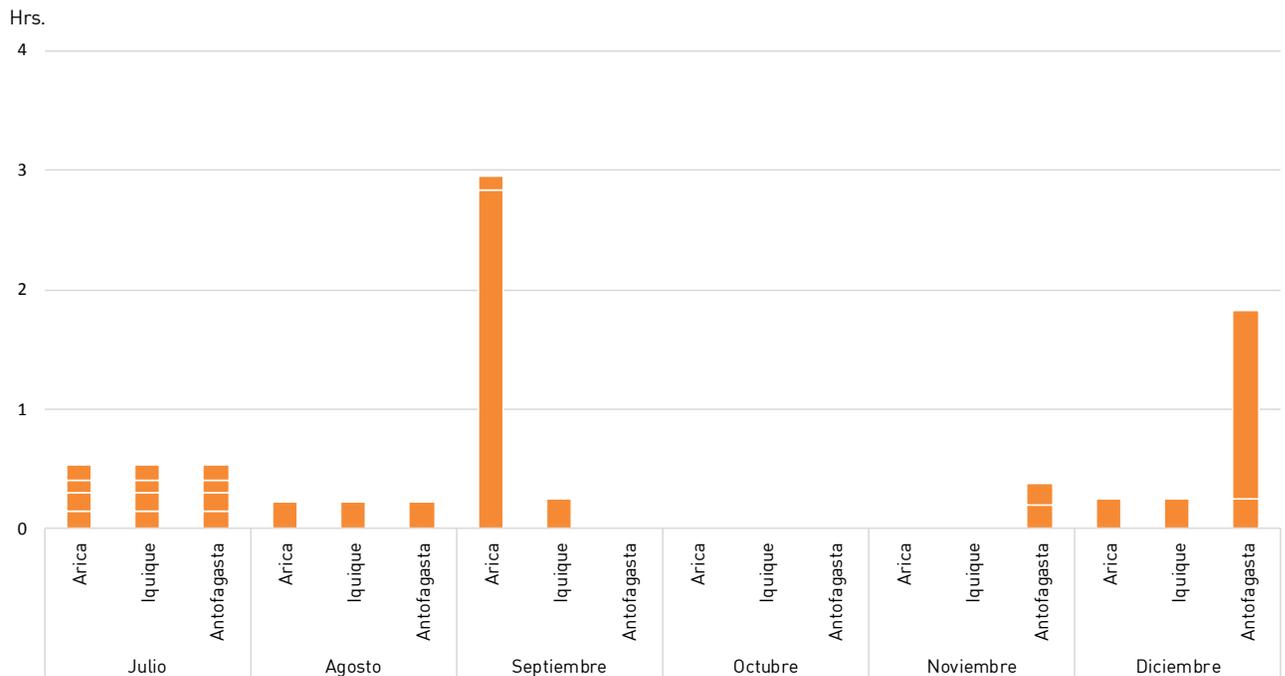


Figura 53: Duración acumulada de interrupciones de suministro por ciudad en los últimos 6 meses.

Tabla 51: Duración de desconexiones por ciudad en los últimos 6 meses.

| Mes | Evento N° | Arica [Horas] | Iquique [Horas] | Antofagasta [Horas] |
|------------|--------------|------------------|--------------------|------------------------|
| Julio | 4194 | 0:09 | 0:09 | 0:09 |
| | 4197 | 0:09 | 0:09 | 0:09 |
| | 4200 | 0:06 | 0:06 | 0:06 |
| | 4212 | 0:08 | 0:08 | 0:08 |
| Agosto | 4216 | 0:14 | 0:14 | 0:14 |
| Septiembre | 4241 | - | 0:15 | - |
| | 4247 | 2:50 | - | - |
| | 4249 | 0:07 | - | - |
| Octubre | - | - | - | - |
| Noviembre | 4302 | - | - | 0:12 |
| | 4306 | - | - | 0:11 |
| Diciembre | 4312 | 0:15 | 0:15 | 0:15 |
| | 4325 | - | - | 1:35 |

4. PROGRAMA DE OPERACIÓN PARA LOS SIGUIENTES 12 MESES

El escenario contemplado para el programa de operación para los próximos 12 meses, comienza a partir del 1 de octubre de 2016 y considera la siguiente información:

1. Unidad U16 y CTM3, disponibles para operar con gas natural según lo informado mensualmente por ENGIE en respuesta a carta CDEC-SING N° 0167/2016.
2. Unidades de Central Atacama sin disponibilidad de gas, según lo informado por GasAtacama en la carta CDEC-SING G/E N° 0012/2016.
3. Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor 2017 versión 1, en vigencia desde el 01/01/2017. El detalle de este programa se presenta en el Anexo 3 del presente informe, considerando los siguientes cambios:
 - CCH2 03-01-2017 al 04-01-2017. Nuevo MPM
 - CCH1 04-12-2016 al 27-01-2017. Extensión de MPM
 - ANG1 30-01-2017 al 18-02-2017. Modificación
 - ANG2 16-02-2017 al 07-03-2017. Modificación
 - U16 04-11-2016 al 15-01-2017. Extensión de MPM.
4. Previsión de mediano y largo plazo elaborada por el Coordinador Eléctrico Nacional, la cual está construida en base a la información de crecimiento y nuevos proyectos informados en respuesta a la carta CDEC-SING N°1853/2014 de fecha 30 de diciembre de 2014.
5. Se consideran costos de combustibles de acuerdo a la Tabla de Costo Variable (TCV) del día 10 de enero de 2017. Para centrales en construcción se consideran los costos informados en la Fijación de Precio de Nudo de corto plazo octubre 2015.
6. Se consideran las fechas para la puesta en servicio de centrales generadoras en construcción según Resolución Exenta CNE N° 315 del 05-04-2016, que se mencionan a continuación:

| Central | Potencia [MW] | Fecha Estimada de Interconexión |
|----------------------------------|---------------|---------------------------------|
| Pampa Camarones I | 6 | abr-16 |
| Planta Solar Pular | 28,9 | abr-16 |
| Planta Solar Paruma | 21,4 | abr-16 |
| Bolero Etapa I | 42 | may-16 |
| Kelar | 517 | may-16 |
| Cochrane (Unidad 2) | 236 | may-16 |
| Finis Terrae II | 69 | jun-16 |
| Bolero Etapa II | 42 | jun-16 |
| Planta Solar Lascar Etapa I y II | 64,6 | jul-16 |
| Sierra Gorda | 112 | ago-16 |

| Central | Potencia [MW] | Fecha Estimada de Interconexión |
|--------------------|---------------|---------------------------------|
| Bolero Etapa III | 21 | ago-16 |
| PV Cerro Dominador | 100 | oct-16 |
| Uribe Solar | 50 | oct-16 |
| Bolero Etapa IV | 41 | oct-16 |
| Blue Sky 2 | 34 | oct-16 |
| Blue Sky 1 | 51,6 | oct-16 |
| Cerro Pabellón | 48 | dic-16 |
| Arica Solar I | 40 | ene-17 |
| Quillagua I | 23 | mar-17 |

Tabla 52: Proyectos de generación consideradas en el programa de 12 meses.

En las siguientes figuras, se observa la reserva esperada diaria del sistema y la suficiencia prevista desde enero 2017 hasta diciembre 2017.

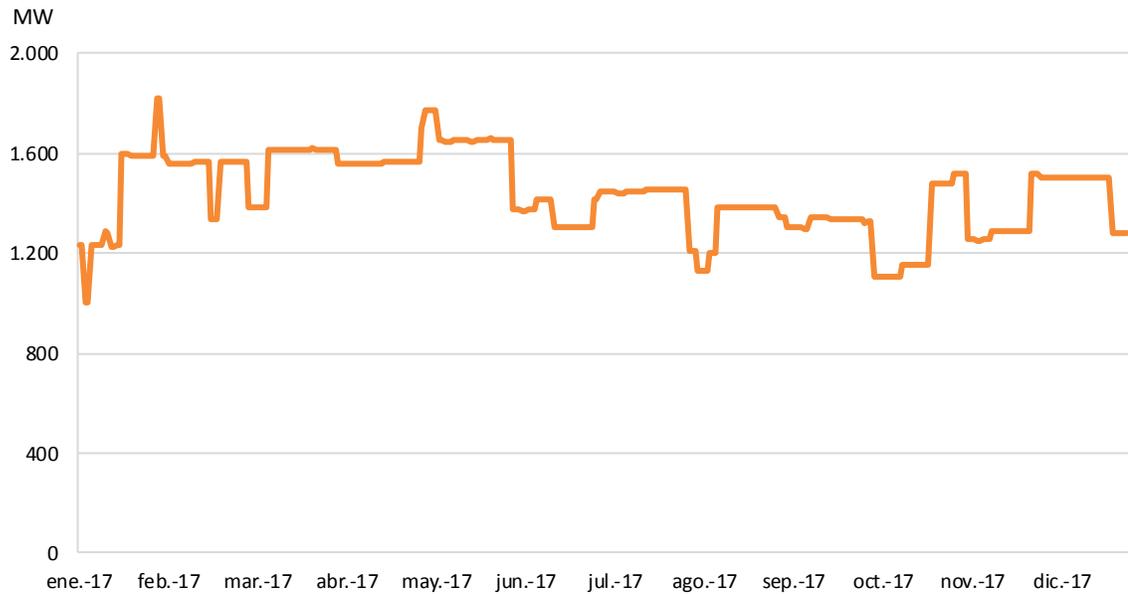


Figura 54: Reserva Esperada del SING hasta diciembre de 2017.

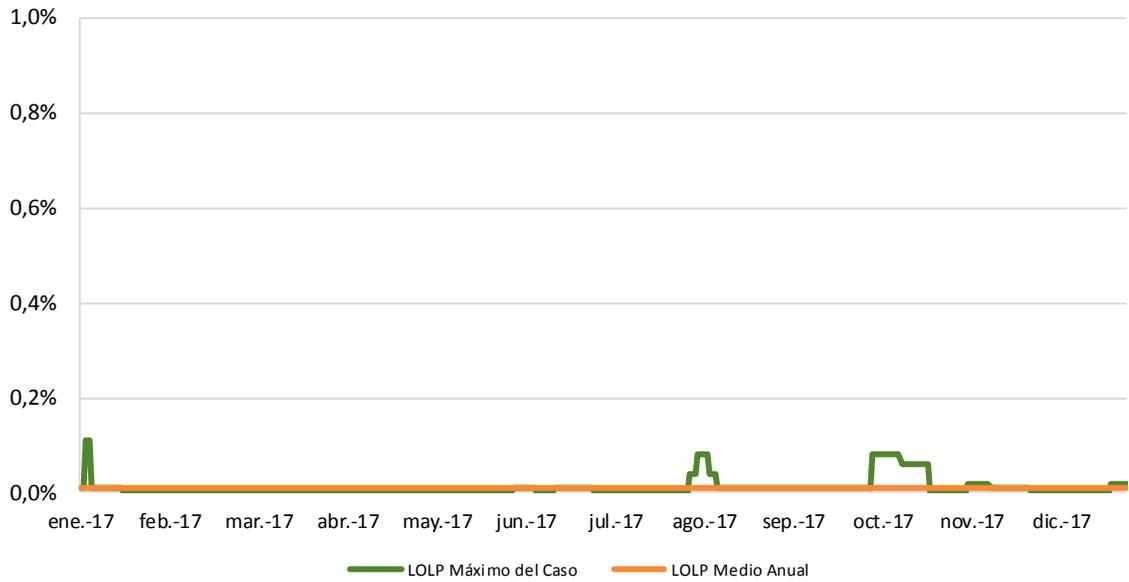


Figura 55: Suficiencia Prevista del SING.

A continuación, se presenta la operación real a diciembre 2016 y el programa de operación para los próximos 12 meses:

Tabla 53: Operación real a diciembre 2016 y Programa enero 2017 – diciembre 2017.

CDEC-SING

PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :

2016

(GWh)

| | Prog. (1) | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
| CT ANGAMOS | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Angamos | 348,9 | 345,5 | 386,1 | 330,2 | 383,6 | 361,7 | 321,5 | 392,6 | 367,0 | 386,7 | 380,5 | 399,3 | 4.403,7 |
| Total Gen. Bruta | 348,9 | 345,5 | 386,1 | 330,2 | 383,6 | 361,7 | 321,5 | 392,6 | 367,0 | 386,7 | 380,5 | 399,3 | 4.403,7 |
| Consumos Propios | 35,0 | 33,8 | 33,8 | 31,5 | 36,9 | 34,8 | 30,9 | 37,2 | 34,6 | 36,6 | 36,3 | 37,6 | 419,0 |
| Total Gen. Neta | 314,0 | 311,7 | 352,3 | 298,7 | 346,7 | 326,9 | 290,6 | 355,4 | 332,4 | 350,1 | 344,2 | 361,6 | 3.984,7 |
| CT ANDINA SA | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Andina | 114,6 | 110,0 | 80,0 | 103,1 | 118,1 | 110,3 | 114,6 | 107,9 | 95,5 | 104,9 | 101,6 | 103,6 | 1.264,1 |
| Total Gen. Bruta | 114,6 | 110,0 | 80,0 | 103,1 | 118,1 | 110,3 | 114,6 | 107,9 | 95,5 | 104,9 | 101,6 | 103,6 | 1.264,1 |
| Consumos Propios | 11,5 | 10,9 | 8,3 | 10,7 | 11,7 | 11,7 | 12,5 | 12,0 | 10,5 | 11,1 | 11,0 | 11,1 | 133,2 |
| Total Gen. Neta | 103,1 | 99,1 | 71,7 | 92,3 | 106,3 | 98,5 | 102,0 | 95,9 | 85,0 | 93,8 | 90,6 | 92,4 | 1.130,9 |
| INVERSIONES HORNITOS | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Hornitos | 116,0 | 106,2 | 101,0 | 82,3 | 89,7 | 2,0 | 78,0 | 108,8 | 109,9 | 109,8 | 101,6 | 100,6 | 1.106,0 |
| Total Gen. Bruta | 116,0 | 106,2 | 101,0 | 82,3 | 89,7 | 2,0 | 78,0 | 108,8 | 109,9 | 109,8 | 101,6 | 100,6 | 1.106,0 |
| Consumos Propios | 12,2 | 11,0 | 10,3 | 9,0 | 9,6 | 0,3 | 7,7 | 11,4 | 10,4 | 11,5 | 11,1 | 11,2 | 115,7 |
| Total Gen. Neta | 103,8 | 95,1 | 90,7 | 73,3 | 80,1 | 1,7 | 70,4 | 97,4 | 99,5 | 98,4 | 90,5 | 89,3 | 990,3 |
| ENGIE | | | | | | | | | | | | | |
| C.H. Chapiquiña | 3,8 | 3,8 | 3,2 | 2,7 | 2,5 | 2,5 | 3,1 | 2,6 | 3,0 | 3,0 | 3,7 | 3,1 | 37,0 |
| C.D. Arica | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,7 | 1,9 | 1,8 | 1,4 | 0,2 | 0,5 | 0,1 | 0,6 | 1,0 | 10,5 |
| C.D. y T.G. Iquique | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | | 1,0 |
| C.T. Mejillones 3 (CC) | 72,2 | 113,4 | 68,4 | 1,4 | | | 33,5 | 34,7 | 7,2 | 5,4 | 50,9 | 64,1 | 451,2 |
| C.T. Mejillones 1 | 106,6 | 89,8 | 105,2 | 74,4 | 53,3 | 95,7 | 94,6 | 82,4 | 69,3 | 56,4 | 64,6 | 78,9 | 971,2 |
| C.T. Mejillones 2 | 58,5 | 40,7 | 111,0 | 99,5 | 89,3 | 109,5 | 87,5 | 93,4 | 76,0 | 71,6 | 85,6 | 89,9 | 1.012,6 |
| D Enaex | | | | | | | | | | | | | |
| C Enaex | | | | | | | | | | | | | |
| Unidad 12 - 13 | 107,7 | 78,1 | 83,4 | 88,9 | 77,6 | 80,7 | 75,4 | 60,8 | 64,3 | 33,8 | 50,7 | 72,9 | 874,4 |
| Unidad 14 - 15 | 171,5 | 160,1 | 152,2 | 166,6 | 172,3 | 136,1 | 120,7 | 95,8 | 124,8 | 135,8 | 127,2 | 161,4 | 1.724,4 |
| Unidad 16 (CC) | 48,3 | 98,7 | 98,3 | 121,0 | 101,0 | 119,6 | 153,4 | 87,9 | 81,7 | 52,8 | 8,4 | | 971,1 |
| T.Gas 1 | 0,1 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 1,6 | 1,5 | 0,8 | 0,1 | | 0,0 | 0,5 | 0,3 | 6,0 |
| T.Gas 2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,9 | 1,3 | 0,1 | | 0,4 | 0,0 | 0,4 | 0,3 | 4,8 |
| T.Gas 3 | 1,0 | 0,4 | 0,9 | 0,4 | | 0,1 | 2,3 | 1,2 | 2,8 | 0,2 | 1,2 | 0,7 | 11,1 |
| SUTA | 0,0 | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| Parque Solar el Águila | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 4,3 |
| Pampa Camarones FV | | | | | 0,7 | 1,1 | 1,1 | 1,3 | 1,5 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 10,8 |
| Total Gen. Bruta | 571,5 | 586,7 | 624,6 | 556,9 | 501,5 | 550,0 | 574,4 | 460,9 | 432,1 | 361,3 | 395,9 | 474,6 | 6.090,3 |
| Consumos Propios | 39,6 | 37,8 | 49,4 | 38,6 | 32,9 | 37,0 | 36,6 | 27,9 | 22,9 | 23,8 | 32,2 | 37,2 | 415,8 |
| Total Gen. Neta | 531,9 | 548,9 | 575,2 | 518,3 | 468,6 | 513,0 | 537,8 | 433,0 | 409,2 | 337,5 | 363,7 | 437,5 | 5.674,5 |
| ENERNUEVAS | | | | | | | | | | | | | |
| Mini Hidro Alto Hospicio | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,5 | 0,7 | 8,2 |
| Mini Hidro El Toro | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 8,3 |
| Mini Hidro Santa Rosa | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 4,0 |
| Total Gen. Bruta | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,4 | 1,7 | 20,6 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,7 | 1,4 | 1,7 | 20,6 |
| GASATACAMA CHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TG1A | 9,7 | 7,4 | 7,6 | 4,9 | 13,4 | 22,2 | 14,6 | 0,5 | 2,4 | 0,3 | 0,4 | 6,1 | 89,4 |
| Atacama TG1B | 17,7 | 16,3 | 14,2 | 14,4 | 36,3 | 34,0 | 22,0 | 0,1 | 6,6 | 2,8 | 7,0 | 5,4 | 176,8 |
| Atacama TV1C | 14,0 | 9,9 | 10,9 | 9,2 | 22,4 | 29,8 | 23,5 | | 4,7 | 1,8 | 3,9 | 10,3 | 140,4 |
| Atacama TG2A | 26,6 | 14,5 | 3,4 | 18,4 | 32,0 | 19,7 | 14,8 | 2,3 | 4,1 | 0,3 | 1,8 | 2,5 | 140,6 |
| Atacama TG2B | 20,1 | 38,1 | 17,1 | 36,3 | 47,7 | 30,6 | 19,6 | 1,2 | 12,0 | 4,7 | 5,8 | 8,6 | 241,7 |
| Atacama TV2C | 25,9 | 30,6 | 9,6 | 28,1 | 37,8 | 20,8 | 19,1 | 0,4 | 7,7 | 2,8 | 4,0 | 5,6 | 192,6 |
| C.T. Tarapacá | 81,8 | 80,3 | 92,7 | 28,0 | | | | | 3,4 | 21,9 | 32,9 | 42,2 | 383,2 |
| TGTAR | 0,7 | 0,7 | 0,5 | 0,3 | 1,5 | 1,7 | 1,0 | 0,4 | 0,5 | 0,1 | 0,2 | 0,6 | 8,3 |
| Total Gen. Bruta | 196,6 | 197,7 | 156,1 | 139,7 | 191,1 | 158,8 | 114,7 | 4,9 | 41,4 | 34,8 | 55,9 | 81,3 | 1.373,0 |
| Consumos Propios | 11,8 | 11,9 | 13,2 | 7,6 | 6,1 | 5,7 | 5,9 | 3,2 | 5,2 | 5,9 | 7,4 | 8,8 | 92,8 |
| Total Gen. Neta | 184,8 | 185,7 | 142,9 | 132,1 | 185,0 | 153,2 | 108,8 | 1,7 | 36,2 | 28,9 | 48,5 | 72,5 | 1.280,2 |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|---------|
| AES GENER | | | | | | | | | | | | | |
| Nueva Tocopilla 1 | 99,7 | 87,6 | 98,9 | 86,4 | 87,4 | 92,4 | 85,9 | 97,1 | 58,2 | | 53,6 | 94,7 | 941,8 |
| Nueva Tocopilla 2 | 95,1 | 68,6 | 96,5 | 93,1 | 95,2 | 94,1 | 95,6 | 86,3 | 83,7 | 74,5 | 68,8 | 11,0 | 962,6 |
| Andes Solar | | 2,6 | 4,3 | 2,9 | 3,0 | 3,1 | 3,5 | 5,1 | 5,7 | 6,7 | 6,6 | 5,0 | 48,5 |
| Atacama TG1B (AES Gener) | 0,0 | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| Atacama TV1C (AES Gener) | 0,0 | | | | | | | | | | | | 0,0 |
| Total Gen. Bruta | 194,9 | 158,8 | 199,7 | 182,3 | 185,6 | 189,6 | 185,0 | 188,4 | 147,6 | 81,1 | 129,0 | 110,7 | 1.952,9 |
| Consumos Propios | 16,4 | 13,3 | 13,3 | 15,2 | 15,6 | 15,8 | 15,4 | 15,5 | 12,2 | 6,6 | 11,1 | 9,0 | 159,4 |
| Total Gen. Neta | 178,5 | 145,5 | 186,4 | 167,2 | 170,0 | 173,7 | 169,6 | 172,9 | 135,4 | 74,6 | 118,0 | 101,7 | 1.793,5 |
| CAVANCHA | | | | | | | | | | | | | |
| C.H. Cavanca | 1,6 | 1,4 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 17,6 |
| Total Gen. Bruta | 1,6 | 1,4 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 17,6 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| Total Gen. Neta | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 17,4 |
| EQUIPOS DE GENERACIÓN | | | | | | | | | | | | | |
| CD Inacal | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,8 | 1,2 | 0,9 | 0,1 | 0,7 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 5,7 |
| Total Gen. Bruta | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,8 | 1,2 | 0,9 | 0,1 | 0,7 | 0,1 | 0,4 | 0,7 | 5,7 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| Total Gen. Neta | 0,2 | 0,3 | 0,1 | 0,2 | 0,7 | 1,2 | 0,9 | 0,0 | 0,6 | 0,1 | 0,3 | 0,7 | 5,4 |
| ENORCHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Estandartes | 0,6 | 0,5 | 0,9 | 0,7 | 1,8 | 2,0 | 1,4 | 0,2 | 0,7 | 0,1 | 0,7 | 1,2 | 11,0 |
| C.D. M.Blancos | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,9 | 2,2 | 3,3 | 2,1 | 0,2 | 1,0 | 0,2 | 0,8 | 1,4 | 13,8 |
| Ujina | | | 0,3 | 4,1 | 19,3 | 17,2 | 14,0 | 6,8 | 10,3 | 4,0 | 8,0 | 13,0 | 97,1 |
| Total Gen. Bruta | 1,1 | 1,0 | 2,0 | 5,6 | 23,4 | 22,5 | 17,5 | 7,2 | 12,0 | 4,4 | 9,4 | 15,7 | 121,9 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 1,2 | 1,1 | 1,0 | 0,6 | 0,8 | 0,5 | 0,7 | 0,2 | 6,5 |
| Total Gen. Neta | 1,0 | 1,0 | 1,9 | 5,4 | 22,2 | 21,4 | 16,5 | 6,6 | 11,2 | 3,9 | 8,7 | 15,5 | 115,4 |
| NORACID | | | | | | | | | | | | | |
| PAM | 2,1 | 8,9 | 9,4 | 11,8 | 12,6 | 12,1 | 13,2 | 12,8 | 12,2 | 12,1 | 11,9 | 11,9 | 131,1 |
| Total Gen. Bruta | 2,1 | 8,9 | 9,4 | 11,8 | 12,6 | 12,1 | 13,2 | 12,8 | 12,2 | 12,1 | 11,9 | 11,9 | 131,1 |
| Consumos Propios | 0,8 | 0,7 | 0,4 | 3,9 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 6,2 |
| Total Gen. Neta | 1,2 | 8,2 | 9,0 | 7,9 | 12,6 | 12,1 | 13,2 | 12,8 | 12,2 | 12,0 | 11,9 | 11,8 | 125,0 |
| SPS LA HUAYCA | | | | | | | | | | | | | |
| Solar La Huayca | 5,3 | 4,8 | 5,4 | 4,8 | 5,0 | 4,0 | 4,9 | 5,5 | 5,5 | 5,9 | 5,5 | 5,2 | 61,7 |
| Total Gen. Bruta | 5,3 | 4,8 | 5,4 | 4,8 | 5,0 | 4,0 | 4,9 | 5,5 | 5,5 | 5,9 | 5,5 | 5,2 | 61,7 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,3 |
| Total Gen. Neta | 5,3 | 4,8 | 5,4 | 4,7 | 4,9 | 3,9 | 4,8 | 5,4 | 5,5 | 5,9 | 5,5 | 5,2 | 61,4 |
| ON GROUP | | | | | | | | | | | | | |
| C.D. Aguas Blancas | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 1,8 |
| Total Gen. Bruta | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 1,8 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,3 | 1,8 |
| VALLE DE LOS VIENTOS | | | | | | | | | | | | | |
| Valle de los Vientos | 23,5 | 20,6 | 20,1 | 18,2 | 18,0 | 16,7 | 17,9 | 18,9 | 20,8 | 22,9 | 22,1 | 25,0 | 244,8 |
| Total Gen. Bruta | 23,5 | 20,6 | 20,1 | 18,2 | 18,0 | 16,7 | 17,9 | 18,9 | 20,8 | 22,9 | 22,1 | 25,0 | 244,8 |
| Consumos Propios | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,8 |
| Total Gen. Neta | 23,4 | 20,5 | 20,0 | 18,1 | 18,0 | 16,7 | 17,9 | 18,9 | 20,8 | 22,8 | 22,0 | 24,9 | 243,9 |
| LOS PUQUIOS | | | | | | | | | | | | | |
| Los Puquios | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 3,5 |
| Total Gen. Bruta | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 3,5 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Gen. Neta | 0,1 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 3,5 |
| POZO ALMONTE SOLAR 2 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 2 | 2,2 | 1,8 | 2,0 | 1,6 | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 22,0 |
| Total Gen. Bruta | 2,2 | 1,8 | 2,0 | 1,6 | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 22,0 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Total Gen. Neta | 2,2 | 1,8 | 1,9 | 1,5 | 1,5 | 1,3 | 1,4 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 21,9 |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|-------|------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| POZO ALMONTE SOLAR 3 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 3 | 4,8 | 3,9 | 4,2 | 3,4 | 3,3 | 2,8 | 3,1 | 3,7 | 4,1 | 4,7 | 4,5 | 4,8 | 47,2 |
| Total Gen. Bruta | 4,8 | 3,9 | 4,2 | 3,4 | 3,3 | 2,8 | 3,1 | 3,7 | 4,1 | 4,7 | 4,5 | 4,8 | 47,2 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,2 |
| Total Gen. Neta | 4,7 | 3,9 | 4,2 | 3,3 | 3,3 | 2,8 | 3,1 | 3,7 | 4,1 | 4,7 | 4,5 | 4,8 | 47,1 |
| TECNET | | | | | | | | | | | | | |
| C.D. La Portada | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | | | | | | | 0,1 | 0,4 | 1,0 |
| Total Gen. Bruta | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | | | | | | | 0,1 | 0,4 | 1,0 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | | | | | | | 0,1 | 0,4 | 1,0 |
| GENERACIÓN SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| María Elena FV | 19,7 | 16,3 | 17,3 | 13,2 | 12,3 | 11,2 | 12,2 | 14,7 | 16,8 | 19,3 | 19,4 | 20,0 | 192,3 |
| Total Gen. Bruta | 19,7 | 16,3 | 17,3 | 13,2 | 12,3 | 11,2 | 12,2 | 14,7 | 16,8 | 19,3 | 19,4 | 20,0 | 192,3 |
| Consumos Propios | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,0 |
| Total Gen. Neta | 19,6 | 16,2 | 17,2 | 13,1 | 12,2 | 11,1 | 12,1 | 14,6 | 16,7 | 19,2 | 19,3 | 19,9 | 191,3 |
| PLANTA SOLAR SAN PEDRO III | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Jama | 10,8 | 14,4 | 15,5 | 12,4 | 11,2 | 10,4 | 10,5 | 13,0 | 14,7 | 16,8 | 17,0 | 17,6 | 164,4 |
| Total Gen. Bruta | 10,8 | 14,4 | 15,5 | 12,4 | 11,2 | 10,4 | 10,5 | 13,0 | 14,7 | 16,8 | 17,0 | 17,6 | 164,4 |
| Consumos Propios | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Total Gen. Neta | 10,8 | 14,3 | 15,3 | 12,3 | 11,1 | 10,3 | 10,4 | 12,9 | 14,6 | 16,7 | 16,9 | 17,5 | 163,0 |
| RIJN CAPITAL | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Paruma | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Pular | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Lascar | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| COCHRANE | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Cochran | | 0,0 | 27,4 | 71,4 | 92,5 | 171,5 | 93,1 | 206,4 | 255,8 | 264,0 | 251,6 | 200,1 | 1.633,8 |
| Total Gen. Bruta | | 0,0 | 27,4 | 71,4 | 92,5 | 171,5 | 93,1 | 206,4 | 255,8 | 264,0 | 251,6 | 200,1 | 1.633,8 |
| Consumos Propios | | | | 8,7 | 20,3 | 17,3 | 10,7 | 25,6 | 28,2 | 29,0 | 26,0 | 19,2 | 185,2 |
| Total Gen. Neta | | 0,0 | 27,4 | 62,7 | 72,1 | 154,2 | 82,4 | 180,8 | 227,6 | 235,0 | 225,6 | 180,8 | 1.448,6 |
| SKY SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| Arica Solar 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5 | | | | | | | | | | | | | |
| Uribe Solar | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| ABENGOA SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| PV Cerro Dominador | | | | | | | | | | | | | |
| CSP Cerro Dominador | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| PARQUE EÓLICO QUILLAGUA | | | | | | | | | | | | | |
| Quillagua | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| POZO ALMONTE SOLAR 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 1 | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,1 | 2,1 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 2,8 | 2,8 | 29,0 |
| Total Gen. Bruta | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,1 | 2,1 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 2,8 | 2,8 | 29,0 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Total Gen. Neta | 2,9 | 2,5 | 2,6 | 2,1 | 2,1 | 1,7 | 1,9 | 2,2 | 2,6 | 2,9 | 2,8 | 2,8 | 29,0 |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|-----------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| EDF EN CHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Bólero | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| TAMAKAYA ENERGÍA | | | | | | | | | | | | | |
| Kelar | | | | | | | 16,2 | 58,2 | 40,8 | 87,4 | 59,0 | 39,2 | 300,8 |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | 16,2 | 58,2 | 40,8 | 87,4 | 59,0 | 39,2 | 300,8 |
| Consumos Propios | | | | | | | | 0,8 | 1,0 | 0,8 | 1,0 | 1,1 | 4,8 |
| Total Gen. Neta | | | | | | | 16,2 | 57,4 | 39,7 | 86,6 | 57,9 | 38,1 | 296,0 |
| CRUCERO ESTE TRES | | | | | | | | | | | | | |
| Blue Sky 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| CRUCERO ESTE DOS | | | | | | | | | | | | | |
| Blue Sky 2 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| ENEL GREEN POWER DEL SUR | | | | | | | | | | | | | |
| Sierra Gorda | | | | | | | | | | | | 2,4 | 2,4 |
| Finis Terrae | 3,1 | 7,7 | 16,2 | 18,5 | 18,6 | 19,5 | 22,5 | 27,1 | 33,0 | 32,4 | 36,8 | 38,5 | 273,8 |
| Total Gen. Bruta | 3,1 | 7,7 | 16,2 | 18,5 | 18,6 | 19,5 | 22,5 | 27,1 | 33,0 | 32,4 | 36,8 | 40,9 | 276,2 |
| Consumos Propios | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Total Gen. Neta | 2,9 | 7,7 | 16,1 | 18,4 | 18,5 | 19,4 | 22,4 | 26,9 | 32,8 | 32,3 | 36,7 | 40,8 | 274,8 |
| AUSTRIAN SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| Huatacondo | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| ACCIONA | | | | | | | | | | | | | |
| Usya | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| PMGD PICA PILOT | | | | | | | | | | | | | |
| PMGD Pica | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Total Gen. Bruta | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Total Gen. Neta | 0,4 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 1,4 |
| GEOTÉRMICA DEL NORTE | | | | | | | | | | | | | |
| Cerro Pabellón | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| CALAMA SOLAR 1 SPA | | | | | | | | | | | | | |
| Calama Solar | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL SING | | | | | | | | | | | | | |
| Generación Bruta | 1.622,0 | 1.591,0 | 1.673,9 | 1.561,3 | 1.674,8 | 1.651,5 | 1.607,6 | 1.638,8 | 1.617,8 | 1.557,2 | 1.610,6 | 1.660,3 | 19.466,9 |
| Consumos Propios | 127,9 | 120,0 | 129,3 | 125,9 | 134,9 | 124,3 | 121,3 | 134,7 | 126,4 | 126,4 | 137,3 | 136,1 | 1.544,5 |
| Generación Neta | 1.494,2 | 1.470,9 | 1.544,6 | 1.435,4 | 1.539,9 | 1.527,2 | 1.486,3 | 1.504,2 | 1.491,4 | 1.430,8 | 1.473,3 | 1.524,2 | 17.922,4 |
| Pérdidas | 40,3 | 77,6 | 57,8 | 59,7 | 99,1 | 78,9 | 77,3 | 52,7 | 49,9 | 47,1 | 44,2 | 45,2 | 729,9 |
| RETIROS SING | | | | | | | | | | | | | |
| | 1.453,9 | 1.393,3 | 1.486,8 | 1.375,8 | 1.440,8 | 1.448,3 | 1.409,0 | 1.451,4 | 1.441,5 | 1.383,7 | 1.429,0 | 1.478,9 | 17.192,5 |
| ENS | | | | | | | | | | | | | |
| Cmg Crucero 220 (USD /MWh) | 48,5 | 47,2 | 49,6 | 52,3 | 73,4 | 85,1 | 82,1 | 49,6 | 63,8 | 47,5 | 60,3 | 80,6 | 61,7 |

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

CDEC-SING
PROGRAMA DE GENERACION BRUTA DE CENTRALES DEL SING :
(GWh)

2017

| | Prog. (1) | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------|
| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
| CT ANGAMOS | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Angamos | 388,3 | 162,0 | 354,6 | 388,2 | 400,7 | 387,7 | 400,9 | 400,4 | 388,2 | 401,1 | 387,7 | 400,7 | 4.460,3 |
| Total Gen. Bruta | 388,3 | 162,0 | 354,6 | 388,2 | 400,7 | 387,7 | 400,9 | 400,4 | 388,2 | 401,1 | 387,7 | 400,7 | 4.460,3 |
| Consumos Propios | 40,8 | 17,0 | 37,3 | 40,8 | 42,1 | 40,7 | 42,1 | 42,0 | 40,8 | 42,1 | 40,7 | 42,1 | 468,3 |
| Total Gen. Neta | 347,5 | 145,0 | 317,3 | 347,4 | 358,6 | 347,0 | 358,8 | 358,4 | 347,4 | 359,0 | 347,0 | 358,6 | 3.992,0 |
| CT ANDINA SA | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Andina | 122,5 | 110,6 | | 114,6 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 1.315,6 |
| Total Gen. Bruta | 122,5 | 110,6 | | 114,6 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 118,5 | 122,5 | 1.315,6 |
| Consumos Propios | 12,1 | 10,9 | | 11,3 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 129,5 |
| Total Gen. Neta | 110,4 | 99,7 | | 103,3 | 110,4 | 106,9 | 110,4 | 110,4 | 106,9 | 110,4 | 106,9 | 110,4 | 1.186,1 |
| INVERSIONES HORNITOS | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Hornitos | 122,8 | 111,0 | 122,8 | 67,4 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 1.394,8 |
| Total Gen. Bruta | 122,8 | 111,0 | 122,8 | 67,4 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 118,9 | 122,8 | 1.394,8 |
| Consumos Propios | 12,1 | 10,9 | 12,1 | 6,6 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 11,7 | 12,1 | 136,9 |
| Total Gen. Neta | 110,8 | 100,1 | 110,8 | 60,8 | 110,8 | 107,2 | 110,8 | 110,8 | 107,2 | 110,8 | 107,2 | 110,8 | 1.258,0 |
| ENGIE | | | | | | | | | | | | | |
| C.H. Chapiquiña | 3,8 | 3,4 | 3,8 | 3,7 | 4,3 | 4,1 | 4,3 | 4,3 | 4,1 | 4,3 | 3,7 | 3,8 | 47,5 |
| C.D. Arica | | 0,6 | 0,1 | | | | | | | | | | 0,7 |
| C.D. y T.G. Iquique | | | | | | | | | | | | | 0,4 |
| C.T. Mejillones 3 (CC) | 0,2 | | | 0,2 | | | | | | | | | 0,4 |
| C.T. Mejillones 1 | 16,1 | 97,7 | 99,4 | 14,5 | 20,6 | 31,1 | 0,4 | 17,1 | 21,8 | 0,0 | | | 318,7 |
| C.T. Mejillones 2 | 114,6 | 103,5 | 114,6 | 110,9 | 114,5 | 110,6 | 113,8 | 11,1 | | 102,1 | 96,2 | 112,4 | 1.104,3 |
| D Enaex | | | | | | | | | | | | | |
| C Enaex | | | | | | | | | | | | | |
| Unidad 12 - 13 | 3,6 | 62,7 | 21,9 | 2,1 | | 0,1 | | 0,0 | | | | | 90,5 |
| Unidad 14 - 15 | 154,1 | 159,7 | 176,7 | 150,2 | 92,8 | 168,3 | 73,2 | 149,8 | 145,3 | 47,4 | 11,5 | 31,4 | 1.360,3 |
| Unidad 16 (CC) | 24,4 | 26,6 | 25,2 | 25,5 | 28,5 | 22,0 | 25,0 | 25,1 | 24,5 | 26,0 | 21,7 | 25,1 | 299,5 |
| T.Gas 1 | | | | | | | | | | | | | |
| T.Gas 2 | | | | | | | | | | | | | |
| T.Gas 3 | | | | | | | | | | | | | |
| SUTA | | 2,6 | 0,1 | | | | | | | | | | 2,7 |
| Parque Solar el Águila | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,5 | 0,6 | 0,5 | 5,4 |
| Pampa Camarones FV | 1,5 | 1,4 | 1,3 | 1,2 | 1,1 | 1,2 | 1,1 | 1,4 | 1,3 | 1,5 | 1,6 | 1,5 | 16,1 |
| Total Gen. Bruta | 318,8 | 458,7 | 443,5 | 308,6 | 262,1 | 337,9 | 218,2 | 209,2 | 197,5 | 181,8 | 135,2 | 174,8 | 3.246,2 |
| Consumos Propios | 21,0 | 31,1 | 30,2 | 20,3 | 16,9 | 22,6 | 13,8 | 13,1 | 12,4 | 11,3 | 8,3 | 10,9 | 211,9 |
| Total Gen. Neta | 297,8 | 427,6 | 413,3 | 288,4 | 245,2 | 315,3 | 204,3 | 196,1 | 185,0 | 170,5 | 127,0 | 163,9 | 3.034,3 |
| ENERNUEVAS | | | | | | | | | | | | | |
| Mini Hidro Alto Hospicio | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 9,6 |
| Mini Hidro El Toro | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 9,6 |
| Mini Hidro Santa Rosa | 0,9 | 0,8 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 10,5 |
| Total Gen. Bruta | 2,5 | 2,3 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 29,8 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 2,5 | 2,3 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 2,4 | 2,5 | 29,8 |
| GASATACAMA CHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TG1A | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TG1B | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TV1C | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TG2A | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TG2B | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TV2C | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Tarapacá | 104,2 | 94,1 | 104,2 | 100,8 | 104,2 | 53,8 | 104,2 | 103,9 | 100,8 | 103,9 | 100,8 | 103,9 | 1.178,7 |
| TGTAR | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | 104,2 | 94,1 | 104,2 | 100,8 | 104,2 | 53,8 | 104,2 | 103,9 | 100,8 | 103,9 | 100,8 | 103,9 | 1.178,7 |
| Consumos Propios | 7,1 | 6,4 | 7,1 | 6,8 | 7,1 | 3,6 | 7,1 | 7,0 | 6,8 | 7,0 | 6,8 | 7,0 | 79,8 |
| Total Gen. Neta | 97,1 | 87,7 | 97,1 | 94,0 | 97,1 | 50,1 | 97,1 | 96,9 | 94,0 | 96,9 | 94,0 | 96,9 | 1.098,9 |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| AES GENER | | | | | | | | | | | | | |
| Nueva Tocopilla 1 | 100,7 | 90,9 | 100,7 | 97,4 | 100,4 | 97,4 | 100,7 | 100,7 | 97,4 | 100,4 | 97,3 | 100,6 | 1.184,6 |
| Nueva Tocopilla 2 | 98,1 | 88,6 | 98,1 | 95,0 | 98,1 | 95,0 | 98,1 | 98,1 | 95,0 | 98,1 | 95,0 | 98,1 | 1.155,4 |
| Andes Solar | 5,1 | 4,9 | 4,9 | 4,5 | 3,5 | 4,3 | 3,8 | 4,2 | 5,4 | 4,8 | 5,7 | 5,8 | 56,8 |
| Atacama TG1B (AES Gener) | | | | | | | | | | | | | |
| Atacama TV1C (AES Gener) | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | 203,9 | 184,4 | 203,7 | 196,8 | 202,0 | 196,7 | 202,6 | 203,0 | 197,7 | 203,4 | 198,0 | 204,6 | 2.396,9 |
| Consumos Propios | 13,4 | 12,1 | 13,4 | 13,0 | 13,4 | 13,0 | 13,4 | 13,4 | 13,0 | 13,4 | 13,0 | 13,4 | 157,9 |
| Total Gen. Neta | 190,5 | 172,3 | 190,3 | 183,9 | 188,6 | 183,7 | 189,2 | 189,6 | 184,8 | 190,0 | 185,0 | 191,2 | 2.239,0 |
| CAVANCHA | | | | | | | | | | | | | |
| C.H. Cavanca | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,4 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 18,3 |
| Total Gen. Bruta | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,4 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 18,3 |
| Consumos Propios | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 |
| Total Gen. Neta | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,4 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,4 | 1,5 | 18,2 |
| EQUIPOS DE GENERACIÓN | | | | | | | | | | | | | |
| CD Inacal | 5,0 | 4,6 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,9 | 5,1 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 59,5 |
| Total Gen. Bruta | 5,0 | 4,6 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,9 | 5,1 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 4,9 | 5,0 | 59,5 |
| Consumos Propios | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 3,8 |
| Total Gen. Neta | 4,7 | 4,3 | 4,7 | 4,6 | 4,7 | 4,6 | 4,7 | 4,7 | 4,6 | 4,7 | 4,6 | 4,7 | 55,6 |
| ENORCHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Estandartes | | | | | | | | | | | | | |
| C.D. M.Blanco | | | | | | | | | | | | | |
| Ujina | | 0,4 | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | 0,4 | | | | | | | | | | | 0,4 |
| Consumos Propios | | 0,1 | | | | | | | | | | | 0,1 |
| Total Gen. Neta | | 0,3 | | | | | | | | | | | 0,3 |
| NORACID | | | | | | | | | | | | | |
| PAM | 12,7 | 11,5 | 12,7 | 12,3 | 12,7 | 12,3 | 12,8 | 12,7 | 12,4 | 12,8 | 12,3 | 12,8 | 150,0 |
| Total Gen. Bruta | 12,7 | 11,5 | 12,7 | 12,3 | 12,7 | 12,3 | 12,8 | 12,7 | 12,4 | 12,8 | 12,3 | 12,8 | 150,0 |
| Consumos Propios | 4,3 | 3,9 | 4,3 | 4,2 | 4,3 | 4,2 | 4,3 | 4,3 | 4,2 | 4,3 | 4,2 | 4,3 | 51,0 |
| Total Gen. Neta | 8,4 | 7,6 | 8,4 | 8,1 | 8,4 | 8,1 | 8,4 | 8,4 | 8,2 | 8,4 | 8,1 | 12,8 | 103,4 |
| SPS LA HUAYCA | | | | | | | | | | | | | |
| Solar La Huayca | 7,6 | 6,8 | 6,7 | 5,9 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 6,6 | 7,0 | 7,3 | 8,0 | 7,7 | 80,8 |
| Total Gen. Bruta | 7,6 | 6,8 | 6,7 | 5,9 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 6,6 | 7,0 | 7,3 | 8,0 | 7,7 | 80,8 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 7,6 | 6,8 | 6,7 | 5,9 | 5,6 | 5,7 | 5,8 | 6,6 | 7,0 | 7,3 | 8,0 | 7,7 | 80,8 |
| ON GROUP | | | | | | | | | | | | | |
| C.D. Aguas Blancas | | 0,1 | | | | | | | | | | | 0,1 |
| Total Gen. Bruta | | 0,1 | | | | | | | | | | | 0,1 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | 0,1 | | | | | | | | | | | 0,1 |
| VALLE DE LOS VIENTOS | | | | | | | | | | | | | |
| Valle de los Vientos | 22,0 | 21,7 | 20,3 | 16,1 | 17,7 | 16,7 | 18,2 | 21,1 | 18,3 | 19,0 | 19,4 | 21,6 | 232,0 |
| Total Gen. Bruta | 22,0 | 21,7 | 20,3 | 16,1 | 17,7 | 16,7 | 18,2 | 21,1 | 18,3 | 19,0 | 19,4 | 21,6 | 232,0 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 22,0 | 21,7 | 20,3 | 16,1 | 17,7 | 16,7 | 18,2 | 21,1 | 18,3 | 19,0 | 19,4 | 21,6 | 232,0 |
| LOS PUQUIOS | | | | | | | | | | | | | |
| Los Puquios | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 8,1 |
| Total Gen. Bruta | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 8,1 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,6 | 0,6 | 0,5 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 8,1 |
| POZO ALMONTE SOLAR 2 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 2 | 1,8 | 1,6 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 21,0 |
| Total Gen. Bruta | 1,8 | 1,6 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 21,0 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 1,8 | 1,6 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 1,7 | 1,8 | 21,0 |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------|
| POZO ALMONTE SOLAR 3 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 3 | 11,9 | 10,8 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,9 | 11,5 | 5,3 | 11,0 | 11,9 | 133,3 |
| Total Gen. Bruta | 11,9 | 10,8 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,9 | 11,5 | 5,3 | 11,0 | 11,9 | 133,3 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 11,9 | 10,8 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,5 | 11,9 | 11,9 | 11,5 | 5,3 | 11,0 | 11,9 | 133,3 |
| TECNET | | | | | | | | | | | | | |
| C.D. La Portada | | 0,0 | | | | | | | | | | | 0,0 |
| Total Gen. Bruta | | 0,0 | | | | | | | | | | | 0,0 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | 0,0 | | | | | | | | | | | 0,0 |
| GENERACIÓN SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| María Elena FV | 17,9 | 16,8 | 13,2 | 13,7 | 12,6 | 11,2 | 12,9 | 15,7 | 15,8 | 17,6 | 18,7 | 17,5 | 183,6 |
| Total Gen. Bruta | 17,9 | 16,8 | 13,2 | 13,7 | 12,6 | 11,2 | 12,9 | 15,7 | 15,8 | 17,6 | 18,7 | 17,5 | 183,6 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 17,9 | 16,8 | 13,2 | 13,7 | 12,6 | 11,2 | 12,9 | 15,7 | 15,8 | 17,6 | 18,7 | 17,5 | 183,6 |
| PLANTA SOLAR SAN PEDRO III | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Jama | 13,4 | 11,8 | 11,7 | 10,6 | 9,7 | 9,0 | 10,6 | 11,7 | 11,8 | 12,8 | 13,9 | 13,1 | 139,9 |
| Total Gen. Bruta | 13,4 | 11,8 | 11,7 | 10,6 | 9,7 | 9,0 | 10,6 | 11,7 | 11,8 | 12,8 | 13,9 | 13,1 | 139,9 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 13,4 | 11,8 | 11,7 | 10,6 | 9,7 | 9,0 | 10,6 | 11,7 | 11,8 | 12,8 | 13,9 | 13,1 | 139,9 |
| RIJN CAPITAL | | | | | | | | | | | | | |
| Solar Paruma | | | | | | 3,9 | 4,3 | 4,3 | 5,2 | 5,3 | 5,4 | 5,7 | 34,0 |
| Solar Pular | | | | | | 5,3 | 6,0 | 6,1 | 6,6 | 7,3 | 7,4 | 7,7 | 46,4 |
| Solar Lascar | | | | | | | 12,9 | 13,9 | 15,3 | 14,8 | 18,7 | 16,1 | 91,7 |
| Total Gen. Bruta | | | | | | 9,2 | 23,2 | 24,3 | 27,1 | 27,5 | 31,5 | 29,5 | 172,2 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | 9,2 | 23,2 | 24,3 | 27,1 | 27,5 | 31,5 | 29,5 | 172,2 |
| COCHRANE | | | | | | | | | | | | | |
| C.T. Cochran | 352,8 | 320,3 | 355,3 | 342,3 | 356,7 | 343,6 | 353,6 | 357,7 | 341,7 | 351,6 | 343,4 | 358,6 | 4.177,6 |
| Total Gen. Bruta | 352,8 | 320,3 | 355,3 | 342,3 | 356,7 | 343,6 | 353,6 | 357,7 | 341,7 | 351,6 | 343,4 | 358,6 | 4.177,6 |
| Consumos Propios | 38,4 | 34,9 | 38,7 | 37,3 | 38,9 | 37,4 | 38,5 | 39,0 | 37,2 | 38,3 | 37,4 | 39,1 | 455,1 |
| Total Gen. Neta | 314,4 | 285,4 | 316,6 | 305,0 | 317,9 | 306,1 | 315,1 | 318,8 | 304,5 | 313,3 | 305,9 | 319,5 | 3.722,4 |
| SKY SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| Arica Solar 1 | | | | | | | | | | 9,6 | 10,7 | 10,3 | 30,7 |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | 9,6 | 10,7 | 10,3 | 30,7 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | 9,6 | 10,7 | 10,3 | 30,7 |
| FOTOVOLTAICA NORTE GRANDE 5 | | | | | | | | | | | | | |
| Unibe Solar | 6,2 | 11,7 | 11,3 | 9,9 | 9,6 | 9,0 | 9,5 | 11,2 | 11,7 | 12,3 | 13,6 | 12,2 | 128,2 |
| Total Gen. Bruta | 6,2 | 11,7 | 11,3 | 9,9 | 9,6 | 9,0 | 9,5 | 11,2 | 11,7 | 12,3 | 13,6 | 12,2 | 128,2 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 6,2 | 11,7 | 11,3 | 9,9 | 9,6 | 9,0 | 9,5 | 11,2 | 11,7 | 12,3 | 13,6 | 12,2 | 128,2 |
| ABENGOWA SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| PV Cerro Dominador | 24,7 | 23,2 | 23,4 | 19,6 | 18,2 | 19,2 | 19,0 | 21,9 | 23,5 | 24,2 | 26,6 | 25,6 | 269,0 |
| CSP Cerro Dominador | | | | 63,8 | 66,1 | 63,0 | 65,3 | 65,0 | 63,3 | 65,9 | 63,5 | 65,0 | 580,9 |
| Total Gen. Bruta | 24,7 | 23,2 | 23,4 | 83,3 | 84,3 | 82,2 | 84,3 | 86,9 | 86,9 | 90,1 | 90,1 | 90,6 | 849,9 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 24,7 | 23,2 | 23,4 | 83,3 | 84,3 | 82,2 | 84,3 | 86,9 | 86,9 | 90,1 | 90,1 | 90,6 | 849,9 |
| PARQUE EÓLICO QUILLAGUA | | | | | | | | | | | | | |
| Quillagua | | | 5,1 | 4,7 | 4,4 | 4,3 | 4,5 | 4,6 | 5,6 | 12,0 | 13,3 | 12,8 | 71,2 |
| Total Gen. Bruta | | | 5,1 | 4,7 | 4,4 | 4,3 | 4,5 | 4,6 | 5,6 | 12,0 | 13,3 | 12,8 | 71,2 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | 5,1 | 4,7 | 4,4 | 4,3 | 4,5 | 4,6 | 5,6 | 12,0 | 13,3 | 12,8 | 71,2 |
| POZO ALMONTE SOLAR 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Pozo Almonte Solar 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |

| | ene | feb | mar | abr | may | jun | jul | ago | sep | oct | nov | dic | |
|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|----------|
| EDF EN CHILE | | | | | | | | | | | | | |
| Bolero | 11,0 | 25,8 | 34,8 | 28,1 | 27,7 | 28,4 | 26,1 | 33,9 | 33,7 | 36,3 | 37,6 | 38,2 | 361,6 |
| Total Gen. Bruta | 11,0 | 25,8 | 34,8 | 28,1 | 27,7 | 28,4 | 26,1 | 33,9 | 33,7 | 36,3 | 37,6 | 38,2 | 361,6 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 11,0 | 25,8 | 34,8 | 28,1 | 27,7 | 28,4 | 26,1 | 33,9 | 33,7 | 36,3 | 37,6 | 38,2 | 361,6 |
| TAMAKAYA ENERGÍA | | | | | | | | | | | | | |
| Kelar | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| CRUCERO ESTE TRES | | | | | | | | | | | | | |
| Blue Sky 1 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| CRUCERO ESTE DOS | | | | | | | | | | | | | |
| Blue Sky 2 | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| ENEL GREEN POWER DEL SUR | | | | | | | | | | | | | |
| Sierra Gorda | 26,9 | 26,8 | 26,0 | 19,8 | 21,1 | 22,5 | 23,4 | 24,2 | 23,3 | 23,8 | 25,4 | 26,3 | 289,6 |
| Finis Terrae | 33,6 | 31,7 | 32,0 | 27,9 | 26,7 | 25,0 | 27,4 | 28,0 | 33,5 | 32,0 | 38,1 | 35,2 | 371,1 |
| Total Gen. Bruta | 60,5 | 58,6 | 58,0 | 47,7 | 47,8 | 47,5 | 50,7 | 52,3 | 56,8 | 55,8 | 63,5 | 61,5 | 660,7 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 60,5 | 58,6 | 58,0 | 47,7 | 47,8 | 47,5 | 50,7 | 52,3 | 56,8 | 55,8 | 63,5 | 61,5 | 660,7 |
| AUSTRIAN SOLAR | | | | | | | | | | | | | |
| Huatacondo | | | | | | | | | 22,9 | 23,4 | 26,5 | 25,4 | 98,1 |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | 22,9 | 23,4 | 26,5 | 25,4 | 98,1 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | 22,9 | 23,4 | 26,5 | 25,4 | 98,1 |
| ACCIONA | | | | | | | | | | | | | |
| Usya | | | | | | | | | | 5,9 | 6,4 | 7,2 | 19,5 |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | 5,9 | 6,4 | 7,2 | 19,5 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | 5,9 | 6,4 | 7,2 | 19,5 |
| PMGD PICA PILOT | | | | | | | | | | | | | |
| PMGD Pica | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Bruta | | | | | | | | | | | | | |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | | | | | | | | | | | | |
| GEOTÉRMICA DEL NORTE | | | | | | | | | | | | | |
| Cerro Pabellón | | 10,7 | 10,9 | 9,6 | 8,5 | 9,4 | 8,9 | 11,1 | 11,2 | 11,5 | 13,0 | 12,3 | 117,0 |
| Total Gen. Bruta | | 10,7 | 10,9 | 9,6 | 8,5 | 9,4 | 8,9 | 11,1 | 11,2 | 11,5 | 13,0 | 12,3 | 117,0 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | | 10,7 | 10,9 | 9,6 | 8,5 | 9,4 | 8,9 | 11,1 | 11,2 | 11,5 | 13,0 | 12,3 | 117,0 |
| CALAMA SOLAR 1 SPA | | | | | | | | | | | | | |
| Calama Solar | 13,9 | 10,7 | 12,1 | 10,3 | 10,3 | 9,3 | 10,5 | 10,9 | 12,3 | 12,4 | 14,4 | 13,7 | 140,6 |
| Total Gen. Bruta | 13,9 | 10,7 | 12,1 | 10,3 | 10,3 | 9,3 | 10,5 | 10,9 | 12,3 | 12,4 | 14,4 | 13,7 | 140,6 |
| Consumos Propios | | | | | | | | | | | | | |
| Total Gen. Neta | 13,9 | 10,7 | 12,1 | 10,3 | 10,3 | 9,3 | 10,5 | 10,9 | 12,3 | 12,4 | 14,4 | 13,7 | 140,6 |
| TOTAL SING | | | | | | | | | | | | | |
| Generación Bruta | 1.826,5 | 1.671,9 | 1.827,8 | 1.793,7 | 1.845,4 | 1.833,8 | 1.826,2 | 1.846,1 | 1.819,5 | 1.870,3 | 1.817,5 | 1.897,7 | 21.876,4 |
| Consumos Propios | 149,4 | 127,5 | 143,4 | 140,5 | 147,0 | 145,2 | 143,7 | 143,3 | 138,1 | 140,9 | 134,0 | 141,3 | 1.694,4 |
| Generación Neta | 1.677,1 | 1.544,4 | 1.684,4 | 1.653,1 | 1.698,4 | 1.688,6 | 1.682,5 | 1.702,8 | 1.681,4 | 1.729,4 | 1.683,5 | 1.760,8 | 20.186,4 |
| Pérdidas | 37,0 | 41,8 | 38,1 | 36,4 | 35,7 | 39,6 | 35,1 | 38,7 | 38,6 | 35,5 | 34,1 | 36,5 | 447,1 |
| RETIROS SING | | | | | | | | | | | | | |
| | 1.640,1 | 1.502,6 | 1.646,3 | 1.616,7 | 1.662,7 | 1.649,1 | 1.647,4 | 1.664,1 | 1.642,8 | 1.693,8 | 1.649,4 | 1.724,3 | 19.739,3 |
| ENS | | | | | | | | | | | | | |
| Cmg Crucero 220 (USD /MWh) | 48,3 | 55,2 | 50,1 | 50,9 | 50,6 | 53,0 | 47,0 | 48,5 | 49,0 | 46,9 | 46,5 | 46,7 | 49,4 |

Nota: El costo marginal presentado en la planilla de color rojo, que resulta de una optimización lineal para un horizonte de mediano y largo plazo, corresponde al multiplicador de Lagrange (variable dual) asociado a la restricción de balance de energía. Esta variable matemática, en ningún caso, representa una previsión de los costos marginales reales esperados dicho horizonte, dado que los costos marginales reales resultan del proceso de cálculo que realiza la DP, conforme a la normativa vigente para la valorización de las transferencias de energía del SING.

5. PROYECTOS EN CONSTRUCCIÓN

A continuación, se presenta un resumen con los principales proyectos de generación, transmisión y consumos del SING, según lo comunicado por la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N° 914 del 26 de diciembre de 2016, considerando la siguiente modificación:

- Los proyectos Uribe Solar, Cerro Pabellón y Bolero I de generación, y el proyecto Reemplazo de paños transformadores 11 y 12 S/E 10A de consumo, constan en la Resolución Ex. N° 914 de una puesta en servicio estimada a diciembre 2016. Al no realizarse ésta al 31 de diciembre 2016, su fecha estimada fue pospuesta a enero 2017.

Tabla 54: Proyectos de Generación en Construcción.

| Proyectos de Generación | Fecha Estimada Puesta en Servicio | Potencia Neta MW | Tipo Tecnología |
|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|
| Uribe Solar | ene-17 | 50,0 | Solar FV |
| Cerro Pabellón | ene-17 | 48,0 | Geotérmica |
| Bolero I | ene-17 | 84,0 | Solar FV |
| Bolero II | ene-17 | 42,0 | Solar FV |
| Bolero III | feb-17 | 20,0 | Solar FV |
| Calama Solar 1 | feb-17 | 9,0 | Solar FV |
| Quillagua I | mar-17 | 23,0 | Solar FV |
| PV Cerro Dominador | abr-17 | 100,0 | Solar FV |
| Puerto Seco Solar | jun-17 | 9,0 | Solar FV |
| Pular | jun-17 | 28,9 | Solar FV |
| Paruma | jun-17 | 21,4 | Solar FV |
| Lascar I | jun-17 | 30,0 | Solar FV |
| Lascar II | jun-17 | 34,6 | Solar FV |
| Arica Solar I | sep-17 | 18,0 | Solar FV |
| Arica Solar II | sep-17 | 22,0 | Solar FV |
| Huatacondo | sep-17 | 98,0 | Solar FV |
| Usya | oct-17 | 25,0 | Solar FV |
| Quillagua II | oct-17 | 27,0 | Solar FV |
| Infraestructura Energética Mejillones | feb-18 | 375,0 | Termoeléctrica |
| Quillagua III | jun-18 | 50,0 | Solar FV |
| Cerro Dominador | jun-18 | 110,0 | Solar Térmica |

Tabla 55: Proyectos de Transmisión en Construcción.

| Proyectos de Transmisión | Fecha Estimada Puesta en Servicio |
|---|-----------------------------------|
| Tendido segundo circuito línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas. | nov-16 ³ |
| Conexión en S/E Lagunas de proyecto Pintados-Pica-Llamara. | mar-17 |
| Nueva Línea 2x220 kV Encuentro - Lagunas. Primer circuito. | abr-17 |
| Nueva Línea 2x220 kV entre S/E Los Changos y S/E Kapatur. | jun-18 |
| S/E Nueva Crucero Encuentro. | dic-18 |
| Extensión Líneas 2x220 kV Crucero – Lagunas para reubicación de conexiones desde S/E Crucero a S/E Nueva Crucero Encuentro. | jun-19 |
| Ampliación de conexiones S/E Crucero para reubicación S/E Nueva Crucero Encuentro. | jun-19 |
| Ampliación S/E Nueva Crucero Encuentro. | jun-19 |
| Nueva Línea 2x500 kV entre S/E Los Changos y S/E Nueva Crucero Encuentro. | dic-20 |

Tabla 56: Proyectos de Consumo en Construcción.

| Proyectos de Consumo | Fecha Estimada Puesta en Servicio |
|---|-----------------------------------|
| Reemplazo de paños transformadores 11 y 12 S/E 10A. | ene-17 |
| Reemplazo de transformadores 5 y 6 S/E 10. | ene-17 |

³ Esta fecha se encuentra sujeta a la interconexión del proyecto Nueva Línea 2x220 kV Encuentro – Lagunas primer circuito, del Decreto 5T/2013, de acuerdo a Resolución Exenta N° 914.

6. ESTUDIOS TARIFARIOS

6.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL

Incorporación de instalaciones troncales.

Se informó, mediante carta CDEC-SING N° 1921, la entrada en operación a partir del día 25 de noviembre de la línea 220 kV Atacama - O'Higgins, la cual fue incluida en los informes mensuales de pago de peaje troncal.

Construcción de la Obra Troncal Nueva Línea 2x220 kV Encuentro-Lagunas primer circuito, Decreto Exento N° 82/2012:

De acuerdo al Informe mensual de avance de Auditoría Técnica correspondiente al mes de noviembre, la ejecución del proyecto presenta un 84,24% de avance.

Cumplimiento del Hito Relevante N° 3. Mediante carta CDEC-SING N° 2067 de fecha 21 de diciembre, se comunicó al Adjudicatario la aprobación del cumplimiento del Hito denominado "Construcción de las fundaciones". Adicionalmente, en dicha carta se advierte de situaciones que requieren ser debidamente atendidas por el Adjudicatario para asegurar el cumplimiento del Hito de Entrada en Operación del proyecto en tiempo y forma.

Construcción de la Obra Nueva Subestación Kimal (Ex Nueva Crucero Encuentro), Decreto Exento N° 201/2014.

De acuerdo a la información presentada en informe de Auditoría Técnica correspondiente al mes de noviembre, la ejecución del proyecto presenta un 25,42% de avance.

Cumplimiento del Hito Relevante N° 1. El Adjudicatario, mediante carta SATT 077 de fecha 6 de diciembre, envió los antecedentes correspondientes al cumplimiento del Hito N° 1 denominado: "Seguros contratados y Estudio que determina las especificaciones de detalle del Proyecto". A diciembre, los antecedentes se encuentran sometidos a la recepción conforme y aprobación por parte del Coordinador Eléctrico Nacional y del Auditor Técnico del proyecto.

Proceso de Licitación de la Obra Nueva Subestación Pozo Almonte y líneas Nueva Pozo Almonte a Pozo Almonte, a Cóndores y Parinacota. Decreto Exento N° 373/2016:

El proyecto recomendado por el Coordinador Eléctrico Nacional, fue incorporado en el Decreto de Expansión DS 373/2016 y tiene como propósito reforzar el abastecimiento seguro del norte, en especial las ciudades de Arica e Iquique, posibilitar la conexión de proyectos de ERNC y futuras interconexiones internacionales con Perú. Tiene un valor referencial de inversión de 96 MMUS\$ y debería estar en servicio a fines del año 2021.

Se emitió, en fecha 24 de octubre de 2016, la Circular Aclaratoria N°2 con respuestas a alrededor de 70 preguntas de los Participantes. Mediante carta CDEC-SING N° 1791/2016, de fecha 28 de octubre, las consultas y sus respuestas fueron remitidas a la CNE, a quien se solicitaron también algunas aclaraciones respecto de las Bases.

Mediante la comunicación de la Resolución Exenta N° 888, de fecha 19 de diciembre de 2016, se recibieron las Bases de Licitación, modificadas por la CNE en aspectos básicamente administrativos, y mediante carta CNE N° 791 de la misma fecha se da respuesta a consultas planteadas por los CDEC correspondientes a la Circular Aclaratoria N° 2.

De acuerdo al cronograma, el 23 de diciembre se dio término al periodo de consultas, recibándose aproximadamente 100, las cuales serán respondidas con plazo hasta el 30 de enero. El cronograma considera la modificación de Bases de Licitación hasta el 27 de febrero, la presentación de propuestas hasta el 29 de marzo, y la evaluación y adjudicación hasta fines de mayo.

6.2. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

En aplicación del artículo 11T de la nueva Ley, la CNE ha dado inicio al proceso de determinar los ajustes en el Decreto N° 14/2012, los cuales incluyen cambios en la valorización de las instalaciones y los pagos, debido a los cambios introducidos en la calificación troncal (D 23T) y la calificación de subtransmisión (DS 163/2014). Mediante Resolución Exenta N° 940, de fecha 30 de diciembre, la CNE aprobó un informe técnico sobre los ajustes al DS 14/2012 ya mencionado. Por otra parte, en fecha 19 de diciembre, el Coordinador Eléctrico Nacional publicó para observaciones de los Coordinados los cálculos de reliquidación para la devolución de los pagos efectuados por parte de las centrales en uso de subtransmisión en el año 2016, según se dispone en el mismo artículo transitorio mencionado.

6.3. SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

En fecha 30 de diciembre de 2016, fue publicada en el sitio web del Coordinador Eléctrico la información de valor de instalaciones de transmisión (AVI y COMA) nacional, zonal y dedicada del SING, conforme a lo dispuesto en artículo 72°-8, literal i) de la Ley y en la Resolución Exenta N° 921 de la Comisión Nacional de Energía, de fecha 28 de diciembre de 2016.

7. ANEXOS SING

7.1. ANEXO 1. FALLAS DE INSTALACIONES

En las tablas a continuación, se presentan los eventos de falla ocurridos durante la operación del sistema en el tercer trimestre de 2016, y que tuvieron como resultado la elaboración de un Informe Resumen de Fallas (IRF) de acuerdo al Artículo 10 del Anexo Técnico: Informes de Falla de Coordinados, de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Tabla 57: Eventos de Falla asociados a unidades generadoras.

| Evento | Fecha | Hora | Descripción | Causa | Frecuencia [Hz] | Nº Escalón | Desconexión Generación [MW] | Desconexión Consumos [MW] |
|--------|--------|-------|--|---|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------------|
| 4259 | 03-oct | 14:40 | Desenganche de la Unidad CCR2. | Señal errónea del estado operacional de la bomba de agua alimentación, en Runback programado por pruebas. | 49,47 | No | 129,00 | 0 |
| 4260 | 03-oct | 22:47 | Desenganche de la Unidad CTA. | Bajo nivel del domo. | 49,22 | No | 155,00 | 0 |
| 4261 | 04-oct | 6:53 | Regresión de carga de la Unidad U13 y posterior desenganche. | Falla en sistema de amortiguación del gobernador de la turbina. | 49,71 | No | 68,00 | 0 |
| 4262 | 06-oct | 21:08 | Regresión de carga de la Unidad U13 y posterior desenganche. | Falla en sistema de amortiguación del gobernador de la turbina. | 49,73 | No | 51,00 | 0 |
| 4263 | 07-oct | 9:37 | Regresión de carga de la Unidad CCR1. | Falla en ventilador de aire primario B. | 49,55 | No | 147,00 | 0 |
| 4264 | 08-oct | 2:33 | Desenganche de la Unidad CTM1. | Línea neumática de alimentación control de dumper VTI "B" dañada. | 49,43 | No | 114,00 | 0 |
| 4267 | 08-oct | 16:17 | Desenganche de la Unidad CTM1. | Falla bomba de refrigeración A, por pérdida de aire de instrumentación. | 49,23 | No | 91,00 | 0 |
| 4269 | 14-oct | 4:02 | Desenganche de la Unidad CTTAR. | Trip de molino A y D de caldera. | 49,71 | No | 39,00 | 0 |
| 4271 | 18-oct | 12:10 | Desenganche de la componente TG1 de KELAR. | Conexión suelta en cable de interruptor acoplador de barra 6,6 KV. | 49,47 | No | 94,00 | 0 |
| 4274 | 20-oct | 11:17 | Desenganche de la componente TG1 de KELAR. | Mala regulación de la válvula de control de gas del precalentador de eficiencia de la componente TG1. | 49,56 | No | 80,00 | 0 |
| 4276 | 25-oct | 15:35 | Desenganche de la Unidad CCR2. | Falsa señal de apertura del dämpen bypass del CDS (Sistema Control de Emisiones). | 49,21 | No | 109,00 | 0 |
| 4278 | 26-oct | 20:29 | Desenganche de la Unidad CCR1. | Alto nivel del domo. | 49,65 | No | 64,00 | 0 |
| 4279 | 31-oct | 13:56 | Desenganche de la componente TV de KELAR. | Falla en regulación de válvula de control del nivel del domo intermedio de presión. | 49,64 | No | 70,00 | 0 |
| 4280 | 31-oct | 16:01 | Desenganche de la componente TV de KELAR. | Falla en regulación de válvula de control del nivel del domo intermedio de presión. | 49,90 | No | 35,00 | 0 |
| 4281 | 31-oct | 19:22 | Desenganche de la componente TV de KELAR. | Válvula de control de alta presión se va a cierre rápidamente, provocando trip de la componente TV. | 49,64 | No | 71,00 | 0 |
| 4285 | 05-nov | 22:15 | Desenganche de la Unidad CTTAR. | Bajo vacío del condensador. | 49,67 | No | 40,60 | 0 |
| 4289 | 06-nov | 20:17 | Desenganche de la Unidad TG3. | Alta temperatura de escape. | 49,70 | No | 23,00 | 0 |
| 4290 | 06-nov | 21:48 | Desenganche de la Unidad TG3. | Falsa señal temperatura de escape. | 50,00 | No | 10,00 | 0 |
| 4293 | 11-nov | 4:10 | Desenganche de la Unidad CTM1 | Alta temperatura vapor principal por descontrol de caldera al disparar molino D. | 49,62 | No | 136,20 | 0 |
| 4295 | 16-nov | 7:14 | Desenganche de la Unidad CTM3 | Problema posición de válvula de venteo línea de gas. | 49,60 | No | 123,00 | 0 |
| 4296 | 16-nov | 11:31 | Desenganche de la Unidad NTO1 | Falla en los procesadores de control de caldera. | 49,61 | No | 100,00 | 0 |
| 4298 | 17-nov | 9:46 | Desenganche de la componente KELAR TG2 | Error operacional debido a la conexión de una laptop al control local de la Unidad, provocando un conflicto en las direcciones IP de la red de comunicaciones de la componente Kelar TG2. | 49,01 | 1 | 177,80 | 21,16 |
| 4300 | 19-nov | 17:44 | Desenganche de la Unidad CTM1. | Baja presión de aire de instrumentación. | 49,70 | No | 91,00 | 0 |
| 4301 | 23-nov | 14:33 | Desenganche de la Unidad PAM. | Falla bomba sistema de enfriamiento condensado. | 50,00 | No | 22,80 | 0 |

| Evento | Fecha | Hora | Descripción | Causa | Frecuencia [Hz] | Nº Escalón | Desconexión Generación [MW] | Desconexión Consumos [MW] |
|--------|--------|-------|---|---|-----------------|------------|-----------------------------|---------------------------|
| 4303 | 25-nov | 2:29 | Regresión de carga y posterior desenganche de la Unidad CTTAR | Fuga de fluido hidráulico provoca amago de incendio en la turbina. | 49,69 | No | 96,00 | 0 |
| 4305 | 30-nov | 11:05 | Desenganche de la componente KELAR TG2 | Intervención fortuita de válvula de corte de combustible diesel. | 49,33 | No | 100,00 | 0 |
| 4309 | 03-dic | 17:01 | Desenganche de la Unidad U15. | Falla de transmisor de presión de aceite de control de turbina. | 49,67 | No | 77,00 | 0 |
| 4310 | 04-dic | 0:21 | Desenganche de la Unidad U15. | Falsa señal de diferencial de temperatura de carcasa de la turbina. | 49,62 | No | 118,00 | 0 |
| 4311 | 04-dic | 8:19 | Desenganche de la Unidad CTM3-TG+CTM3-TV. | Pérdida de ajuste del switch de final de carrera de válvula de venteo de gas. | 49,45 | No | 126,00 | 0 |
| 4312 | 04-dic | 16:01 | Desenganche de Unidades KELAR TG2 y KELAR TG1. | Error de parametrización en la lógica de control de la turbina a gas en unidades KELAR TG1 y TG2. | 48,78 | 3 | 276,62 | 82,72 |
| 4313 | 05-dic | 1:27 | Desenganche de la componente TG3. | Falsa alarma de detector de incendios. | 49,74 | No | 23,00 | 0 |
| 4314 | 05-dic | 1:31 | Desenganche de la componente CTM3-TV. | Pérdida de excitación en el generador. | 49,46 | No | 80,00 | 0 |
| 4317 | 13-dic | 14:21 | Desenganche de la Unidad TG3. | Falsa señal en sistema contra incendios. | 50,00 | No | 16,50 | 0 |
| 4324 | 19-dic | 10:50 | Desenganche de la componente KELAR TG1. | Problema en la lógica de control de válvula de gas. | 49,62 | No | 100,00 | 0 |
| 4326 | 19-dic | 15:20 | Desenganche de la componente KELAR TG1. | Problema en lógica de control de válvula de combustible. | 49,39 | No | 103,00 | 0 |
| 4327 | 20-dic | 9:32 | Regresión de carga de la Unidad ANG2. | Pérdida del alimentador de carbón, causa una falla en el detector de llama asociado. | 49,04 | 1 | 40,00 | 22,42 |
| 4328 | 21-dic | 0:54 | Desenganche de la Unidad CTM2. | Activación de alarma de desgaste de cojinete de empuje. | 49,49 | No | 128,00 | 0 |
| 4329 | 21-dic | 13:51 | Desenganche de la Unidad NTO2. | Trip de caldera al realizar transferencia de válvula. | 50,00 | No | 20,00 | 0 |
| 4330 | 21-dic | 20:58 | Desenganche de la componente TG1B. | Válvula de control del cuadro nivel del domo no cerró al 100%. | 50,00 | No | 30,00 | 0 |
| 4332 | 22-dic | 21:02 | Regresión de carga y posterior desenganche de la Unidad CTM2. | Alto nivel de domo debido a disparo de molino N°1. | 50,00 | No | 55,00 | 0 |
| 4334 | 26-dic | 14:33 | Desenganche de la Unidad CTA. | Bajo nivel de domo debido a pérdida de dos bombas de agua de alimentación. | 49,64 | No | 101,00 | 0 |
| 4335 | 26-dic | 19:45 | Desenganche de la Unidad U13. | Baja presión de caldera por obstrucción de alimentador. | 50,07 | No | 57,00 | 0 |
| 4336 | 27-dic | 6:48 | Desenganche de la componente KELAR-TV. | Falta de control en válvula de atemperación de vapor sobrecalentado. | 49,78 | No | 57,00 | 0 |
| 4337 | 27-dic | 16:11 | Regresión de carga de la Central Finis Terrae. | Pérdida de comunicación entre inversores y controladores de potencia del parque. | 49,01 | 1 | 110,00 | 6,08 |
| 4338 | 27-dic | 20:59 | Desenganche de la Unidad NTO2. | Descontrol de caldera por puesta en servicio del pulverizador. | 49,90 | No | 42,00 | 0 |
| 4339 | 28-dic | 11:16 | Desenganche de la Unidad U15. | Bajo nivel del domo. | 49,96 | No | 35,00 | 0 |
| 4340 | 28-dic | 15:29 | Desenganche de la Unidad U15. | Descontrol en el desaireador. | 49,94 | No | 30,00 | 0 |
| 4341 | 29-dic | 1:03 | Desenganche de la componente KELAR-TV. | Suciedad en filtro de línea de atemperación de vapor sobrecalentado de media presión. | 49,69 | No | 60,00 | 0 |
| 4343 | 30-dic | 5:32 | Desenganche de la Unidad U14. | Falla de termocupla descanso del VTI A. | 49,49 | No | 126,00 | 0 |
| 4344 | 30-dic | 8:08 | Desenganche de la Unidad CTM3-TG+CTM3-TV. | Falla en la transferencia de modo de combustión. | 49,36 | No | 115,00 | 0 |
| 4346 | 30-dic | 22:22 | Desenganche de la componente KELAR-TV. | Alto nivel del domo de alta presión. | 49,69 | No | 53,00 | 0 |

Tabla 58: Eventos de Falla asociados a instalaciones de transmisión.

| Evento | Fecha | Hora | Descripción | Causa | Frecuencia [Hz] | Desconexión Consumos [MW] |
|--------|--------|-------|---|---|-----------------|---------------------------|
| 4258 | 02-oct | 19:52 | Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte. | Ave electrocutada en estructura N°33, provoca un cortocircuito monofásico en la línea. | 50,00 | 3,34 |
| 4265 | 08-oct | 3:58 | Interrupción de la línea 110 kV Mejillones - Antofagasta. | Cortocircuito monofásico en la Fase B de la línea, en la estructura N°91. | 50,00 | 10,00 |
| 4266 | 08-oct | 13:05 | Interrupción de la línea 66 kV Pozo Almonte - La Cascada HMC (Sagasca). | Ave electrocutada en la estructura N° 43. | 50,00 | 0 |
| 4268 | 09-oct | 4:02 | Interrupción de Transformador 2 Radomiro Tomic 220/23 kV N°3. | Principio de incendio. | 50,49 | 90,00 |
| 4270 | 16-oct | 12:10 | Interrupción de la línea 220 kV Chimborazo - Domeyko. | Apertura interruptor 52J2 de S/E Chimborazo por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4272 | 19-oct | 13:21 | Interrupción del Transformador Rande 220/33 kV N°1 de Finis Terrae. | Error operacional. | 50,00 | 0 |
| 4273 | 20-oct | 8:37 | Interrupción de la Línea 220 kV Kapatur - O'Higgins. Circuito N°2. | Jote electrocutado en la estructura N°154. | 50,00 | 0 |
| 4275 | 22-oct | 22:15 | Interrupción del Circuito Línea 110 kV Central Tocopilla - A. Circuito N° 2. | Operación función 21N fase A a 111 km de S/E Chuquicamata por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4277 | 26-oct | 16:34 | Interrupción del Transformador Central Diesel Tamaya 110/11 kV N°1. | Operación función 67N sobrecorriente residual direccional por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4282 | 02-nov | 2:26 | Interrupción del Transformador Mantos Blancos 23/6.3 kV N° 4. | Falla en conductor de línea 23Kv asociada a transformador N°4 23/6.6 kV. | 50,00 | 19,00 |
| 4283 | 05-nov | 10:18 | Interrupción del Circuito línea 220 kV Kapatur - O'Higgins. Circuito N°1 | 2 jotes electrocutados en la estructura 144 del circuito N°1 de la línea O' Higgins - Kapatur. | 50,00 | 0 |
| 4284 | 05-nov | 12:37 | Interrupción del Transformador SVC Domeyko 220/19.5 kV N°1. | Falla en servicios auxiliares. | 50,00 | 0 |
| 4286 | 06-nov | 3:28 | Interrupción de la Línea 66 kV Iquique - Pozo Almonte. Circuito N°1. | Opera función 21-21N distancia fase C a tierra a 9,9 km de S/E Iquique por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4287 | 06-nov | 6:21 | Interrupción del Transformador OGP1 220/33 kV N°2. | Operación función 51N de causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4288 | 06-nov | 12:52 | Interrupción de la Línea 110 kV Arica - Pozo Almonte | Acortamiento de distancia eléctrica por presencia de vehículos militares (no confirmado) | 50,15 | 2,19 |
| 4291 | 07-nov | 17:55 | Interrupción del Transformador OGP1 220/33 kV N°2. | Operación función 51N por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4292 | 07-nov | 19:38 | Interrupción de Línea 110 kV Central Tocopilla - A. Circuito N°2. | Robo de conductor entre estructura N°5 y N°31. | 50,00 | 0 |
| 4294 | 13-nov | 20:15 | Interrupción de la línea 110 kV Muelle - Guayaques. | Operación de función de protección 87L fase B | 50,00 | 25,00 |
| 4297 | 17-nov | 3:46 | Interrupción del 52CT2 transformador Mejillones 13.8 / 23 k V | Operación de protecciones del 52CT2 de S/E Mejillones debido a incorrecta operación de las protecciones del alimentador Punta Angamos | 50,00 | 1,65 |
| 4299 | 18-nov | 14:27 | Interrupción de la Línea 220 kV Chacaya - El Cobre. | Error humano durante trabajos de normalización y verificación protección 50BF del paño J3. | 50,00 | 0 |
| 4302 | 24-nov | 11:35 | Interrupción de la línea 220 kV Atacama - Esmeralda. | Error operacional relacionada con el mantenimiento del sistema 2 de protecciones del interruptor 52J11 de S/E Atacama | 50,36 | 67,40 |
| 4304 | 27-nov | 2:22 | Interrupción de la línea 66 kV Pozo Almonte - La Cascada HMC (Sagasca) | Corte del conductor de la fase 1 producto de fatiga de material. | 50,00 | 0 |
| 4306 | 30-nov | 13:49 | Interrupción del Circuito Línea 220 kV Laberinto - Mantos Blancos. | Error operacional al cerrar la puesta a tierra del paño J05L de S/E Laberinto mientras se instalaba la nueva RTU en la Subestación. | 50,86 | 84,50 |
| 4307 | 01-dic | 6:16 | Interrupción del Trafo 4 Coloso 220/13.8/6.9 kV N°4. | Cortocircuito monofásico, que evoluciona a trifásico, en transformador de medida tomado desde neutro de transformador principal. | 50,00 | 3,50 |
| 4308 | 02-dic | 6:53 | Interrupción de la Línea 220 kV Kapatur - O'Higgins, circuito N° 2. | Contaminación por excremento de ave en estructura N°168. | 50,00 | 11,65 |
| 4315 | 12-dic | 3:02 | Interrupción del Transformador Andes 345/220/23 kV N°2 de Andes. | Operación de función de protección 87T de Transformador Andes 345/220/23 kV N°2 por causa indeterminada | 50,00 | 0 |
| 4316 | 12-dic | 23:09 | Interrupción de la línea 110 kV Central Tocopilla - Central Diesel Tamaya, circuito N°3. | Intento de robo. | 50,00 | 0 |
| 4318 | 14-dic | 12:27 | Interrupción del Transformador N°2 Monturaqui 69/4,16 kV. | Error humano. | 50,00 | 0 |
| 4319 | 15-dic | 6:41 | Interrupción del Transformador Tamarugal 66/23 kV. | Operación indeseada de la protección 59N asociada al paño ET de S/E Tamarugal, debido a una falla en el temporizador del relé. | 50,00 | 4,48 |
| 4320 | 16-dic | 19:38 | Interrupción de línea 110 kV Arica - Pozo Almonte, línea 66 kV Central Chapiquiña - Arica y línea 66 kV Arica - Central Diesel Arica. | Conductor cortado (fase 1) en estructura N°112 provocando falla monofásica en la fase S de la línea. | 50,00 | 3,61 |
| 4322 | 18-dic | 9:56 | Interrupción de la S/E Tap Off Vitor N°2 Móvil. | Jote electrocutado en el Trafo 2 Tap Off Vitor N° 2 Móvil 110/23 kV. | 50,00 | 0 |
| 4323 | 19-dic | 1:21 | Interrupción del Transformador Tamarugal 66/23 kV. | Cortocircuito trifásico, debido a una falla en el alimentador Hospicio, paño E1 de S/E Tamarugal | 50,00 | 1,80 |
| 4325 | 19-dic | 11:02 | Interrupción del Transformador La Portada 110/23 kV N°3. | Descarga de conductor protegido a poste aguas abajo del interruptor 52ET3 | 50,00 | 6,00 |

| Evento | Fecha | Hora | Descripción | Causa | Frecuencia [Hz] | Desconexión Consumos [MW] |
|--------|--------|-------|---|---|-----------------|---------------------------|
| 4331 | 22-dic | 6:55 | Interrupcion de línea 110 kV Muelle - Guayaques. | Operacion tuncion de proteccion Z1/Z1N fase B a tierra a 215 km de S/E Muelle por causa indeterminada | 50,00 | 30,00 |
| 4333 | 23-dic | 21:19 | Interrupción de línea 110 kV Mejillones - Antofagasta. | Acortamiento de distancia eléctrica por presencia de vehículos militares (no confirmado) | 50,00 | 14,40 |
| 4342 | 30-dic | 5:11 | Interrupción de línea 33 kV Chacaya - Tap Off E.B. Algorta N°2. | Corte de mufa en línea interna del cliente. | 50,00 | 4,28 |
| 4347 | 31-dic | 9:53 | Interrupción de línea 66 kV Central Diesel Iquique - Iquique. | Operación función de protección 51N fase A en el extremo de S/E Iquique por causa indeterminada | 50,00 | 0 |

Tabla 59: Eventos de Falla asociados a instalaciones de clientes.

| Evento | Fecha | Hora | Descripción | Causa | Frecuencia [Hz] | Desconexión Consumos [MW] |
|--------|--------|-------|---------------------------------------|---|-----------------|---------------------------|
| 4321 | 17-dic | 12:32 | Rechazo de carga de minera Escondida. | Operación indeseada del relé de sobretensión en sala eléctrica 522 de bombas de molienda en planta OGP1 | 50,74 | 100,00 |
| 4345 | 30-dic | 12:55 | Rechazo de carga de minera Esperanza. | Falla interna en enlace de 23 kV entre la minera el Tesoro y la minera Centinela | 50,66 | 90,00 |

7.2. ANEXO 2. DESCONEXIONES MANUALES DE CARGA

Durante el cuarto trimestre de 2016 no se presentaron la Desconexiones Manuales de Carga (DMC) durante la operación del sistema.

7.3. ANEXO 3. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MAYOR

A continuación, se presenta el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor 2017-2018, versión1, en vigencia desde el 01/01/2017.

Tabla 60: Programa Mantenimiento Preventivo Mayor.

| Empresa | Unidad | desde | hasta | duración (días) | antecedentes |
|------------|----------|------------|------------|-----------------|------------------------------------|
| AES GENER | NT01 | 13-03-2018 | 01-04-2018 | 20 | AES - CDEC SING N° 117/2016 |
| AES GENER | NT02 | 28-11-2016 | 17-12-2016 | 20 | AES - CDEC SING N° 112/2016 |
| AES GENER | NT02 | 07-05-2018 | 26-05-2018 | 20 | AES - CDEC SING N° 117/2016 |
| ANDINA | CTA1 | 01-03-2017 | 01-04-2017 | 32 | ENGIE N° 365 2016 |
| ANDINA | CTA1 | 26-02-2018 | 12-03-2018 | 15 | ENGIE N° 366 2016 |
| ANGAMOS | ANG1 | 21-01-2017 | 09-02-2017 | 20 | CT ANGAMOS - CDEC SING N° 091/2016 |
| ANGAMOS | ANG2 | 07-02-2017 | 26-02-2017 | 20 | CT ANGAMOS - CDEC SING N° 091/2016 |
| COCHRANE | CCR1 | 01-12-2016 | 31-12-2016 | 31 | FAX CCR - CDEC SING N° 86/2016 |
| COCHRANE | CCR1 | 01-01-2017 | 19-01-2017 | 19 | FAX CCR - CDEC SING N° 86/2016 |
| COCHRANE | CCR1 | 26-12-2017 | 31-12-2017 | 6 | FAX CCR - CDEC SING N° 100/2016 |
| COCHRANE | CCR1 | 01-01-2018 | 14-01-2018 | 14 | FAX CCR - CDEC SING N° 100/2016 |
| COCHRANE | CCR2 | 06-11-2017 | 27-11-2017 | 22 | FAX CCR - CDEC SING N° 12/2016 |
| ENGIE | CTM1 | 02-04-2017 | 16-04-2017 | 15 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | CTM1 | 15-01-2018 | 25-02-2018 | 42 | ENGIE N° 366 2016 |
| ENGIE | CTM2 | 04-08-2017 | 03-10-2017 | 61 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U12 | 03-07-2017 | 03-08-2017 | 32 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U13 | 01-06-2017 | 02-07-2017 | 32 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U14 | 06-05-2017 | 18-05-2017 | 13 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U15 | 19-05-2017 | 31-05-2017 | 13 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U16-TG | 04-10-2017 | 13-10-2017 | 10 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENGIE | U16-TV | 04-10-2017 | 13-10-2017 | 10 | ENGIE N° 365 2016 |
| ENORCHILE | MIMB2 | 25-05-2017 | 23-06-2017 | 30 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB3 | 24-04-2017 | 23-05-2017 | 30 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB4 | 24-03-2017 | 22-04-2017 | 30 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB6 | 22-02-2017 | 22-03-2017 | 29 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB8 | 21-01-2017 | 19-02-2017 | 30 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB9 | 20-12-2016 | 31-12-2016 | 12 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | MIMB9 | 01-01-2017 | 19-01-2017 | 19 | OP-51/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_10 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_11 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_12 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_13 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_7 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_8 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| ENORCHILE | ZOFRI_9 | 01-05-2017 | 03-05-2017 | 3 | OP-028/2016 |
| GASATACAMA | CTTAR | 15-06-2017 | 28-06-2017 | 14 | CDEC-SING G/E N° 0112/2016 |
| GASATACAMA | TG1B | 01-08-2017 | 10-08-2017 | 10 | CDEC-SING G/E N° 0112/2016 |
| GASATACAMA | TGTAR | 01-07-2017 | 16-07-2017 | 16 | CDEC-SING G/E N° 0112/2016 |
| GASATACAMA | TV1C | 01-08-2017 | 07-08-2017 | 7 | CDEC-SING G/E N° 0112/2016 |
| HORNITOS | CTH1 | 17-04-2017 | 29-04-2017 | 13 | ENGIE N° 365 2016 |

| Empresa | Unidad | desde | hasta | duración (días) | antecedentes |
|-------------------|-----------|------------|------------|-----------------|----------------------|
| HORNITOS | CTH1 | 02-04-2018 | 03-05-2018 | 32 | ENGIE N° 366 2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG1 | 19-01-2017 | 29-01-2017 | 11 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG1 | 26-05-2017 | 27-05-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG1 | 28-09-2017 | 30-09-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG1 | 31-01-2018 | 01-02-2018 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG1 | 06-06-2018 | 05-06-2018 | 0 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG2 | 30-01-2017 | 09-02-2017 | 11 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG2 | 04-06-2017 | 05-06-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG2 | 07-10-2017 | 09-10-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG2 | 09-02-2018 | 10-02-2018 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG2 | 11-06-2018 | 13-06-2018 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG3 | 17-05-2017 | 18-05-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG3 | 19-09-2017 | 21-09-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG3 | 22-01-2018 | 23-01-2018 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG3 | 27-05-2018 | 06-06-2018 | 11 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG4 | 11-01-2017 | 13-01-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG4 | 19-05-2017 | 20-05-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG4 | 21-09-2017 | 01-10-2017 | 11 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG4 | 24-01-2018 | 25-01-2018 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG4 | 29-05-2018 | 31-05-2018 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG5 | 04-03-2017 | 05-03-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG5 | 07-07-2017 | 09-07-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG5 | 09-11-2017 | 10-11-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG5 | 14-03-2018 | 24-03-2018 | 11 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG6 | 08-05-2017 | 10-05-2017 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG6 | 10-09-2017 | 11-09-2017 | 2 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG6 | 13-01-2018 | 15-01-2018 | 3 | Fax-02614-2016 |
| MINERA COLLAHUASI | UG6 | 18-05-2018 | 19-05-2018 | 2 | Fax-02614-2016 |
| TAMAKAYA ENERGÍA | KELAR TG1 | 14-10-2017 | 18-10-2017 | 5 | TMKYA - 20160506-195 |
| TAMAKAYA ENERGÍA | KELAR TG2 | 19-10-2017 | 23-10-2017 | 5 | TMKYA - 20160506-195 |
| TAMAKAYA ENERGÍA | KELAR TV | 14-10-2017 | 23-10-2017 | 10 | TMKYA - 20160506-195 |